

Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

Академия электротехнических наук Российской Федерации

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Международной научно-технической конференции

«СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ»

(XVI Бенардосовские чтения)

*К 130-летию изобретения электродуговой сварки
Н.Н. Бенардосом*

1-3 июня

**II том
Теплоэнергетика**

Иваново 2011

В II томе сборника научно-технической конференции отражены результаты научных исследований в области тепловых и атомных электрических станций; промышленная теплоэнергетика; теплообмен в промышленных установках; систем управления и автоматизации; рассмотрены вопросы математических методов в технике и технологиях.

Редакционная коллегия:

Тарарыкин С.В., ректор, д.т.н., профессор, - председатель
Тютиков В.В., проректор по НР, д.т.н., профессор,
Мошкарин А.В., зав. каф. ТЭС, д.т.н., профессор
Назарычев А.Н., зав. каф. ЭСДЭ, д.т.н., профессор
Митькин Ю.А., зав. каф. ТЭВН, д.т.н., профессор
Полетаев В.А., зав. каф. ТАМ, д.т.н., профессор
Косяков С.В., зав. каф. ПОКС, д.т.н., профессор
Колибаба В.И., зав. каф. экономики и организации предприятия
Клюнина С.В., нач. УИУНЛ

ISBN 978-5-89482-787-2
ный

© □ ГОУВПО «Ивановский государственный
энергетический университет
имени В.И. Ленина, 2011.

СЕКЦИЯ «ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»

Подсекция «ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»

УДК 621.311.238

Г.В. СОЙКО, аспирант, В.Д. БУРОВ, к.т.н., профессор
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

Исследование путей повышения эффективности тепловой схемы теплофикационной ПГУ-450Т

Исходя из генеральной схемы размещения объектов энергетики на территории России, значительное количество парогазовых установок планируется к строительству на территории России. Особое внимание среди всего перечня парогазовых установок привлекают парогазовые установки мощностью 400-450 МВт. Данные блоки ПГУ-450Т являются самыми большими по мощности парогазовыми установками, основное оборудование которых полностью производится в России. Газотурбинная установка для дубль-блока ПГУ-450Т – ГТЭ-160 производится в России на совместном предприятии «Интертурбо» (ОАО «ЛМЗ» и «Siemens»). Так же парогазовый блок ПГУ-450Т является наиболее отработанным парогазовым блоком в России, имеющим широкую референцию по России. Среди широкого спектра различных тепловых схем парогазовых блоков был принят для рассмотрения наиболее широко распространенный и отработанный вариант – дубль-блочный вариант тепловой схемы.

Анализируя информацию по планам размещения генерирующих мощностей на территории России, видно, что блоки ПГУ больших мощностей (ПГУ-800) планируются как конденсационные блоки, в то время как блоки средней мощности (ПГУ-400Т, ПГУ-450Т) планируются как теплофикационные блоки, размещаемые, в основном, на территории или вблизи от крупных городов, концентрирующих большие объемы тепловых нагрузок.

Базовым вариантом для рассмотрения является тепловая схема дубль-блочной ПГУ-450Т с двухконтурным котлом-утилизатором, теплофикационной паровой турбиной и деаэрационной установкой, включенной по основному конденсату после ГПК, и питаемой паром от паропровода низкого давления. Вторым вариантом повышения эффективности блока ПГУ-450Т является установка деаэрационной колонки на барабан низкого давления (встроенный деаэратор). Третьим вариантом является «бездеаэрационная» схема, в которой применяется либо вакуумный деаэратор, включенный по конденсату последовательно конденсатору че-

рез промежуточный охладитель, а по пару параллельно ему, либо применяется схема со встроенным в конденсатор деаэратором.

Эффект от рассматриваемых трех путей повышения эффективности блока ПГУ-450Т будет определяться по приросту, или экономии условного топлива из рассмотрения годового цикла работы теплофикационной установки по отношению к базовому варианту с привлечением либо стороннего источника тепла, в случае недоотпуска тепла, либо стороннего источника электроэнергии, в случае недоотпуска электроэнергии.

Для проведения расчета работы блока в течение всего года, были приняты значения мощностей различных тепловых потребителей в течение года представленных в табл. 1.

Таблица 1. Разделение тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС

Наименование	Расчет	Значение
Отопительный период		
Максимальная расчетная тепловая нагрузка станции, Гкал/ч (МВт), в том числе:		400 (465)
- на отопление и вентиляцию ($Q_{ов}$), Гкал/ч (МВт)	54 % от Q_{max}	216 (251)
- на горячее водоснабжение ($Q_{гв}$), Гкал/ч (МВт)	46 % от Q_{max}	184 (214)
Максимальный отпуск тепла от ГТЭС, (Q_{max} ГТЭС), Гкал/ч (МВт), в том числе:		400 (465)
Максимальный отпуск тепла ПГУ, (Q_{max} ПГУ), Гкал/ч (МВт)		258 (300)
Водогрейной котельной (Q_{max} ВК), Гкал/ч (МВт)		142 (165)
Неотопительный период		
Тепловая нагрузка ГТЭС в неотопительный период на горячее водоснабжение $Q_{гв}$ (летн)*, Гкал/ч	64 % от $Q_{гв}$ (зимн)	118 (137)

Для теплофикационных установок расчет работы блока в течении года по одной точке – средней температуре отопительного сезона не корректно, поскольку в течении года с изменением температуры наружного воздуха меняются как характеристики работы ГТУ, так и требуемые значения теплового отпуска. В таком случае, весь год был разбит на 3 расчетных участка. Первый участок – от температуры наружного воздуха -28 °С до -15 °С – участок со срезкой температуры подачи сетевой воды. Второй участок – от температуры наружного воздуха -15 °С до +8 °С – самый продолжительный участок, по сути, он включает в себя почти весь отопительный период. Третий участок – от температуры наружного воздуха +8 °С до +37 °С – этот участок характеризует работы теплофикационного блока в неотопительный сезон.

Результаты проведенных поверочных расчетов работы блока ПГУ-450Т с различными схемами включения деаэрационной установки и приведения результатов к общему эффекту приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты приведения к общему эффекту годовых показателей работы блока ПГУ-450Т с различными схемами включения деаэратора

Наименование величин	Базовый вариант	Встроенный деаэратор	Бездеаэрационная схема
Суммарная выработка электроэнергии млн. кВт*ч	3327,66	3337,70	3328,05
Наибольшая выработка электроэнергии, млн. кВт*ч	3337,70	3337,70	3337,70
Требуемая дополнительная мощность для приведения к общему эффекту, млн. кВт*ч	10,04	0	9,2
Дополнительный расход топлива на электроэнергию, т у.т.	2371,5	0	2173,0
Суммарная выработка тепловой энергии млн. кВт*ч	1841,20	1840,35	1840,88
Суммарная выработка тепловой энергии, млн. Гкал	1583,1	1582,4	1582,9
Наибольшая выработка тепловой энергии, млн. Гкал	1583,1	1583,1	1583,1
Требуемая дополнительная выработка тепловой энергии для приведения к общему эффекту, тыс. Гкал	0	0,7	0,2
Дополнительный расход топлива на тепловую энергию, т у.т.	0	102,0	29,14
Годовой расход тепла, млн. кВт*ч	7177,94	7177,94	7177,94
Годовой расход условного топлива, т у.т.	881930	881930	881930
Годовой расход условного топлива при приведении к единому эффекту, т у.т.	884301,5	882032	884132,1

Применение встроенного в барабан низкого давления деаэратора приводит к годовой экономии топлива в 2269,5 т у.т.

Применение бездеаэрационной схемы приводит к годовой экономии топлива в 169,4 т у.т.

Литература

1. **Цанев. С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** «Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций». – М.: Издательский дом МЭИ, 2006 г.
2. **Теплофикационная** парогазовая установка Северо-Западной ТЭЦ / А.Ф. Дьяков, П.А. Березинец, М.К. Васильев и др. // Электрические станции. 1996. №7.
3. **СНИП 23-01-99** «Строительная климатология».

УДК 621.311.22

В.Д. БУРОВ, к.т.н., профессор, Н.В. ВАРАКСИНА, аспирант
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

Особенности реконструкции ТЭЦ с использованием парогазовых технологий

Анализ состояния основных фондов в электроэнергетике России указывает на достаточно сложное положение и остроту проблемы технического перевооружения ТЭС. На данный момент средний возраст электростанций составляет 30 лет.

Исходя из сроков службы эксплуатируемого оборудования ТЭС, перед собственниками генерации встала необходимость технического перевооружения. Однако, энергокомпании, несмотря на рост тарифов, испытывают сильный дефицит средств, необходимых для ремонта и модернизации стареющего оборудования, а также ввода новых мощностей. Одной из причин виной стал мировой кризис ликвидности, спровоцировавший удорожание кредитов для банков и компаний, что в конечном итоге отразилось на развитии реального сектора российской экономики, повлияв, в том числе, на энергопотребление предприятий. В этом свете вопрос модернизации устаревших электростанций является весьма актуальным, поскольку затраты на реконструкцию устаревших электростанций существенно ниже, чем строительство новых энергоблоков. При этом должны быть решены вопросы повышения тепловой экономичности, уменьшения воздействия на окружающую среду, повышения маневренности.

Для России ТЭЦ – это вопрос большой социальной значимости, так как страна далеко не южная, значительная часть населения проживает в условиях холодного климата.

В настоящее время в России работает значительное количество теплофикационных энергоустановок с паровыми турбинами Т и ПТ мощностью от 5 до 100 МВт и выше. Такие энергоустановки, как правило, эксплуатируются на ТЭЦ, имеющих компоновку оборудования с поперечными связями и параметрами острого пара 550/130 (°С/ата), а в качестве топлива преимущественно используют природный газ. Эффективным и актуальным способом решить поставленные задачи является реконструкция подобных станций с использованием парогазовых технологий. Поэтому выбор энергетического оборудования, и в первую очередь, газовых турбин для технического перевооружения ТЭЦ путём реконструкции (расширения) за счёт строительства ПГУ различного типа является важной практической задачей.

При анализе перспективы потребления тепловой энергии в российских мегаполисах большинство мнений сходится в том, что общее количество потребления тепла будет расти весьма умеренно. Это объясняется практически полной компенсацией роста потребления тепловой энергии,

связанного с процессом урбанизации страны, мероприятиями энергосбережения в ЖКХ и выводом промышленных предприятий за пределы города.

Поэтому при реконструкции действующих ТЭЦ, прежде всего, следует исходить из сохранения существующих тепловых мощностей. Однако при этом не стоит забывать, что продолжительность отопительного периода в году для центрального региона в среднем составляет 58÷60 %. Значит, показатели экономичности работы ТЭЦ в неотапительный период сильно влияют на годовые показатели эффективности работы ТЭЦ, являющиеся базой для оценки тепловой эффективности инвестиций реконструкции.

Значение показателей тепловой экономичности оборудования, установленного на ТЭЦ России, приведено в табл. 1. Анализ представленных в табл. 1 данных свидетельствует о том, что в летний период работы конкуренцию паротурбинным конденсационным энергоблокам могут составить лишь энергоблоки с турбиной Т-250/300-23,5. Значительное повышение экономичности может быть достигнуто на ПГУ.

Таблица 1. Значение показателей оборудования, установленного на ТЭЦ России

Тип энергоустановок	Параметры острого пара, P_0 (МПа)/ t_0 (°C)	Удельная выработка на тепловом потреблении, МВт/Гкал·ч	Удельный расход топлива в конденсационном режиме при работе на газе, г у.т./кВт·ч
Т-250/300-23,5	23,5/540	0,730	325
Т (ПТ, Р)-(50-180)-12,8	12,8/555	0,628	380
Т (ПТ, ПР, Р)-(12-90)-8,8	8,8/510(530)	0,540	413
Т (ПТ, ПР, ПТ)-(3-25)-3,4	3,4/435	0,440	460
Теплофикационные ПГУ с котлом-утилизатором двух давлений		1,000-1,400	241

Реконструкция ТЭЦ должна сопровождаться увеличением уровня загрузки в течение всего года с повышением выработки электроэнергии на тепловом потреблении, ростом конкурентоспособности модернизируемого оборудования, работающего, в том числе, и в конденсационном режиме. Решением данной проблемы является осуществление газотурбинной надстройки существующей паротурбинной части, имеющей достаточный остаточный ресурс, по параллельной или полузависимой схеме. Авторами выполнено исследование по реконструкции ТЭЦ с поперечными связями с использованием ГТУ разработки ОАО «Силовые машины» ГТЭ-65. Результаты исследований работы условно выделенного блока на ТЭЦ с поперечными связями показывают, что КПД по выработке электроэнергии

в конденсационном режиме практически не зависит от температуры наружного воздуха и составляет 46 %, что на 11÷12 % превышает КПД существующего паросилового цикла при эксплуатации во всем диапазоне изменения температуры наружного воздуха.

Оценить эффективность осуществления реконструкции подобных схем можно с использованием приростного метода оценки, основанного на анализе только изменений (приращений) годовых показателей, которые вносит проект надстройки ГТУ-КУ в годовые показатели деятельности станции.

Основными источниками информации для оценки проекта на базе метода приращений являются годовые приросты мощности и отпуска электроэнергии (тепловая мощность паровой турбины остается неизменной). После реализации надстройки потребление топлива условным парогазовым блоком увеличится, но при этом эффективность его использования так же возрастет, что в свою очередь скажется на удельном расходе топлива на энергоблок. Применение надстройки ГТУ-КУ для генерации пара скажется в сокращении потребления природного газа энергетическим котлом. Это учитывается разницей суммарного потребления топлива после и до реализации проекта на парогазовый блок. Изменения, характеризующие производственный процесс, являются базой для расчета экономической эффективности реализации проекта.

Показатели, рассчитанные приростным методом, позволяют оценить эффективность реконструкции паротурбинных ТЭЦ.

Литература

1. Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Масленников В.М. Особенности использования парогазовых установок на ТЭЦ. – Новости теплоснабжения, 2010, №2.
2. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» - 2003 г.

УДК 621.311.238

П.А. ПУСТОВАЛОВ, аспирант, С.В. ЦАНЕВ, к.т.н., профессор,
В.Д. БУРОВ, к.т.н., профессор
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

Совершенствование энергетических ГТУ путём карнотизации цикла Брайтона

С созданием первых в мире ГТУ не прекращались попытки повысить показатели работы в целях увеличения эффективности и экономичности. Основные усилия направлены на повышение начальной температуры газов перед турбиной, что достигается путем использования новых материалов и технологий изготовления лопаток, совершенствования систем охлаждения высокотемпературных частей установки, внедрения новых

теплоизоляционных покрытий. Однако анализ результатов технического прогресса в области стационарных ГТУ свидетельствует о том, что простейшие установки вплотную приблизились к технически возможному максимуму по экономичности. При увеличении температуры за пределами уже достигнутого уровня темп возможного роста КПД ГТУ заметно снижается, а трудности реализации существенно возрастают. Дальнейшее увеличение экономичности ГТУ может быть достигнуто путем приближения термодинамического цикла Брайтона к циклу Карно. Это возможно путём применения регенерации теплоты выхлопных газов, промежуточного охлаждения воздуха при сжатии и промежуточного подогрева газов при расширении.

Регенерация теплоты выхлопных газов повышает экономичность установки за счет подогрева сжатого воздуха перед подачей в камеру сгорания теплотой отработавших в турбине газов. Однако этот эффект возможен только в том случае, когда температура воздуха за компрессором ниже температуры газов после турбины, то есть при низких степенях повышения давления. Удельная мощность установки (кВт на килограмм воздуха, забираемого компрессором) при этом невысока.

Промежуточное охлаждение воздуха и подогрев газов повышают удельную мощность установки. Термический КПД цикла Брайтона при применении промохлаждения и промподогрева снижается. Однако в реальных установках эти мероприятия могут даже несколько повысить экономичность.

Помимо увеличения удельной мощности ГТУ, промежуточное охлаждение и промежуточный подогрев повышают эффективность регенерации теплоты уходящих газов. Промежуточное охлаждение при сжатии снижает температуру воздуха за компрессором, а промежуточный подогрев увеличивает температуру газов после турбины, что повышает количество теплоты, которое может быть утилизировано в регенераторе.

Для оценки эффективности применения промохлаждения, промподогрева и регенерации в современных энергетических ГТУ были проведены расчетные исследования с использованием программного комплекса «Thermoflow». Рассмотрены различные схемы установок при изменении степени повышения давления в диапазоне от 3 до 40. Ниже представлены результаты при исходных данных (начальная температура, совершенство проточных частей компрессора и турбины, расход воздуха на охлаждение), близких к характеристикам установки SGT-800 фирмы Siemens.

В табл. 1 приведены основные показатели установок с промежуточным охлаждением и промежуточным подогревом. Для установки простого цикла и установок с промподогревом приведены два случая: со степенью повышения давления π_k , соответствующей максимальной удельной мощности и с π_k , соответствующей максимуму КПД. В качестве базового случая при сравнении принята установка простого цикла с максимальной

удельной мощностью, так как это соответствует современным тенденциям в проектировании энергетических ГТУ.

Таблица 1. Эффект от применения промохлаждения и промподогрева в установках без регенерации

Тип цикла	Эффект от карнотизации	π_k	КПД		Удельная мощность	
			Значение, %	δ , %	Значение, кДж/кг	δ , %
Простой цикл	Макс. $N_{уд}$	16	37,37	-	375	-
	Макс. КПД	40+	41,87	12	330	-12
ПО	-	40	41,96	12	474	26
ПП	Макс. $N_{уд}$	26÷32	39,57	6	503	34
	Макс. КПД	40+	41,42	11	496	32
ПП+ПО	-	40+	41,74	12	656	75

Из таблицы видно, что промежуточное охлаждение и подогрев позволяют повысить удельную мощность. Промежуточный подогрев газов (ПП) оказывает более сильное влияние на удельную мощность установки (повышение на 32÷34 %), однако установки с промохлаждением (ПО) имеют несколько более высокий КПД. Кроме этого, в установках с промподогревом ступени турбины работают при более высоких температурах, что требует более совершенной системы охлаждения и может негативно сказаться на ресурсе.

В табл. 2 приведены показатели установок с регенерацией. Регенерация без промохлаждения или промподогрева (РЕГ) позволяет лишь незначительно повысить КПД установки (примерно на 1 % по сравнению с ГТУ простого цикла, сконструированной на максимизацию КПД, см. табл. 1). Промподогрев (РЕГ+ПП) позволяет несколько повысить показатели установки (как удельную мощность, так и КПД), однако больший интерес вызывает установка с промохлаждением (РЕГ+ПО). Она имеет высокий КПД – 46,5 %, высокую удельную мощность и при этом является достаточно простой в техническом плане.

Таблица 2. Эффект от применения промохлаждения и промподогрева в сочетании с регенерацией теплоты выхлопных газов

Тип цикла	π_k	КПД		Удельная мощность	
		Значение, %	δ , %	Значение, кДж/кг	δ , %
Простой цикл	16	37,37	-	375	-
РЕГ	10	42,79	15	330	-12
РЕГ+ПО	20	46,50	24	435	16
РЕГ+ПП	14	43,45	16	416	11
РЕГ+ПО+ПП	38÷40+	49,27	32	540	44

Установка, в которой одновременно применены промхлаждение, промподогрев и регенерация, имеет КПД, сравнимый с показателями ПГУ 1 давления и несколько большую удельную мощность.

Проведенные авторами аналитические и расчетные исследования позволили сделать вывод, что дальнейшее совершенствование ГТУ может быть реализовано путем карнотизации цикла Брайтона. Промежуточный подогрев газов при их расширении в газовой турбине способствует достижению высоких показателей при работе ГТУ в составе парогазовой установки бинарного цикла. Промежуточное охлаждение позволяет добиться повышения КПД и удельной мощности ГТУ в автономном режиме при относительно низких капитальных затратах. Комбинация промежуточного охлаждения воздуха, подогрева газов и регенерации теплоты может обеспечить достаточно высокий КПД, сравнимый с КПД парогазовых установок одного давления, при работе в автономном режиме. Установки с промхлаждением и регенерацией имеют достаточно высокие показатели при невысокой сложности схемы. Отсутствие в схеме таких высоко инерционных элементов, как паровая турбина и контур циркуляции котла позволяет предположить, что рассматриваемые установки будут обладать более высокой маневренностью, что может быть востребовано при работе в пиковом и полупиковом режиме.

Литература

1. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
2. **Фаворский О.Н., Полищук В.Л.** Выбор тепловой схемы и профиля отечественной мощной энергетической ГТУ нового поколения и ПГУ на её основе // Теплоэнергетика. 2010. №2. С. 2 – 6.
3. **Meherwan P. Boyce.** Gas Turbine Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, 2006.
4. **Maria Jonssona, Jinyue Yan** // Energy. 2005. №30. С. 1013 – 1078.

УДК 621.311

В.Д. БУРОВ, к.т.н., профессор; Д.Б. РЫБАКОВ, аспирант
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

Надежность работы парогазовой установки с газодожимными компрессорными установками

При использовании природного газа в качестве основного и резервного источников топлива, необходимо учитывать влияние надежности работы дожимной компрессорной станции (ДКС) на надежность работы ПГУ.

Критерием оптимизации может являться эквивалентный коэффициент готовности, который учитывает не только вероятность времени нахождения

ния газодожимных установок в вынужденном простое, но и их мощность. В МЭИ (ТУ) разработана соответствующая методика.

В этой методике для расчетов эквивалентного коэффициента готовности энергоблока учитывается доля мощности ДКС, которой будет не хватать в случае аварийного останова одного или нескольких газодожимных компрессоров (ГДК). Методика базируется на вероятности одновременного внепланового останова одного или двух (при наличии резерва) ГДК с определением числа возможных сочетаний неблагоприятных исходов.

При блочной компоновке (без резерва), величина эквивалентного коэффициента готовности ПГУ равна произведению коэффициента готовности отдельной ПГУ без ГДК и коэффициента готовности ГДК.

При наличии резерва компрессорной мощности эквивалентный коэффициент готовности ПГУ зависит от количества ГДК, доли резервной мощности ГДК и надежности работы отдельных компрессорных установок.

Для автоматического ввода резервного ГДК необходимо предусмотреть ресивер газа или достаточный объем газа в газопроводе между ДКС и газотурбинной установкой (ГТУ).

Известно, что изменение температуры наружного воздуха приводит к изменению расхода топливного газа на ПГУ. Потребление топливного газа возрастает в зимний период времени и снижается в летний. При этом доля резерва производительности ГДК будет уменьшаться зимой и возрастать в летний период.

Разработанная методика оценки расчета позволяет оптимизировать количество ГДК на компрессорной станции при обеспечении надежной работы ПГУ.

Литература

1. **Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций.** / Учебное пособие. / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
2. **Современные центробежные компрессоры.** Вопросы оптимального применения в различных отраслях промышленности. / Сборник статей. / А.В.Воронецкий; под ред. М.Захаровой. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007.
3. **ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999).** Установки газотурбинные Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность / Технические комитеты по стандартизации ТК 414 "Газовые турбины" и ТК 244 "Оборудование энергетическое стационарное", 2006.

Недостатки применения типовых конструкций КВОУ ГТУ

Практическое использование парогазовых энергоблоков в российской энергетике доказало необходимость своего применения в виду относительно низкозатратного и высокоэффективного производства электроэнергии и теплоты, относительно небольшого срока окупаемости энергоблока на базе ПГУ, а также низких выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду.

Однако, большая часть эксплуатирующих организаций, заказчиков и инвесторов не берут во внимание тот факт, что поставляемое заводами-изготовителями основное энергетическое оборудование оснащается вспомогательными установками и устройствами, не обеспечивающими, как правило, нормальное функционирование энергоблока в целом. Это происходит, в первую очередь, за счет экономии денежных средств на металлоемкость конструкций вспомогательных устройств, использования простых и стандартных проектных решений без учета специфики дальнейшей эксплуатации, набора включенных опций. Заводы-изготовители ориентированы на стандартные комплектации вспомогательных установок для собственного оборудования без существенного увеличения общей стоимости. Однако, как показывает российский и зарубежный опыт, эксплуатация такого рода оборудования на электростанциях и приводит к снижению тепловой экономичности.

В данной работе речь идет о существенных недоработках в элементах конструкции комплексно-воздухоочистительных устройств (КВОУ), устанавливаемых на всасывающей стороне компрессора газотурбинной установки (ГТУ), а также о системе фильтрации КВОУ. КВОУ предназначено для качественной подготовки рабочего тела-воздуха для газовой турбины, в том числе для подогрева воздуха – в холодное время года за счет установленной системы антиобледенения, снижения температуры воздуха – в жаркое время года за счет дополнительно установленной системы охлаждения, фильтрации от крупно- и мелкодисперсной пыли и других загрязнений, подавления возникающего в процессе эксплуатации шума. КВОУ является входным воздушным каналом на всасе в компрессор ГТУ.

В мировой практике имеет место широкий спектр разновидностей КВОУ различаемых по конструктивному исполнению, а также по способам подготовки циклового воздуха.

КВОУ можно классифицировать по следующим признакам:

- по месту установки (на металлоконструкциях формирующих боковую часть каркаса главного корпуса (ГК), на крыше ГК, на крыше других производственных зданий и сооружений);
- по количеству входов (с одно, двух, трех и четырехсторонним всасом);
- по способу крепления конического присоединительного патрубка - конфузора;
- по типу используемого греющего вещества и источнику подогрева (воздух, отбираемый из компрессора ГТУ, выходные газы после ГТУ, греющая вода или пар получаемые в теплообменниках основного или вспомогательного назначения, применение систем ультрафиолета);
- с встроенной системой охлаждения и без нее, а также по типу охлаждения (испарительное охлаждение, теплообменники-охладители);
- по технологии и количеству ступеней фильтрации (импульсные, инерционно-щелевые, статические фильтры; двух, трех, четырех и даже пятиступенчатые системы фильтрации);
- по конструкции конфузора и поворотного воздуховода (колена) и др.

Западные специалисты, изучая и анализируя вклад различных факторов на совокупность издержек в процессе эксплуатации ГТУ, пришли к выводу, что с увеличением установленной мощности ГТУ со 170 до 220 МВт существенно возрастает процент определяющих факторов, приводящих к вынужденному останову газовой турбины из-за поломки элементов ее компрессора (рис. 1). Давно установлено, что более 70÷80 % всех возмещаемых эксплуатационных затрат на ГТУ приходятся на ее подводящий воздухопровод (КВОУ) и установленную в нем систему фильтрации. Неоптимально спроектированное с точки зрения аэродинамики КВОУ и применение в нем опций, не соответствующих индивидуальным критериям эксплуатации оборудования – приводят к существенным перерасходам топлива и снижению прибыли электростанции.

Широко известно, что применение воздухопроводов и воздушных каналов слабо-обтекаемой формы может приводить к неравномерности поля скоростей, пульсации давлений и даже локальным срывам воздушного потока. Однако это приводит не только к неравномерному истечению воздушной массы через камеру системы фильтрации и неполному использованию фильтрующего потенциала системы фильтрации КВОУ (30÷50 % фильтров, как правило, не работают), но и к сужению локальных сечений воздушного канала из-за неоптимально сформированного аэродинамического истечения рабочей среды. Следствием этого, является увеличение числа фильтров в процессе эксплуатации, а также невыработка электроэнергии особенно в летние режимы работы энергоблока из-за недостатка объемного и массового расхода воздуха, частые остановки блока на замену фильтрэлементов.

На основании вышесказанного, рассмотрим, к примеру, существующие проблемы КВОУ на ТЭЦ-21 (Мосэнерго):

- недовыработка электроэнергии блоком в критические летние режимы работы;
- неудовлетворительная работа системы антиобледенения (САО) в КВОУ;
- высокий перепад давления системы фильтрации;
- частая замена фильтр элементов.

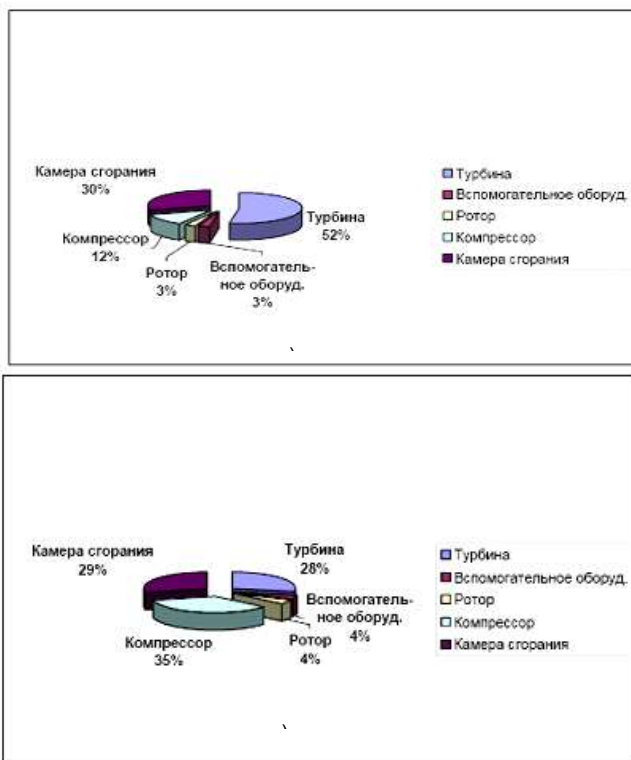


Рис. 1. Распределение процентов определяющих факторов, приводящих к поломке элементов ГТУ мощностью менее 170 МВт (а) и ГТУ мощностью более 220 МВт (б)

Причинами возникновения вышеуказанных проблем является следующее:

- газотурбинные установки ГТЭ-160 ТЭЦ-21 включают двурисуную конструкцию КВОУ (рис. 2) с общим количеством рамок под фильтрэлементы на каждую ступень очистки по 390 штук. Расход потребляемого воздуха газотурбинной установкой при номинальной нагрузке и темпера-

туре наружного воздуха $-2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет порядка 510 кг/с , а следовательно среднее значение расхода воздуха через один фильтрэлемент размером $592 \times 592\text{ мм}$ составляет $\sim 3920\text{ м}^3/\text{ч}$ (при $\rho_{\text{воздух}} = 1,2\text{ кг/м}^3$).



Рис. 2. Вращающаяся сторона КВОУ. Объект ТЭЦ-21 (Мосэнерго)

Мировые эксперты, занимающиеся вопросами энергоэффективности и сокращения эксплуатационных затрат на ТЭС за счет оптимально спроектированного КВОУ и оптимально выбранной системы фильтрации доказали, что система воздухозабора, а соответственно и ГТУ в целом функционируют нормально и способна работать бесперебойно длительное время при среднем значении расхода воздуха через один фильтрэлемент не более $3000\text{ м}^3/\text{ч}$. Из вышеуказанного следует, что каждый фильтрэлемент установленный в КВОУ на ТЭЦ-21 перегружен более чем на 30% , причем минимальное количество фильтров должно быть не менее 510 штук;

- применение локально распределенной (точечной) системы антиобледенения (рис. 3) также неоправданно. Данная система обогревает сторону всаса «горячими» пятнами неравномерно, а, следовательно, вероятность обледенения необогреваемых мест сохраняется. Однако, существенный вклад в значительный рост аэродинамического сопротивления системы фильтрации, особенно при низких температурах наружного воздуха, вносит также сам процесс высокоскоростного потока. Это происходит, как отмечалось выше, из-за уменьшения всасывающего

сечения КВОУ с целью экономии его металлоемкости и использования вместо 510 рамок под фильтрэлементы 390;

- элемент конфузора, установленный между отсеком системы фильтрации и системой шумоглушения представлен на рис. 4. Из рисунка видно, что настоящий конфузор имеет присоединение только к нижнему ярусу КВОУ. Это приводит не только к заторможенности воздушного потока в верхнем ярусе, но и к неравномерности поля скоростей во всем КВОУ, локальным срывам воздушных потоков в местах слабообтекаемой формы элементов конструкции воздуховода, не полному использованию фильтрующего потенциала верхнего яруса системы фильтрации КВОУ (более 30 % всего объема фильтр элементов при вскрытии в процессе замены остаются «чистыми»).



Рис. 3. Элемент обогрева САО КВОУ. Объект ТЭЦ-21 (Мосэнерго)

Решение существующих проблем КВОУ применяемых на российских энергообъектах давно уже найдено нашими зарубежными партнерами. Они более 20-и лет изучают специфику воздухозаборного тракта ГТУ, занимаются вопросами оптимизации аэродинамического истечения воздушных потоков КВОУ, рассматривают и сравнивают возможные применяемые варианты отдельных элементов конструкции КВОУ с учетом строго индивидуального подхода в решении поставленной задачи.

Разработка индивидуальных технических решений к устройствам вспомогательного назначения (КВОУ), применение в них высокоэффективных технологий, безусловно, приводит к удорожанию ГТУ в целом, окупаемость вновь сооружаемых или реконструируемых устройств воздухоочистки и воздухоприготовления составляет порядка 4-6 месяцев. Но результат очевиден: комплексный подход в решении возникающих проблем при эксплуатации ГТУ, позволяет существенно:

- сократить эксплуатационные затраты (в первую очередь топливные затраты и затраты на замену системы фильтрации);
- сократить затраты на капитальные ремонты (замену лопаточного аппарата ГТУ);
- продлить межремонтный период и дополнительно выработать дополнительный объем кВт·ч электроэнергии за счет снижения общего времени простоя.



Рис. 4. Конфузор КВОУ. Объект ТЭЦ-21 (Мосэнерго)

В качестве примера, на рис. 5 приведено фото лопаточного аппарата газовой турбины производства фирмы Mitsubishi с оптимально спроектированной КВОУ и высокоэффективной системой фильтрации. ГТУ оставлена и разобрана после 55 тыс. часов эксплуатации.



Рис. 5. ГТУ производства фирмы Mitsubishi

Приведенный подход является примером для подражания. Поставщики газовых турбин ориентированы на заключение договоров и контрактов на выполнение сервисных услуг по техническому обслуживанию установок, замену их лопаточного аппарата. Затраты на реализацию программы ремонтов колоссальны, в них нельзя не учитывать убытки станции от недовыработки электроэнергии и частую необходимость в замене фильтрации.

Российская энергетика давно обратила внимание на сложившуюся ситуацию, но не спешит формировать концепцию по сокращению затрат на сервисную составляющую оборудования, не разрабатывает технических заданий на ГТУ с учетом оптимально выбранных устройств, входящих в ее состав.

УДК 621.4

А.С. МАГЕР, аспирант
А.Н. РОГАЛЕВ, аспирант;
А.Е. ЗАРЯНКИН, д.т.н., профессор
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЛИНЕЙНОЙ КОМПОНОВКИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПГУ

Анализируя возможности дальнейшего повышения экономичности и особенно мощности современных ПГУ, выполненных на базе одной газотурбинной установки, приходится констатировать, что без принципиально новых решений эти возможности оказались практически исчерпанными.

Действительно, достигнутый в газовых турбинах уровень начальных температур газа в 1500°C вряд ли будет существенно превышен в ближайшие несколько десятилетий. Внутренний относительный КПД газовых турбин достиг своих теоретических значений. Такая же ситуация имеет место и с КПД компрессора. Максимальная мощность газотурбинных установок достигла 375 МВт при мощности собственно газовой турбины порядка 750 МВт и превзойти ее крайне сложно.

Возможности повышения КПД и мощности парогазовых установок вытекают из следующего соотношения:

$$\eta_{\text{пгу}} = \eta_{\text{гту}} + (1 - \eta_{\text{гту}}) \times \eta_{\text{ку}} \times \eta_{\text{пту}}$$

где $\eta_{\text{пгу}}$ - КПД парогазовой установки, $\eta_{\text{гту}}$ - КПД газотурбинной установки, $\eta_{\text{пту}}$ - КПД паротурбинной установки, $\eta_{\text{ку}}$ - КПД котла-утилизатора.

Поскольку в настоящее время КПД ГТУ и КПД котла-утилизатора достигли почти предельных для современного уровня техники значений, то

заметно повысить КПД и мощность ПГУ, на базе одной ГТУ возможно только путем перехода к высокотемпературным паровым турбинам, входящим в состав ПГУ. Однако в стандартных тепловых схемах ПГУ паротурбинный цикл является вторичным, поскольку использует только теплоту газов, покидающих газовую турбину, и без серьезных изменений тепловой схемы или изменений в компоновке оборудования переход к высокотемпературным турбинам невозможен. Наиболее очевидным способом решения указанной проблемы является введение добавочного перегрева пара после котла-утилизатора. Такой перегрев наиболее эффективно можно осуществить за счет сжигания водорода в водородной камере сгорания (ВПП). Такое решение является экологически чистым, а добавочный пар, образующийся при сжигании водорода, обеспечивает и увеличение мощности паровой турбины. Решить проблему повышения температуры пара перед паровой турбиной можно и путем новой компоновки оборудования ПГУ.

Создание крупнейшими мировыми фирмами мощных ГТУ позволило перейти к одновальным компоновкам ПГУ. По сравнению с многовальными она имеет ряд преимуществ: уменьшение объема главного корпуса, использование одного электрогенератора, сокращение времени на строительные-монтажные работы и ввод в эксплуатацию. На данный момент существуют два исполнения одновальных ПГУ. Концепция фирмы GE предусматривает размещение электрогенератора со стороны выхлопа ЦНД паровой турбины, при этом ухудшаются пусковые и маневренные характеристики ГТУ, так как ее вал жестко соединен с валами ПТУ и электрогенератора, а следовательно ухудшаются и маневренные характеристики всей ПГУ. Концепция фирмы Siemens и ABB-Alstom с целью решения данной проблемы предусматривает размещение электрогенератора между паровой и газовой турбиной, при этом газовая турбина соединяется с валом электрогенератора посредством расцепной самосинхронизирующейся муфты, а выхлоп ЦНД сделан аксиальным, что повышает КПД паротурбинной установки. Самосинхронизирующиеся расцепные муфты для соединения двух вращающихся валов применяются давно. Однако, передача через них мощности свыше 100 МВт – дело относительно новое. Оно требует дополнительного пространства, увеличивает капитальные затраты и расходы на ремонт и техническое обслуживание, потенциально уменьшает коэффициент готовности ПГУ.

Суть предлагаемых изменений сводится к организации паротурбинного привода компрессора (ПТПК), что наиболее просто осуществляется в схемах с линейной компоновкой оборудования. При частичном приводе компрессора от паровой турбины сохраняются все преимущества линейной компоновки оборудования, однако отпадает необходимость в использовании самосинхронизирующейся расцепной муфты. Принципиальная схема установки показана на рис. 1.

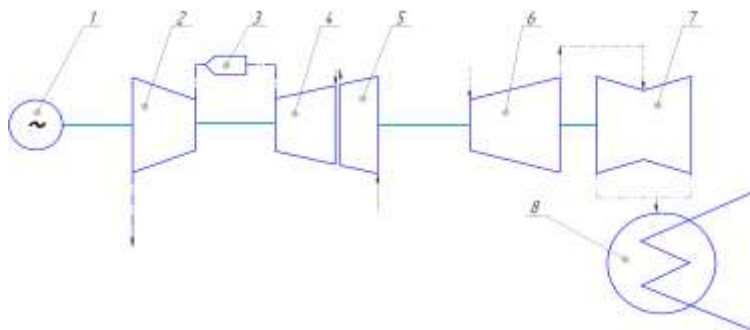


Рис. 1. Линейная схема компоновки с частичным приводом компрессора от паровой турбины: 1 - электрогенератор; 2 – газовая турбина; 3 – камера сгорания; 4 – компрессор высокого давления; 5 – компрессор низкого давления; 6 – цилиндр высокого и среднего давления паровой турбины; 7 – цилиндр низкого давления паровой турбины; 8 – конденсатор

Дальнейшим развитием указанной выше схемы является переход на полный паротурбинный привод компрессора, в этом случае вся мощность газовой турбины используется только для выработки электроэнергии. Однако, при сохранении существующих степеней сжатия воздуха в компрессоре, мощности паровой турбины недостаточно для привода компрессора, и для автономной работы ПГУ при таком решении необходимо снизить степень сжатия воздуха в компрессоре. В результате существенно возрастает температура газов перед котлом-утилизатором и, соответственно, увеличивается температура пара перед паровой турбиной. Неизбежное при этом снижение КПД ГТУ с избытком компенсируется повышением КПД котла-утилизатора и паротурбинного цикла. В таблице 1 приводятся результаты сравнительных расчетов стандартной схемы ПГУ с указанными новыми тепловыми схемами.

Таблица 1. Сравнительные показатели ПГУ (на базе ГТУ фирмы Siemens V94.3A)

Наименование	Стандартная ПГУ	ПГУ с ВПП	ПГУ с ПТПК	ПГУ с ПТПК и ВПП
Мощность, МВт	378	436	449	452
КПД ПГУ, %	53,7	55	57,5	56,5
Степень сжатия в компрессоре ГТУ	17	17	9,1	17
Мощность паровой турбины, МВт	115	171	175	195
Температура пара перед паровой турбиной, °С	540	800	700	800

Литература

1. **Трухний А.Д., Петрунин С.В.** Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа. М.:МЭИ, 2001 г.
2. **Костюк А.Г., Фролов В.В.** Турбины тепловых и атомных электрических станций. М.:МЭИ, 2001 г.
3. **Цанев С.В., Буров В.А., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и паротурбинные установки тепловых электростанций. М.: Из-во МЭИ., 2002г.

УДК 621.321

А.В. ПОПОВ, Т.Ф. БОГАТОВА, к.т.н.
А.Ф. РЫЖКОВ, д.т.н., профессор
С.И. КУРБАНОВА
(УрФУ)

Расчетно-экспериментальное исследование эффективности угольных ПГУ

В части развития энергоэффективных технологий угольной мировой энергетики прослеживается конкуренция двух направлений [1, 2]: традиционного, связанного с модернизацией и усовершенствованием паросилового цикла (ПТУ) путем перехода на ультракритические параметры, и альтернативного – с разработкой и внедрением парогазовых установок на твердом топливе (ПГУ-Т).

Преимуществом традиционного направления является то, что это технологии прямого сжигания, хорошо освоенные у массового производителя энергетического оборудования и привычные для сознания технического персонала отрасли [3]. Недостатками являются высокие издержки в системе газоочистки, повышенные требования к качеству топлива. Ухудшение качества топлива на долгосрочную перспективу при увеличении объемов его переработки и принципиально новый уровень требований к экологической стороне процесса, связанный с проблемой глобального потепления, существенно ограничивают конкурентные преимущества этого направления.

Альтернативное направление в своем развитии опирается на две промышленно отработанные технологии – это сжигание и кислородная газификация угля под давлением и выработка электроэнергии в комбинированном парогазовом цикле [1].

Разработка угольных ПГУ производится по четырем основным направлениям:

- ПГУ с внутрицикловой газификацией топлива (ПГУ-IGCC);
- с топкой КСД (ПГУ-КСД);
- с пиролизером-карбонизатором (ПГУ-КСД-К);
- с высокотемпературным воздухонагревателем.

ПГУ с внутрицикловой газификацией. При работе на твердом топливе ПГУ с котлом-утилизатором дополняется предвключенным (внутрицикловым) высоконапорным газификатором двойного назначения (ГФ), работающим на кислороде. Объединение газовых турбин с газификационной частью вызывает тепловые и термодинамические потери и увеличение расхода энергии на собственные нужды. Основной вопрос, сдерживающий тиражирование ПГУ-IGCC на базе кислородных газификаторов двойного назначения – их умеренная энергетическая эффективность (КПД нетто 40-45%) при относительно низкой эксплуатационной надежности, сложности оборудования, и невозможности работы при переменных нагрузках.

ПГУ с топками кипящего слоя под давлением. Концепция комбинированных циклов со сжиганием угля в КСД и генерацией пара была отработана в 80-х годах прошлого века.

Технология включает ряд удачных инженерных решений, обеспечивающих весьма высокую термическую и технологическую эффективность топок КСД как узла подготовки рабочего тела перед подачей в газовую и паровую турбины – наиболее ответственного в угольных ПГУ.

Технология ПГУ-КСД органично вписывается в структуру ТЭС и хорошо подходит для энергетических приложений. Применение установок КСД в ПГУ позволяет увеличить энергетический КПД станции по сравнению с таким же паровым циклом примерно на 6-8%. Так, при параметрах пара 18 МПа, 540/5400С ПГУ с КСД имеет КПД нетто 42-44%. Однако жесткие ограничения по температуре рабочего тела не оставляют перспектив развития технологии без глубокой модификации процесса.

Энергетическая эффективность освоенных ПГУ-Т. Укрупненно комбинированная энергоустановка состоит из двух частей – энергетической (ЭЧ) и технологической (ТЧ).

В ПГУ-IGCC движение тепловых потоков происходит по параллельным ветвям с замыканием на паровой турбине. Ветви, проходящие через газовую турбину, котел утилизатор и «часть» ПТУ создают эквивалентную ПГУ_э, а ветви, включающие парогенерирующие части (охладитель реактора, газоохладитель) и «оставшуюся часть» ПТУ, формируют эквивалентную ПТУ_э комбинированной установки.

В ПГУ с КСД утилизируемая в экономайзере (ТО) теплота выхлопных газов ГТУ возвращается в котел КСД, увеличивая приходную часть в его тепловом балансе, что является одной из причин выравнивания эффективности выработки электроэнергии по обоим вариантам (с КСД и IGCC) при существенном различии в термодинамических параметрах циклов.

Таким образом, благодаря развитию обратных связей в структурной схеме ПГУ-КСД КПД-нетто (42-44% - расчетный, 42% - фактический) может достигать уровня эффективности газовых ПГУ с котлом-утилизатором при аналогичных параметрах цикла.

Разрабатываемые технологии ПГУ-Т. Преодоление отставания угольных ПГУ с перспективным энергетическим оборудованием от газовых осуществляется по двум основным направлениям. Это снижение затрат на собственные нужды в системах подготовки к сжиганию и газификации твердого топлива и окислителя, и повышение эффективности преобразования твердого топлива в газотурбинное. Наибольшие результаты по первому направлению ожидаются при удешевлении производства кислорода, либо его замене на воздушное дутье.

В отличие от освоенных, в технологической части разрабатываемых установок применяется другое оборудование и иные схемные решения. Объединяет их ряд общих приемов. Это работа на воздушном дутье, горячая газоочистка, многостадийность процесса ТХП, конверсия в горючий газ части топлива.

Специалистами УрФУ проанализирована угольная ПГУ сбросного типа с топpling-процессом, оснащенная пылеугольным пиролизером-карбонизатором, газоочисткой (ГОЧ) и секцией высоко-температурного нагрева воздуха в котле с парогенерирующей секцией в хвостовой части (НПВГ) [4] (рис. 1). Регенерация теплоты выхлопа газовой (r – доля регенерации) турбины в НПВГ повышает его производительность и увеличивает тепловую нагрузку на газовую турбину.

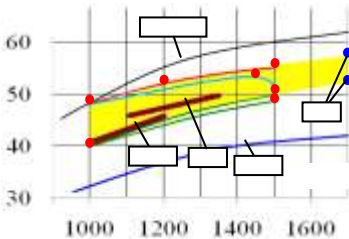


Рис. 1. Расчетный КПД угольной ПГУ с ТХК и воздухоподогревателем в сравнении эффективностью других перспективных ПГУ-Т с воздушными газификаторами энергетического назначения

Энергетическая эффективность сбросной технологии с топpling-процессом существенно зависит от выбора способа термохимической подготовки топлива, который может быть охарактеризован двумя показателями – качественным (полнота термохимической конверсии - ТХК) и количественным (доля топлива, подвергаемого термохимической конверсии j). Расчетные параметры работы угольной ПГУ с ТХК и воздухоподогревателем представлены в таблице. 1.

Анализ относительно простых мероприятий по повышению термической эффективности угольных ПГУ позволяет утверждать о перспективности и конкурентоспособности

угольных технологий с газоиспользующим энергооборудованием и о возможности создания в ближайшей перспективе угольной ПГУ с опорой на современную отечественную энергомашиностроительную базу.

Таблица 1. Расчетные режимы работы параметры работы угольной ПГУ с ТХК и воздухонагревателем

Кривая (точка)	Тип ТХК	r	j	КПД нетто, %
а-б-в	пиролиз	0,7-0,8	0-1	48-55
а-г-е	ГФ	0,7-0,8	0-1	48-53
д-ж	пиролиз	0	0-1	40-48
д-е	ГФ	0	0-1	40-50
а	ПГУ КСД	0,7-0,8	0	48
б (в)	ПГУ с СНПВГ	0,7-0,8	1	53 (55)
е	ПГУ IGCC	0,7-0,8	1	50

Литература

1. **Материалы** Четвертой Международной конференции по технологиям внутрицикловой газификации и получению жидких топлив. 3-6 мая 2010 г., Дрезден. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.gasification-freiberg.org.
2. **Рыжков А.Ф., Попов А.В., Богатова Т.Ф., Силин В.Е.** Эффектив-ность инновационных решений для угольной энергетики // Энергетик. 2010. №5. С. 2-7.
3. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М. Изд. МЭИ, 2002. 581 с.
4. **Инновационные** технологии в энергетике / под общ. ред. Н.В. Клочковой. - Иваново: Научная мысль, 2011. - 228 с.: ил. ISBN 978-5-91873-005-8 УДК 330.341 ББК 65.304.13

УДК 621.321

А.В. МОШКАРИН, д.т.н., профессор, Б.Л. ШЕЛЫГИН, к.т.н., профессор,
Т.А. ЖАМЛИХАНОВ, аспирант
(ИГЭУ) г. Иваново
Г.И. ДОВЕРМАН, к.т.н., ген. директор
ООО «ОПТСИМ-К» (г. Москва)
Е.В. ЗАХАРЕНКОВ, к.т.н., представитель «THERMOFLOW»
(г. Москва)

Инновации в проектировании и расчетах тепловых схем ТЭС, АЭС, ПГУ и испарительных установок

Создание программных комплексов по проектированию тепломеханической части ТЭС имеет своей целью получение проектного решения по исходным условиям (данным) для нового или модернизируемого объекта (заданной единичной мощности, климатическим, режимным, региональным и др.). Наиболее полное техническое представление об объекте требуется как на уровне тендерного проекта, так и на первом этапе рабочего проектирования, когда ведется разработка технологических схем, выбор вспомогательного оборудования, арматуры и т.д. [1].

Структура программных комплексов ориентирована на два вида проектных задач:

- типовых, построенных на логике сочетания известных проектных решений;
- новых, научно и технически обоснованных проектных решений, получаемых из набора типовых элементов (подогревателей, отсеков паровых и газовых турбин, насосов, конденсаторов, котлоагрегатов и его отдельных поверхностей нагрева, компрессоров), а также связей между элементами в виде трубопроводов теплоносителей (воды, пара, газа воздуха).

Реализация первого вида задач проводится на основе апробированной математической модели объекта проектирования или моделях укрупненных его частей путем соединения их последовательностью командных меню, построенных по универсальному алгоритму выполнения этапов проектирования.

Реализация второго вида задач выполняется на основе математических моделей базовых элементов, значения выходных параметров которых являются входными для того элемента, к которому идет присоединение, осуществляемое по команде пользователя или путем графической интерпретации связи на экране монитора.

В том и другом случаях создание технологических схем объекта реализуется с помощью компьютерной графики. В первом случае графика носит иллюстрирующий характер, обеспечивает визуальную проверку правильности принятого технологического решения и контроль ввода данных.

Во втором случае графика носит «командный» характер по последовательности связей элементов объекта в технологическую цепочку, которая реализуется пользователем с помощью «мыши», определяя тем самым алгоритм расчета. Такие программные комплексы, дополненные соответствующими компонентами, следует рассматривать как САПР технологических схем ТЭС, АЭС, ПГУ.

К программным комплексам и САПР тепловых схем ТЭС, АЭС, ПГУ, ГТУ, нашедшим применение в проектных институтах и в технических университетах теплоэнергетического профиля, относятся отечественные и зарубежные разработки такие как «OMEGA», ver. 3.1 (ИГЭУ, Россия) [2], «UNITED CYCLE» (С-Пб. ГТУ, Россия), «Boiler Designer» («ОПТСИМ-К»)[3], Россия-Германия), «Thermoflow» (США), «Моделирование и расчет автономных многоступенчатых испарительных установок», «Моделирование испарительных установок мгновенного вскипания башенного типа» [4].

Перечисленные САПР различаются возможностями выполнения конструктивного и поверочного расчетов. При конструктивном расчете вычисления ведутся по заданным значениям температурных напоров в оборудовании, которые принимаются по нормируемым величинам. Поверочные расчеты проводятся при известных величинах поверхностей теплообмена основного и вспомогательного оборудования (котлов, подогревателей, конденсаторов и т.д.).

Ряд САПР выполняют функции только поверочного расчета и служат для определения технических показателей в номинальном режиме работы блока. Оценка показателей переменного режима работы в таких САПР

считается весьма приближенной, так как значения недогрева воды и температурных напоров, а также КПД проточных частей в зависимости от нагрузок в этом случае необходимо задавать, что может сделать только опытный технолог, и то, с определенной степенью погрешности. К таким САПР относятся «OMEGA», «UNITED CYCLE», и ряд программ, входящих в состав «Thermoflow» - «GT PRO», «STEAM PRO».

Достоинством двух последних САПР является простота получения типового решения и быстрое освоение навыков работы с программой на основе командных меню. Достоинством отечественных программ «OMEGA», «UNITED CYCLE» является наличие банка данных готовых технологических схем отечественных блоков, а также возможность внесение структурных изменений в технологическую схему (связей между элементами, замена типов элементов и т.д.) для сравнительной оценки показателей альтернативных вариантов.

В «Thermoflow», в отличие от «OMEGA», «UNITED CYCLE», предусмотрена возможность передачи полученных результатов конструкторского расчета с найденными значениями поверхностей теплообмена из «GT PRO», «STEAM PRO» в специальные программы «GT MASTER» и «STEAM MASTER», обеспечивающих поверочные расчеты, в которых значения поверхностей теплообмена зафиксированы и используются в качестве исходных данных. Эта возможность позволяет в переменных режимах работы оборудования рассчитывать значения температурных напоров и недогревов и получать более точные результаты показателей работы оборудования в целом. Аналогичные возможности имеет САПР «Boiler Designer», в которой предварительно полностью определяется конструкция котла и только затем проводятся расчеты переменных режимов блока в целом на условии присоединения к котлу модели паротурбинной установки [3].

Представление результатов расчета (значений мощности, расходов теплоносителей, термодинамических параметров и др.) в различных САПР может выполняться либо в табличном виде, в соответствии с нумерацией элементов схемы, либо в виде боксов со значениями параметров и расходов теплоносителя в характерных точках технологической схемы, заданных пользователем на тепловой схеме, отображаемой на экране дисплея. Такие возможности обеспечивают высокую наглядность при оперативном сравнении альтернативных вариантов схем и режимов работы блока. Вывод значений расходов и параметров теплоносителей в характерных точках графического отображения схемы применен в САПР «UNITED CYCLE» и «Thermoflow», что является несомненным их достоинством.

«Thermoflow» имеет в своем составе программу «PEACE», обеспечивающую проведение технико-экономических расчетов по блоку в целом и по отдельным видам оборудования. Этими возможностями не обладает ни одна из других программ.

Приобретение указанных САПР рядом отечественных фирм, проектных организаций и энергомашиностроительными заводами требует и от

технических университетов энергетического профиля внедрения в учебный процесс этих программных комплексов. К сожалению, энергетическая отрасль не спешит оснащать вузы такими дорогостоящими САПР, что, на наш взгляд, является серьезной ошибкой, сдерживающей инновационные процессы в энергетике.

Обучение российских студентов работе с отмеченными САПР ведется в двух энергетических университетах: Московском и Ивановском. Выпускники, получившие навыки работы с программными продуктами уже сегодня приглашаются в фирмы и проектные институты, которые ведут свои разработки на основе перечисленных САПР.

Литература

1. **Технология** проектирования ТЭС и методы ее компьютеризации /Н.Б. Ильичев [и др.]; под ред. А.В. Мошкарин, В.Н. Нуждина. М.: Энергоатомиздат, 1997. – 234 с.
2. **Мошкарин, А.В.** Анализ тепловых схем ТЭС /А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников - ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» – Иваново.: УИУНЛ ИГЭУ, 2010. - 460 с.
3. **Расчет** котельных агрегатов с использованием современных программных продуктов : учеб. пособие /Г.И. Доверман, Б.Л. Шелыгин, А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников – ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» – Иваново.: УИУНЛ ИГЭУ, 207. - 220 с.
4. **Мошкарин, А.В.** Анализ схем испарительных установок ТЭС /А.В. Мошкарин, А.А. Мошкарин - ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» – Иваново.: УИУНЛ ИГЭУ, 2007. – 272 с.

УДК 621.321

Г.В. ЛЕДУХОВСКИЙ, к.т.н., доцент;
А.А. ПОСПЕЛОВ, к.т.н., доцент (ИГЭУ) г. Иваново
С.В. ДОБРОВ, инженер
(Филиал ОАО «ТЭК-5» «Марий Эл и Чувашии»)
г. Чебоксары

Вакуумные испытания турбоагрегата Тп-115/125-130-1тп ПО ТМЗ

Вакуумные испытания турбоагрегатов проводятся с целью количественного определения влияния давления отработавшего в турбине пара на показатели тепловой экономичности турбоустановки в целом. Это влияние может быть выражено либо изменением вырабатываемой турбогенератором электрической мощности при постоянных значениях расхода свежего пара и тепловой нагрузки регулируемых отборов (наиболее употребительный способ), либо изменением расхода свежего пара, необходимым для поддержания постоянной электрической и тепловой нагрузок при отклонении давления отработавшего пара. Поправка к электрической

мощности турбоагрегата на отклонение давления отработавшего пара традиционно представляется в графическом виде и устанавливает зависимость изменения электрической мощности от давления отработавшего пара и расхода пара в часть низкого давления (ЧНД) турбоагрегата.

Турбоагрегат Тп-115/125-130-1тп ПО ТМЗ Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 является турбоагрегатом с конденсацией пара, регулируемым двухступенчатым теплофикационным и ограниченным регулируемым производственным отборами пара, предназначен для непосредственного привода электрического генератора и отпуска пара на нужды производства и отопления. Турбина предназначена для замены отработавших ресурс теплофикационных турбин с использованием существующих ячеек под установку в турбинных отделениях. Это обуславливает схемные и конструктивные отличия данной турбины от аналогичных теплофикационных турбин: турбина выполнена двухцилиндровой с ограниченной поверхностью охлаждения конденсатора и усеченной системой регенерации.

Парораспределение цилиндра высокого давления (ЦВД) сопловое; парораспределение ЧНД дроссельное. Проточная часть включает 25 ступеней, имеются нерегулируемые отборы пара на регенеративные подогреватели низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления: на ПВД-5 – за 9 ступенью, на ПВД-4 и деаэрактор питательной воды – за 13 ступенью, на ПНД-3 – за 17 ступенью, на ПНД-2 – за 19 ступенью, на ПНД-1 – за 21 ступенью. Ограниченный регулируемый производственный отбор пара осуществляется с выхлопа ЦВД через стопорно-регулирующий клапан, установленный непосредственно на трубопроводе отбора. Регулируемый теплофикационный отбор выполнен двухступенчатым (за 21 и 23 ступенями).

Вакуумные испытания турбины проведены по методике, предложенной А.С. Зильберманом и М.А. Ухоботиним [1, 2]. Основная идея методики сводится к тому, чтобы исключить влияние на мощность турбоагрегата всех факторов, кроме искусственно изменяемого давления отработавшего пара. Для этого во время проведения опытов были отключены регенеративные подогреватели (кроме ПНД-2 и ПНД-3), зафиксировано положение органов парораспределения, отключены регулируемые отборы пара, максимально уменьшены колебания параметров свежего пара от опыта к опыту, регулирующая диафрагма ЧНД полностью открыта. Изменение давления отработавшего пара в опытах осуществлялось путем изменения расхода охлаждающей воды через конденсатор турбины.

В рамках вакуумных испытаний проведено две серии опытов при различных положениях органов парораспределения ЦВД. Результаты замеров контролируемых в опытах параметров были подвергнуты первичной обработке с тестированием на выбеги, введением известных систематических погрешностей и определением окончательных результатов измерения параметров в опытах. Основная обработка результатов испытаний сводилась к следующему:

– ведены поправки к мощности турбины на отклонение давления и температуры свежего пара (при условии фиксации органов парораспределения отклонение давления свежего пара выражается поправкой на отклонение давления пара в контрольной ступени);

– по характеристике электрических потерь в генераторе рассчитаны поправки к мощности, обусловленные отклонением коэффициента мощности $\cos(\varphi)$ генератора в условиях опытов от номинального значения;

– введены поправки к давлению отработавшего пара в конденсаторе в условиях опытов, обусловленные отклонением расхода свежего пара из-за отклонения начальных параметров пара перед турбиной.

После введения указанных поправок, принимая на начало отсчета опыт с минимальным давлением пара в конденсаторе, определены параметры универсальной вакуумной кривой $\Delta N/G_{\text{чнд}}$, кВт·ч/т, и $p_2^{\text{пр}}/G_{\text{чнд}}$, кгс·ч/(т·см²), где ΔN , кВт – изменение электрической мощности в опыте относительно опыта, принятого за начало отсчета; $G_{\text{чнд}}$, т/ч – расход пара в ЧНД (средний по серии опытов); $p_2^{\text{пр}}$, кгс/см² – абсолютное давление пара в конденсаторе в опыте.

Из-за наличия технических ограничений, связанных с работой системы циркуляционного водоснабжения с градирнями, в испытаниях не удалось достичь абсолютного давления пара в конденсаторе менее 0,08 кгс/см², поэтому универсальная вакуумная кривая (рис. 1) в области, соответствующей $(\Delta N/G_{\text{чнд}}) < 0$, включая зону сверхкритического истечения пара из рабочей решетки последней ступени, построена на основании оценочного расчета последних ступеней ЧНД. Универсальная вакуумная кривая пересчитана в искомую сетку поправок к мощности турбины на отклонение давления отработавшего пара (рис. 1).

Пользоваться полученной поправкой нужно следующим образом. Пусть требуется определить изменение электрической мощности при переходе от режима «А» к режиму «Б» (рис. 1). Для этого определяются точки «А» и «Б» пересечения вертикалей, соответствующих значениям давления пара в конденсаторе ($p_2^{\text{А}}$ и $p_2^{\text{Б}}$) с линией постоянного заданного расхода пара в ЧНД. Разность между ординатами точек «А» и «Б» в соответствующем масштабе представляет собой изменение вырабатываемой электрической мощности $\Delta N_{\text{А-Б}}$. Поскольку при переходе от режима «А» к режиму «Б» давление пара в конденсаторе уменьшилось, поправка к мощности будет положительной, электрическая мощность турбоагрегата возрастет. Полученная характеристика предназначена для анализа технико-экономических показателей работы турбоагрегата в ходе эксплуатации.

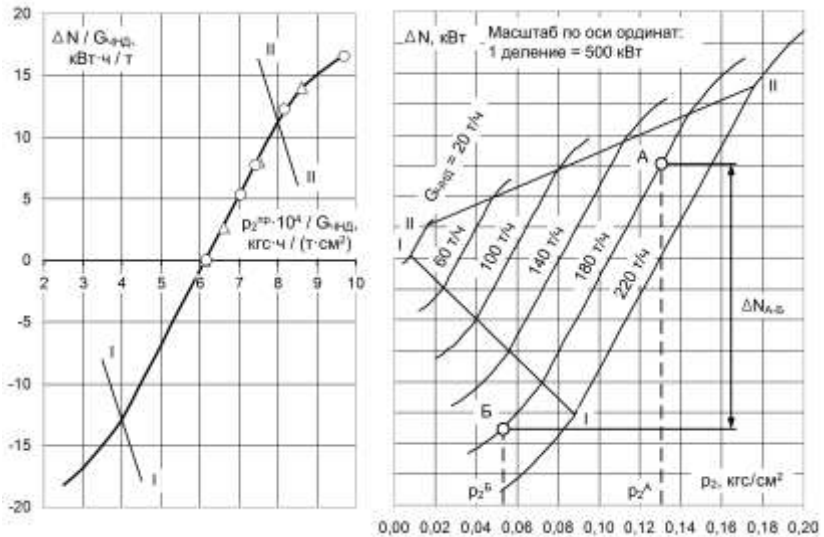


Рис. 1 Универсальная вакуумная кривая (слева) и поправка к вырабатываемой электрической мощности турбоагрегата на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе (справа): Δ – первая серия опытов; \circ – вторая серия опытов; I-I и II-II – граничные линии зоны эквидистантности; $\Delta N / G_{\text{чнд}}$, кВт·ч/т, и $p_2^{\text{пр}} / G_{\text{чнд}}$, кгс·ч/(т·см²) – параметры универсальной вакуумной кривой; ΔN , кВт – поправка к мощности; p_2 , кгс/см² – абсолютное давление пара в конденсаторе; $G_{\text{чнд}}$, т/ч – расход пара в ЧНД турбоагрегата

Литература

1. Ухоботин М.А. Испытание паровых турбогенераторов / М.А. Ухоботин. – М.: Госэнергоиздат, 1952 – 96 с.
2. Сахаров А.М. Тепловые испытания паровых турбин / А.М. Сахаров. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.

УДК 621.321

Г.В. ЛЕДУХОВСКИЙ, к.т.н., доцент;
Н.С. АСТАШОВ, инженер
(ИГЭУ) г. Иваново
И.Б. ВОЛКОВ, инженер; Г.Б. КОМИССАР, инженер
(Йошкар-Олинская ТЭЦ-2), г. Йошкар-Ола

Испытания турбоагрегата Тп-115/125-130-1тп ПО ТМЗ при работе в режиме «Т-2»

Тепловые испытания турбоагрегата № 2 Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 типа Тп-115/125-130-1Тп ПО ТМЗ при работе в теплофикационном режиме с двухступенчатым подогревом сетевой воды (режим «Т-2») проведены с целью получения фактических показателей тепловой экономичности установки и построения диаграммы режимов.

Турбоагрегат Тп-115/125-130-1тп ПО ТМЗ представляет собой двухцилиндровую турбину с конденсацией пара, регулируемым двухступенчатым теплофикационным и ограниченным регулируемым производственным отборами пара. Парораспределение цилиндра высокого давления (ЦВД) сопловое, осуществляется четырьмя регулирующими клапанами; парораспределение части низкого давления (ЧНД) дроссельное, осуществляется с помощью регулирующей диафрагмы. Из проточной части, включающей 25 ступеней, имеются отборы пара на регенеративные подогреватели низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления: на ПВД-5 – за 9 ступенью, на ПВД-4 и деаэратор питательной воды – за 13 ступенью, на ПНД-3 – за 17 ступенью, на ПНД-2 – за 19 ступенью, на ПНД-1 – за 21 ступенью. Ограниченный регулируемый производственный отбор пара осуществляется с выхлопа ЦВД через стопорно-регулирующий клапан. Регулируемый теплофикационный отбор выполнен двухступенчатым (за 21 и 23 ступенями). Система регенерации включает три ПНД и два ПВД с типовыми для турбин Уральского турбомоторного завода схемами слива конденсата греющего пара. Деаэратор питательной воды обеспечивается паром от стороннего источника.

Параметры режима работы элементов тепловой схемы турбоагрегата контролировались в ходе испытаний штатными приборами теплотехнического контроля, при этом большинство точек контроля дублировались для обеспечения точности результатов замеров современными высокоточными приборами, включая образцовые.

В рамках испытаний турбоагрегата реализованы тарировочные и основные опыты. Целью тарировочных опытов являлось определение соответствия показаний расходомеров свежего пара и основного конденсата. Обработка результатов тарировочных опытов показала высокую сходимость материального баланса по турбоустановке в целом с максимальной величиной небаланса 0,6 %.

В ходе каждого из 18-и опытов основной программы наиболее ответственные параметры контролировались с шагом по времени не более 40 секунд, второсте-

пенные и мало изменяющиеся параметры – с шагом не более 80 секунд. За каждый опыт было получено от девяти до 38 первичных результатов замеров каждого параметра. Перед началом записи значений контролируемых параметров в опытах осуществлялась выдержка турбоагрегата на режиме длительностью от 30 до 45 минут для стабилизации теплового состояния оборудования. Основные опыты разделены на серии при работе турбоагрегата по тепловому и электрическому графикам нагрузок. Опыты при работе по тепловому графику нагрузок использованы для построения основных зависимостей диаграммы режимов, а опыты при работе по электрическому графику нагрузок – для определения коэффициента прироста электрической нагрузки при изменении тепловой нагрузки теплофикационного отбора пара, то есть для построения линий постоянной мощности на диаграмме режимов.

Общие условия проведенных опытов характеризуются следующим: равенство расходов свежего пара на турбоагрегат и питательной воды через ПВД; поддержание давления отработавшего пара в конденсаторе на уровне номинального значения путем изменения расхода охлаждающей воды через конденсатор; постоянство температуры обратной сетевой воды на входе в нижний сетевой подогреватель (ПСГ-1) путем поддержания постоянной температуры прямой сетевой воды в коллекторах электростанции с использованием параллельно работающего турбоагрегата № 1; поддержание параметров свежего пара перед стопорным клапаном с минимальными отклонениями от номинальных значений. Давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора при работе по тепловому графику нагрузок поддерживалось на заданных по условиям опытов уровнях за счет изменения расхода сетевой воды через теплофикационную установку. При этом изменение расхода свежего пара на турбоагрегат обеспечивало изменение тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора и электрической мощности турбогенератора. Каждая серия опытов при работе по электрическому графику нагрузок проведена при некотором постоянном значении расхода свежего пара на турбоагрегат. Изменение тепловой нагрузки теплофикационного отбора достигалось изменением расхода сетевой воды через сетевые подогреватели, а постоянство давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора – изменением степени открытия регулирующей диафрагмы ЧНД.

Обработка результатов испытаний включала следующие этапы: первичную обработку результатов замеров и определение окончательных результатов измерения контролируемых параметров в опытах; сведение материальных балансов по турбоустановке; приведение результатов опытов к номинальным условиям [1].

Полученная диаграмма режимов (рис. 1) и рассчитанные при её использовании энергетические характеристики предназначены для организации эксплуатации, оптимизации режимов и анализа технико-экономических показателей работы турбоагрегатов рассматриваемого типоразмера.

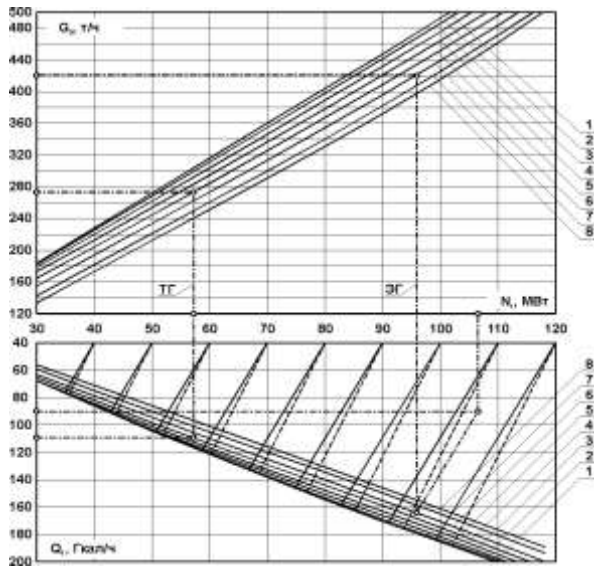


Рис. 1. Опытная диаграмма режимов (режим «Т-2»): G_0 , т/ч – расход свежего пара; N_t , МВт – электрическая мощность; Q_t , Гкал/ч – тепловая нагрузка регулируемого теплофикационного отбора; сплошные линии постоянной электрической мощности в нижнем квадранте – при давлении в камере верхнего теплофикационного отбора $P_{ВТО} \geq 0,0883$ МПа, штриховые – при $P_{ВТО} < 0,0883$ МПа; основные линии диаграммы режимов, обозначенные цифрами, при $P_{ВТО}$, МПа: 1 – 0,245; 2 – 0,226; 3 – 0,196; 4 – 0,167; 5 – 0,137; 6 – 0,108; 7 – 0,078; 8 – 0,059; штрихпунктирными линиями показаны примеры пользования диаграммой режимов (ТГ и ЭГ – при работе соответственно по тепловому и электрическому графикам нагрузок)

Литература

1. Сахаров А.М. Тепловые испытания паровых турбин / А.М. Сахаров. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.

Повышение эффективности энергоблока мощностью 300 МВт с котлом ПК-41 за счет нагрева части питательной воды в турбинном экономайзере

Показатели работы российских энергоблоков, введенных в строй в 70-80-е годы, не соответствуют современному техническому уровню. Их КПД не превышает 38÷39 %. Ограниченность финансовых средств до 2012 года требует поиска путей продления ресурса действующих блоков на основе их модернизации.

Одним из путей модернизации оборудования является создание блоков повышенной эффективности (БПЭ). Идея состоит в размещении в тракте дымовых газов теплообменника для нагрева части питательной водой системы регенерации турбины. Им может являться турбинный экономайзер (ТуЭК), включенный в байпас регенерации турбины.

Анализ возможностей модернизации блоков мощностью 300 МВт Конаковской ГРЭС выполнен на основе схемы (рис. 1).

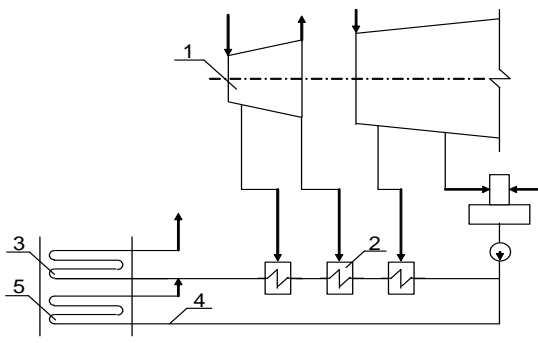


Рис. 1. Схема нагрева питательной воды в энергоустановке:
1 – паровая турбина;
2 – подогреватели высокого давления;
3 – водяной экономайзер парового котла; 4 – линия байпаса ПВД; 5 – турбинный экономайзер

Расчеты тепловой схемы турбоустановки К-300-23,5 выполнены с помощью программного комплекса «Моделирование и расчет тепловых схем ТЭС и АЭС». Для номинальной паропроизводительности котла ПК-41 исследованы четыре режима с долей байпаса по питательной воде 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 (табл. 1).

Для проведения сравнительного анализа с использованием программы «ТРАКТ» разработана расчетная модель котла ПК-41, содержащая 5

рабочих трактов: газовый, воздушный, первичного пара, вторичного пара, тракт нагрева воды, поступающей в котел из байпаса ПВД.

Таблица 1. Исходные данные для теплового расчета котла ПК-41 при номинальной паропроизводительности и изменении доли байпасирования ПВД

Наименование величин	Доля байпасирования d_b				
	0	0,1	0,2	0,3	0,4
Расход питательной воды, кг/с	244,23				
Расход воды через турбинный ЭКО, кг/с	0	12,3	24,6	37,03	49,3
Давление перегретого пара, МПа	24,9				
Температура воды: за ПВД, °С	271,07	271,03	271	271	271
перед турбинным ЭКО, °С	168,5				
Давление питательной воды перед ПВД, МПа	31,6				
Расход воды через ПВД, кг/с	244,23	231,9	219,6	206,47	194,9
Расход пара в промежуточный пароперегреватель, кг/с	204,14	208,18	212,3	216,37	220,26
Давление пара перед промежуточным перегревателем, МПа	3,87	3,9	3,924	3,972	3,998
Температура пара перед промежуточным пароперегревателем, °С	277,5	278,4	279,14	280,6	281,38

В качестве топлива принят природный газ с теплотой сгорания 8200 ккал/м³. Средняя температура наружного воздуха равна 10 °С, а температура воздуха перед РВП – 15 °С. Коэффициент избытка воздуха на выходе из топочной камеры $\alpha_T'' = 1,04$.

Исследование проводилось при номинальной электрической нагрузке блока и изменении доли байпасирования ПВД от 0 до 0,4 (табл. 1):

$$d_b = D_b / D_{п.в.},$$

где D_b – расход части потока питательной воды через линию байпаса ПВД, кг/с; $D_{п.в.}$ – расход питательной воды в ЭКО парового котла, кг/с.

При неизменной температуре воды перед ПВД и ТуЭК (168,51 °С) с увеличением d_b расход воды в байпас изменялся от 0 до 49,3 кг/с с одновременным снижением расхода питательной воды через ПВД от 244,23 до 194,9 кг/с.

Для обеспечения равенства температур $t_{ТуЭК}'' = t_{ПВД}'' = 271$ °С поверхность нагрева ТуЭК возрастает, достигая 6400 м² при $d_b = 0,4$.

С увеличением d_b снижаются тепловосприятие РВП и температура горячего воздуха от 266 до 175 °С, что ведет к снижению температуры в ядре факела и скорости образования окислов азота в 1,3÷1,4 раза.

При постоянных топочных потерях теплоты q_3 и q_4 с увеличением доли байпасирования ПВД от 0 до 0,4 температура уходящих газов снижается от 133 до 91 °С, а КПД котла (брутто) возрастает от 0,9203 до 0,9448.

Согласно табл. 2 и рис. 2 с увеличением доли байпасирования ПВД электрический КПД турбоустановки $\eta_{э}^{бр}$ снижается от 46,15 до 45,66 % ввиду ухудшения эффективности работы системы регенеративного нагрева питательной воды.

Таблица 2. Результаты расчетов тепловой схемы энергоблока при номинальной паропроизводительности котла ПК-41

Наименование величин	Доля байпасирования ПВД				
	0	0,1	0,2	0,3	0,4
Электрический КПД турбоустановки брутто, %	46,148	45,991	45,892	45,785	45,66
Электрическая мощность блока брутто, МВт	300,02	305,088	340,545	315,86	321,04

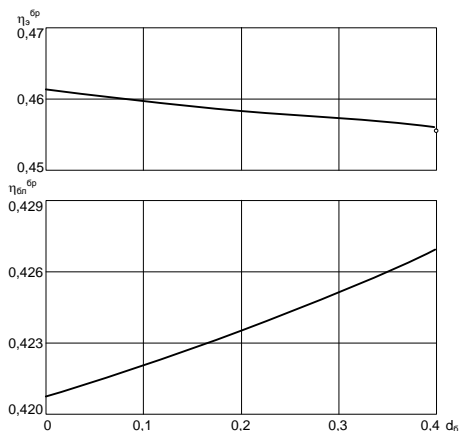


Рис. 2. Зависимости КПД турбоустановки и энергоблока от доли байпасирования ПВД

Значения КПД энергоблока возрастают, достигая максимального значения 0,427 при $d_b=0,4$ при соответствующем снижении удельного расхода условного топлива до $288 \cdot 10^{-3}$ кг/кВт·ч.

С увеличением доли байпасирования уменьшается расход питательной воды через ПВД (табл. 1) при увеличении расхода пара в цилиндрах турбины. Соответственно возрастает дополнительная выработка электрической мощности по сравнению с исходным вариантом, достигая 21,01 МВт при $d_b = 0,4$.

С экономической точки зрения наилучшим является вариант № 4 при $d_b = 0,4$. Однако при температуре уходящих газов менее 100°C эксплуатация отводящих газоходов и дымовой трубы энергоблока недопустимы. Кроме того, для обеспечения значения $d_b = 0,4$ требуется высокая поверхность ТуЭК (6440 м^2), которая в $1,6 \div 1,65$ раза превышает поверхность в случае доли байпасирования ПВД $d_b = 0,3$. Соответственно повышение аэродинамического сопротивления не позволит использовать в работе установленный дымосос типа ДОД-31,5.

В случае выполнения ТуЭК из оребренных труб $d_n \times \delta = 32 \times 6$ мм с диаметром ребер 52 мм и продольным шагом $S_2 = 60$ мм высота пакета ТуЭК составляет 0,66 м, что позволяет разместить ТуЭК ниже основного ЭКО котла без дополнительной реконструкции газохода. Аэродинамическое сопротивление пучка труб ТуЭК не превышает 11 кг/м^2 .

УДК 621.321.

И.А. ДОЛГУШИН, магистрант
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

Повышение эффективности работы сетевых подогревателей ТЭЦ путем интенсификации теплообмена

В данной статье рассматриваются пути повышения эффективности подогревателей сетевой воды ТЭЦ путем интенсификации теплообмена.

Объектом исследований являлась ГЭС-1 им. П.Г. Смидовича ОАО «Мосэнерго».

На ГЭС-1 подогрев сетевой воды осуществляется паром с противодавления турбин типа Р. В качестве основных бойлеров, были установлены подогреватели сетевой воды ПСВ-500-3-23, ПСВ-500-14-23 и ПСВ-315-3-23. В последствии, в рамках реконструкции, эти аппараты были заменены на компактные и эффективные сварные пластинчатые аппараты фирмы «Альфа Лаваль» типа Comrabloc. Коэффициент теплопередачи в обычных ПСВ находится в пределах $3 - 4 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ [1], в то время как в аппаратах Comrabloc – $6,5 - 7,5 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, благодаря чему достигается значительная компактность теплофикационной установки.

На рис. 1 показаны результаты обработки данных по работе сетевых подогревателей ГЭС-1 за декабрь 2007 г. и февраль 2008 г. Так же на рис. 1 показаны результаты расчета пластинчатого теплообменника по методике, изложенной в [1].

Из рис.1 видно, что эффективность теплообмена аппаратов Comrabloc значительно выше аппаратов кожухотрубного типа. Однако, эксплуатация этих аппаратов выявила их существенные недостатки, вот некоторые из них:

- быстрое нарушение целостность сварных швов между пластинами, чрезмерные утечки;
- выявлена невозможность достижения паспортной тепловой нагрузки при максимальном давлении пара в противодавлении турбины;
- быстрая коррозия кромок пластин, причина которой - хлоридное растрескивание;
- неправильно организована схема движения греющего пара – подвод пара выполнен сбоку, вдоль теплообменных пластин, что приводило к срыву потоком пара на начальном участке пластины пленки конденсата, что снижало конденсирующую способность аппарата и приводило к росту давления в паровом пространстве.

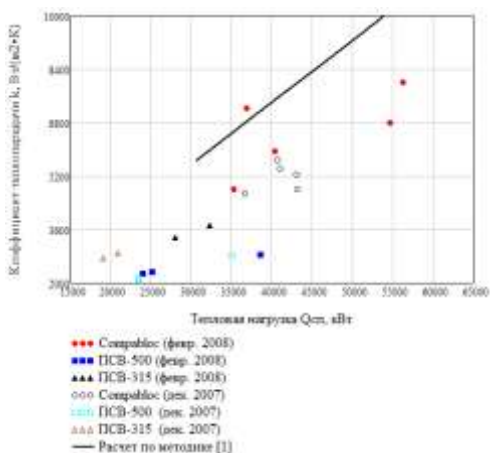


Рис. 1. Данные о работе сетевых подогревателей ГЭС-1

В силу выше сказанного, можно сказать, что выигрыш от повышения эффективности теплообмена перекрывается затратами на обслуживание этих аппаратов.

В качестве перспективы исследовался вариант установки аппаратов кожухотрубного исполнения, но с трубками, имеющими накатку (см. рис. 2). Использовать такие трубки впервые предложили авторы работы [2].

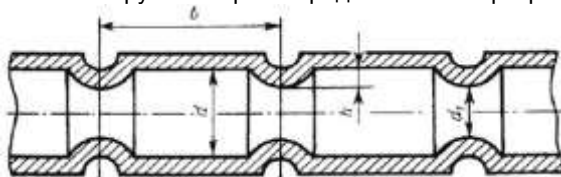


Рис. 2. Трубка с кольцевой накаткой.

t – шаг накатки, d_1 – внутренний диаметр трубки; h – высота выступа; d_2 – внутренний диаметр трубки по вершине выступа.

Снаружи трубки течение пленки конденсата нарушается, снижается её толщина и, следовательно, её термическое сопротивление. Внутри, происходит турбулизация вязкого пристенного слоя жидкости, имеющего высокое термическое сопротивление.

Интенсификация теплообмена со стороны пара рассчитывалась по обобщенной зависимости, предложенной в [2]:

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_{1гр}} = 1 + (1,4 - 1,601 \cdot t_{отн}) \cdot (1 - e^{(-18,203 \cdot (1 - d_{отн}))}), \quad (1)$$

где, $\alpha_{гг}$ - коэффициент теплоотдачи от пара к гладкой трубке, Вт/(м²*К);
 $t_{отн} = t/d_{нар}$; $d_{отн} = d_{нар} / d_{нар}$; $d_{нар}$ – наружный диаметр трубки в углублении.

Интенсификация теплообмена со стороны сетевой воды оценивалась по зависимости, предложенной в [2]:

$$\frac{Nu_2}{Nu_{2гг}} = (100 \cdot (1 - d_{вн}^{отн}))^{0,445}, \quad (2)$$

где, $Nu_{2гг}$ - критерий Нуссельта, рассчитанный для гладкой трубки;

$$d_{вн}^{отн} = d_1 / d_{нар}.$$

Результаты расчета для трех подогревателей приведены в табл. 1.

Таблица 1. Сравнение подогревателей

Подогреватель	Compacloc	ПСВ-500-3-23	ПСВ с накаткой
Поверхность	Нерж.сталь	Л-68	Л-68
Толщина пла- стин/труб, мм	1		
$W_{св}$, м ³ /ч	600		
$P_{гр пар}$, МПа	0,138		
$T_{гр пар}$, °С	108,2		
$T_{св вх}$, °С	49		
$T_{св вых}$, °С	105		
$W_{св}$, м/с	0,243	1,5	1,5
$Q_{сп}$, МВт	38,12		
k , Вт/(м ² *К)	7148	3941	6061
$\Delta P_{св}$, кПа	102,7	63,8	92,1

Примечание. Параметры накатки: $t_{отн} = 0,5$; $d_{отн} = 0,95$.

Результаты расчета показывают, что накатка обеспечивает высокие коэффициенты теплопередачи, k и позволяет значительно снизить массогабаритные показатели ПСВ (требуются менее короткие трубки). При этом потери напора ниже, чем в пластинчатом аппарате.

В заключение хочется отметить, что несмотря на все достоинства пластинчатых аппаратов, модернизированный ПСВ способен также показывать высокие показатели эффективности теплообмена. При этом, надежность таких аппаратов существенно выше и они понятнее и привычнее для оперативного персонала станций.

Литература

1. Назмеев Ю.Г., Лавыгин В.М. Теплообменные аппараты ТЭС: учеб. пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
2. Калинин Э.К. и др. Интенсификация теплообмена в каналах /Э.К. Калинин, Г.А. Дрейцер, С.А. Ярхо. – М.: Машиностроение, 1990.

Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель в форме усеченного конуса и программа теплового расчета RVP-cone

Вращающиеся регенеративные воздухоподогреватели (РВП) используются для подогрева воздуха, подаваемого в топку современных энергетических котлов. Современные РВП имеют большие габариты из-за низких коэффициентов теплоотдачи, как по воздушной стороне, так и по газовой [1]. Поэтому их модернизация является актуальной задачей.

Модернизация РВП с целью интенсификации теплообмена может быть выполнена путем изменения теплотехнических характеристик их набивки. По этому пути идут многие исследователи и производители, так как этот метод дает неплохие результаты в интенсификации теплообмена. Но интенсифицировать процессы теплообмена можно и путем изменения самой конструкции подогревателя. Данный подход был предложен в [2]. Так как существенным недостатком являются низкие коэффициенты теплоотдачи, вследствие слабой турбулизации потока, а также уменьшения скорости потока газов в процессе их охлаждения, было предложено, с целью поддержания постоянной скорости потока, уменьшать сечение для прохода газов по мере их охлаждения. В итоге форма РВП будет представлять форму усеченного конуса. Эти изменения приведут к уменьшению металлоемкости воздухоподогревателя, а значит и к удешевлению установки. Из-за уменьшения диаметра РВП на одном из торцов, также возможно уменьшение расхода воздуха через уплотнения.

Для анализа эффективности каких-либо изменений конструкции или набивки РВП необходимо проводить тепловые расчеты, как конструкторские, так и поверочные. На основании методики изложенной в [3] была разработана программа RVP-cone для теплового расчета регенеративных воздухоподогревателей в форме усеченного конуса. Исходными данными для программы являются характеристики и размеры прототипа воздухоподогревателя. Методика основана на вычислении коэффициентов теплоотдачи по критериальным уравнениям, коэффициенты которых приняты по умолчанию для стандартной набивки. Изменяя коэффициенты можно использовать программу для расчета РВП с любой набивкой. Результатами расчетов являются

следующие характеристики: скорости потоков воздуха и газов, критерии Рейнольдса, коэффициенты теплопередачи, высоты набивок, а также диаметры набивки воздухоподогревателя по сечениям и т.д. В таблице 1 приведены результаты расчета регенеративного воздухоподогревателя в форме усеченного конуса, прототипом которого являлся РВП-54.

Таблица 1. Результаты расчета РВП в форме усеченного конуса

Результаты расчета РВП		
Параметр	Значение параметра	
	Холодная	Горячая
Скорость газов, м/с	16,89	14,82
Скорость воздуха, м/с	12,4	11,78
Число Рейнольдса для газов	6263	3905
Число Рейнольдса для воздуха	6460	3876
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² °С)	12,88	19,17
Теплоотдача газов, кВт	4095	9938
Тепловосприятие воздуха, кВт	3890	9441
Поверхность нагрева, м ²	3650	6799
Высота набивки, м	0,797	1,029
Диаметр входного сечения ротора, м	4,718	5,4
Диаметр выходного сечения ротора, м	4,209	4,718

Литература

1. Боткачик И. А. Регенеративные воздухоподогреватели парогенераторов. Москва: «Машиностроение», 1978. 175 с.
2. Кудинов А.А., Абрамова А.Ю. Патент № 2241907 (RU). МПК⁷ F 23 L 15/04. Вращающийся регенеративный подогреватель воздуха // Б.И. № 34, 2004.
3. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2007. 251 с.

Эксергетический анализ ТЭЦ с ГСП и системой комбинированного теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами

Перспективным направлением развития теплоснабжения является создание комбинированных систем на базе ТЭЦ с термотрансформаторами [1].

В качестве примера расчета эксергетических потерь в ТТ при работе в комбинированной системе теплоснабжения рассмотрим следующие исходные данные.

В соответствии с температурным графиком основного теплоисточника (ТЭЦ) температуры прямой и обратной сетевой воды при комбинированном теплоснабжении $T_1 = 333\text{K}$, $T_2 = 303\text{K}$. При этом температуры прямой и обратной внутриквартальной сетевой воды $T_4 = 348\text{K}$, $T_3 = 318\text{K}$. Значения термодинамических параметров фреона R-134A [2-5] (энтальпии, кДж/кг и энтропии, кДж/кгК) в характерных точках фреонового цикла (рис. 1): будут: $h_a = 128,546$; $h_b = 247,273$; $h_c = 301,973$; $h_s = 293,768$; $h_d = 128,546$; $s_a = 3,4$; $s_b = 3,856$; $s_c = 3,856$; $s_d = 3,371$; $h_s = 293,768$; $h_0 = 41,972$; $s_0 = 3,09$; $s_s = 3,837$

Расчетная температура окружающей среды принята на уровне расчетной среднегодовой температуры охлаждающей воды для систем технического водоснабжения ТЭС в СФО и составляет $T^* = 275\text{K}$. При этом КПД компрессора 0,85. Эксергетический КПД ТЭЦ 0,4.

Значения эксергий, кДж/кгR, будут:

$$I_d = h_c - h_b = 54,7; E_{01} = I_d = 54,7;$$

$$E_a = 0; E_b = E_a = 0; E_c = (h_c - h_0) - T_0(s_c - s_0) = 49,351$$

$$E_d = (h_d - h_0) - T_0(s_d - s_0) = 9,299;$$

Расход внутриквартальной сетевой воды кг/кг R:

$$G_{cb2} = \frac{(h_c - h_d)}{C_p(T_4 - T_3)} = 1,38;$$

Теплоэксергия обратной внутриквартальной сетевой воды:

$$E_{Q2} = G_{cb2} C_p \left[(T_3 - T_0) - T_0 \left(\frac{T_3}{T_0} \right) \right] = 17,62 ;$$

Теплоэксергия из линии прямой сетевой воды ТЭЦ, кДж/кг R

$$E_{03} = G_{cb1} C_p \left[(T_1 - T_0) - T_0 \cdot \ln \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \right] = 21,263 ;$$

Эксергетическая теплопроизводительность:

$$E_{2Q} = G_{cb2} C_p \left[(T_4 - T_0) - T_0 \cdot \ln \left(\frac{T_4}{T_0} \right) \right] = 47,729 ;$$

Теплоэксергия, отводимая в линию обратной сетевой воды ТЭЦ:

$$E_{30} = G_{cb1} C_p \left[(T_2 - T_0) - T_0 \cdot \ln \left(\frac{T_2}{T_0} \right) \right] = 5,285 ;$$

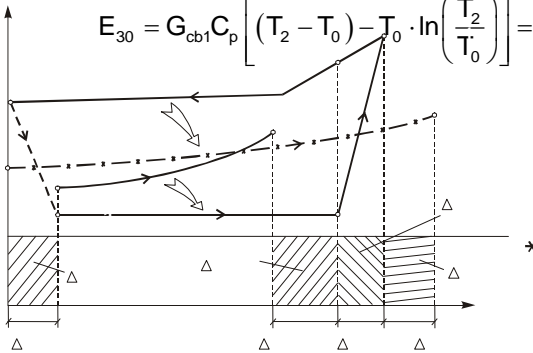


Рис. 1. Потери эксергии в термотрансформаторе (ТТ) на (НКВ) в составе комбинированной системы теплоснабжения:

Т₀ - расчетная температура окружающей среды; 1,2-охлаждение сетевой воды и испарителе ТТ; а,в-испарение НКВ; в,с-сжатие в компрессоре; сd-охлаждение и конденсация НКВ; d,а-дросселирование; 3,4-подогрев в конденсаторе ТТ сетевой воды у теплотребителя;

$$G_{cb1} = \frac{(h_b - h_a)}{C_p (T_1 - T_2)} = 0,945$$

Энергетический баланс термотрансформатора:

$$I_d + G_{cb1} C_p (T_1 - T_2) - G_{cb2} C_p (T_4 - T_3) = 0$$

Потери эксергии, кДж/кг R:

$$\Sigma \Delta E = (E_{01} + E_{03} + E_{Q2}) - (E_{2Q} + E_{30}) = 40,569$$

Эксергетический КПД термотрансформатора:

$$\eta_e = \frac{(E_{2Q} + E_{30})}{(E_{01} + E_{03} + E_{Q2})} = 0,566$$

Потери эксергии от неравновесного теплообмена в конденсаторе и испарителе термотрансформатора, кДж/кг R:

$$\Delta E_{T02} = T_0 \left[G_{cb2} C_p \ln \left(\frac{T_4}{T_3} \right) - (s_c - s_d) \right] = 9,942$$

$$\Delta E_{T01} = T_0 \left[(s_b - s_a) - G_{cb1} C_p \ln \left(\frac{T_1}{T_2} \right) \right] = 17,701$$

Потери эксергии от неравновесного процесса в компрессоре, кДж/кг R:

$$\Delta E_{C0} = T_0 (s_c - s_b) = 4,95$$

Потери эксергии при дросселировании, кДж/кгR:

$$\Delta E_{дР} = T_0 (s_a - s_d) = 7,975$$

Суммарные потери эксергии в термотрансформаторе, кДж/кг R:

$$\Sigma \Delta E_1 = \Delta E_{T02} + \Delta E_{C0} + \Delta E_{T01} + \Delta E_{дР}$$

Эксергетический КПД, рассчитанный по потерям эксергии,

$$\eta_{e1} = 1 - \frac{\Sigma \Delta E}{(E_{01} + E_{03} + E_{Q2})} = 0,566$$

Потоки эксергии:

$$E_{01} = 54,7; E_1 = E_{12} = 49,351; E_0 = E_{01} + E_{03} = 75,963;$$

$$E_2 = E_{24} + E_{23} = 47,729; E_4 = E_{42} + E_Q = 45,643; E_{12} = E_c = 49,351;$$

$$E_{31} = E_b = 0; E_3 = E_{30} + E_{31} = 5,285; E_{03} = 21,263; E_{42} = E_{Q2} = 17,62;$$

$$E_{24} = E_{2Q} = 47,729; E_{23} = E_a = 0$$

Эксергетическая эффективность сетевой установки с ГСП, совместно с магистральными теплопроводами и фреоновыми термотрансформаторами по сравнению с традиционной установкой, включающей ПВК, магистральные теплопроводы и ТЦП, примерно в два раза больше, что обусловлено меньшими эксергетическими потерями в системе ГСП- магистральные теплопроводы- фреоновые термотрансформаторы и переходом на низкотемпературный график.

Литература

1. **Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями** / Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Томилов В.Г., Овчинников Ю.В., Ловцов А.А., Коваленко П.Ю., Зыкова Н.Г., Вихман О.А., Бородихин И.В. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004.-528 с.

2. **Цветков О.Б., Лаптев Ю.А.** Теплофизические аспекты экологических проблем современной холодильной техники.//Матер. X Росс. конф.по теплоф. св-м веществ.-Казань: Химия и компьютерное моделирование. Бутлеровские сообщения, 2002, №10.-С.74...78.
3. **Алтунин В.В.** Теплоэнергетика, 1962, №3.-С.72...78; 1963, №4.-С.78...84.
4. **Бадилькес И.С.** Обобщенный метод расчета термодинамических свойств холодильных агентов. – ГТИ, 1963.-211 с.
5. **Martin J.J., Hou Y.C.** Amer. Inst. Chem. Eng. Jornal, 1,1955, №2.-142p

УДК 621.311.22

Б.Л. ШЕЛЫГИН, к.т.н. профессор,
С.А. ПАНКОВ, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Повышение эффективности котла ДКВр-20-13 при его работе в водогрейном режиме

Техническое перевооружение теплоснабжения городских районов стало насущной задачей отечественной экономики [1]. Дефицит теплообменного оборудования [2] и необходимость продления службы выработавших ресурс паровых котлов создает предпосылки на перевод их в водогрейный режим работы.

Преимущества реконструкции паровых котлов малой мощности:

- исключаются из эксплуатации сетевые подогреватели;
- снижается гидравлическое сопротивление тепловой сети в пределах отопительной котельной;
- снижается температура уходящих газов при снижении температуры воды на входе в котел (от 102 °С до 70 °С), что повышает КПД агрегата.

Рассматривается вариант перевода парового котла марки ДКВр-20-13 в водогрейный режим работы.

Конструктивно котел ДКВр-20-13 состоит из двух элементов [3]:

- собственно котел с радиационными (топочные экраны - ТЭ) и конвективными (фестон, котельный пучок труб - КП) поверхностями нагрева;
- одноколонковый водяной экономайзер (ЭКО).

Предварительно определялись:

- возможность использования существующей конструкции агрегата для обеспечения требуемой теплопроизводительности при минимальных изменениях в компоновке;
- схема циркуляции воды через отдельные поверхности нагрева для обеспечения гидравлического сопротивления котлоагрегата менее $1,5 \text{ кгс/см}^2$ [3].

С использованием программы «ТРАКТ» [4] разработана расчетная модель котлоагрегата при его работе в паровом режиме.

Расчет котла ДКВр-20-13 выполняется на давление пара 10 ата и паропроизводительность 20 т/ч. Температура наружного воздуха равнялась 10 °С. В качестве топлива принят природный газ с теплотой сгорания 8480 ккал/м³.

В результате теплогидравлического расчета котла при температуре питательной воды 102 °С температура уходящих газов составляла 160 °С, а КПД парового котла (брутто) – 90,86 %. При тепловой мощности котла 11,51 Гкал/ч, расходе топлива 1487 м³/ч тепловое напряжение топочного объема составляет $q_v = 323$ Мкал/(м³·ч), что соответствует предельным значениям [5]. Поэтому увеличение расхода топлива выше 1487 м³/ч для повышения тепловой мощности агрегата невозможно.

Водогрейный режим котла ДКВр-20-13 при расходе воды 440 т/ч и существующей схеме водопарового тракта невозможен, так как гидравлическое сопротивление водяного тракта во много раз превысит нормируемое значение 0,6÷1,5 кгс/см² [2, 3].

Для снижения гидравлического сопротивления котла с сохранением его заводской компоновки необходима двухпоточная схема циркуляции воды, когда один поток идет через ЭКО с расходом, обеспечивающим подогрев воды до температуры 90÷100 °С. Второй поток проходит топочные экраны, нагреваясь до 80÷85 °С, затем конвективный пучок (КП), где температура поднимается еще на 10÷15 °С. После смешивания в верхнем барабане (ВБ) котла вода направляется в тепловую сеть (рис. 1).

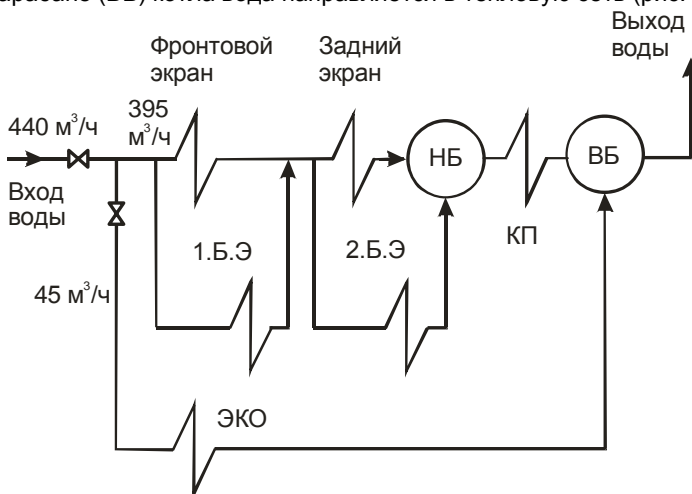


Рис. 1. Схема распределения потоков воды по поверхностям нагрева котла ДКВр-20-13 при его работе в водогрейном режиме

Для определения оптимального расхода воды через ЭКО, обеспечивающего требуемое значение температуры на выходе, была разработана расчетная схема, аналогичная существующему варианту.

При теплопроизводительности котла 11 Гкал/ч и расходе воды через ЭКО 45 т/ч в сравнении с существующим (паровым) режимом температура уходящих газов снижается на 52 градуса до 108 °С. КПД котла (брутто) возрастет на 3,67 %, а расход топлива снижается на 82 м³/ч. Годовая экономия природного газа при числе часов использования максимума тепловой нагрузки 2000 ч составит 164 тыс. м³/год.

Для снижения скорости воды в трубах ЭКО перед ним предлагается установить раздающий коллектор, из которого вода распределяется по трем патрубкам, соединенным с фланцами нижнего ряда труб ЭКО.

При такой схеме движения скорость воды в трубах ЭКО составит 1,47 м/с, а гидравлическое сопротивление ЭКО менее 1 кгс/см² и равно сопротивлению параллельных участков (ТЭ и КП).

На основании предложенной схемы циркуляции разработан вариант компоновки трубопроводов подвода воды к поверхностям нагрева. Из подводящего водовода часть воды через раздающий коллектор поступает в нижний ряд труб ЭКО. Перед раздающим коллектором предусматривается задвижка, позволяющая изменять расходы воды через ЭКО и остальные поверхности нагрева с целью достижения равенства гидравлического сопротивления участков и температур потоков за поверхностями.

Отвод воды из ЭКО в верхний барабан обеспечивается с использованием существующего трубопровода. После отбора части воды в ЭКО оставшийся поток поступает к блокам ТЭ.

Выносные циклоны и пароотводящие трубы, сообщающие их с верхним барабаном, удаляются. Слева и справа от котла размещаются два коллектора $\varnothing 159 \times 6$ мм, с которыми сообщаются существующие трубы, отводящие рабочую среду из верхнего коллектора фронтального экрана.

Во вторых боковых экранах вода движется сверху вниз. Отвод воды из нижних коллекторов заднего и боковых экранов в нижний барабан котла осуществляется по существующим трубопроводам. Из нижнего барабана через КП вода движется вверх. Отвод воды в теплосеть производится из верхнего барабана.

При проведении реконструкции котла ДКВр-20-13 все продувочные элементы сохранены, а сепарационные устройства верхнего барабана демонтированы.

Литература

1. **Мошкарин А.В., Девочкин М.А., Шельгин Б.Л. и др.** Анализ перспектив развития отечественной теплоэнергетики. / Под ред. А.В. Мошкарина / ИГЭУ. – Иваново, 2002.
2. **Роддатис К.Ф., Соколовский Я.Б.** Справочник по котельным установкам малой производительности. Под ред. К.Ф. Роддатиса. Изд. 2-е, перераб. – М.: Энергия. 1975.

3. **Котлы малой и средней мощности и топочные устройства** / Отраслевой каталог 15-83. НИИЭИНФОРМЭНЕРГОМАШ. – Москва. 1983.
4. **Тепловой поверочный расчет котлов на ЭВМ ЕС**: Метод. указ. / ИЭИ; Сост. В.Л. Гудзюк, А.С. Ривкин, Б.Л. Шельгин. – Иваново. 1989.
5. **Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод)** / Под ред. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора, И.Е. Дубовского, Э.С. Карасиной. – М.: Энергия, 1973.

УДК 621.321.22

Г.Г. ОРЛОВ, к.т.н., профессор,
А.Г. ОРЛОВ, к.т.н., доцент, Д.М. РЯБОВ, инженер
(ИГЭУ)

Системы утилизации тепла и водяных паров уходящих дымовых газов энергетических установок

В уходящих газах ТЭС, сжигающих органическое топливо, содержатся водяные пары, тепло которых и конденсат всё чаще используется в тепловых схемах современных ТЭС [1].

Нами для повышения экономичности ТЭС с парогазовыми установками (ПГУ), сжигающих природный газ, предлагается дополнить их тепловые схемы установкой по утилизации водяных паров из дымовых газов. Особенность предлагаемой установки [2] состоит в том, что отделитель влаги из уходящих газов котла выполнен в виде контактного теплообменника, в котором тепло конденсирующихся паров и тепло уходящих газов котла передается воде, циркулирующей с помощью насоса по контуру: контактный теплообменник – вакуумный испаритель. В испарителе конденсат, выделившийся из отходящих газов котла, переходит в пар, направляемый в подогреватель низкого давления регенеративной схемы по подогреву питательной воды, а конденсат пара используется для восполнения потерь пара и воды в цикле паротурбинной установки, что позволяет отказаться от химводоочистки, необходимой для приготовления воды на восполнение её потерь в цикле (рис. 1). Действительный объём водяных паров на один кубический метр сожжённого газового топлива составит:

$$V_{H_2O}^o = 0,01 \left[H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124d_{г.тл} \right] + 0,0161V^o,$$

где H_2S ; H_2 ; $C_m H_n$ – компоненты газового топлива; $d_{г.тл}$ – влагосодержание газового топлива, $г/м^3$; V^o – теоретическое количество воздуха необходимое для осуществления процесса горения.

Как показывают проведенные нами расчеты тепловой схемы с контактным теплообменником и вакуумным испарителем, применительно к ПГУ-250, из уходящих дымовых газов может быть выделено до 2,0÷2,5 % конденсата, считая от расхода питательной воды на котел. Этот конден-

сат поступает из контактного теплообменника на вакуумный испаритель-расширитель. Выделившийся пар в испарителе поступает на подогреватель низкого давления и далее в конденсатор турбины на восполнение потерь в цикле. Срок окупаемости установки не превышает 0,6-1,0 года.

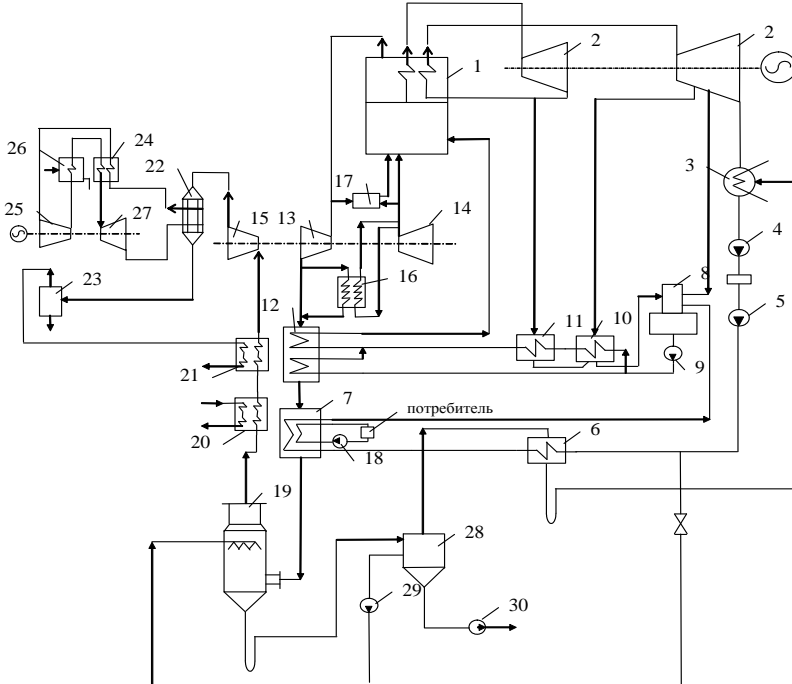


Рис. 1. Схема парогазовой установки для совместного производства электроэнергии, тепла и углекислоты:

- 1 – высоконапорный парогенератор (котёл); 2 – турбина; 3 – конденсатор;
- 4, 5 – конденсатные насосы; 6 – ПНД; 7 – экономайзер низкого давления;
- 8 – деаэратор; 9 – питательный насос; 10, 11 – ПВД; 12 – экономайзер высокого давления; 13 – газовая турбина; 14 – компрессор ГТ; 15 – турбодетандер;
- 16 – теплообменник для подогрева воздуха перед парогенератором;
- 17 – смеситель для подачи газов на рециркуляцию; 18 – насос обратной сетевой воды; 19 – контактный теплообменник для конденсации влаги из уходящих дымовых газов; 20 – поверхностный теплообменник на потоке газов к турбодетандеру;
- 21 – регенератор; 22 – сепаратор твердой углекислоты; 23 – сборник твердой углекислоты; 24 – поверхностный теплообменник; 25 – компрессор; 27 – газовая турбина; 28 – вакуумный испаритель для получения пара, компенсирующего утечки в цикле; 29 – насос циркуляционной воды замкнутого контура; 30 – насос для удаления продувочной воды и шлама из вакуумного испарителя

Предложенная схема по утилизации водяных паров из дымовых газов позволяет связать между собой паровой и газовый цикл. При такой схеме отпадает необходимость забирать воду из источника водоснабжения на восполнение потерь в цикле и сократить или совсем отказаться от химводоочистки.

Для блочных ТЭС, сжигающих природный газ, нами предлагается схема, представленная на рис. 2. Для повышения экономичности таких ТЭС целесообразно использовать не только тепло уходящих газов, но также и конденсат водяных паров, содержащихся в них.

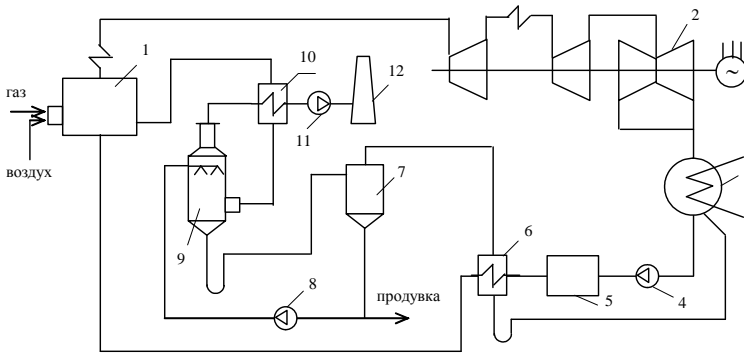


Рис. 2. Схема установки для получения конденсата из уходящих дымовых газов котлоагрегата:

- 1 – котлоагрегат; 2 – турбогенератор; 3 – конденсатор; 4 – конденсатный насос;
- 5 – блочная обессоливающая установка; 6 – подогреватель низкого давления;
- 7 – вакуумный испаритель; 8 – циркуляционный насос; 9 – контактный теплообменник; 10 – подогреватель уходящих газов из теплообменника 9;
- 11 – дымосос; 12 – дымовая труба

Особенность предлагаемой нами установки (рис. 2) состоит в том, что отделитель влаги из отходящих газов котлоагрегата 1 выполнен в виде контактного теплообменника 9 с завихрителем и трубой Вентури, в котором тепло конденсирующихся водяных паров и тепло уходящих газов котла отдается воде, циркулирующей с помощью насоса 8 по контуру: контактный теплообменник 9, вакуумный испаритель 7. В испарителе 7 конденсат, выделенный из уходящих газов котла, превращается в пар, идущий в подогреватель низкого давления 6, и отдает там тепло конденсации. Полученный конденсат пара направляется в конденсатор турбины 3 через гидрозатвор для компенсации утечек в цикле блока.

При конденсации водяных паров из уходящих дымовых газов котла уменьшается температура этих газов. Для устранения этого явления на выходе газов из контактного теплообменника 9 установлен поперечност-

ный теплообменник 10, который позволяет сохранить требуемую самотягу дымовой трубы.

Предлагаемая установка для блока 800 МВт с турбиной К-800-240-5 позволяет отказаться от ХВО для подпитки цикла и получать от 38 до 47,5 т/ч конденсата. Срок окупаемости установки не превышает двух месяцев.

Литература

1. **Утилизация тепла с очисткой дымовых газов** // Мировая энергетика № 4, 1991. С. 15-18.
2. **А.С. СССР № 798438.** Парогазовая установка для совместного производства электроэнергии, тепла и углекислоты. /Орлов Г.Г./ Бюл. № 3 от 20.01.81.

УДК 621.311.22

А.В. ВАСИН, аспирант
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

Интенсификация процессов теплообмена при капельной конденсации водяного пара

В современной энергетике совершенствование теплообменного оборудования является одной из важнейших задач. Ужесточение требований к массогабаритным характеристикам оборудования при одновременном росте тепловых нагрузок, скоростей рабочих сред и коррозионной активности воды, а также возможность загрязнения теплообменных поверхностей вынуждают разработчиков и изготовителей оборудования искать новые методы повышения эффективности их работы. Основными направлениями повышения эффективности работы теплообменного оборудования является интенсификация в нём процессов теплообмена, а также обеспечение чистоты поверхности в условиях эксплуатации.

Помимо разработок, уже нашедших практическое применение (оребрение, шероховатость, облунение и т.д.), проводятся перспективные исследования. Так организация режима капельной конденсации пара является одним их перспективных направлений интенсификации теплообмена при конденсации.

При капельной конденсации водяного пара теплоотдача может быть во много раз выше, чем при пленочной, так как пленка конденсата обладает большим термическим сопротивлением передачи теплоты от пара к стенке [1]. Режим капельной конденсации пара может быть достигнут при применении специальных поверхностей, обеспечивающих несмачиваемость, т. н. гидрофобных поверхностей. Механизм теплообмена при капельной конденсации существенно отличается от пленочного. При ка-

пельной конденсации достигаются более высокие коэффициенты теплопередачи. Следовательно, применение гидрофобных покрытий для создания режима капельной конденсации позволит существенно снизить металлоемкость теплообменного оборудования.

В США появился целый ряд новых многообещающих технологий, позволяющих реализовать режим капельной конденсации. Данные технологии относятся к созданию поверхностных наноструктур, попадая на которые рабочее тело не смачивает поверхность теплообмена [2].

В УГТУ при участии НПО ЦКТИ были разработаны гидрофобизаторы ряда полифторалкилдисульфидов. Данные материалы позволяют создать режим капельной конденсации водяного пара на поверхностях теплообмена. Результаты исследований показали, что уровень коэффициента теплоотдачи со стороны пара в три-четыре раза превышает теплоотдачу при пленочной конденсации [3].

На сегодняшний день механизм режима капельной конденсации изучен не в полной мере. Различные источники и литературные данные могут иметь некоторые несоответствия между собой. По-прежнему остается ряд вопросов, требующих дальнейшего исследования. Применение гидрофобных поверхностей с целью реализации режима устойчивой капельной конденсации требует проведение как исследований теплообменных и гидродинамических процессов на поверхности конденсации, так и проведение ресурсных испытаний с целью установление срока службы.

Литература

1. **Бродов Ю.М.**, Рябчиков А.Ю., Арансон К.Э. Перспективные разработки по интенсификации теплообмена в теплообменных аппаратах // Труды Второй Российской конференции по теплообмену. – 1998. – Т.6. – С.54-57.
2. **Chuan-Hua Chen**, Dropwise condensation on superhydrophobic surfaces with two-tier roughness/ published online – 2007.
3. **Мокрушин В.С.** Технология нанесения на металлические поверхности гидрофобизирующего мономолекулярного слоя полифторалкилдисульфида для интенсификации теплообмена // Уральский государственный технический университет – УПИ, г. Екатеринбург, РФ.

Экспериментальные исследования процессов хемосорбции-десорбции диоксида углерода при термической деаэрации воды

Одним из важнейших мероприятий, обеспечивающих ведение водно-химического режима энергетических установок, является термическая деаэрация водного теплоносителя. На тепловых электрических станциях коррозионно-активные газы удаляются из теплоносителя при подготовке добавочной воды, восполняющей потери в основном технологическом цикле и потери сетевой воды. Как правило, для этих целей используются декарбонизаторы и термические деаэраторы.

При разработке математических моделей процессов деаэрации в теплообменных аппаратах ТЭС необходимо учитывать, что наряду с процессами физической десорбции газов, химически не связанных с водой (азота, кислорода), протекают также более сложные процессы хемосорбции-десорбции, химические реакции, например, с участием угольной кислоты.

К настоящему времени в отношении процессов хемосорбции-десорбции угольной кислоты и химических реакций, сопровождающих хемосорбцию-десорбцию, имеются лишь отдельные несистематизированные данные. Причина этого, по-видимому, заключается в сложности физико-химических механизмов протекания этих процессов: кроме собственно физической десорбции диоксида углерода, необходимо учитывать протекание реакций гидратации молекулярного диоксида углерода, диссоциации угольной кислоты, гидролиза её солей, а также реакций взаимодействия диоксида углерода с содержащимися в водном растворе примесями. Итоговая скорость хемосорбции-десорбции при последовательном протекании её стадий определяется скоростью самой «медленной» стадии.

В число задач, решение которых необходимо для разработки математических моделей процессов хемосорбции-десорбции угольной кислоты в атмосферных деаэраторах, входит проведение специальных экспериментальных исследований с отбором проб воды из внутренних элементов аппаратов для получения опытных данных об эффективности декарбонизации воды в деаэраторах.

В качестве объектов исследования были использованы деаэраторы атмосферного давления типа ДА-300М и ДСА-300, входящие в состав деаэрационно-питательной установки участка химводоочистки теплосилового цеха ОАО «Северсталь». Испытания проведены в условиях их

промышленной эксплуатации при работе в режимах с подачей только основного, только барботажного и совместной подачей основного и барботажного пара.

Деаэратор ДСА-300 является противоточным двухступенчатым термическим атмосферным струйно-барботажным деаэратоном. Первая струйная ступень деаэрации расположена в деаэрационной колонке. Вторая барботажная ступень деаэрации размещена в водяном объеме деаэрационного бака.

Деаэратор ДА-300м имеет значительно более сложную конструкцию. В деаэраторе применена трехступенчатая схема деаэрации, включающая барботажную ступень, размещенную в деаэрационной колонке.

Для получения подробной информации о показателях, характеризующих режимы работы отдельных ступеней (отсеков) деаэраторов, объекты исследований были оборудованы дополнительными пробоотборными устройствами. Места установки пробоотборных зондов соответствуют выходу теплоносителей из того или иного элемента деаэратора. К примеру, для деаэратора ДСА-300 предусмотрен отбор проб из следующих потоков: химически очищенная вода на входе в деаэрационную колонку; вода с внешней стороны второй тарелки деаэрационной колонки; вода с внутренней стороны второй тарелки деаэрационной колонки; вода с выхода струйной ступени деаэрационной колонки; вода из середины деаэрационного бака; вода с выхода деаэрационного бака; пар, подаваемый в деаэраатор.

В ходе проведения экспериментальных исследований выполнены измерения теплотехнических параметров теплоносителей, а также химические анализы качества воды и пара с определением массовых концентраций свободной углекислоты, удельной электропроводности, водородного показателя рН, щелочности общей и по фенолфталеину.

Относительно методики проведения испытаний необходимо отметить, что деаэраторы находились в состоянии промышленной эксплуатации, регуляторы давления пара и уровня воды в баке переведены на ручной режим управления. Работа включала проведение прикидочных, основных и контрольных опытов.

Длительность каждого опыта составляла не менее 1,5 ч. Для обеспечения представительности результатов в ходе опытов достигалась стабилизация параметров воды и пара. Каждый теплотехнический параметр в рамках одного опыта измерялся не менее 9 раз, каждый химический параметр – не менее 3 раз.

Первичная обработка результатов измерений осуществлена в соответствии с государственными стандартами и другими нормативными документами, действующими на территории России, регламентирующими процедуры обработки результатов испытаний и способы представления полученных данных.

Согласно требованиям указанных документов, учитывая задачи испытаний, был составлен алгоритм обработки результатов теплотехническо-

го или теплехимического эксперимента. Этот алгоритм предусматривает последовательное выполнение ряда операций:

- идентификацию и отсев выбросов;
- оценку правильности результатов измерений и исключение известных систематических погрешностей;
- проверку приемлемости и установление окончательного результата измерений;
- вычисление оценок стандартных отклонений результатов измерений и окончательных результатов измерений;
- определение доверительных границ погрешности окончательных результатов измерений;
- оценку прецизионности результатов измерений теплотехнических параметров;
- оценку точности, правильности и прецизионности результатов измерений химических параметров.

В табл. 1 представлен пример результатов обработки экспериментальных данных для химических параметров (деаэратор ДСА-300).

Таблица 1. Пример результатов обработки экспериментальных данных для химических параметров (деаэратор ДСА-300)

№ опыта	Деаэрированная вода на выходе из деаэрационного бака			
	Щелочность общая, $\text{Щ}_{\text{общ}}$, мкг-экв/дм ³	Щелочность по фенолфталеину, $\text{Щ}_{\text{фф}}$, мкг-экв/дм ³	Водородный показатель, pH_{25} , ед. рН	Массовая концентрация диоксида углерода, CO_2 , мкг/дм ³
1Б	1200 ± 96	150 ± 12	–	0 ± 0
1	1360 ± 109	0 ± 0	7,680 ± 0,050	3300 ± 883
2	1370 ± 110	0 ± 0	7,705 ± 0,050	3960 ± 925
2Б	1320 ± 106	65 ± 5	8,790 ± 0,050	0 ± 0
3Б	1630 ± 130	150 ± 12	9,080 ± 0,050	0 ± 0
4Б	1660 ± 133	120 ± 10	8,975 ± 0,050	0 ± 0
3	1620 ± 130	0 ± 0	7,950 ± 0,050	2640 ± 834
5Б	1370 ± 110	110 ± 9	8,995 ± 0,050	0 ± 0
6Б	1360 ± 109	145 ± 12	9,145 ± 0,050	0 ± 0
7Б	1360 ± 109	60 ± 5	8,735 ± 0,050	0 ± 0
4	1360 ± 109	0 ± 0	7,600 ± 0,050	3960 ± 925
5	1440 ± 115	0 ± 0	7,600 ± 0,050	3080 ± 868
1Б+	1360 ± 109	210 ± 17	9,475 ± 0,050	0 ± 0
2Б+	1380 ± 110	140 ± 11	9,200 ± 0,050	0 ± 0
6	1390 ± 111	0 ± 0	7,755 ± 0,050	3080 ± 868

Полученные экспериментальные данные, характеризующиеся высокой точностью и прецизионностью (для конкретных условий проведения испытаний), могут быть использованы для идентификации моделей тех-

нологических процессов, в том числе моделей декарбонизации воды в струйных отсеках, на непривальном барботажном листе, в водяном объеме деаэрационного бака, оборудованного затопленным барботажным устройством, при наличии или отсутствии парового барботажа.

УДК 621.311.22

А.В. РЕМЕНЮК, магистр
Е.Е. ПОПОВА, магистр
К.Э. АРОНСОН, д. т. н., профессор
(ФГАОУ ВПО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н.Ельцина»)
г. Екатеринбург

Анализ показателей надежности арматуры энергоблоков большой мощности

В докладе представлен анализ повреждаемости арматуры по 19 энергоблокам большой мощности (300, 500 и 800 МВт) на сверхкритические параметры. Арматура является самым массовым вспомогательным оборудованием электростанций, поэтому повышение эксплуатационной надежности энергетической арматуры является важной задачей, обеспечивающей эффективное функционирование всей станции.

Данные получены из журналов ремонтов арматуры Рефтинской ГРЭС, Среднеуральской ГРЭС и Сургутской ГРЭС-2. Для анализа повреждаемости исследуемой арматуры выделены следующие технологические подсистемы: питательной воды, впрысков, растопочного узла и промперегрева пара, предохранительных клапанов, острого пара, основного конденсата и дренажей ПВД и ПНД.

Для более качественного статистического анализа все энергоблоки объединены, с использованием критерия Манна-Уитни [1], в одну генеральную совокупность.

Оценка среднего за год количества дефектов, узлов, ремонтов представлена для каждой технологической подсистемы энергоблоков в удельных (на единицу арматуры) величинах. Такая обработка данных позволила оценить влияние на повреждаемость арматуры особенностей физических процессов и параметров теплоносителей в технологических подсистемах энергоблоков.

В качестве примера на рисунке представлена гистограмма распределения средней величины удельного количества дефектов арматуры для подсистемы впрысков по всем исследованным энергоблокам. Данный показатель рассчитывается по зависимости:

$$n_d^T = \frac{\sum (n_d * N_{арм})}{\sum N_{арм}}$$

где: n_d - удельное количество дефектов арматуры в год для технологических подсистем; $\sum N_{арм}$ - общее количество арматуры по всем энергоблокам для данной подсистемы; $N_{арм}$ - количество арматуры в данной подсистеме для каждого энергоблока;

Показатель n_d характеризует степень повреждаемости оборудования в процессе эксплуатации и определяется отношением:

$$n_d = \frac{\sum N_d}{\sum N_{арм} * T}$$

где: $\sum N_d$ - суммарное число дефектов арматуры на энергоблоке; $\sum N_{арм}$ - общее анализируемое количество арматуры на энергоблоке; T - определенный период времени, один год.

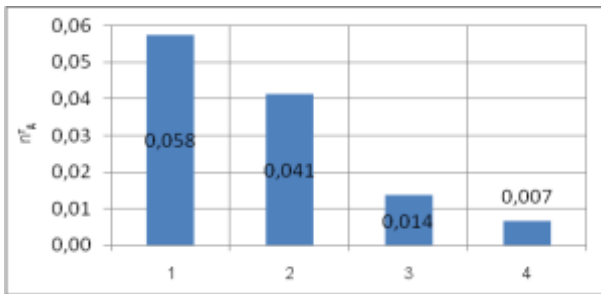


Рис. Распределение средней величины удельного количества дефектов для каждого типа дефектов для подсистемы впрысков: 1-протечка через уплотнительные поверхности; 2-пропуск среды; 3-разрушение детали; 4-коррозия, эрозия.

Из рисунка видно, что для подсистемы впрысков наиболее характерными причинами повреждения арматуры являются протечки через уплотнительные поверхности (48%) и пропуск среды (35%), что свидетельствует о работе арматуры в условиях больших перепадов давлений. Это приводит к нарушению герметичности уплотнений.

Анализ введенных авторами показателей надежности арматуры (удельное количество дефектов арматуры в год и удельное количество ремонтов арматуры в год) показал:

- наибольшая величина удельного количества дефектов арматуры в год зафиксирована в технологических подсистемах острого пара и регенерации высокого давления ($n_d=0,64...1,19$) для всех энергоблоков;

- наибольшая величина удельного количества ремонтов арматуры в год ($n_p=0,52\dots 0,81$) зафиксирована в технологических подсистемах растопочного узла, острого пара, промперегрева пара и в системе регенерации высокого давления;

Показатель удельное количество ремонтов (n_p) характеризует интенсивность проведения ремонтных работ в зависимости от обнаружения дефектов и определяется отношением суммарного числа ремонтов арматуры к общему анализируемому количеству арматуры на энергоблоке за определенный период времени. Этот показатель рассчитывается по зависимости:

$$n_p = \frac{\sum N_p}{\sum N_{\text{арм}} * T}$$

где: $\sum N_p$ - суммарное число ремонтов арматуры в технологической схеме; $\sum N_{\text{арм}}$ - общее количество анализируемой арматуры в технологической схеме; T - определенный период времени, один год.

Оценка корреляции между количеством ремонтов арматуры и ремонтами энергоблоков показала слабую зависимость между этими показателями, что свидетельствует о регулярности проведения ремонтов арматуры вне зависимости от длительности (типа) ремонта энергоблока.

В таблице представлены результаты анализа соотношений между количеством ремонтных работ, связанных с заменой узлов и арматуры в целом.

Табл. Показатели, характеризующие надежность арматуры энергоблока

	K-300 ХТЗ	K-300 ЛМЗ	K-500 ХТЗ	K-800 ЛМЗ
Количество ремонтов	7579	503	961	787
Количество дефектов	9767	626	902	745
Количество замен узла	5650	551	673	426
Количество замен арматуры	379	38	78	187
K*	0,063	0,065	0,104	0,305

K* - соотношение количества замен арматуры в целом к общему количеству замен отдельных узлов арматуры.

В результате исследования установлено, что соотношение количества замен арматуры в целом в сравнении с заменой (ремонтом) отдельных узлов возрастает при увеличении мощности энергоблока; это связано с трудоемкостью выполнения ремонтных работ на арматуре больших габаритных размеров более мощных энергоблоков.

Для каждой подсистемы исследованных энергоблоков выявлены наиболее повреждаемые узлы. Наиболее повреждаемыми узлами во

всех исследуемых подсистемах являются управление запорным органом и приводная головка.

По результатам проведенного статистического анализа повреждаемой арматуры энергоблоков большой мощности выделены и вычислен ряд удельных показателей надежности, позволяющих определить характерные недостатки арматуры, сравнить показатели надежности арматуры для различных энергоблоков. Эти данные могут быть использованы для совершенствования технического обслуживания, планирования ремонтных работ арматуры энергоблоков.

Литература

1. Дж. Поллард. Справочник по вычислительным методам статистики. – М: «Финансы и статистика», 1982. 343 с.

УДК 621.311.22

А.Е. ЗАРЯНКИН, д.т.н., профессор
А.Н. ПАРАМОНОВ, к.т.н., с.н.с.
В.В. НОСКОВ, к.т.н., ассистент
(МЭИ (ТУ)) г. Москва

Е.Ю. ГРИГОРЬЕВ, инженер (ИГЭУ) г. Иваново

Пути повышения вибрационной надежности кольцевых диффузоров газовых турбин

Основным отличием газовой турбин от паровых состоит в существенно меньшем располагаемом перепаде энтальпий на её проточную часть, т.к. за последней ступенью этой турбины давление выходящих газов оказывается близко к атмосферному и способы его снижения крайне ограничены, практически для его снижения используют диффузорный эффект, суть которого сводится к преобразованию кинетической энергии потока, покидающего последнюю ступень турбины, в потенциальную энергию давления.

Для такого преобразования чаще всего используют геометрические диффузоры, представляющие собой каналы с непрерывно увеличивающейся площадью в направлении движения рабочего тела. В газовых турбинах наиболее часто используются развитые кольцевые диффузоры с достаточно высокой степенью расширения n ($n=F_2/F_1$, где F_1 - площадь входного сечения диффузора, а F_2 его выходная площадь).

Согласно опытным данным в кольцевом диффузоре при степени расширения $n=4$, равномерном поле скоростей в его входном сечении и безотрывном течении коэффициент восстановления энергии ξ может достигать 80 - 83%. То есть, примерно 80% кинетической энергии потока, выходящего из газовой турбины, может быть преобразовано в потенци-

альную энергию. Для современных мощных высокотемпературных газовых турбин это означает возможность снизить давление за последней ступенью с $p_2=1,05$ бар до $p_2=0,92 - 0,94$ бар, увеличить за счет снижения указанного давления мощность турбины на 6 – 8%.

Реальный эффект от установки таких диффузоров за газовой турбиной оказывается существенно меньшим, т.к. за последней ступенью поток характеризуется значительной радиальной неравномерностью поля скоростей и направление этих скоростей может заметно отличаться от осевого направления. Кроме того, в проточной части таких диффузоров располагается мощные крепежные ребра, существенно увеличивающие аэродинамические сопротивления. В результате коэффициент восстановления энергии снижается до 45 – 50 % и реальный прирост мощности редко превышает 3-4 % при очень больших осевых габаритах рассматриваемых диффузоров.

Эти габариты могут заметно превышать осевые размеры собственно газовой турбины. При этом возникает серьезная проблема с обеспечением вибрационной надежности всего выхлопного тракта газовой турбины.

В ряде случаев уровень вибрации нагруженных стенок диффузоров достигает недопустимо высоких значений, вызывающих, в конечном счете, появление трещин на внешнем обводе диффузора и даже его разрушение.

В основе возникновения высоких динамических нагрузок на стенках диффузоров лежат чисто аэродинамические причины, обусловленные характером течения внутри проточной части диффузора.

Как показывают наши исследования область наиболее интенсивной генерации пульсаций давления в движущихся жидких и газообразных средах, которые, в конечном счете, и определяют величину динамических нагрузок на стенки каналов, происходит в области изменения знака продольного градиента скорости. В диффузорах эта область располагается во входном сечении этих устройств, где конфузорное или безградиентное течение переходит в диффузорное течение.

Этот вывод является весьма важным, т.к. до настоящих исследований считалось, что пульсации давления в диффузорах нарастают вдоль его оси и достигают наибольших значений в выходном сечении.

На рис. 1 показано как меняется осциллограмма пульсаций давления вдоль плоского диффузора с углом раскрытия образующих $\alpha=7^\circ$, а на рис. 2 изображены эти же осциллограммы полученные при $\alpha=15^\circ$.

Как в первом, так и во втором случае максимальные амплитуды пульсаций давления были зафиксированы непосредственно во входном сечении исследованных диффузоров, причем с увеличением угла раскрытия диффузора до $\alpha=15^\circ$ эти амплитуды пульсаций давления достигают исключительно больших значений.

Затем при удалении от входного сечения рассматриваемые амплитуды достаточно интенсивно снижаются, но их величина для диффузора с углом $\alpha=15^\circ$ при всех расстояниях от входного сечения остается в три раза большей, чем для диффузора с углом $\alpha=7^\circ$.

Проведенные измерения динамических нагрузок на стенки диффузора показали, что по сравнению с плоскими каналами эти нагрузки при угле $\alpha=7^\circ$ увеличились в 12 раз, а при $\alpha=15^\circ$ они выросли в 34 раза.

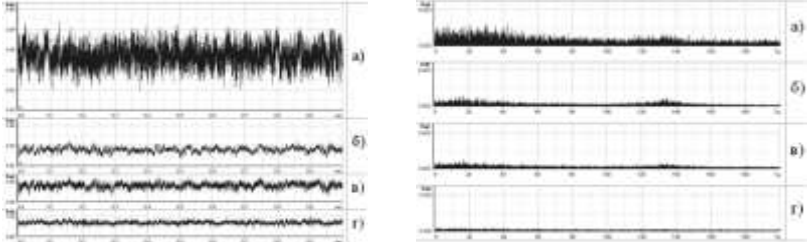


Рис. 1. Осциллограммы и спектрограммы пульсаций давления на стенке плоского 7° диффузора, где а) на входе; б) 0,1L; в) 0,325L; г) 0,875L

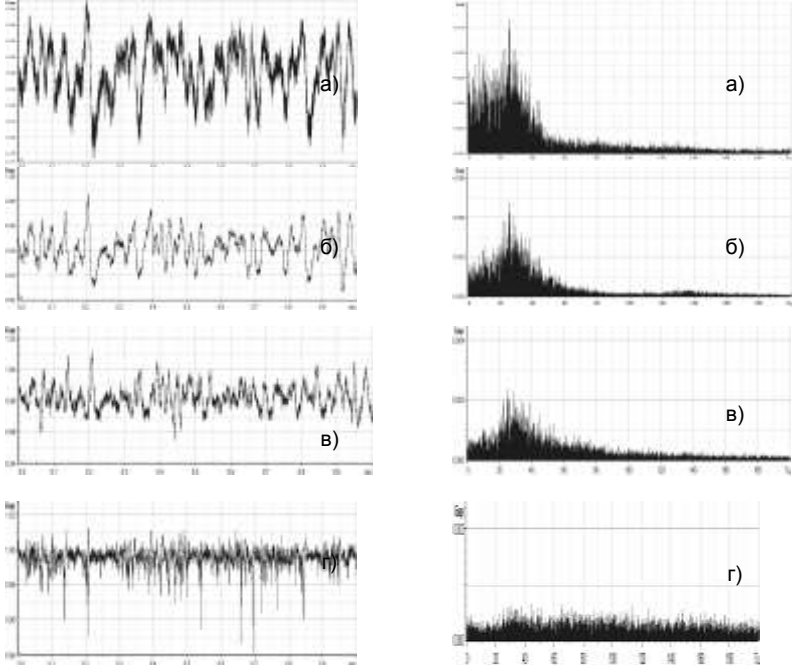


Рис. 2. Осциллограммы и спектрограммы пульсаций давления на стенке плоского 15° диффузора, где а) на входе; б) 0,1L; в) 0,325L; г) 0,875L

Представленные результаты показывают, что обеспечить вибрационную надежность газотурбинных диффузоров без снижения величины пульсаций давлений в их проточных частях в принципе нельзя.

Изменить существующую ситуацию можно либо путем прямого воздействия на характер течения рабочей среды, либо установкой вблизи внутренней поверхности внешнего обвода кольцевого диффузора специального аэродинамического демпфера, обеспечивающего гашение пульсаций давления только в пристеночной области течения.

Весьма эффективным способом воздействия на течение внутри диффузора является продольное оребрение внутренней поверхности его внешнего обвода. Суть такого оребрения показанного на рисунке 3, состоит в установке вдоль обтекаемой поверхности 1 клиновидных ребер 2 с расположением их вершин во входном сечении. При этом свободные части ребер выполняются параллельными продольной оси диффузора. Таким образом, свободный от ребер канал представляет собой кольцевой цилиндр, а все расширение потока происходит в секторном канале, образованном клиновидными ребрами.

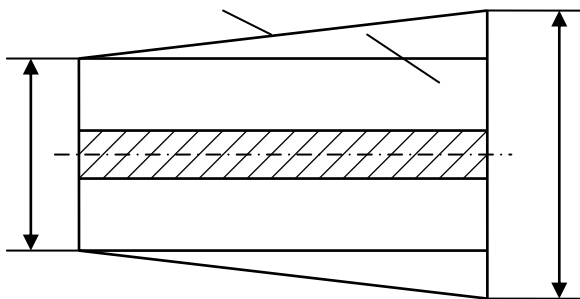


Рис. 3. Кольцевой диффузор с внутренним оребрением, где 1- внешняя поверхность, 2 – ребро.

Результаты исследования диффузора с продольными клиновидными ребрами и углом $\alpha=7^\circ$ показали, что при установке ребер происходит интенсивное снижение амплитуд пульсаций давления по всей проточной части диффузора.

Еще больший эффект был получен при продольном оребрении диффузора с учетом раскрытия $\alpha=15^\circ$ (рис. 4). В этом случае амплитуда пульсаций давления снизилась до уровня характерного для диффузора с углом раскрытия $\alpha=7^\circ$. Поскольку коэффициент восстановления давления в сравниваемых диффузорах практически одинаков, то введение продольного оребрения не только позволяет серьезно снизить динамическую нагрузку на их стенки, но и существенно сократить осевую длину газотурбинных диффузоров.

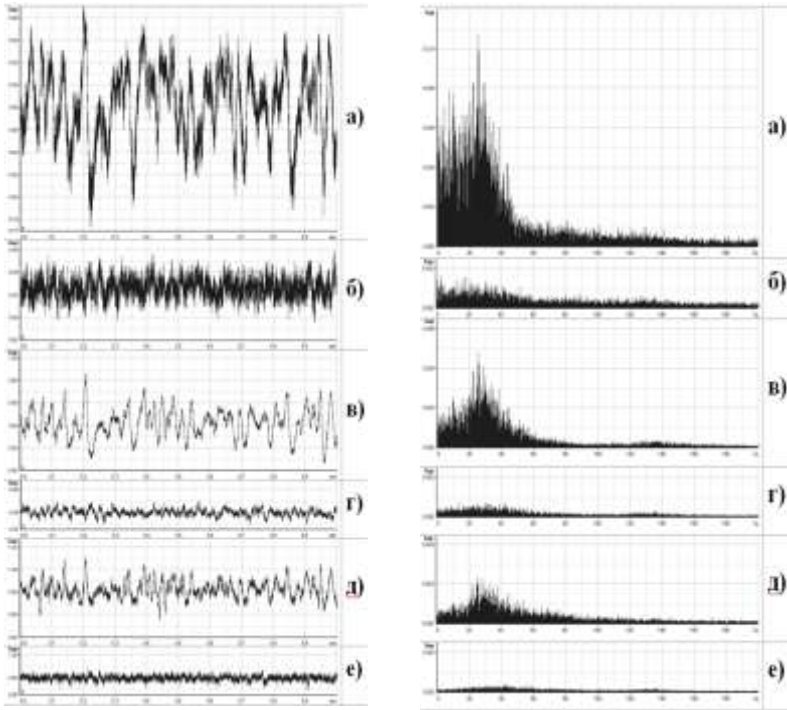


Рис. 4. Осциллограммы и спектрограммы пульсаций давления на стенке плоского 15° диффузора с гладкими стенками: а), в), д); с продольным оребрением: б), г), е), где а,б) на входе; в,г) 0,1L; д,е) 0,325L;

Отметим так же, что при установке ребер виброперемещение измененное в среднем сечении диффузора, снизилось примерно в 3 раза, а уровень шума на расстоянии 1 метра от исследованного диффузора уменьшился на 60%.

На заключительном этапе проведенных исследований рассматривалось влияние закрутки потока во входном сечении оребренного диффузора на его восстановительную способность. Здесь по сравнению с гладкими диффузорами при углах закрутки $\varphi=30^\circ$ коэффициент восстановления давления снизился всего на 5 – 6%.

Литература

1. Дейч М. Е., Зарянкин А. Е. Газодинамика диффузоров и выхлопных патрубков турбомашин. — М.: Энергия, 1970.

О положении индифферентных точек в схемах энергоблоков с суперкритическими параметрами пара

Развитие мировой энергетики идет по пути модернизации и усовершенствования паросилового цикла. В связи с этим основной для угольных ТЭС является тенденция повышения параметров пара. На настоящий момент в мире эксплуатируются и совершенствуются энергоблоки на твердом топливе на суперкритические параметры пара 30 МПа/600/600 °С с однократным и двукратным промперегревами, имеющие КПД 42-45%. Второй промежуточный перегрев позволяет не только снизить конечную влажность пара, но и существенно повысить тепловую эффективность установки. При введении второго промежуточного перегрева прирост КПД энергоблока составляет до 1.5% по сравнению со схемой с однократным промперегревом.

При расчете тепловых схем энергоблоков с двукратным промежуточным перегревом может вызывать сложности определение параметров первого регенеративного отбора после второго промежуточного перегрева. Известно, что параметры первого регенеративного отбора после первого промежуточного перегрева определяются с использованием метода «индифферентной» точки, под которой понимается точка на линии расширения пара за перегревателем, в которой расположение отбора не оказывает никакого влияния на КПД цикла. Аналогично, должна существовать «индифферентная» точка на линии расширения пара за вторым промежуточным перегревателем. В работе [1] Тишина С. Г. приводятся формулы для определения «индифферентных» точек после каждого промперегрева исходя из физического смысла «индифферентной» точки:

$$\Delta h_{\text{инд}}^1 = \frac{H_{\text{пр}}^{\text{ЦВД}}}{h_0 - h_{\text{нз}}} q_{\text{пр}}^1 \quad (1)$$

$$\Delta h_{\text{инд}}^2 = \frac{H_{\text{пр}}^{\text{ЦВД+ЦСД}}}{h_0 - h_{\text{нз}}} q_{\text{пр}}^2 \quad (2)$$

где $\Delta h_{\text{инд}}^1, \Delta h_{\text{инд}}^2$ - теплоперепад от энтальпии пара после промперегрева до «индифферентной» точки, кДж/кг, $H_{\text{пр}}^{\text{ЦВД}}, H_{\text{пр}}^{\text{ЦВД+ЦСД}}$ - приведенный теплоперепад цилиндров турбины, кДж/кг, $q_{\text{пр}}^1, q_{\text{пр}}^2$ - количество теплоты, подведенного к 1 кг пара в первом и втором промежуточном перегревателе,

кДж/кг. Однако более точно местоположение «индифферентной» точки определяется расчетным путем для каждой конкретной схемы.

Автором были проведены варианты расчеты схем энергоблока мощностью 520 МВт на суперкритические параметры пара (30 МПа и 600 °С) с однократным и двукратным промежуточными перегревами с целью определения местоположения «индифферентных» точек. Температура пара после первого и второго промежуточных перегревов принималась равной 620 °С. Расчеты были проведены для оптимальных интервалов давлений промежуточных перегревов, рекомендуемых в [2]. При давлении свежего пара 30 МПа оптимальные давления первого промежуточного перегрева составляют $p_{пп1} = 4,5 \div 11$ МПа. При фиксированном давлении первого промежуточного перегрева давление второго составляет $p_{пп2} = (0,13 \div 0,26)p_{пп1}$. При выбранном $p_{пп1} = 5,0$ МПа $p_{пп2} = 0,5 \div 1,3$ МПа. Результаты расчетов местоположения «индифферентных» точек по формулам (1), (2) и вариантным методом представлены на рис. 1 и 2.

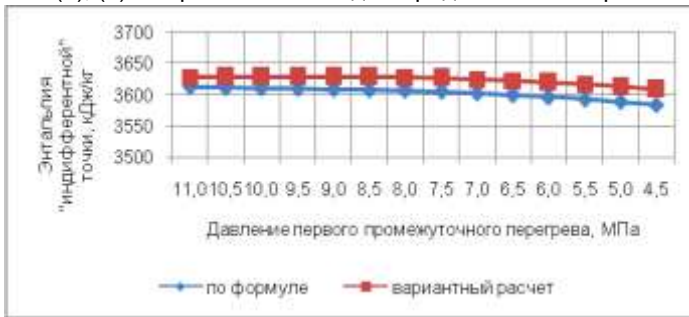


Рис. 1. Зависимость местоположения «первой индифферентной» точки при однократном промежуточном перегреве от давления промежуточного перегрева

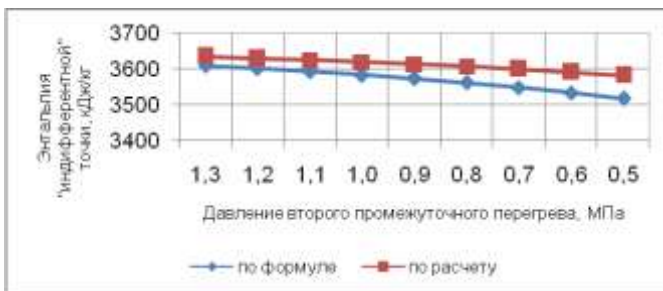


Рис. 2. Зависимость местоположения «второй индифферентной» точки при двукратном промежуточном перегреве от давления второго промежуточного перегрева при давлении $p_{пп1} = 5,0$ МПа.

Анализ результатов расчетов показывает высокую сходимость расчетов по формуле и вариантных расчетов в области оптимальных давлений промежуточных перегревов. При определении «первой индифферентной» точки при однократном промежуточном перегреве расхождение между вариантными расчетами и расчетом по формуле составляет 0,44 – 0,69%, при определении «второй индифферентной» точки при двукратном промежуточном перегреве 0,71 – 1,86%. Таким образом, расчет «индифферентной» точки после второго промежуточного перегрева может с точностью до 2% определяться по формулам, предложенным в работе Тишина С.Г.

Литература

1. **Тишин С.Г.** О выборе параметров регенеративных отборов турбоустановок с промежуточным перегревом. Теплоэнергетика №7, 1995.
2. **Мошкарин А.В., Девочкин М.А.** Анализ перспектив развития отечественной теплоэнергетики. / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002.

УДК 621.311.22

А.А. МИТЮШОВ, инженер,
С.И. ШУВАЛОВ, д.т.н., профессор
(ИГЭУ)

К выбору методики прогнозирования состояния гибов паропроводов

Одним из необходимых условий обеспечения надежной работы оборудования является возможность прогнозирования состояния оборудования как минимум на межремонтный период будущей эксплуатации. Прогноз должен основываться не только на данных о текущем состоянии объекта, но также должен учитывать закономерности развития процесса накопления дефектов. Поскольку появление и развитие дефектов вызывается как детерминированными и допускающими точную количественную оценку факторами, так и случайными факторами, о действии которых полной информации нет, то данные об изменении состояния оборудования также содержат детерминированные и случайные составляющие. По этой причине методика прогноза состояния оборудования должна учитывать вклад случайных факторов и давать количественную оценку состояния в вероятностной форме.

Одним из наиболее ответственных элементов тепловых электростанций, представляющих реальную угрозу безопасности обслуживающего персонала, являются гибы паропроводов, работающих в условиях ползучести при относительно высокой температуре и умеренных напряжениях.

Разрушение гибов вызывается развитием микротрещин, которые переходят в макротрещины и затем в магистральные трещины, нарушающие сплошность элементов. По этой причине нормативные материалы [1], действующие в теплоэнергетике, не допускают эксплуатации паропроводов при наличии микротрещин.

Контроль за состоянием металла паропроводов проводится несколькими методами, основанными на различных физических явлениях. Наиболее надежным считается анализ микроструктуры металла по вырезкам с наиболее поврежденных мест или по снятым репликам. Однако этот анализ, проводится для контроля состояния ограниченного количества элементов и преимущественно после значительной продолжительности эксплуатации оборудования. Количество баллов невелико, тем более что не допускается эксплуатация гибов с появлением микротрещин, и реально можно наблюдать в работе только элементы, не превосходящие шестой класс микроповрежденности. Кроме того, границы баллов достаточно расплывчаты, поэтому велика ошибка округления. По этой причине прогнозирование состояния оборудования только по данные микроструктурного анализа достаточно сложно.

Вместе с тем в список обязательных методов контроля состояния паропроводов входит измерение остаточной деформации прямых участков гибов. Эти измерения более просты, проводятся чаще и данных об изменении остаточной деформации одних и тех же элементов намного больше.

Нормативные материалы [1] запрещают эксплуатацию гибов блоков СКД с остаточной деформацией прямых участков более 0,8 % для стали 12X1МФ и 0,6 % для 15X1М1Ф. Эти предельные значения не являются физически обоснованными, а лишь коррелируют с достаточно высокой вероятностью разрушения трубопровода. Реальную опасность представляют дефекты микроструктуры, которые оцениваются по шкале микроповрежденности [1]. Поэтому в качестве основного признака достижения предельного состояния трубопровода следует признать факт появления микротрещин, соответствующий шестому баллу шкалы микроповрежденности.

В условиях ползучести именно пластическая деформация является первопричиной появления и развития микропор, переходящих в микротрещины [2]. Из этого следует, что между величиной пластической деформации и структурой металла должна быть устойчивая взаимосвязь, и по величине остаточной деформации можно судить о микроповрежденности структуры металла.

Однако результаты диагностики трубопроводов показывают, что полное соответствия по этим параметрам не наблюдается. Это связано со многими причинами. Деформация металла накапливается не только при стационарных режимах, но также и при пусках, остановах, изменениях нагрузки, когда температура металла не остается неизменной. Кроме того, измерения остаточной деформации и микроанализ структуры металла относятся к близким, но различным объектам: остаточная дефор-

мация измеряется на прямых участках, а анализ структуры проводится на растянутых участках гибов. Следует учитывать и наличие погрешностей в результатах диагностики. Поэтому здесь можно ожидать только вероятностной связи.

В основу предлагаемой методики прогнозирования состояния гибов паропроводов, работающих в условиях ползучести, заложен следующий алгоритм: на основании имеющихся результатов наблюдений за накоплением остаточной деформации группе гибов паропроводов, работающих приблизительно в одинаковых условиях, и результатах оценки текущего состояния конкретного гига по математической модели определяется ожидаемая величина остаточной деформации для этого гига на указанный период будущей эксплуатации, а затем по расчетной величине остаточной деформации находится вероятность повреждения микроструктуры до шестого класса.

Деформация металла паропроводов происходит под воздействием напряжений, создаваемых внутренним давлением пара, весовыми нагрузками и неравномерностью температуры в стенке трубопровода при переходных процессах. Основную долю продолжительности эксплуатации составляют стационарные процессы, при которых нагрузки приблизительно одинаковы для всех однотипных элементов. Так как диагностика состояния металла проводится не ранее чем после 20...30 % выработки паркового ресурса, то можно принять, что процесс ползучести находится во второй стадии, когда скорость деформации зависит только от величины приложенной нагрузки. В этих условиях однотипные элементы одного энергоблока должны обладать одинаковой скоростью остаточной деформации.

Вместе с тем результаты диагностики показывают, что даже у полностью идентичных элементов, например, у одинаково расположенных гибов параллельных ниток одного энергоблока, значения остаточной деформации могут различаться в несколько раз. Такое протекание процесса можно объяснить только возникновением дополнительных напряжений, возникающих при изменении нагрузки энергоблока.

Статические напряжения достаточно стабильны, их значения приблизительно одинаковы для однотипных элементов различных объектов. Поэтому и долю накопленной деформации, вызванной этими напряжениями, можно считать детерминированной величиной, зависящей от уровня нагрузки и продолжительности работы элемента. Динамические напряжения более изменчивы и зависят от ряда факторов, учет которых сложен или вообще невозможен. Их вклад в развитие деформации носит принципиально индивидуальный характер. Поэтому математическая модель накопления деформации должна учитывать стационарные нагрузки в виде некоторой детерминированной функции от величины расчетных нагрузок и влияние переменных режимов в виде случайной функции.

Результаты диагностики показывают, что скорость изменения состояния отдельных гибов может отличаться в несколько раз от аналогичной

характеристики других элементов, при этом соответствующим образом изменяется и наблюдаемая скорость изменения баллов микроповреждаемости. Такое расслоение результатов уже нельзя объяснить только случайными погрешностями и следует признать, что отдельные элементы воспринимают значительно большую нагрузку по сравнению с остальными. По формальным признакам невозможно установить причину перегруженности отдельных элементов, связанную вероятнее всего с состоянием и особенностями работы подвесной системы. Поэтому для конкретизации условий работы элементов целесообразно сначала разделить их на группы, различающиеся по конструктивным параметрам и марке металла и далее на подгруппы по скорости изменения состояния. Определение параметров идентификации математической модели и прогноз состояния необходимо будет проводить внутри отдельной подгруппы.

Литература

1. **СТО 17230287.27.100.005-2008.** Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования. – М.: ОАО «ЕЭС России», 2008. – 657 с.
2. **Владимиров В.И.** Физическая природа разрушения металлов. М.: Metallurgia, 1984. – 280 с.

УДК 621.928

А.А. ВЕРЕНИН, Н.С. АСТАШОВ, инженер,
Г.Г. МИХЕЕВ, к.т.н., доцент,
С.И. ШУВАЛОВ, д.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Повышение производительности при модернизации пылесистем с шаровыми барабанными мельницами

В теплоэнергетике России для измельчения низкорреакционных углей широко используются шаровые барабанные мельницы (ШБМ), работающие в схемах с промежуточным бункером пыли. Для предотвращения попадания в топку котла нежелательных для факельного сжигания крупных частиц мельницы оснащаются центробежными сепараторами пыли, устанавливаемыми выше мельниц на 20...30 м.

Одним из вариантов повышения производительности пылесистем является применение сепаратора с более высокой эффективностью разделения, который более полно выделяет достаточно мелкие частицы в готовую пыль, сокращая тем самым количество возврата и позволяя догрузить мельницу сырым углем. Работы по модернизации сепараторов были проведены на Новочеркасской, Запорожской, Черепетской, Южно-

Кузбасской и ряде других электростанций. Во всех случаях при тонкости готовой пыли $R_{90} = 7\%$ производительность пылесистем увеличилась в среднем на 20 %, для более крупной пыли эффект от замены сепараторов оказался меньшим.

Во второй половине прошлого века было выполнено достаточно большое количество поисковых работ по повторной классификации возврата с извлечением из него готовой пыли. Практического применения эта схема не нашла в силу очевидных и существенных недостатков.

Для реализации схемы необходимо организовать дополнительный контур классификации, включающий сепаратор провеивания, циклон, вентилятор и систему трубопроводов.

Возврат сепаратора (крупный продукт разделения) содержит меньше готовой пыли, поэтому для ее извлечения необходимо проводить повторную классификацию по меньшей границе разделения, что может быть достигнуто только при использовании центробежных сепараторов возможно более сложной конструкции и с большим аэродинамическим сопротивлением.

При получении тонкодисперсной пыли с $R_{90} = 7...9\%$ кратность циркуляции, т.е. отношение расхода мельничного продукта к производительности пылесистемы, находится в диапазоне 3...3,5. Количество возврата составляет около 70 % от расхода мельничного продукта, по этой причине габариты дополнительного сепаратора и, следовательно, размеры дополнительного циклона, пылепроводов и производительность дополнительного вентилятора должны быть близки к параметрам оборудования основного контура.

Проведенные нами оценочные расчеты показали, что при наиболее благоприятных условиях увеличение доли выделения готовой пыли составит не более 9 %, при этом за счет угрубления возврата, поступающего в мельницу, увеличение производительности пылесистемы будет еще меньше.

Более предпочтительной является схема провеивания возврата до крупности мельничного продукта. В этой схеме выделенный в сепараторе провеивания мелкий продукт подается на вход основного сепаратора, организуя контур циркуляции. За счет этого происходит многократная перечистка возврата основного сепаратора, а выход всей готовой пыли из основного сепаратора исключает необходимость установки второго циклона.

Для оценки возможностей этой схемы по упрощенной математической модели [1] были проведены варианты расчеты, результаты которых показали, что при тонкости готовой пыли $R_{90} = 7\%$ и использовании серийного сепаратора СПЦ провеивание возврата до мельничного продукта увеличивает производительность пылесистемы на 18...20 %. К точно такому же эффекту приводит замена серийного сепаратора СПЦ на сепаратор ИГЭУ. Одновременная замена сепаратора СПЦ на сепаратор ИГЭУ с провеиванием возврата может увеличить производительность пылесистемы на 27...35 %.

Основным управляющим режимным фактором, который позволяет целенаправленно изменять крупность готовой пыли, является граничный размер разделения сепаратора. В схеме без провеивания один сепаратор и один управляющий фактор. Провеивание возврата предполагает подключение дополнительного сепаратора провеивания, изменение режима которого влияет на работу всей пылесистемы. В схеме с провеиванием оказывается возможным изменять крупность готовой пыли за счет настройки как основного сепаратора, так и сепаратора провеивания. Однако неизменным условием достижения эффекта от провеивания возврата является согласование режимов работы обоих сепараторов. При несогласованной работе возможно даже получение снижения производительности пылесистемы.

В результате расчетов также было выявлено, что при провеивании возврата до мельничного продукта граница разделения основного сепаратора должна быть снижена, а разделение в сепараторе провеивания должно производиться по границе 100...200 мкм.

Это условие значительно упрощает конструктивное оформление узла провеивания, т.к. позволяет использовать конструкцию гравитационного сепаратора с пересыпными полками [2], обладающую двумя важными свойствами: в сепаратор подается сыпучий материал без транспортирующего воздуха, а классификация материала производится при концентрации твердой фазы в воздушном потоке 3...4 кг/кг. Для сравнения следует отметить, что достаточно высокая эффективность в центробежном сепараторе обеспечивается при концентрации пыли в потоке газа не выше 0,7 кг/кг. Замена центробежного сепаратора на гравитационный позволяет сократить потребный расход воздуха для классификации в сепараторе провеивания приблизительно в 5 раз.

Система провеивания возврата до мельничного продукта была опробована на котле ст.№11 Черепетской ГРЭС, оснащенного двумя пылесистемами с шаровыми барабанными мельницами Ш-50А. Котел имеет систему жидкого шлакоудаления и требует готовой пыли с содержанием частиц крупнее 90 мкм не более 7 %.

Ранее на этих пылесистемах была проведена реконструкция сепараторов по схеме ИГЭУ с увеличением производительности на 20 %, однако этого оказалось недостаточно для обеспечения номинальной мощности энергоблока, поэтому при полной нагрузке блока дополнительно с тощим кузнецким углем сжигается более дорогой мазут.

Для реализации схемы применительно к конкретным условиям расчетным путем был определен граничный размер разделения гравитационного сепаратора и в соответствии с ним разработана конструкция в виде двух параллельных секций, состоящих из четырех блоков сепарации. В плане сепаратор занимает площадь 4,25×5,1 м, высота его без отводящих коробов и воронки для сбора возврата составляет 5,4 м.

Для организации провеивания в гравитационный сепаратор был подан воздух с напора мельничного вентилятора, сократив на 20 тыс. м³/ч вентиляцию барабана мельницы.

Проведенные испытания показали, что при включении системы провеивания производительность пылесистемы увеличилась с 54,26 т/ч до 61,46 т/ч на 7,2 т/ч или на 13,2 %, что близко к расчетным значениям. Так как в схеме не были задействованы новые механизмы, то на эту же величину сократились удельные затраты электроэнергии на пылеприготовление. Уменьшение расхода рециркулирующего расхода воздуха на пылесистему снизило аэродинамическое сопротивление барабана и разрежение у горловин мельницы, что должно привести к уменьшению присосов в воздушный тракт пылесистемы и, соответственно, к снижению потерь тепла с уходящими газами. Однако величина этого эффекта не оценивалась.

При средней калорийности кузнецкого угля $Q_n^p = 5800$ ккал/кг провеивание возврата сократило расход мазута с теплотой сгорания $Q_n^p = 9500$ ккал/кг на 4,4 т/ч или на 105 т/сутки. За счет разности цен на уголь и мазут затраты на покупку топлива сократились 384 тыс. руб/сутки.

Литературы

1. Шувалов С.И., Михеев П.Г., Веренин А.А., Асташов Н.С. Математическая модель шаровой барабанной мельницы для анализа работы сепаратора пыли// Вестник ИГЭУ, вып.4, 2009, с.3-7.
2. Барский М.Д., Ревнивцев В.И., Соколкин Ю.В. Гравитационная классификация зернистых материалов. – М.: Недра, 1974. – 232 с.

УДК 621.31

И.В. БУДАКОВ, инженер (ОАО «ТГК-2»),
В.А. БУДАНОВ, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Расчётно-аналитическое исследование замены воздушного охлаждения 1 ступени ГТД-110 на паровое

Эффективность газотурбинных энергетических установок определяется в первую очередь уровнем температуры продуктов сгорания перед 1 ступенью газовой турбины (ГТ) T_r и степенью повышения давления в компрессоре π_k . Увеличение этих параметров обеспечивает повышение эффективности и удельной мощности энергетических установок, снижение удельного расхода топлива при условии приемлемых затрат энергии и расходов охладителя в системах охлаждения и тепловой защиты стенок проточных частей.

Из всех систем охлаждения ГТ наибольшее распространение получила воздушная система с выпуском охлаждающего воздуха в проточную часть ГТ [1]. Альтернативой воздушному охлаждению может служить паровое. Основ-

ное преимущество использования пара в качестве охладителя заключается в высоких значениях коэффициентов теплоотдачи при значительно меньших скоростях потока, то есть при меньших потерях давления.

Разработанная нами методика расчета двухконтурной ПГУ утилизационного типа позволяет оценить эффект от замены охлаждения 1 ступени ГТД-110 с воздушного на паровое [2].

Расчёты показали, что снижение мощности паровой турбины из-за уменьшения расхода пара высокого давления составит 6100 кВт. Отношение мощностей между двумя газовыми турбинами и одной паровой на начальном этапе составило 0,454, после отбора пара на охлаждение 1 ступени ГТ отношение мощностей стало 0,426, что и привело к снижению мощности блока при $N_{ГТ}=110$ МВт. Нагрузка блока ПГУ при данном условии равна 313 800 кВт, а при начальной мощности 319 900кВт. Однако из-за снижения работы на сжатие компрессором воздуха подаваемого на охлаждение при $N_{ГТ}=110$ МВт снизится удельный расход условного топлива на ПГУ с 277,5 г.у.т./кВт·ч до 264,5 г у.т./ кВт·ч.

При условии сохранения расхода топлива постоянным $G_T = 6,987\text{м}^3/\text{с}$, мощность газовой турбины возрастет с 110 000 кВт до 115 400 кВт, при этом расход пара ВД увеличится до 36,4 кг/с, что приведет к повышению мощности паровой турбины до 98 400кВт. Таким образом, мощность блока ПГУ составит 329 200 кВт.

Если принять условие, при котором блок ПГУ несет нагрузку согласно диспетчерского графика, где $\Sigma N=319,9\text{МВт}$ ($110+110+99,9=\text{const}$), нагрузка распределится следующим образом $2 \times N_{ГТ} \approx 112\ 150\text{кВт}$, $N_{ПТ} \approx 94\ 500\text{кВт}$.

Выводы: При замене охлаждения 1 ступени ГТД-110 с воздушного на паровое снижается отношение мощностей газовых и паровой турбин, в результате при номинальной мощности газовой турбины мощность блока снизится, не смотря на увеличение КПД и снижение расхода условного топлива. Полная мощность генератора газовых турбин установленных на блоках ПГУ – 325, позволяет поднять активную мощность, с ограничениями по $\cos \varphi \geq 0,82$, поэтому для блока ПГУ – 325 возможно провести реконструкцию охлаждения 1 ступени ГТ. Отечественная газовая турбина ГТД-110 располагает большим потенциалом увеличения полезной мощности, в связи с этим целесообразно комплектовать газовую турбину генератором большей производительности.

Литература

1. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева.- М.: Издательство МЭИ, 2002.- 584 с.
2. **Рабенко В.С., Будаков И.В., Алексеев М.А.** Тепловой расчет двухконтурной парогазовой установки утилизационного типа: Учеб. пособие/ ИГЭУ – Иванов, 2008. – 310 с.

Система анализа состояния металла корпуса паровой турбины

Современные тенденции в развитии энергомашиностроения характеризуются стремлением к форсированию процессов теплообмена в турбомашинах и к повышению их рабочих параметров, причём ставится вопрос о необходимости работы турбин в условиях переменных нагрузок, об ускорении периодов пуска и останова машины. При этом из-за неравномерности обогрева или охлаждения могут возникнуть градиенты температур, обуславливающие появление недопустимых температурных напряжений и неодинаковых удлинений близлежащих элементов.

В данной работе мы предлагаем на действующих современных электростанциях внедрить, наряду с АСУ ТП, такой элемент поддержки оператора как систему контроля и анализа термо-напряженного состояния корпуса паровой турбины. В частности, на один из мониторов оператора блока будет в наглядной форме выводиться информация о термо-напряженном состоянии корпуса паровой турбины в определенном сечении (как известно наиболее опасным является срез турбины на месте паровпуска). Программа, считывая данные с датчиков измерений, будет нагружать модель в режиме реального времени. Машинист энергоблока сможет наблюдать, как распределяется температура по сечению, каковы величины напряжений, вызванных как температурой, так и динамическими нагрузками, какие деформации претерпевает корпус. Анализируя полученные данные, машинист сможет корректировать технологический процесс в ту или иную сторону.

Решения поставленной задачи необходимо производить в два этапа:

- 1) нахождение распределения температуры металла по сечению корпуса;
- 2) исследование напряженно-деформированного состояния корпуса под действием динамических нагрузок, при условии наложения результатов первого этапа расчета.

Расчетная схема была искусственно вычленена из тепловой схемы энергоблока. Все остальные элементы, не включенные в рассматриваемую расчетную схему представляются в виде внешних источников, отражающих влияние внешней среды по отношению к металлу статора турбины. С учетом такой постановки задачи входными параметрами являются

- начальная температура металла – $t_{\text{ме нач}}$;
- температура и расход пара и корпуса турбины: t_k, G_k ;
- температура и расход пара в обнизке: t_0, G_0 ;

- температура воздуха в машзале t_b и коэффициент теплопередачи от наружной поверхности корпуса к воздуху k_b , учитывающий термическое сопротивление изоляции, т.е теплообмен приводится к наружной поверхности статора турбины;
- сила затяжки шпильки, приходящейся на единицу длины фланца – P/t , где P – сила затяжки одного болта или шпильки, t – расстояние между осями соседних болтов или шпилек;
- ограничение перемещений в направлении осей в определенных точках;
- давление пара внутри корпуса p_k ;
- давление пара в обнизке p_o ;
- давление воздуха в машзале p_b .

Математическая модель термо-напряженного состояния корпуса турбины должна в любой момент времени обеспечивать расчет распределения температур, напряжений и деформаций металла по поперечному сечению статора в районе паровпуска $t_m(x,y)$, $\sigma_m(x,y)$ и $\epsilon_m(x,y)$ что, собственно, и является выходом модели.

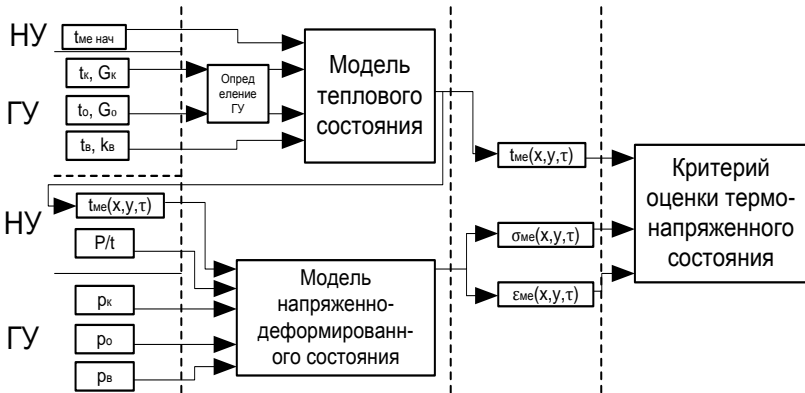


Рис. 1. Схема модели термо-напряженного состояния металла турбины

Литература

1. Зысина-Моложен Л. М., Зысин Л. В., Поляк М. П. Теплообмен в турбомашинах. Л., «Машиностроение» (Ленингр. отд-ние), 1974. 336с.
2. Костюк А. Г. Динамика и прочность турбомашин: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. - 476 с.: ил.

Восстановление упорного гребня турбины ПТ-12-35/10М методом электроискрового легирования

14.10.2010 г. был аварийно остановлен турбогенератор ст. № 2 ТЭС УГЭ ОАО «Северсталь» с турбиной ПТ-12-35/10М производства Калужского турбинного завода по причине заброса конденсата. При вскрытии турбины после аварийного останова было обнаружено повреждение упорного гребня ротора со стороны рабочих колодок максимальной глубиной до 6,5 мм. Турбина одновальная. Материалом упорного гребня предположительно является сталь 40Х (документальных данных Калужского турбинного завода не имеется).

При выборе способа ремонта упорного гребня учитывались конструктивные, технологические, весовые, габаритные параметры ротора турбины ПТ-12-35/10М. Немаловажным фактором было то, что восстановлению подлежала площадь упорного гребня примерно 500 см². Величина износа гребня была неравномерна и представляла собой выработку материала гребня в виде кольцевых канавок шириной до 12 мм; по глубине она составляла от 6,5 мм на периферии фланца – наружный диаметр 290 мм и до 0,5-0,8 мм в части гребня ближе к опорной шейке.

Среди возможных способов ремонта наиболее перспективными оказались способы ремонта сваркой (наплавкой) и способ электроискрового легирования (ЭИЛ). Выбор ЭИЛ как метода восстановления изношенного гребня ротора турбины связан с его основными достоинствами:

- возможность локальной обработки в строго указанных местах без защиты остальной поверхности детали;
- высокая прочность сцепления нанесенного покрытия с материалом основы;
- отсутствие перегрева детали в процессе обработки, способного привести к фазовым превращениям в ее материале;
- надежность, мобильность и универсальность применения оборудования для ЭИЛ.

Технологический процесс восстановления был следующим: подготовка поверхности – электроискровое нанесение восстанавливающего слоя – механическая обработка (торцевание) – заделка лунок.

Для решения задачи восстановления размеров упорного гребня была выбрана бронза БрКМц 3-1. Этот материал при определенных условиях нанесения в комбинации с другими материалами, обладающими повышенными прочностными свойствами, позволяет получать электроискровым способом качественные покрытия значительной толщины. Склонность бронзы БрКМц 3-1 к высоким показателям массопереноса в элек-

троискровом процессе обусловлена наличием в его составе марганца в количестве 1,0%. Микротвердость покрытия из бронзы БрКМц 3-1 составляет значения 1240 - 1650 МПа. Незначительный разброс микротвердости обусловлен образованием незначительных пор, формирующих границы слоев покрытия.

Для формирования восстанавливающего слоя на упорном гребне использовались следующие электродные материалы: бронза БрКМц 3-1 в качестве основных материалов; медь марки М1 в качестве вспомогательного материала, предназначенного для разравнивания бугров и конгломератов бронзы БрКМц 3-1.

После проведения формирования покрытия из бронзы БрКМц 3-1 были проведены замеры твердости гребня ротора по шкале Бринелля с помощью малогабаритного прибора измерения твердости «Темп-4». Измерение твердости проводили по стальной поверхности со стороны противоположной формированию покрытия из бронзы БрКМц 3-1 и непосредственно по сформированной поверхности из бронзы БрКМц 3-1. Результаты замеров твердости представлены в таблице 1.

Таблица 1. Значения твердости упорного гребня на стальной и бронзовой частях

Материал гребня	Стальная часть	Наплавленная бронза БрКМц 3-1
Твердость НВ (кг/мм ²)	260 - 280	150 - 180

Завершающей операцией было заполнение оставшихся на восстановленной поверхности лунок (их общая площадь не превышала 20%) металлополимером «ЛЕО-сталь» ЗАО «Металлополимерные материалы ЛЕО» (материалом универсального применения, предназначенного, среди прочих функций, для заделки литевых раковин).

Таким образом, осуществлен ремонт рабочей поверхности упорного гребня методом ЭИЛ бронзой БрКМц 3-1 с толщиной электроискрового слоя до 6,5 мм восстановлением упорного гребня до ремонтного размера.

Метод ЭИЛ открывает широкие возможности для полнопрофильного восстановления тяжелых деталей машин и для нанесения покрытий большой толщины, которые можно использовать, в частности, для ремонта рабочих лопаток и восстановления стеллитовой защиты.

Подсекция «АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»

УДК 621.165

А.Е. ЗАРЯНКИН, д.т.н., профессор,
А.Н. РОГАЛЕВ, аспирант
(МЭИ) г. Москва

Гибридные АЭС с внешним по отношению к реактору перегревом пара

В планах развития АЭС предусматривается переход к реакторам нового поколения, обеспечивающим увеличение единичной мощности энергоблоков до $N_3=1500-1800$ МВт.

Рассматривается альтернативный путь достижения указанной мощности на базе уже существующих реакторов ВВЭР-1000 путем перегрева влажного пара в специальном котле-пароперегревателе до температуры $t_0=600-650^\circ\text{C}$ с использованием теплоты сгорания органического, или в водородной камере сгорания с использованием водородного топлива. В последнем случае начальная температура может быть повышена до существенно больших значений, однако повышение температуры свыше 840°C при начальном давлении пара порядка 5-6 МПа, характерном для существующих отечественных ядерных паропроизводящих установок, без применения дополнительных теплообменников для охлаждения пара нецелесообразно, поскольку при большей начальной температуре в конденсатор начинает поступать перегретый пар, в результате чего потери энергии в конденсаторе увеличиваются.

Несмотря на то, что водородный перегрев пара является более предпочтительным, как с точки зрения термодинамики (водородный перегрев дает больший прирост мощности и КПД при одинаковом уровне температур), так и с экологической точки зрения (продуктом сгорания водорода с кислородом является водяной пар). Для практической реализации в обозримом будущем наиболее перспективным вариантом является перегрев пара в котле-пароперегревателе, работающем на органическом топливе, до умеренных температур, порядка 600°C .

Самым простым решением является применение однократного перегрева пара после реакторного парогенератора в котле-пароперегревателе до 600°C . Такое решение позволяет увеличить мощность турбоустановки до 1735 МВт при одновременном увеличении КПД до 39.73%. Перегрев пара до указанной температуры позволяет без использования сепаратора-пароперегревателя обеспечить за турбиной влажность пара на уровне 9%, как и в существующих быстроходных турбинах ТЭС. Снижение начальной температуры пара ниже 600°C нежелательно, поскольку приведет к росту влажности за последней ступенью и увеличению эрозионного износа проточной части цилиндра низкого давления.

Дальнейшее повышение мощности и эффективности турбоустановки без увеличения уровне температуры пара может быть реализовано за счет применения промежуточного перегрева пара после цилиндра высокого давления.

Применение перегрева пара до начальной температуры 600°C в сочетании с промежуточным перегревом пара до 620°C позволяет увеличить единичную мощность турбоустановки до 2050 МВт и достигнуть КПД в 41%. Процесс расширения пара в турбине с промежуточным перегревом пара показан на рис.1. Точка "а" характеризует состояние пара после парогенератора, далее происходит перегрев пара в котле-пароперегревателе(линия а-б), после чего пар расширяется в цилиндре высокого давления(процесс расширения изображен линией б-с) и направляется в промежуточный пароперегреватель, после которого с температурой 620°C поступает в цилиндр низкого давления турбины. При подобной схеме перегрева вся проточная часть турбины работает в области перегретого пара, что исключает потери от влажности в турбине, и приводит к увеличению внутреннего относительного КПД турбины на 6-8%, в сравнении с турбинами влажного пара, и решает проблему эрозионного износа проточной части.

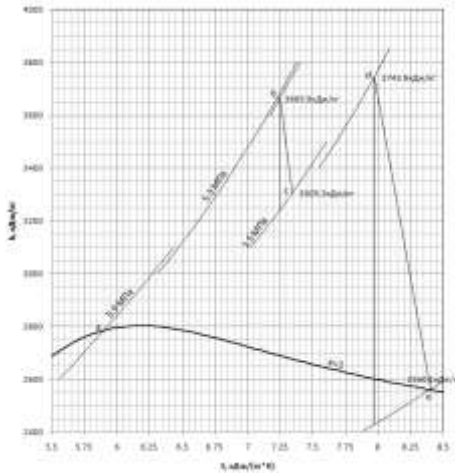


Рис.1. Процесс расширения пара в турбине с начальным перегревом пара до 600°C и промежуточным перегревом до 620°C

Тепловая схема турбоустановки с перегревом пара 600°C и промежуточным перегревом пара до 620°C при ведена на рис. 2. Основные отличия тепловой схемы от традиционной тепловой схемы состоят в том, что отсутствует сепаратор-пароперегреватель, а питание приводной турбины питательного насоса осуществляется из линии отбора пара на деаэрактор. Также, из-за увеличения разделительного давления между цилиндрами высокого и низкого давления, часть регенеративных отборов из цилиндра высокого в цилиндр низкого давления.

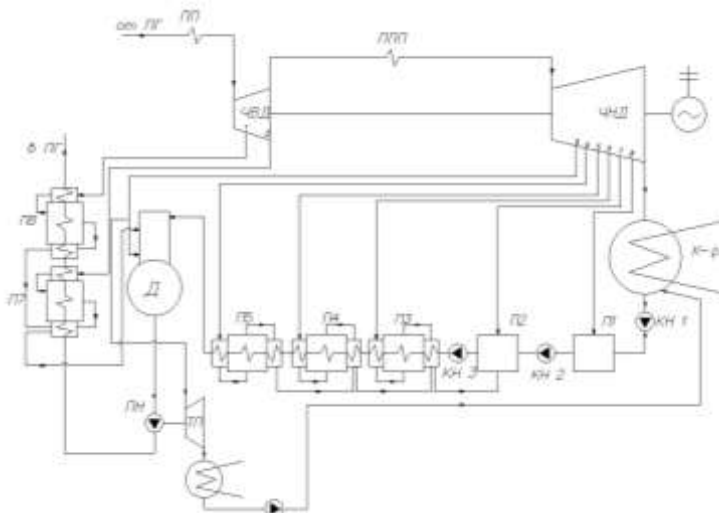


Рис. 2. Тепловая схема турбоустановки с начальным перегревом пара до 600°C и промежуточным перегревом до 620°C

Повышение температуры пара, как уже было отмечено, позволяет отказаться от применения сепаратора-пароперегревателя, что приводит к увеличению массового расхода пара как через часть высокого давления, так и через часть низкого давления. Увеличение массового расхода через турбину связано и со снижением расходов пара в регенеративные подогреватели, что также вызвано ростом температуры пара. Сочетание увеличенного массового расхода с ростом температуры ведет к существенному увеличению объемного расхода пара по всей проточной части турбины. Это обстоятельство положительно сказывается на КПД цилиндра высокого давления, поскольку увеличение высоты лопаток здесь приведет к некоторому росту внутреннего относительного КПД цилиндра, однако пропустить увеличенный почти на 40% расход пара в конденсатор невозможно без увеличения высоты лопаток последней ступени цилиндра низкого давления. Эта проблема может быть решена путем увеличения пропускной способности цилиндра низкого давления за счет применения двухъярусных ступеней. Таким образом, новая паровая турбина мощностью 2000 МВт может быть выполнена по той же конструктивной схеме, что и турбина К-1000-5.9/50 - 2хЦНД-ЦВД-2хЦНД.

Также была разработана и конструктивная схема котла-пароперегревателя. Оказалось, что такой котел может быть выполнен П-образным, как и большинство котельных агрегатов, применяемых в энергетике, а его габаритные размеры не существенно превышают размеры котла ТГМП-204.

Литература

1. **Bannister R.L., Newby R.A, Yang W.C.** Development of Hydrogen-Fueled Combustion Turbine Cycle for Power Generation. Transactions of the ASME, vol.120, April 1998 p.276-283.
2. **Федоров В.А., Мильман О.О.** «Энергоэффективное непрерывное производство электроэнергии с комбинированным использованием органического и водородного топлива.» Международный форум «Водородные технологии для производства энергии». Москва, Россия, 6-10 февраля 2006 г. Тезисы докладов.
3. **Зарянкин А.Е., Зарянкин В.А., Арианов С.В.** «Проточная часть турбины» Патент №2296224 БИ №9 27.03.2007.
4. **Zaryankin A.E., Zroichikov N.A., Arianov S.V., Rogalev A.N.** Turbine of Nuclear Power Plant with outer steam superheater, Czech Republic, Pilsen, 19-20 June 2007 , conference «Power System Engineering, Thermodynamics and Fluid Flow».
5. **Zaryankin A.E., Zaryankin V.A., Arianov S.V., Krayushkin P.M., Rogalev A.N.** Super powerful steam turbine for hybrid nuclear power plants "8th European conference on Turbomachinery Fluid dynamics and Thermodynamics", Graz, Austria 23-27 march 2009, p. 1149-1156.

УДК 621.039.51

В.К. СЕМЕНОВ д.т.н., профессор
М.А. ВОЛЬМАН, А.О. ЧУСОВ студенты
(ИГЭУ)

Математическое моделирование разгона и глушения реактора на энергетических уровнях мощности

В отличие от холодного состояния горячий реактор обладает отрицательной температурной обратной связью по температуре топлива и теплоносителя. Кинетика реактора с сосредоточенными параметрами с учетом шести групп запаздывающих нейтронов представляет собой задачу Коши на основе системы взаимосвязанных нелинейных дифференциальных уравнений [1].

$$\frac{dN(t)}{dt} = \frac{\rho - \beta}{\tau} N(t) + \sum \lambda_i N_i(t), \quad (1)$$

$$\frac{dN_i(t)}{dt} = \frac{\beta_i}{\tau} N(t) - \sum \lambda_i N_i(t), \quad (2)$$

$$m_u C_u \frac{dT_u}{dt} = N_T - kF(T_u - T_B), \quad (3)$$

$$m_B C_B \frac{dT_B}{dt} = kF(T_u - T_B) - \gamma_B C_B G(T_{Вых} - T_{Вх}), \quad (4)$$

$$\rho = \delta\rho(t) + \alpha_1(T_B - T_B(0)) + \alpha_2(T_u - T_u(0)). \quad (5)$$

Здесь $N(t)$ и ρ – соответственно число нейтронов реактора и его реактивность, β – суммарная доля запаздывающих нейтронов, τ – время жизни одного поколения мгновенных нейтронов, λ_i, N_i – постоянная распада и вклад в мощность ядер-предшественников соответствующей группы, порождающей запаздывающие нейтроны, m_U, m_B – соответственно масса топлива и теплоносителя, C_U, C_B – удельные теплоемкости топлива и теплоносителя при постоянном давлении, k – эффективный коэффициент теплопередачи от топлива к теплоносителю, F – эффективная поверхность теплообмена, γ_B, G – соответственно плотность теплоносителя на входе в зону и его расход, T_U, T_B – средние температуры топлива и теплоносителя, $T_{\text{вых}} - T_{\text{вх}} = \Delta T$ – подогрев теплоносителя в активной зоне, $\delta\rho(t)$ – возмущение реактора скачком реактивности, α_1 и α_2 – соответственно коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя и топлива, обеспечивающие саморегулирование реактора за счет отрицательной температурной обратной связи.

В эту систему входят уравнения для нейтронной мощности реактора, шесть уравнений для запаздывающих нейтронов и два уравнения теплопередачи: одно – для топлива, второе – для теплоносителя. В качестве начальных условий задаются мощность реактора, вклад всех групп запаздывающих нейтронов, температуры топлива и теплоносителя, а также начальный скачок реактивности.

Поскольку реактор через систему трубопроводов связан с парогенератором, а парогенератор с турбиной и оборудованием второго контура, то в качестве гипотезы замыкания рассматриваемой системы дифференциальных уравнений принято предположение о постоянстве температуры на входе в реактор.

Второй особенностью поставленной задачи является жесткость вышеназванной системы уравнений. Поэтому для численного интегрирования использованы алгоритмы интегрирования жестких дифференциальных уравнений [2].

Разработанная нами программа позволяет моделировать на компьютерной модели энергетического блока с реактором ВВЭР-1000 различные аварийные и переходные процессы, как на холодном реакторе, так и на реакторе в энергетических режимах.

В результате выполненного моделирования нами получены численные решения для следующих процессов:

- проанализирована динамика разгона реактора при внезапных скачках реактивности с любым заданным законом зависимости скачка реактивности от времени;
- динамика перехода реактора с одного уровня мощности на другой;

- рассчитана кинетика глушения реактора с учетом конечного времени падения стержней СУЗ и соответствующего закона ввода отрицательной реактивности.

Точность численных решений оценена на примере разгона и глушения холодного реактора без температурных обратных связей в однопрупповом приближении. Для этого случая имеется точное аналитическое решение [1].

$$\frac{n(t)}{n_0} = \frac{\beta}{\beta - \rho} \exp\left(-\frac{\rho\lambda}{\beta - \rho} t\right) - \frac{\rho}{\beta - \rho} \exp\left(-\frac{\beta - \rho}{\tau} t\right). \quad (6)$$

Литература

1. Семенов В.К. Кинетика и регулирование ядерных реакторов. – Иваново, ИГЭУ, 2009.
2. Кирьянов Д.В. Mathcad 13 в подлиннике. – СПб.: БХВ – Петербург, 2005.

УДК 621.039.51

В.Э. БАРАНЕЦ нач. отдела;
В.К. СЕМЕНОВ д.т.н., профессор,
В.С. ЩЕБНЕВ к.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Математическая модель и методология определения температурного и барометрического коэффициентов реактивности на минимально контролируемом уровне мощности реактора

Кафедра АЭС ИГЭУ располагает программным комплексом полномасштабного тренажера блока АЭС с реактором ВВЭР-1000. Этот комплекс позволяет моделировать и исследовать различные переходные и аварийные режимы в первом и втором контурах АЭС. Кроме того, тренажер позволяет обрабатывать в полном объеме методики нейтронно-физических измерений на реакторной установке.

Изменение реактивности в окрестности малых изменений параметров РУ, влияющих на реактивность, для данной глубины выгорания топлива с точностью до членов первого порядка определяется соотношением:

$$\Delta\rho = (\partial\rho/\partial T_U) \Delta T_U + (\partial\rho/\partial T_B) \Delta T_B + (\partial\rho/\partial P) \Delta P_1 + (\partial\rho/\partial C) \Delta C_{бк} + \Delta\rho_{СУЗ} + \Delta\rho_{Хе} + \Delta\rho_{Sm}. \quad (1)$$

Здесь ΔT_U , ΔT_B , ΔP_1 и $\Delta C_{бк}$ – соответственно изменения температуры топлива, температуры теплоносителя в реакторе, давления в первом

контуре и концентрации борной кислоты в реакторе; $\Delta\rho_{\text{СУЗ}} = \int_{H_0}^H \frac{\partial\rho}{\partial H} dH$

– эффект реактивности, вносимый органами регулирования при их перемещении из положения H_0 в положение H ; $\Delta\rho_{\text{Хе}}$ и $\Delta\rho_{\text{Sm}}$ – эффекты реактивности, обусловленные изменением соответственно концентрации ядер Хе-135 и Sm-149 в активной зоне.

В процессе измерений на МКУ, когда $\Delta\rho_{\text{Хе}} = \Delta\rho_{\text{Sm}} = 0$ и при постоянных P_1 , $\Delta C_{\text{бк}}$ и $H_{\text{СУЗ}}$ имеем:

$$\Delta\rho = (\partial\rho/\partial T_U) \Delta T_U + (\partial\rho/\partial T_B) \Delta T_B. \quad (2)$$

Для минимально контролируемого уровня мощности $\Delta T_B = \Delta T_{\text{вх}} = \Delta T_{\text{аз}}$, где $\Delta T_{\text{вх}}$ – изменение температуры теплоносителя на входе в реактор.

Найдем изменение ΔT_U , соответствующее величине $\Delta T_{\text{аз}}$.

Для небольших изменений температуры топлива и теплоносителя, возникающих при внесении в активную зону малых возмущений система уравнений, определяющая теплообмен в активной зоне реактора имеет вид [1]:

$$m_U C_U (d\Delta T_U/dt) = \Delta N - K F (\Delta T_U - \Delta T_B), \quad (3)$$

$$m_B C_B (d\Delta T_B/dt) = K F (\Delta T_U - \Delta T_B) - C_B \gamma_B G_p \Delta(\Delta T). \quad (4)$$

где m_U и C_U – соответственно масса топлива (по UO_2) и его удельная теплоемкость (изобарная); m_B и C_B – соответственно масса и удельная теплоемкость теплоносителя в активной зоне; K – эффективный коэффициент теплопередачи от топлива к теплоносителю; поверхность теплообмена в активной зоне; γ_B – плотность теплоносителя на входе в активную зону; G_p – расход теплоносителя через реактор; ΔT – подогрев теплоносителя в реакторе; T_U и T_B – средняя температура соответственно топлива и теплоносителя; N – нейтронная мощность реактора.

На минимально контролируемом уровне мощности для формулы $\Delta N=0$ и решение первого уравнения можно представить в виде

$$\Delta T_U(t) = \int_0^t \Delta T_B(\tau) \exp\left(-\frac{(t-\tau)}{\tau_U}\right) \frac{d\tau}{\tau_U}, \quad (5)$$

где $\tau_U = m_U C_U / (K F)$ – постоянная времени разогрева топлива (для ВВЭР-1000 $\tau_U = 3,6-4,2$ с).

Так как характерное время изменения температуры теплоносителя на МКУ мощности при измерении величины температурного коэффициента реактивности составляет от единиц до десятков минут, то практически

для любого момента времени t более 12 с (т.е. $t \geq 3 \tau_U$) $\Delta T_U \approx \Delta T_B$. Для стационарных состояний, отличающихся различной температурой теплоносителя в реакторе, из формулы (5) следует, что $\Delta T_U = \Delta T_B$.

Итак, формулу (2) можно переписать в виде:

$$\Delta p = (\partial p / \partial T) \Delta T_B \quad \Delta p = (\partial p / \partial T) \cdot \Delta T_B, \quad (6)$$

где $\partial p / \partial T = \partial p / \partial T_U + \partial p / \partial T_B$ – температурный коэффициент реактивности (суммарный по температуре топлива и по температуре теплоносителя).

Таким образом, на МКУ мощности экспериментально определяется суммарный по температуре топлива и по температуре теплоносителя коэффициент реактивности.

Определение значения $\partial p / \partial T$ осуществляется по экспериментальным значениям Δp и $\Delta T_{аз}$ (или $\partial p / \partial t$ и $\partial T_{аз} / \partial t$), полученным как при повышении температуры теплоносителя в первом контуре, так и при ее снижении [2]. Как правило, наиболее достоверная величина $\partial p / \partial T$ получается при обработке результатов измерений, зарегистрированных в ходе повышения $T_{аз}$, так как в данном случае исключено попадание теплоносителя из КД в петли первого контура. При снижении $T_{аз}$ уровень теплоносителя в КД должен поддерживаться неумещающимся посредством уменьшения в дистанционном режиме управления расхода продувки 1 контура при постоянной ее подпитке, что не всегда выполняется в процессе экспериментальных исследований.

Экспериментальное значение барометрического коэффициента реактивности на МКУ мощности вычисляется следующим образом:

$$\partial p / \partial P = (\Delta p / \Delta P_1) C_{бк}, \quad T_{аз} = \text{const},$$

Определение величины $\partial p / \partial P$ целесообразно производить по результатам изменения Δp и ΔP_1 (или $\partial p / \partial t$ и $\partial p / \partial P_1$), полученным в ходе впрыска в КД (рисунок 2). В этом эксперименте из-за его кратковременности (0,5–1,0 мин) легче удержать неизменными $T_{аз}$ и $L_{кд}$. Данные, зарегистрированные в процессе повышения давления в первом контуре (за счет работы ТЭН КД), приводят, как правило, к недостоверным значениям $\partial p / \partial P$. Длительность этого эксперимента составляет (10-20) минут. На данном интервале времени практически невозможно удержать неизменной $T_{аз}$ и неумещающимся $L_{кд}$.

Если в процессе изменения $T_{аз}$ с целью определения величины $\partial p / \partial T$ давление в первом контуре не поддерживалось постоянным, а также при изменении P_1 для определения $\partial p / \partial P$ изменялась и температура тепло-

носителя, то искомые коэффициенты реактивности могут быть найдены посредством решения системы двух уравнений вида

$$\Delta\rho_i = \Delta T_{азi} (\partial\rho/\partial T) + \Delta P_{1i} (\partial\rho/\partial P), \quad i = 1, 2.$$

Абсолютные погрешности экспериментального определения значений $\partial\rho/\partial T$ и $\partial\rho/\partial P$ оцениваются соответственно по формулам:

$$\sigma_{TK} = \sqrt{(\sigma_{\rho} / \Delta T_{аз})^2 + (\Delta\rho\sigma_{\Delta T} / \Delta T_{аз}^2)^2}, \quad (7)$$

$$\sigma_{БК} = \sqrt{(\sigma_{\rho} / \Delta P_1)^2 + (\Delta\rho\sigma_{\Delta P} / \Delta P_1^2)^2}. \quad (8)$$

Литература

1. **Семенов В.К.** Кинетика и регулирование ядерных реакторов. – Иваново, ИГЭУ, 2009.
2. **РД ЭО 0150-2004.** Типовые программы и методики проведения физических экспериментов на энергоблоках АЭС с реакторами ВВЭР-1000. – М. Росэнергоатом, 2005.
3. **РД ЭО 0151-2004.** Методика расчета нейтронно-физических характеристик по данным физических экспериментов на энергоблоках АЭС с реакторами ВВЭР-1000. – М. Росэнергоатом, 2005.

УДК 621.039.51

В.К. СЕМЕНОВ, д.т.н., профессор,
 Н.Б. ИВАНОВА, к.ф.-м.н.;
 В.Н. ТРУХАЧЕВ, инженер НОЦ
 (ИГЭУ)

Математическая модель реактиметра для компьютерного тренажера реактора ВВЭР-1000 на платформе ЗКЕУМАСТЕР

Функционально-аналитический тренажер (ФАТ) является электронной моделью энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320), реализованной на персональном компьютере в программной среде ЗКЕУМАСТЕР.

Расшифровка результатов нейтронно-физических измерений на реакторе осуществляется при помощи прибора – реактиметра. Метод измерения реактивности основывается на обращенном решении уравнений кинетики реактора с сосредоточенными параметрами с учетом 6-ти групп запаздывающих нейтронов [1].

$$\frac{dN(t)}{dt} = \frac{\rho - \beta}{\tau} N(t) + \sum_1^6 \lambda_j N_j(t), \quad (1)$$

$$\frac{dN_j}{dt} = \frac{\beta_j}{\tau} N(t) - \lambda_j N_j(t). \quad (2)$$

Здесь $N(t)$ и $N_j(t)$ – соответственно нейтронная мощность реактора и мощность, вносимая j -й группой запаздывающих нейтронов ($j = 1, \dots, 6$),

$\beta = \sum_1^6 \beta_j$ – суммарная доля запаздывающих нейтронов, τ_j – постоянная

распада ядер-предшественников, τ – время жизни одного поколения

мгновенных нейтронов, $\rho = \frac{k_{\text{эф}} - 1}{k_{\text{эф}}}$ – реактивность реактора, определя-

емая эффективным коэффициентом размножения нейтронов $k_{\text{эф}}$.

Из первого уравнения определим реактивность, измеренную в единицах β :

$$\frac{\rho(t)}{\beta} = \frac{\tau}{\beta N} \frac{dN}{dt} + 1 - \frac{\tau}{\beta n} \sum_1^6 \lambda_j N_j. \quad (3)$$

Зависимость $N_j(t)$ найдем из второго уравнения кинетики:

$$\frac{dN_j}{dt} + \lambda_j N_j = \frac{\beta_j}{\tau} N. \quad (4)$$

Умножив все члены этого уравнения на интегрирующий множитель $e^{\lambda_j t}$, получим

$$\frac{d}{dt} (N_j e^{\lambda_j t}) = \frac{\beta_j}{\tau} N e^{\lambda_j t}. \quad (5)$$

С учетом начальных условий $\frac{dN_j(0)}{dt} = 0$ и $N_j(0) = \frac{\beta_j}{\tau \lambda_j} N(0)$ решение

уравнения (5) имеет вид:

$$\lambda_j N_j(t) = \frac{\beta_j}{\tau} e^{-\lambda_j t} \left[N(0) + \lambda_j \int_0^t N(t') e^{\lambda_j t'} dt' \right]. \quad (6)$$

Подставляя полученный результат в формулу (3), получим

$$\frac{\rho(t)}{\beta} = 1 + \frac{\tau}{\beta N} \frac{dN}{dt} - \frac{1}{N} \sum_1^6 T_j, \quad (7)$$

где

$$T_j = \frac{\beta_j}{\beta} e^{-\lambda_j t} \left[n(0) + \lambda_j \int_0^t n(t') e^{\lambda_j t'} dt' \right]. \quad (8)$$

Беря последний интеграл по частям, реактивность можно представить в следующем виде:

$$\frac{\rho(t)}{\beta} = \frac{\tau}{\beta} \frac{d \ln N(t)}{dt} + \frac{1}{N(t)} \sum_{j=1}^6 a_j \int_0^t \frac{dN(t')}{dt'} \exp[\lambda_j(t' - t)] dt'. \quad (9)$$

Здесь $a_j = \frac{\beta_j}{\beta}$ – относительная доля запаздывающих нейтронов.

Так как эксперимент проводится при условии, что реактор далек от мгновенной критичности, то первое слагаемое в выражении (9) можно опустить. Действительно,

$$\frac{\tau}{\beta} \frac{1}{n} \frac{dn}{dt} = \frac{\tau}{\beta T} \ll 1.$$

Здесь $\frac{1}{n} \frac{dn}{dt} = \frac{1}{T}$ – величина, обратная периоду реактора.

Работа компьютерной программы «Реактиметр» основывается на решении уравнения (9), причем зависимость $N(t)$ определяется по результатам эксперимента, после того как файл данных эксперимента переносится в программу «Реактиметр».

Поскольку ФАТ подпрограммой «Реактиметр» не обеспечен, то нами предлагается внедрение подпрограммы «Реактиметр» в ФАТ. Такая модификация позволит измерять реактивность реактора в реальном времени по мере поступления данных о нейтронной мощности реактора.

Так как зависимость $N(t)$ аналитически не задана, то формулу (9) нужно представить в виде, удобном для численного интегрирования. С этой целью установим рекуррентные соотношения для интеграла, стоящего под знаком суммы в выражении (9)

$$I(t) = \int_0^t \frac{dN}{d\tau} \exp[-\lambda_j(t - \tau)] d\tau. \quad (10)$$

Зависимость $N(t)$ задается с шагом Δt , т.е. $t = i \Delta t$, где $i = 0, 1, 2, \dots$. Положим $i = k + 1$ и обозначим $I[(k + 1)\Delta t] = I_{k+1}$. Тогда

$$I_{k+1} = \int_0^{(k+1)\Delta t} \frac{dN}{d\tau} \exp\{-\lambda_j[(k + 1)\Delta t - \tau]\} d\tau. \quad (11)$$

Последний интеграл разобьем на сумму двух интегралов

$$I_{k+1} = \exp(-\lambda_j \Delta t) \int_0^{k\Delta t} \frac{dN}{d\tau} \exp(\lambda_j \tau) d\tau + \exp(-\lambda_j (k+1)\Delta t) +$$

$$+ \int_{k\Delta t}^{(k+1)\Delta t} \frac{dN}{d\tau} \exp(\lambda_j \tau) d\tau. \quad (12)$$

В результате вычислений после элементарных преобразований получим

$$I_{k+1}^j = I_k^j \exp(-\lambda_j \Delta t) + \frac{N_{k+1} - N_k}{\Delta t \lambda_j} [1 - \exp(-\lambda_j \Delta t)] \quad (13)$$

и

$$\frac{\rho_{k+1}}{\beta} = \frac{1}{N_{k+1}} \sum_j a_j I_{k+1}^j. \quad (14)$$

Здесь $k = 1, 2, 3, \dots, \tau-1$, а $I_1^j = 0$.

Таким образом, полученные выражения (13) и (14) позволяют определить реактивность реактора в режиме реального времени в ходе измерения нейтронно-физических характеристик реактора. Реализация приведенного алгоритма осуществлена нами на языке C++Builder.

Литература

1. Семенов В.К. Кинетика и регулирование ядерных реакторов. – Иваново, ИГЭУ, 2009.

УДК 621.039:621.311.22

А.Г. ИЛЬЧЕНКО, к.т.н., доцент,
Д.В. ВОРОБЬЕВ, Р.Э. МУЗЕЕВ, студенты
(ИГЭУ)

Применение двухфазных струйных аппаратов в системе регенерации паротурбинных установок

Двухфазные струйные аппараты, к которым относятся, в частности и пароводяные инжекторы, известны в технике довольно давно. Общие методы расчета струйных аппаратов, в том числе пароводяных инжекторов, достаточно подробно разработаны в работах Н. М. Зингера и Е. Я. Соколова [1]. Однако их применение для расчета струйных аппаратов,

работающих на двухфазной среде, является не всегда возможным. Высокой эффективностью обладают двухфазные струйные аппараты, работающие на скачке конденсации, теория которых разработана в работах Г.В. Циклаури В.В. Фисенко [2, 3]. Ввиду высокой сложности процессов, протекающих в таких аппаратах, их теория и методики расчета базируются в значительной степени на экспериментальных данных.

Принципиальная схема пароводяного инжектора и графики изменения давления в отдельных его элементах приведены на рис. 1.

Пар, расширяясь в сопле, попадает в камеру смешения, где происходит обмен импульсом с холодной жидкостью и одновременно конденсация. Процессы в камере смешения чрезвычайно сложны. Кроме обмена импульсом и теплообмена происходит перестройка структуры двухфазного потока – в конце камеры смешения движется пенный поток, в котором скорость звука резко падает, и при абсолютных умеренных скоростях поток становится сверхзвуковым ($M > 1$), появляется скачок уплотнения (скачок конденсации). После скачка конденсации в камере смешения движется однофазная жидкость, при этом происходит ее дальнейшее сжатие в диффузоре до давления P_d . Вследствие существования скачка конденсации такие пароводяные инжекторы могут развивать давление на выходе, существенно превышающее давление рабочего пара перед соплом.

Значительный интерес представляет использование таких двухфазных аппаратов в качестве подогревателей в системе регенерации паровых турбин.

С точки зрения термических процессов они являются типичными подогревателями смешивающего типа. В то же время они обладают заметным насосным эффектом. Поэтому такие двухфазные струйные подогреватели получили название «струйные насосы-подогреватели».

К их достоинствам можно отнести простоту устройства, компактность, невысокую стоимость и простоту обслуживания.

Основной сложностью применения СНП в системе регенерации является то, что параметры пара и воды в значительной степени могут меняться в процессе эксплуатации. Кроме того параметры воды на выходе из СНП жестко завязаны с его геометрическими характеристиками (критическим сечением рабочего сопла и основным геометрическим параметром, представляющим собой отношение площади выходного сечения камеры смешения к площади критического сечения сопла). Вследствие этого поиск оптимальных геометрических характеристик насоса-подогревателя, при котором обеспечивались бы заданные нагревы воды при известных параметрах отборов, представляет собой сложную вариативную задачу, требующую большого объема вычислений.

Рассматривалась возможность использования СНП в системе регенерации низкого давления турбоустановки К-220-4,3/50. Система регенерации низкого давления данной турбоустановки содержит пять поверхност-

ных подогревателей. Один вариант модернизации — замена всех ПНД, а так же конденсатных и сливных насосов тремя СНП. Для сравнения рассмотрен также вариант с заменой двух поверхностных подогревателей смешивающими.

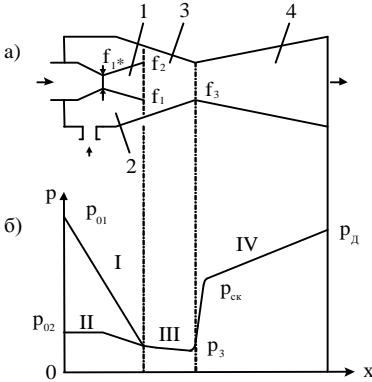


Рис. 1. Принципиальная схема пароводяного инжектора (а) и график изменения давления (б) 1–паровое сопло, 2–водяное сопло, 3–камера смешения, 4 – диффузор, I – рабочий пар, II – инжестируемая жидкость, III – двухфазная смесь IV – однофазная жидкость

Для расчетного анализа была принята схема регенерации низкого давления с уменьшенным числом ступеней подогрева (3 СНП вместо 5 поверхностных ПНД в заводской схеме). Очевидно, что тепловая экономичность такой схемы вследствие меньшего числа ступеней подогрева будет ниже, чем со штатной схемой системы регенерации, однако выигрыш в капитальных затратах при применении струйных насосов-подогревателей очевиден.

Расчет тепловых схем проводился совместно с расчетом СНП. При этом основные характеристики СНП уточнялись итерационным методом. Расчет СНП проводился по методике, изложенной в [3]. Результаты расчета тепловых схем приведены в табл. 1.

Капитальные затраты вариантов: для базового – 89,1 млн. руб (в ценах 2000 г.); для варианта с использованием СНП – 14,9 млн. руб; для варианта с использованием смешивающих ПНД – 83,2 млн. руб.

Таблица 1. Результаты расчета тепловых схем рассматриваемых вариантов

Наименование варианта	КПД _{брутто} , %	КПД _{нетто} , %
Базовый вариант	32,19	31,29
Вариант с тремя СНП	31,89	31,14
Вариант со смешивающими ПНД-1,2	32,28	31,44

Изменение приведенных затрат второго и третьего варианта (на одну турбину), по сравнению с первым, приведены в табл. 2. Расчет проводился при двух значениях стоимости замыкающей электроэнергии: 50 и 80 коп/(кВт·ч).

Таблица 2. Изменение годовых приведенных затрат по вариантам

Вариант	ΔK , млн. руб	ΔN , МВт	ΔZ , млн. руб/год
Вариант с тремя СНП	-74,3	-1,017	$\frac{-11,28^{*)}}{-9,25^{**}}$
Вариант с двумя смешивающими ПНД-1,2	-5,9	0,999	$\frac{-4,68}{-6,77}$

^{*)} – $z_3=50$ коп/(кВт·ч); ^{**)} – $z_3=80$ коп/(кВт·ч).

Из таблицы следует, что наибольшее снижение приведенных затрат при любом рассмотренном варианте стоимости электроэнергии соответствует варианту с использованием СНП, несмотря на его более низкую тепловую экономичность. Очевидно, что с увеличением количества струйных насосов-подогревателей в системе регенерации низкого давления (и, соответственно, числа ступеней подогрева) тепловая экономичность повысится. Так же снизятся затраты на техобслуживание и ремонт и повысится надежность системы в целом. Аналогичные результаты были получены и при рассмотрении возможности применения СНП в системе регенерации низкого давления турбоустановки К-1200-6,8/50. Так, при замене ПНД-2 и ПНД-3 на два СНП, несмотря на снижение электрической мощности блока на 1,45 МВт, экономия приведенных затрат составила при стоимости электроэнергии 80 коп/(кВт·ч) около 19 млн. руб в год.

Литература

1. **Соколов, Е.Я.** Струйные аппараты/ Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер. – М.: Энергоатомиздат.
2. **Фисенко, В.В.** Сжимаемость теплоносителя и эффективность работы контуров циркуляции ЯЭУ/ В.В. Фисенко. –М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. **Циклаури, Г.В.** Адиабатные двухфазные течения/ Г.В. Циклаури, В.С. Данилин, Л.И. Селезнев. – М: Атомиздат, 1973.

Обоснование работы энергоблока с ВВЭР-1000 в форсировочном режиме

Наряду со строительством новых АЭС, прирост выработки электроэнергии в России может быть достигнут переводом энергоблоков действующих АЭС с реакторами ВВЭР в форсировочный режим работы.

Максимальное значение тепловой мощности реактора в режиме форсировки определяется в первую очередь теплотехническими ограничениями со стороны активной зоны реактора:

- отсутствие объемного кипения в активной зоне (коэффициент запаса до кризиса по тепловому потоку должен быть не менее 1,2-1,3);
- максимальная температура оболочки твэла не должна превышать 350-360 °С;
- наличие запаса до температуры до плавления топлива.

Отметим, что основным ограничивающим фактором для повышения мощности реактора ВВЭР-1000 является ограничение по кризису теплообмена, а ограничение по температуре топлива является несущественным [1].

Определенные возможности повышения мощности обеспечивает эффект уменьшения объемного коэффициента неравномерности энерговыделения во время работы реактора. Это позволяет повышать мощность реактора в течение кампании с сохранением приемлемых запасов до кризиса теплообмена. Однако реальный эффект может быть получен только при параллельной работе нескольких блоков с ВВЭР[2].

Неравномерность энерговыделения в активной зоне может быть уменьшена при применении усовершенствованных конструкций ТВС. Поэтому имеется реальная возможность повышения мощности реактора при сохранении условий теплотехнической надежности и безопасности. Так, повышение мощности реактора ВВЭР до 3082 МВт в 6-ую топливную загрузку Волгодонской АЭС дает практически те же коэффициенты неравномерности и запас до кризиса теплообмена, что и при работе реактора в 1-ую топливную загрузку на уровне мощности в 3000 МВт. Разработанные в последнее время усовершенствованные ТВС для ВВЭР-1000 с удлиненным на 150 мм топливным столбом и гадолиниевым выгорающим поглотителем позволяют повысить номинальную тепловую мощность реактора до 3200 МВт, что нашло отражение в реализации нового проекта АЭС-2006.

Для действующих АЭС эффективным является повышение мощности реактора за счет снижения температуры теплоносителя на входе с обязательным снижением температуры теплоносителя на выходе, так как в противном случае требуется увеличение поверхности теплообмена активной зоны реактора, т.е. ее перепроектирование с соответствующим изменением теплогидравлических и нейтронно-физических характеристик [3].

Как показали теплогидравлические расчеты активной зоны реактора ВВЭР-1000, при повышении тепловой мощности до 3500 МВт температура теплоносителя на выходе из активной зоны должна быть уменьшена до 312 °С при одновременном снижении температуры на входе до 276 °С. В этом случае сохраняются допустимые запасы до кризиса теплообмена. Уточненные расчеты распределения энерговыделения показали, что место расположения максимума энерговыделения в форсировочных режимах не изменяется.

Уменьшение температуры на входе в реактор может быть осуществлено в дополнительном теплообменнике или в основном парогенераторе, который имеет запас по площади теплообменной поверхности не менее 12-15%. Однако уменьшение температуры теплоносителя на выходе из парогенератора приводит к значительному снижению параметров генерируемого пара (при мощности 3500 МВт и температуре на выходе из ПГ 276 °С давление генерируемого пара снижается с 6,4 МПа до 5,17 МПа). Это в свою очередь делает проблематичным обеспечение работы турбины с повышенными расходами пара, хотя турбины К-1000-60/1500 и К-1000-60/3000 по пропускной способности имеют запас до 7-10%.

Расчеты тепловой схемы турбоустановки К-1000-5,9/50 показали, что наибольший выигрыш мощности достигается в варианте с установкой теплообменника на холодной петле после парогенератора с вытеснением пара регенеративных отборов ЦВД ($\Delta N=114$ МВт).

Таким образом, имеется техническая возможность работы АЭС с ВВЭР-1000 на повышенном уровне мощности. При этом реально, с учетом возможностей по пропускной способности проточной части турбины и оборудования второго контура, мощность энергоблока может быть повышена до 1150-1170 МВт. В качестве специальных мер может быть рекомендовано применение обводного парораспределения, однако этот вопрос требует проведения дополнительных исследований.

Литература

1. Кириллов, П.Л. Теплообмен в ядерных энергетических установках/П.Л. Кириллов, Г.П. Богословская.-М.: Энергоатомиздат.-2000.
2. Аминов, Р.З. Об Эффективности получения дополнительной мощности на энергоблоках АЭС с ВВЭР/Р.З.Аминов, В.А.Хрусталеv и др.//Атомная энергия, 1986, вып.6, №12.
3. Абрамов, А.И. Отпуск тепла из I контура реактора ВВЭР для покрытия тепловой нагрузки АТЭЦ/А.И. Абрамов, А.Г. Ильченко, В.С. Каекин //Повышение надежности и экономичности ТЭС и АЭС.- М.: МЭИ, 1980, с.66-77.

К вопросу выбора числа петель главного циркуляционного контура энергоблока с ВВЭР-600

В настоящее время во всем мире проявляется значительный интерес к энергоблокам АЭС малой и средней мощности. В России разработан проект энергоблока с реакторной установкой В-407, электрической мощностью 600 МВт, включающий в себя реактор ВВЭР-600 тепловой мощностью 1800 МВт и турбоустановкой К-600-6,9/50. В проекте предусмотрена четырехпетлевая схема главного циркуляционного контура (ГЦК) с четырьмя парогенераторами ПГВ-600.

В данной работе приведены результаты сопоставления двух- и четырехпетлевой компоновок ГЦК. Для вариантов с двухпетлевой компоновкой рассмотрена возможность применения как парогенераторов новой разработки – ПГВ-1200, так и существующих парогенераторов – ПГВ-1000, а также и ПГВ-1500. Для вариантов с четырехпетлевой компоновкой рассматривалось применение парогенераторов ПГВ-600 и ПГВ-1000.

Были проведены тепловой, конструкционный и гидравлический расчеты нового парогенератора ПГВ-1200. Конструктивные характеристики парогенераторов ПГВ-1500, ПГВ-1000 и ПГВ-600 принимались по проектным данным. С целью определения параметров генерируемого пара и гидравлического сопротивления по стороне циркуляционного контура в условиях, отличных от номинальных, были проведены поверочные (тепловой и гидравлический) расчеты этих парогенераторов. Результаты расчета парогенераторов на новые режимы представлены в табл.1.

Определение экономической эффективности рассматриваемых вариантов проводилось методом приведенных затрат. В качестве базового варианта был принят вариант четырехпетлевой компоновки первого контура с парогенераторами ПГВ-600.

При определении затрат на замещаемую электроэнергию ее стоимость варьировалась в широком диапазоне – от 40 коп/кВт·час до 2,2 руб/кВт·час при числе часов использования установленной мощности, равным 7000 часов в год. Капитальные затраты в оборудование и трубопроводы ГЦК принимались по ценам 1986 г. Переход к ценам 2009 года осуществлялся с использованием коэффициентов перевода, которые принимались равными 150 («низкий» уровень цен) и 225 («высокий» уровень цен). Учитывалось также изменение эксплуатационных затрат (обусловленное главным образом затратами электроэнергии на привод ГЦН) и выработки электроэнергии энергоблоком.

Для определения затрат мощности на прокачку теплоносителя через ГЦК были проведены гидравлические расчеты по определению его пол-

ного гидравлического сопротивления. Результаты этих расчетов, а также расчетов тепловой схемы турбоустановки К-600-6,9/50 приведены в табл.2. В этой же таблице приведены и результаты технико-экономического сопоставления вариантов для «низкого» уровня капитальных затрат в ГЦК.

Таблица 1. Результаты поверочного расчета парогенераторов

Величина	Варианты				
	2 x ПГВ-1200	2xПГВ-1000	2x ПГВ-1000 ПГВ1000x22x ПГВ-1000	4xПГВ-1000	4x ПГВ-600
Мощность парогенератора, МВт	900	900	900	450	450
Скорость теплоносителя, м/с	3,87	3,69	4,99	2,5	3,24
Поверхность теплообмена, м ²	7087	9450	6115	6115	5003
Давление генерируемого пара, МПа	7,06	7,49	6,783	7,709	7,507
Гидравлическое сопротивление, кПа	293,2	293,2	342,3	86,9	282

Анализ влияния стоимости электроэнергии на экономическую эффективность рассматриваемых вариантов при «низком» уровне капитальных затрат в ГЦК (рис.1) показал, что применение четырехпетлевого варианта с ПГВ-600 не целесообразно при любой стоимости электроэнергии.

При стоимости электроэнергии менее 42 коп/кВт·ч наиболее эффективен двухпетлевой вариант с ПГВ-1000, а при стоимости электроэнергии от 42 коп/кВт·ч до 84 коп/кВт·ч – двухпетлевой вариант с ПГВ-1200. При стоимости электроэнергии более 84 коп/кВт·ч наиболее эффективно применение четырехпетлевого варианта с ПГВ-1000.

При «высоком» уровне капитальных затрат область эффективности двухпетлевого варианта с ПГВ-1200 1200 смещается в сторону более высоких значений стоимости электроэнергии и находится в диапазоне 0,7 – 1,3 руб/кВт·час. Таким образом эффективность того или иного варианта компоновки ГЦК существенным образом зависит от уровня капитальных затрат и стоимости электроэнергии. Полученные результаты позволяют не менее рекомендовать двухпетлетевой вариант ГЦК с ПГВ-1200 как наиболее предпочтительный, особенно в условиях наблюдающейся тенденции к росту цен на оборудование и электроэнергию.

Таблица 2. Результаты расчета экономической эффективности вариантов

Величина	Варианты				
	2 x ПГВ-1200	2x ПГВ-1500	2x ПГВ-1000	4xПГВ-1000	4x ПГВ-600
Капитальные затраты в ГЦК, млн. руб.	1699,6	2076,3	1568,2	2370,0	2310,7
Электрическая мощность «брутто», МВт	624,2	630,0	620,4	631,8	630,2
Затраты мощности на привод ГЦН, МВт	9,8	9,7	10,5	6,0	9,5
Изменение мощности «нетто» по сравнению с базовым вариантом, МВт	- 6,26	- 0,39	-10,8	5,12	—
Изменение приведенных затрат, млн. руб./год *	<u>-39,2</u> -17,3	<u>-22,0</u> -20,7	<u>-36,5</u> 1,3	<u>-12,0</u> -29,9	—

*) в числителе – стоимость электроэнергии 50 коп/кВт·час, в знаменателе – стоимость электроэнергии 1 руб/кВт·час.

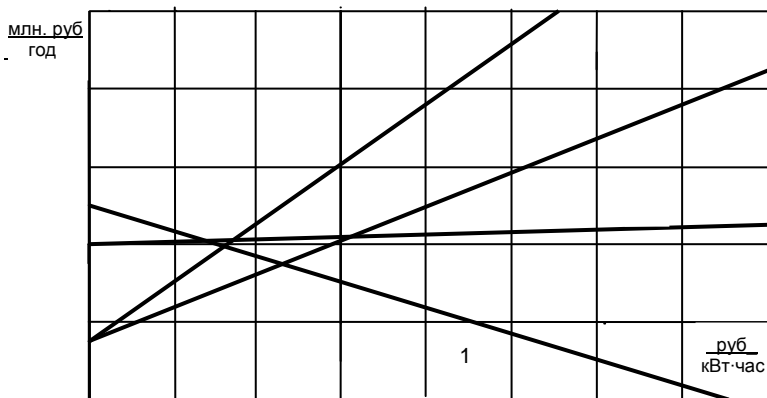
C_э

Рис. 1. Изменение приведенных затрат по сравнению с базовым вариантом: 1 – 4xПГВ-1000; 2 – 2xПГВ-1000; 3 – 2xПГВ-1200; 4– 2xПГВ-1500

О надежности органов регулирования СУЗ реакторов ВВЭР-1000

На реакторах ВВЭР, находящихся в эксплуатации до 1986 г. на различных АЭС, часто имели случаи затирания и зависания органов регулирования (ОР), причиной которых являлись недостатки в конструкции привода СУЗ с механическим датчиком положения. Начиная с 1986 г., на всех реакторах ВВЭР-1000 была произведена модернизация приводов (применен датчик положения линейный, в котором отсутствует механический преобразователь).

Первоначально все реакторы эксплуатировались в 2-х годичном топливном цикле, затем, начиная с 1989 г., большинство реакторных установок переведены на 3-х годичный топливный цикл в соответствии с проектом Главного конструктора. До мая 1992 г. водно-химический режим 1 контура на всех АЭС поддерживался в соответствии с нормами ОСТ 95 962-82, затем все блоки были переведены на водно-химический режим в соответствии с «Временными нормами».

Начиная со второй половины 1992 г. вновь появились массовые случаи нарушений в работе ОР СУЗ на большинстве блоков с ВВЭР-1000. Нарушения состояли в превышении времени падения ОР СУЗ до низа активной зоны более 4-х секунд, принятых проектом, или зависания ОР СУЗ в промежуточном положении при срабатывании аварийной защиты (АЗ) и плановых остановах энергоблоков.

Так, при ППР-92 на блоке 1 Запорожской АЭС при перегрузке топлива было обнаружено, что 8 поглощающих стержней (ПС) СУЗ не опустились на механический упор и выступали из головок кассет на величину от 20 до 200 мм. Весной 1993 г. аналогичные нарушения стали проявляться и на других энергоблоках, в частности, на блоках №1,2,3,5 Запорожской АЭС; блоке 3 Ровенской АЭС; блоках №2,3 Балаковской АЭС; блоке №2 Южно-Украинской АЭС; блоке №2 Калининской АЭС. Более чем 60% нарушений оказались достаточно серьезными, связанными с превышением времени падения ПС более 10 секунд или случаями зависания в промежуточном положении.

Затирание (или увеличение времени падения) ОР СУЗ свыше 4 с довольно ощутимо изменяет реактивность, а значит приводит к увеличению мощности после срабатывания АЗ, что, в свою очередь ведет к нарушению условий теплоотвода от твэлов с возможным их разрушением в "хо-

лодном" секторе активной зоны, а также с возможными перегревами, пережогами, локальными окислениями и т.д.

ОР СУЗ представляет собой сборку из 18 поглощающих элементов (ПЭЛ) в виде пучка стержней, которая находится в сцеплении со штангой привода и перемещается в направляющих каналах (НК) топливной кассеты и блока защитных труб (БЗТ). В наконечниках НК имеются отверстия для протока теплоносителя с целью отвода радиационных энерговыделений от ПЭЛ. Пучки ПЭЛ предназначены для быстрого прекращения реакции деления в реакторе, автоматического поддержания мощности реактора на заданном уровне, перехода с одного уровня мощности на другой, выравнивания поля энерговыделения по активной зоне, компенсации быстрых изменений реактивности. ПЭЛ представляет из себя трубку $\varnothing 8.2 \pm 0.65$ мм из стали 08X18H10T, заполненную порошком карбида бора плотностью не менее 1.7 г/см³.

В режимах срабатывания аварийной защиты падение ОР СУЗ совместно со штангой происходит после обесточивания шагового электромагнитного привода под действием собственного веса ПС и штанги привода. Скорость и время падения ОР СУЗ зависят от сил гидравлического и механического сопротивления при движении сборки ПЭЛ и штанги в канале.

Действующие на сборку ПЭЛ силы гидравлического сопротивления зависят от перепада давления на активной зоне, проходного сечения отверстий в наконечниках направляющих каналов ПЭЛ, проходного сечения и шероховатости стенок в зазоре между ПЭЛ и направляющим каналом. Указанные факторы в процессе эксплуатации реактора могут изменяться. Механические потери на трение при перемещении ОР СУЗ зависят от геометрии (степени искривления) и состояния (чистоты) поверхностей канала и перемещающихся элементов конструкции.

Стержни выгорающего поглотителя (СВП), также в количестве 18 шт., служат для компенсации избыточной реактивности в трехгодичной кампании при загрузке кассет с начальным обогащением 4,4% по урану-235. СВП представляют из себя стерженьки из диборида хрома в матрице из алюминиевого сплава С-80 плотностью 2.9 г/см³ с содержанием бора 0.036 г/см³. Стерженьки заключены в оболочку из сплава 110, выполненную в виде трубы $\varnothing 9,1 \pm 0,65$ мм.

На Балаковской АЭС были проведены эксперименты по исследованию факторов, определяющих скорость и время падения ОР СУЗ в активную зону. Такими факторами являются:

1) гидравлическое сопротивление теплоносителя, движущегося внутри НК навстречу опускающимся ПЭЛ;

2) локальное уменьшение зазора между ПЭЛ и внутренними стенками НК из-за искривлений НК и ПЭЛ вследствие термических и механических воздействий при эксплуатации;

3) наличие на внутренней стенке НК шероховатости или шламовых отложений теплоносителя.

Расчеты времени падения ОР СУЗ совместно со штангой в режиме срабатывания АЗ выполнялись по программе «КЛАСТ» совместно с расчетами расходов через канал и перепадов давления на ПЭЛ. Коэффициенты гидравлического сопротивления трения в зазоре между каналом и ПС СУЗ определялись экспериментально в зависимости от числа Рейнольдса. Как правило, поглощающие стержни в НК практически всегда расположены эксцентрично, что сказывается на коэффициенте гидравлического сопротивления трения.

По результатам стендовых измерений, ресурсных испытаний кассет и при ПНР на блоках АЭС были получены величины суммарных гидравлических и механических потерь на трение при перемещении ОР СУЗ вверх и вниз в пределах 30-50 Н (3-5 кгс). В процессе эксплуатации величина механических потерь в канале ОР СУЗ значительно увеличивается до значений 100-240 Н (10-24 кгс), что может быть обусловлено искривлением канала ПЭЛ, самого ПЭЛ, штанги привода, а также увеличением коэффициента механического трения вследствие отложений на трущихся поверхностях. При значениях механических потерь 80 Н ПЭЛы падают до конца за время менее 4 с; при значениях 140 Н - за 11 с; при значениях 155 Н ОР СУЗ зависит на высоте 0.8 м от низа активной зоны. Однако при работе 3-х ГЦН зависания ОР СУЗ не происходит, но время падения может превышать 4 с.

В качестве причин искривлений каналов можно рассмотреть следующие версии: 1) неравномерность температурного и радиационного роста твэлов; 2) зажатие ТВС в реакторе с непроектным усилием.

Причиной увеличения силы трения ПС СУЗ в НК является также увеличение шероховатости поверхности каналов в результате поступления извне и отложения продуктов коррозии, из-за возможного кипения теплоносителя, а также из-за радиационного распухания ПЭЛ.

Последняя версия подтверждается тем, что после извлечения из канала СУЗ СВП (с наружным диаметром $\varnothing 9.2$ мм) возникают затруднения с установкой в этот же канал регулирующих стержней (ПЭЛ), с наружным диаметром $\varnothing 8.0$ мм.

В нормальных эксплуатационных режимах работы внутренняя поверхность оборудования первого контура, включая каналы СУЗ, покрывается плотной плёнкой отложений продуктов коррозии конструкционных материалов. Из имеющихся в литературе экспериментальных данных следует, что количество отложений составляет $0,01-0,1$ мг/см² (поверхность твэл) до $8-10$ мг/см² (улитка ГЦН). Ещё большее количество рыхлых отложений может находиться в застойных зонах 1 контура.

Для исключения непредусмотренных проектом помех движению ОР СУЗ на БалаЭС внедрены следующие мероприятия.

1. Увеличение примерно в 2 раза веса движущихся частей ПС СУЗ, в частности, за счет замены части поглотителя с карбидом бора на более тяжелый (гафний или титанат диспрозия).

2. Расхаживание органов регулирования одновременно с проверкой временных характеристик движения ОР СУЗ.

3. Проведение “мягкой” дезактивации, направленной на смыв и удаление отложений с внутренних поверхностей 1 контура, и др.

Подсекция «ТЕХНОЛОГИЯ ВОДЫ И ТОПЛИВА НА ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ»

УДК 621.181

Н.Б. КАРНИЦКИЙ, д.т.н. профессор,
В.А. ЧИЖ, к.т.н. доцент,
А.В. НЕРЕЗЬКО, ст. преподаватель,
Я.И. ШЕЛЕПОВА
(БНТУ) г. Минск

Принципы выбора химических способов очистки тепломеханического оборудования ТЭС

Теплообменная поверхность тепломеханического оборудования (ТМО) как правило является металлоемким, крупногабаритным дорогостоящим элементом. Состояние поверхностей теплообмена определяет, эффективность и надежность работы основного оборудования ТЭС, АЭС и систем теплоснабжения. С увеличением параметров теплоносителя и снижением металлоемкости растут требования к качеству теплоносителя и к состоянию поверхностей нагрева.

В процессе эксплуатации ТМО на теплообменных поверхностях нагрева неизбежно происходит образование отложений. Причинами являются:

- кристаллизация и выделение труднорастворимых солей в процессе упаривания воды;
- коррозия оборудования;
- оседание и прикипание взвешенных веществ, находящихся в воде или паре.

Структура и состав отложений, образующихся на поверхностях нагрева, зависят от большого числа факторов и в частности:

- технологических эксплуатационных параметров (температура, давление, скорость рабочей среды, удельные тепловые потоки);

- конструкторских решений (материал трубы, диаметр трубы, толщина стенки);
- качества используемой воды (общее солесодержание, содержание взвешенных частиц и их дисперсности, кислотности, содержание накипеобразующих ионов).

Можно выделить по составу следующие основные группы отложений:

Щелочноземельные отложения, т.е. отложения солей неорганических кислот. Эти отложения в зависимости от преобладания в них соли той или иной кислоты именуются карбонатными, сульфатными, силикатными и т.д.

Коррозионные отложения сравнительно однообразны и состоят из окислов железа, меди и цинка. В отложениях может присутствовать и металлическая медь. Эти отложения, как правило, очень прочно сцеплены с металлом. Под отложениями наблюдается образование язв и раковин.

Наносные отложения присущи для любого тепломеханического оборудования, но наиболее характерны для конденсаторов турбин, а также для котлов эксплуатируемых без надлежащей продувки. Чаще всего эти отложения располагаются в виде рыхлого слоя над солевыми или коррозионными отложениями.

Структура отложений и их количество зависят от определяющих при данных условиях процессов доставки примеси, осаждения и закрепления ее на поверхности трубы. В общем случае отложения примесей разделяют на два слоя:

- верхний слой (наружный, эпитактический) – рыхлый, слабо сцепленный с нижним слоем, легко снимается при механическом воздействии; состоит из хаотично расположенных кристаллов размером 1...6 мкм и из конгломератов округлых частиц размером в десятые доли микрона; поры пронизывают весь слой в разных направлениях;
- нижний слой (внутренний, топотактический) — прочно сцеплен с поверхностью металла, состоит из сросшихся кристаллов размером 1-2 мкм, плотный, с малым количеством пор.

Поддержание экономичности и надежность работы оборудования требуют удаления образовавшихся отложений. С другой стороны проведение очистки вызывает необходимость останова котла и связано с определенными затратами. При определении необходимости производства очистки, руководствуются конструктивными особенностями оборудования, количеством и составом отложений, а также величиной теплонапряженности данной поверхности нагрева. Дополнительными критериями являются: температура стенки труб, значения предельных величин количества отложений (в г/м²) на огневой поверхности экранных труб, и другие показатели, определяющие необходимость очистки.

При определении периодичности очисток необходимо учитывать и эффективность удаления отложений различными методами. К наиболее трудноудаляемым компонентам в отложениях относятся силикаты, суль-

фаты, органические вещества, медь. Наличие этих компонентов в отложениях усложняет технологию очистки и снижает ее качество.

Для полного удаления отложений необходимо проведение химической очистки по "жесткой" технологии, что требует монтажа специальной циркуляционной схемы, т.е. значительных затрат времени и средств. Поэтому часто практикуют вариант, при котором в кратковременные остановки производят очистку по упрощенной схеме, а в капитальные ремонты производят полную очистку от отложений.

При удалении с внутренних поверхностей нагрева тепломеханического оборудования различных видов отложений, образовавшихся за определенный период их эксплуатации, возможно применение как механического, так и химического способов очистки.

Общими требованиями, предъявляемыми к технологии и схеме эксплуатационной очистки являются:

- обеспечение требуемой чистоты поверхностей нагрева, за счет эффективного растворения отложений, с одновременной защитой металла от коррозии;
- полное удаление из оборудования промывочного раствора и не растворившихся частиц отложений и шлама за счет обеспечения необходимых скоростей движения раствора и воды при водных отмывках;
- снижение коррозионных потерь металла при воздействии моющего раствора до допустимых величин;
- защита очищенных поверхностей на период между очисткой и пуском в работу от стояночной коррозии;
- отсутствие коррозионных повреждений и сохранность эксплуатационных характеристик элементов штатного оборудования, используемых для очистки (насосы, подогреватели, трубопроводы и др.);
- надежность отключения (отглушения) участков пароводяного тракта и оборудования не участвующего в химической очистке;
- организация сбора, нейтрализации и обезвреживания отработанных промывочных растворов и загрязненных вод.

По способу организации контакта промывочных растворов с отложениями следует рассматривать следующие методы химических очисток:

- *принудительная циркуляция раствора по замкнутому контуру с помощью промывочных насосов.*
- *принудительная циркуляция раствора по разомкнутому контуру.*
- *естественная циркуляция раствора при растопке котла и за счет поддержания в нем давления.*
- *травление, т.е. заполнение очищаемого оборудования раствором с последующей его выдержкой определенное время.*

Только после получения сведений о состоянии оборудования, анализа отложений и определения их качества на вырезанных образцах можно решать вопрос о выборе конкретной схемы и технологического режима проведения эксплуатационной очистки.

При выборе конкретного моющего раствора необходимо учитывать:

- состояние и конструктивные особенности котельного агрегата;
- количество и качественный состав отложений;
- скорость растворения отдельных компонентов, входящих в состав отложений, ожидаемое количество взвешенных веществ в растворе, интенсивность пенообразования;
- эффективность ингибитора, обеспечивающего необходимую степень защиты металла от коррозии;
- доступность и стоимость моющих средств.

Универсальные реагенты, полностью удовлетворяющие всем требованиям, отсутствуют, поэтому в каждом конкретном случае необходимо выбрать наиболее целесообразные моющие средства.

УДК 621.311

Т.Ф. ВАФИН., А.Г. КОРОЛЁВ, аспиранты
(КГЭУ) г. Казань

Бессточные технологии водоподготовки для экологически безопасных ТЭС

В условиях ограниченности водных ресурсов и ухудшения состояния водных объектов при постоянном повышении требований контролирующих органов к качеству сбросных вод оценка масштабов воздействия ТЭС на водные объекты становится одним из основных критериев при выборе места их строительства и прогнозе развития энергетики в целом. Все чаще возникают проблемы при согласовании сброса не только загрязненных, но и нормативно-чистых стоков. Постоянный рост затрат на использование пресной и сброс сточных вод, а также лимиты и штрафы за их превышение способствуют сокращению водопотребления, повторному использованию сточных вод и созданию малоотходных технологий по их переработке в большинстве промышленно развитых стран.

Все большее признание в мировой энергетике получают ТЭС, характеризующиеся минимальными потреблением свежей воды и сбросом сточных вод.

Минимизация сбросов сточных вод требует повышения коэффициента водооборота на станциях, создания малоотходных и безотходных схем водоснабжения. Это должно быть реализовано не только путем усовершенствования многих существующих технико-экономических решений по обработке воды различного состава, необходим также учет экономического влияния примесей технологических потоков, используе-

мых реагентов и конкретные экономическая и социологическая оценки ущерба, причиняемого окружающей среде в результате сбросов.

Одним из перспективных направлений технологического совершенствования водоподготовительных установок ТЭС России является промышленное освоение мембранных технологий, которые подкупают кажущейся простотой и позволяют эффективно и экономично разделять вещества самой различной природы и степени дисперсности

Одним из направлений, обуславливающих безотходность технологического процесса, является переработка стоков.

Применение для этих целей электромембранных технологий является наиболее перспективным, так как без затрат теплоты, незначительном расходе электроэнергии, химических реагентов и низкой металлоемкости конструкций электродиализ позволяет дополнительно сконцентрировать стоки с последующей утилизацией как продуктов обессоливания, так и продуктов концентрирования.

На Казанской ТЭЦ-3 для рационального использования продувки испарителей и утилизации регенерационных сточных вод ВПУ была внедрена установка утилизации сточных вод, позволяющая получать шлам осветлителей и шлам на гипсовой основе, которые могут быть использованы в народном хозяйстве.

Для утилизации избытка продувочной воды испарителей была введена в эксплуатацию электродиализная установка, применение которой позволяет не только получать обессоленную воду, но и генерировать щелочь, которая используется в различных технологических процессах станции, в частности для регенерации анионитных фильтров I степени.

Применение электродиализа обусловлено необходимостью учитывать многокомпонентность составов вод, борьбой с осадкообразованием, а также высокой стоимостью технологии.

Но, как показывают расчеты, с учетом поэтапного увеличения ставок платы за сброс, внедрение электродиализной технологии на Казанской ТЭЦ-3 позволит снизить плату за сброс в 2011 году на 245 рублей и в 2016 году на 24 тыс. 528 рублей.

Дополнительный экономический эффект достигается за счет выделения из сточных вод ВПУ ценных компонентов пригодных для повторного использования в схемах ТЭС.

Суммарный экономический эффект от внедрения на Казанской ТЭЦ-3 электромембранной технологии в период с 2010 по 2016 год составит 14 млн. 340 тыс. рублей.

УДК 621.187

А.Б. ЛАРИН, к.т.н., доцент,
Е.В. КОЗЮЛИНА, к.т.н., доцент,
А.В. КОЛЕГОВ, аспирант
(ИГЭУ)

Опытная эксплуатация новой системы химико-технологического мониторинга котла №3 Ивановской ТЭЦ-3

На кафедре ХХТЭ Ивановского государственного энергетического университета им. В.И.Ленина группой сотрудников под руководством д.т.н., профессора Ларина Б.М. разработан алгоритм и программа косвенного определения ряда нормируемых и диагностических показателей состояния водно-химического режима (ВХР) барабанных котлов ($p = 13,8$ МПа). К числу таких показателей относятся: концентрация аммиака в питательной воде, фосфатов – в котловой воде чистого и солевого отсеков, солесодержание и концентрация аммиака в паре [1].

В 2010-2011 годах были проведены опытно-промышленные испытания на паровом барабанном котле (ст. №3) Ивановской ТЭЦ-3 на базе штатных приборов автоматического химконтроля производства ООО «ВЗОР» (г. Нижний Новгород), а также переносных приборов кафедры ХХТЭ (ИГЭУ) при активном участии персонала ИвТЭЦ-3.

На рис. 1 представлены данные автоматического химконтроля котловой воды за ноябрь 2010 года.

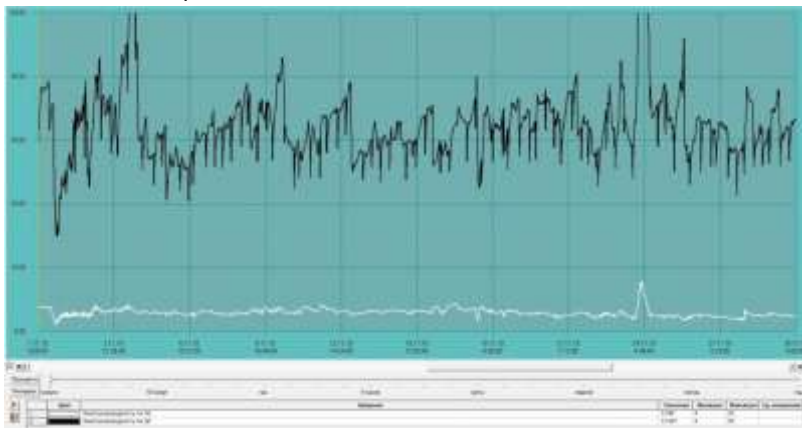


Рис. 1. Автоматическая регистрация удельной электропроводности (χ_n^{25} , мкСм/см) Н-катионированных охлажденных проб котловой воды чистого отсека (ЧО) и солевого отсека – циклона правого (ЦП) котла №3 ИвТЭЦ-3 в ноябре 2010 года.

Из рисунка видно, что для котловой воды чистого отсека изменение удельной электропроводности Н-катионированных проб незначительны, в том числе в периоды с 01.11.10 по 05.11.10 и с 23.11.10 по 25.11.10, хотя и наблюдаемы в эти периоды. Для котловой воды солевого отсека – правого циклона наблюдаются довольно значительные «выбросы» измеряемых значений χ_n в обозначенные периоды.

Результаты расчета концентрации фосфатов в сравнении с результатами химического анализа фосфатов по данным химической лаборатории ИВТЭЦ-3 в период с 01.11.10 по 05.11.10 приведены на рис. 2 и 3.

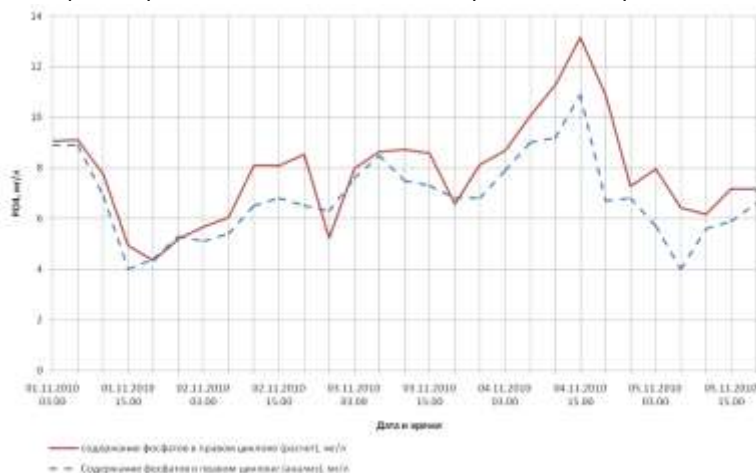


Рис. 2. График изменения концентрации фосфатов в солевом отсеке (правом циклоне) барабана котла №3 ИВТЭЦ-3 в период с 1.11.10 по 5.11.10.

Откуда следует, что, во-первых, расчетные значения концентраций фосфатов достаточно хорошо согласуются с аналитически измеренными для каждого момента времени, и, во-вторых, отмечаются кратковременные выходы концентрации фосфатов за рекомендуемые пределы: в ночь с 01.11 на 02.11 – ниже 5 мг/л, а 04.11 – выше 12 мг/л, что и определяют колебания измеряемых значений χ_n . При этом расчет концентрации фосфатов для чистого отсека подтверждает запредельное снижение (ниже 0,5 мг/л) в ночь с 01.11 на 02.11 (рис. 3).

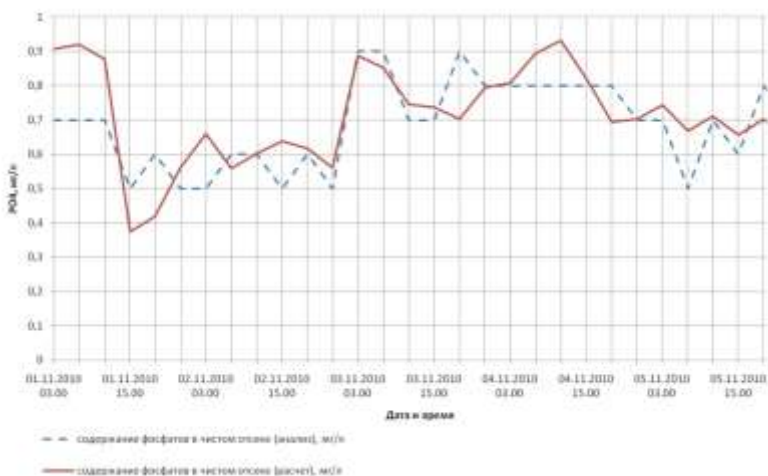


Рис. 3. График изменения концентрации фосфатов в чистом отсеке барабана котла №3 ИВТЭЦ-3 в период с 1.11.10 по 5.11.10

Литература

1. Ларин Б.М., Бушуев Е.Н., Тихомирова Ю.Ю., Киет С.В. Определение концентрации фосфатов в котловой воде путем измерения электропроводности // Теплоэнергетика. 2007. №7. С.21-27.

УДК 621.321; 621.039

Р.О. ШАТСКИХ., студент
Б.М. ЛАРИН, д.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Комплекс АОС и лабораторных работ по поддержанию ВХР I контура АЭС с ВВЭР

В ИГЭУ смонтирован и введен в эксплуатацию полномасштабный тренажер блочного щита управления энергоблока АЭС с ВВЭР-1000. В рамках освоения тренажера авторским коллективом разработана комплексная программа. Основным назначением программы является обучение студентов специальностей «Технология воды и топлива на ТЭС и АЭС» и «Атомные электростанции» ведению водно-химического режима 1 контура АЭС. Адаптированная версия программы может использоваться для тестирования работников станции в рамках сдачи экзаменов на должность и для подготовки специалистов непосредственно на рабочем месте. При этом в рассмотрение включены следующие задачи:

- Выполнение химического контроля качества теплоносителя первого контура и его вспомогательных систем;
- Обеспечение требуемого качества теплоносителя и подпиточной воды первого контура;
- Выявление и устранение отклонений от требований норм качества теплоносителя и подпиточной воды первого контура.

Создаваемая АОС является составной частью комплекса на базе симулятора блочного щита управления 3 блока Калининской АЭС.

В объем разработки входят следующие разделы: разработка гипертекстового учебника (собственно АОС) с тестирующей частью и разработка лабораторных работ, позволяющая изучить процессы, происходящие в I-ом контуре при различных условиях его работы.

АОС состоит из двух частей: информационной и тестирующей.

Информационная часть включает следующие разделы: характеристика и назначение ВХР-1, узлы дозирования реагентов, установки спецводоочистки.

В первом разделе рассматривается оборудование первого контура: реактора, парогенератора, главного циркуляционного насоса (ГЦН). Здесь описываются основные процессы, происходящие в первом контуре, а также показана связь материала оборудования с ВХР-1. Разбираются такие вопросы как: назначение ВХР-1, его характеристики и задачи; связь ВХР-1 с химводоочисткой (ХВО) [1]. Эта связь важна, т.к. ХВО фактически является первой ступенью очистки воды, попадающей в первый контур при первоначальном его заполнении и в качестве добавочной воды. В этом же разделе приведены нормы качества теплоносителя, для того, чтобы обучаемый понимал, в каких точках схемы ведется контроль, и какие параметры контролируются.

Второй и третий разделы рассматривают системы поддержания ВХР. Второй раздел посвящен вопросам, касающимся приготовления и дозирования реагентов в первый контур для поддержания ВХР. В этом разделе рассматриваются узлы приготовления и дозирования растворов: борной кислоты, аммиака, гидроксида калия и гидразина. Построение информации сделано таким образом, что студент усваивает, прежде всего, цель дозирования каждого реагента, что очень важно.

В третьем разделе рассматриваются установки спецводоочистки. Для каждой установки представлена схема, основные режимы работы, подробное описание элементов, входящих в нее. Отдельная глава посвящена ионному обмену и термическому обессоливанию. На двух этих способах и основывается в основном очистка воды в этих установках.

Тестирующая часть АОС предназначена для контроля степени усвоения знаний студентом. По окончании изучения студентом материала, ему предлагается тест, который содержит некоторое количество вопросов различных видов. Вопросы могут быть с одним правильным ответом или с несколькими правильными ответами. Программа построена так, что допускается пропускать вопросы, но ответить в конечном итоге нужно на все.

В результате прохождения теста выдается протокол тестирования, который содержит в себе количество правильных и неправильных ответов,

а также ссылки на информационную часть для дополнительной проработки неусвоенного материала.

В структуре программы предусмотрен справочный материал, который на данный момент содержит в себе 3 раздела: международная система маркировки оборудования, перечень сокращений, перечень точек отбора проб первого контура.

Одно из достоинств программы в том, что она является открытой, и может дополняться разными новыми сведениями, по мере их появления. Ее можно адаптировать под любую операционную систему и открывать с помощью основных браузеров.

В лабораторных работах рассматриваются действия химического цеха при различных состояниях реактора. Студент должен перевести реакторную установку (РУ) из «горячего» состояния в состояние «работа на минимально контролируемом уровне мощности». При этом затрагиваются именно водно-химические составляющие этого процесса. Студент, следуя указаниям, выполняет операции персонала химцеха при выводе РУ на требуемый уровень.

Лабораторные работы выполнены с помощью Курсографа. Это редактор, позволяющий легко создавать учебные курсы. Лабораторные работы состоят из трех частей: теоретической, информационной и практической.

Теоретическая часть позволяет ознакомиться с основными моментами и особенностями работы. В ней содержатся теоретические знания, нужные для успешного понимания выполняемой работы.

В информационную часть входят вспомогательные материалы, которые могут пригодиться студенту при выполнении лабораторной работы. К разделам информационной части относятся:

- Принципиальная последовательность операций при пуске блока;
- Состав оборудования, задействованного в операциях вывода на мощность;
- Возможные нарушения работы систем и действия персонала по их устранению.

Практическая часть – это собственно лабораторная работа. Представлена схема первого контура со всеми нужными для проведения пуска объектами и студент, выполняя пошагово рекомендации, представленные справа, делает работу.

Программа оформлена не только в виде текста. Присутствуют рисунки, схемы, таблицы, графики. Вся информация представлена наглядно и легко, доступна для понимания студента. Схемы сделаны с учетом ГОС-Тов в едином стиле.

В настоящее время на тренажере смонтированы системы поддержания ВХР первого контура, и тренажер вводят в эксплуатацию. Следующим этапом развития будет создание гипертекстового учебника, лабораторных работ и систем симулятора второго контура.

Программа создана для глубокого изучения студентами методов и средств ведения водно-химического режима первого контура АЭС с ВВЭР. В ней содержится основная информация по ВХР первого контура и системам его поддержания. Достоинствами данной обучающей системы являются:

- Повышение наглядности и качества информации;
- Возможность дистанционного обучения;
- Возможность контроля дистанционным путем.

Это наиболее универсальный способ изучить тему и подготовиться практически к реальной эксплуатации сложных систем обеспечения ВХР-1.

Литература

1. Воронов В.Н., Ларин Б.М., Сенина В.А. Химико-технологические режимы АЭС с ВВЭР. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. -390 с.:ил.

УДК 621-187

Е.А. КАРПЫЧЕВ, аспирант
Б.М. ЛАРИН, д.т.н., профессор
М.Ю. ОПАРИН, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Проверка эффективности реконструкции системы сбора шлама осветлителя с тонкослойным пластинчатым сепаратором

Обессоливающая водоподготовительная установка (ВПУ) производительностью $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ была принята в эксплуатацию в сентябре 2009 г. Предварительная очистка исходной воды, поступающей на ВПУ, осуществляется в двух пластинчатых осветлителях с коагуляцией сульфатом алюминия с дозой $0,90 \text{ мг-экв/дм}^3$ и последующей фильтрацией в напорных механических фильтрах, загруженных кварцевым песком.

Пластинчатый осветлитель (рис. 1.) максимальной производительностью $300 \text{ м}^3/\text{ч}$ состоит из стального резервуара (1), в который вмонтированы пакеты пластмассовых гофрированных пластин (6). Вода подается через приемную камеру (3) в нижнюю часть осветлителя. Дырчатая приемная камера (3, 4) предназначена для гашения кинетической энергии исходной воды при ее входе в осветлитель. Исходная вода распределяется в нижней части осветлителя под пакетами пластин и поднимается вверх. Образовавшийся шлам оседает в шламоприемные воронки (11). Частицы шлама, уносимые водным потоком в пластинчатый сепаратор и отсепарированные в нем, оседают в эти же воронки. В воронках размещены шламоотводящие коллекторы (12), из которых шлам насосами при периодических продувках направляется в шламовые ямы.

Коагулированная вода собирается в желобах (7) и направляется в камеру «чистой» воды (8), откуда насосами коагулированной воды подается в механические фильтры.

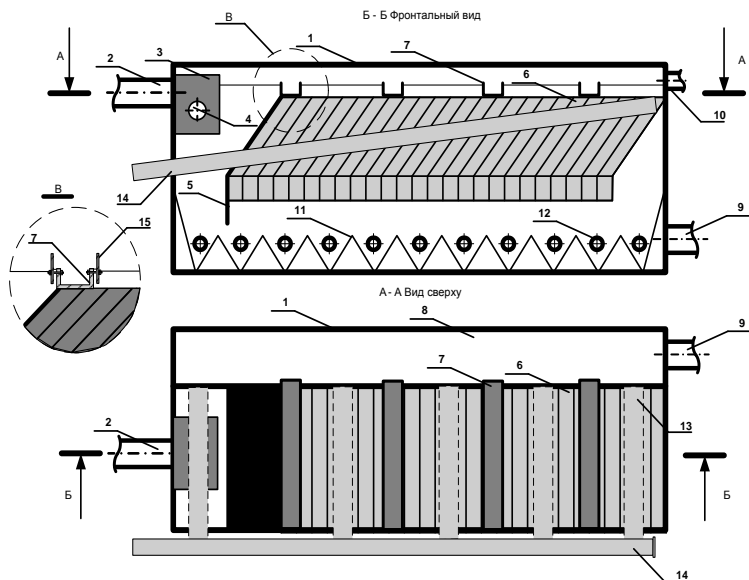


Рис. 1. Принципиальная схема пластинчатого осветлителя

1 – корпус осветлителя; 2 – вход исходной воды; 3 – приемная камера; 4 – выход исходной воды из приемной камеры; 5 – отбойный лист; 6 – пакеты пластмассовых гофрированных пластин; 7 – водосборный желоб; 8 – камера коагулированной воды; 9 – выход коагулированной воды; 10 – перелив; 11 – шламоприемная «воронка»; 12 – шламоотводящий дырчатый трубопровод; 13 – шламособорные желоба; 14 – шламоотводящий коллектор; 15 – ограничительная пластина.

Особенностью конструкции данных осветлителей является отсутствие воздухоотделителя. В процессе опытно-промышленной эксплуатации осветлителей установлено, что происходит активный вынос шлама в камеру коагулированной воды. Это вызвано, в первую очередь, флотацией шлама вследствие выделения свободной углекислоты [1].

В целях улучшения работы осветлителей по проекту фирмы «Chriwa» в сентябре 2010 года произведена их реконструкция (рис. 1). Реконструированная зона осветлителя выделена пунктирной линией. В реконструкции реализована задержка шлама у водосборных желобов ограничительными пластинами (15), (см. вид В), а также периодический отвод всплывшего шлама из зоны сбора коагулированной воды с помощью шламо-

сборных желобов (13). Из этих желобов шлам собирается в общий коллектор (14) и отправляется по нему в промежуточную емкость, из которой насосом перекачивается в трубопровод исходной воды. Таким образом, реализуется частичная рециркуляция шлама.

В сентябре 2009 года проведены испытания осветлителей при коагуляции сульфатом алюминия с фактической дозой 1,00 мг-экв/дм³. Результаты испытаний показали наличие активного выноса шлама. Несмотря на это, массовая концентрация соединений железа в коагулированной воде не превышала 300 мкг/дм³ [2].

В ноябре 2010 года проведены испытания осветлителей после их реконструкции. Сравнительные результаты указанных испытаний приведены на рис. 2, 3.

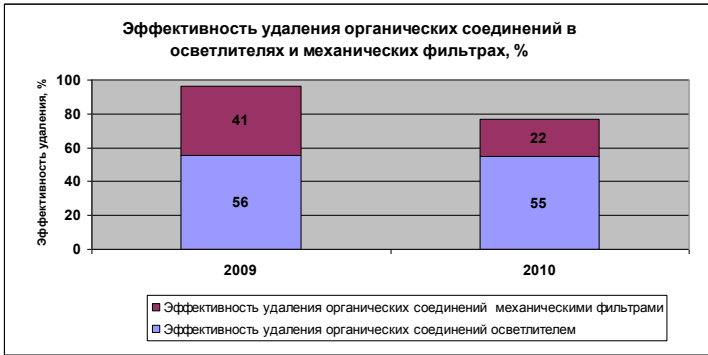


Рис. 2. Эффективность удаления органических соединений

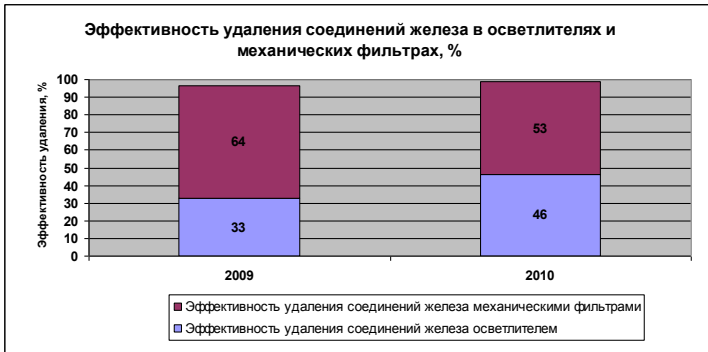


Рис. 3. Эффективность удаления соединений железа

Эффективность удаления соединений алюминия в осветлителе после проведенной реконструкции увеличилась на 43 % и составила 93 %.

На основании полученных результатов видно, что проведенная реконструкция осветлителей позволила незначительно увеличить эффективность удаления соединений железа и алюминия осветлителем за счет повторного использования шлама и уменьшения его выноса.

Литература

1. Карпычев Е. А., Опарин М. Ю. Исследование работы ламельного сепаратора. Сборник тезисов Бернадосовских чтений. ИГЭУ, г. Иваново, 2009.
2. Ларин Б. М., Опарин М. Ю., Карпычев Е. А. Исследование и выбор условий коагуляции воды на ТЭЦ-ПВС ОАО «Северсталь» // Теплоэнергетика. 2010. № 7.

УДК 621.187.11

А.В. ЖАДАН, 1-ый зам. ген. директора
(ЗАО «НПК Медиана-Фильтр»)

Анализ эффективности противоточной ионообменной технологии Schwebbett

Ионный обмен является одной из наиболее старых и часто используемых технологий для получения добавочной воды на ТЭС и АЭС.

Согласно оценкам зарубежных аналитиков, по всему миру работают более пяти тысяч установок водоподготовки, работающих по противоточной технологии ионного обмена. Около четырех тысяч установок работают по технологии Schwebbett [1], около семисот – по технологии UPCORE [2] и порядка шестисот приходится на долю всех остальных противоточных технологий вместе взятых.

Итак, наиболее часто используемыми методами противоточной регенерации являются технологии Schwebbett и UPCORE, а также их многочисленные разновидности. Несмотря на то, что обе технологии известны уже давно и, пожалуй, прекрасно зарекомендовали себя на сотнях объектах, до сих пор идёт спор об их преимуществах и недостатках и о том, какая же технология является более совершенной. К сожалению, основным поставщиком аргументов в подобных спорах являются не производители оборудования, то есть инжиниринговые компании, имеющие действительно реальный опыт внедрения этих технологий на действующих промышленных объектах, а производители ионообменных материалов, часто являющиеся и разработчиками той или иной технологии регенерации.

Одним из основных недостатков технологии Schwebbett является её нестабильная работа в условиях часто изменяющегося расхода воды или в условиях частых остановов. Смола, находящаяся во взвешенном состоянии, нуждается в постоянном восходящем потоке жидкости, удерживающим её в

зажатом состоянии и предотвращающим смешение слоёв смолы и разрушение зоны с высокой степенью регенерации, являющейся основным преимуществом всех противоточных ионообменных технологий. Восходящий поток должен обеспечивать минимальную скорость движения в фильтре, которая зависит от плотности смолы и температуры самой жидкости. При температуре воды 20 °С эта скорость составляет 10–15 м/ч для катионитов и 8–12 м/ч для анионитов. Единственным способом решения этой проблемы является рециркуляция части потока фильтрата после анионитового фильтра в голову обессоливающей установки. В зависимости от конфигурации системы такую рециркуляцию с минимальными капитальными затратами можно осуществить следующими способами (рис. 1).

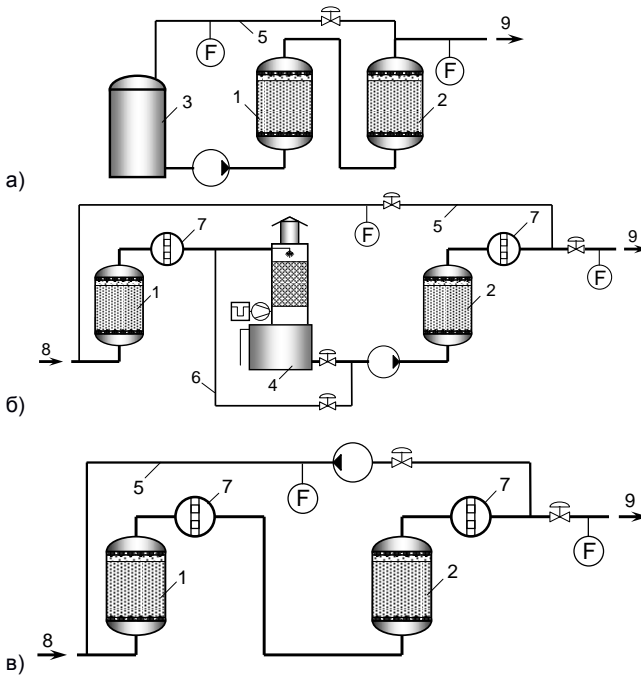


Рис. 1. Принципиальные схемы технологии Schwebebett с рециркуляцией части обессоленной воды:

а) при использовании бака и насоса осветленной воды; б) при использовании бака декарбонизированной воды; в) при отсутствии баков и насосов в схеме;

1 – противоточный Н-катионированный фильтр; 2 – противоточный ОН-анионитный фильтр; 3 – бак осветленной воды; 4 – бак декарбонизированной воды; 5 – линия рециркуляции воды; 6 – байпасная линия; 7 – ловушка ионов; 8 – осветленная вода; 9 – обессоленная вода

При наличии ёмкости хранения подготовленной фильтрованной воды (рис. 1,а), из которой осуществляется подача на ионообменную установку, самым простым решением является возврат части потока воды, обеспечивающего минимальную необходимую скорость потока в фильтре. Трубопровод возвратной воды необходимо оборудовать электронным расходомером, а при разработке АСУ ТП необходимо предусмотреть вычитание зафиксированного количества возвращённой воды из общего количества воды, обработанного за фильтроцикл. Таким образом, удастся избежать перерасхода реагентов, вызванного преждевременной регенерацией по количеству обработанной воды.

При отсутствии ёмкости подготовленной фильтрованной воды (рис. 1,б), что в современных установках далеко не редкость, циркуляцию следует осуществлять при помощи насосов декарбонизатора. Как и в предыдущем случае, часть обрабатываемой воды возвращается по линии 5 для поддержания минимальной скорости восходящего потока. Для отмывки цепочки ионитовых фильтров в замкнутом контуре декарбонизатор следует оборудовать второй байпасной линией 6. По той же линии возможна рециркуляция потока воды в цепочки при кратковременном прекращении подачи воды потребителю, при этом исключается насыщение обессоленной воды свободной углекислотой в декарбонизаторе и, как следствие, преждевременное исчерпывание ионообменной способности анионитового фильтра. Наличие двух байпасных линий позволяет сократить расход воды на регенерацию до минимума, необходимого для разбавления реагентов с товарной концентрации до рабочей и вытеснения отработанного раствора реагента из ионита.

Лишь при отсутствии, как бака фильтрованной воды, так и декарбонизатора возникает необходимость в установке дополнительных циркуляционных насосов. Как и в предыдущем случае, эти насосы используются для отмывки цепочек в замкнутом контуре для сокращения потребления воды на собственные нужды. Таким образом, включение насосов в работу происходит не только при расходах, недостаточных для поддержания загрузки в зажатом состоянии, но и при осуществлении некоторых шагов регенерации.

К ещё одному из недостатков технологии с восходящим рабочим потоком относят более быстрое ухудшение качества обессоленной воды, связанное с перекрёстным загрязнением смол ионитовой мелочью смолы другого типа. Практика показывает, что такую проблему можно прекрасно решить, используя ловушки ионита с рейтингом фильтрации не более 100 мкм. Такие решения, как правило, не приводят к удорожанию установки, но значительно повышают её надёжность. Необходимо лишь помнить, что введение трубопроводов рециркуляции отмывочных вод и возврата части потока для поддержания взвешенного слоя обеспечивало прохождение потока воды через ловушку ионита при всех технологических операциях.

Для успешной реализации проекта с внедрением противоточных ионообменных систем мало правильного выбора технологии и понимания ионообменных процессов. Необходим правильный подбор насосов, арматуры и контрольно-измерительных приборов, а также правильная трассировка трубопроводов.

Литература

1. Юрчевский Е.Б., Яковлев А.В. Внедрение технологии противоточного ионирования на базе реконструкции установленного оборудования // Энергосбережение и водоподготовка». 1998. №1. –С. 52–59.
2. **Внедрение** противоточной технологии UPCORE фирмы «Дау Кэмикал» (США) на ВПУ по обессоливанию ТЭЦ-12 МОСЭНЕРГО / И.И. Боровкова, И.С. Балаев, С.Л. Громов и др. //Электрические станции. 2000. №5. –С. 29–31.

УДК 621.321

Е.В. КОЗЮЛИНА, к.т.н., доцент,
С.Е. СОЛОВЬЕВА, инженер,
В.А. КАСЬЯНОВ, студент
(ИГЭУ)

Водоподготовка и водно-химический режим водогрейных котлов УНЦ «ИГЭУ - «De Dietrich»

Международный российско-французский учебно-научный центр энергоэффективных технологий «ИГЭУ — De Dietrich» открылся в 2009 году. Базовое оборудование представлено фирмой "De Dietrich Thermique", то 15 водогрейных котлов малой мощности, это котлы серий GT120, GT1200, GT 300/II, CITY 2.24, DTG 13, DTG 1300, DTG 220, DTG 320, C 210, C 310, MC. Мощность данных котлов колеблется от 24 до 280 кВт с КПД > 90%. Котлы предназначены для отопления и горячего водоснабжения и работают на двух основных видах топлива: природном газе и жидком дизельном топливе. В качестве исходной воды для подпитки контура циркуляции используется водопроводная вода из городского водопровода.

В настоящее время для котлов, установленных в центре энергоэффективных технологий, в качестве теплоносителя используют водопроводную воду. Качество этой воды может не удовлетворять требуемым значениям. Поэтому необходимо контролировать такие показатели качества воды, как общая жесткость, общая щелочность, окисляемость, pH. В табл. 1 приведены нормы качества подпиточной воды водогрейных котлов по рекомендациям Датской ассоциации централизованного теплоснабжения.

В центре энергоэффективных технологий была отобрана проба исходной воды из водопровода и проба котловой воды, отобранная из контура котла GT120. Время работы котла до отбора пробы - 20 мин.

После выполнения ряда анализов исходной и котловой воды, было определено количество содержащихся в воде хлоридов и сульфатов, а так же рассчитан карбонатный индекс (табл.2).

Таблица 1. Нормы качества подпиточной воды водогрейных котлов по рекомендации Датской ассоциации централизованного теплоснабжения

Подпиточная вода	Умягченная вода	Обессоленная вода
Внешний вид	Чистая, бесцветная	Чистая, бесцветная
Запах	Нет	Нет
Значение pH*	9,8 ± 0,2	9,8 ± 0,2
Удельная электропроводимость, мкСм/см	Как в исходной воде	10,0
Частицы, мг/л	< 5,0	< 1,0
Жесткость общая остаточная, мкмоль/л	35,7	3,57
Содержание кислорода, мг/л	< 0,1	< 0,1
Содержание углекислоты (CO ₂)	< 10,0	< 10,0
Содержание масел и жиров	Не допускается	Не допускается
Содержание сульфатов (SO ₄ ²⁻), мг/л	-	< 0,1
Содержание хлоридов (Cl ⁻), мг/л	< 300,0	< 0,1
Содержание железа (Fe), мг/л	< 0,05	< 0,005
Содержание меди (Cu), мг/л	< 0,05	< 0,01

Таблица 2. Показатели качества воды

Показатель	Размерность	Исходная вода	Котловая вода
Окисляемость	мг О/л	9,4	11
Щелочность общая	мг-экв/л	3,7	2
Жесткость общая	мг-экв/л	3,14	1,66
Жесткость кальциевая	мг-экв/л	2,02	0,98
Содержание железа Fe ³⁺	мг /л	0,21	1,56
pH		7,55	8,7
Электропроводность	мкСм/см	391,3	229,6
Содержание ионов SO ₄ ²⁻	мг-экв/л	2,47	1,03
Содержание ионов Cl ⁻	мг-экв/л	0,67	0,63
Карбонатный индекс	(мг-экв/л) ²	7,47	1,96

Из табл. 2 видно, что значение pH в пробе воды, взятой после работы котла увеличилось до 8,7. Причинами такого увеличения может служить уменьшение концентрации растворенного в воде CO₂, а также подщелачивание в результате кислородной коррозии поверхности оборудования. При нагреве воды и уменьшении концентрации CO₂ усиливается термоллиз бикорбанатов, при этом анионы CO₃²⁻ образуют труднорастворимые соединения, в частности CaCO₃, которые образуют накипь на поверхности нагрева. Это привело к уменьшению общей жесткости и щелочности, а

также уменьшению содержания ионов SO_4^{2-} , что свидетельствует об образовании такого труднорастворимого соединения как CaSO_4 . Также увеличилось содержание железа в воде после работы котла. Что свидетельствует о протекании коррозионных процессов на теплообменных поверхностях. Причиной могут служить катионы водорода, которые образуются при диссоциации угольной кислоты и являются активными деполяризаторами в процессе электрохимической коррозии стали.

Испытания показали, что качество обработанной воды не отвечает нормам производителя (табл. 1), а следовательно необходимо проводить предварительную очистку воды перед подачей её в основной контур [1].

В настоящее время группой авторов разрабатывается автоматизированный учебный курс «Водоподготовка котлов малой мощности De Dietrich». Он посвящен изучению общих вопросов, связанных с правильной реализацией водоподготовки данных котлов, представленных в центре энергоэффективных технологий ИГЭУ.

Представленный АОС включает в себя следующие разделы:

- описание основного оборудования;
- коррозия и накеобразование;
- водно-химический режим;
- организация СХТМ;
- схемы ВПУ;
- тестирование.

Входящие в состав АОС разделы могут изучаться в любой последовательности, т.к. каждый раздел представляет собой законченный программный продукт. В ходе изучения материала предоставлена возможность выхода из любого раздела курса в общее меню компьютерного пособия.

В автоматизированной обучающей системе, помимо текстовой информации, предусмотрена параллельная иллюстрация изложенного материала схемами, графиками и применением элементов анимации для лучшего понимания и усвоения полученной информации. По окончании изучения материала курса обучающимся предлагается пройти проверку усвоения полученных знаний путем электронного тестирования, которое даст объективную оценку с подробными комментариями.

Автоматизирование процесса образования позволяет увеличить эффективность работы преподавателя. Сделать процесс обучения наглядным и доступным в любом месте, где есть компьютер. Также АОС повышает не только качество усвоения изучаемого материала, но и дает возможность самостоятельной подготовки. Сокращает сроки обучения.

Автоматизированная обучающая система выполнена в операционной системе Windows, иллюстрационная часть создана с помощью редактора PowerPoint, элементы анимации разработаны с использованием программных продуктов PowerPoint, Photoshop. Автоматизированная обучающая система выполнена в редакторе PowerPoint с привязкой к Visual Basic.

Разработанная АОС рассчитана на студентов теплоэнергетических специальностей, также может быть использована при подготовке работников энергетических предприятий, повышения их квалификации.

Литература

1. Козюлина Е.В., Банников А.В., Будеева Е.П. Технология воды и топлива в системе водогрейных котлов лаборатории центра энергоэффективных технологий. Сборник тезисов Бернадосовских чтений. ИГЭУ, г. Иваново, 2009.

УДК 621.187.11

Е.Н. БУШУЕВ, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Оценка погрешности расчета косвенных показателей качества теплоносителя ТЭС, определяемых на основе измерений электропроводности и рН

Сотрудниками кафедры ХХТЭ ИГЭУ под руководством профессора Ларина Б.М., разработаны математические модели и расчетные методики косвенного определения минеральных и органических примесей водного теплоносителя ТЭС на основе результатов измерений: удельной электропроводности прямой и Н-катионированной проб, а также показателя рН и температуры в анализируемой пробе [1, 2]. При этом необходимо учитывать, что результаты измерения показателей качества водного теплоносителя определяются приборами автоматического химконтроля (АХК) и характеризуются погрешностями измерения. При условии калибровки и поверки приборов согласно требованиям паспорта можно принять погрешность измерения равную погрешности средства измерения. Следовательно, исходные данные для расчета косвенных показателей следует задавать в виде доверительного интервала с определенной вероятностью

$$\chi = \chi_{\text{изм}} \pm \Delta_{\chi};$$

$$\chi_{\text{Н}} = \chi_{\text{Н, изм}} \pm \Delta_{\chi_{\text{Н}}};$$

$$\text{pH} = \text{pH}_{\text{изм}} \pm \Delta_{\text{pH}};$$

$$t = t_{\text{изм}} \pm \Delta_t,$$

где $\chi_{\text{изм}}$, $\chi_{\text{Н, изм}}$, $\text{pH}_{\text{изм}}$ – результаты измерений соответствующими приборами АХК; Δ_{χ} , $\Delta_{\chi_{\text{Н}}}$ – погрешность измерения удельной электропроводности прямой и Н-катионированной проб (для основных типов отечественных кондуктометров приборная погрешность измерения представлена в табл. 1), мкСм/см; Δ_{pH} – погрешность измерения рН (для основных типов отечественных рН-метров приборная погрешность измерения представ-

лена в табл. 1); $t_{\text{изм}}$ – результат измерения температуры прибором АХК, °С; Δt – погрешность измерения температуры, °С.

Каждый из исходных данных по разному влияет на результат расчета (рис. 1). Как и исходные данные, результаты расчета следует представлять в виде доверительного интервала ($C_i \pm \Delta_i$). Для нахождения этих интервалов был использован метод статистических испытаний (метод Монте-Карло) [5, 6].

Таблица 1. Технические данные некоторых приборов АХК непрерывного измерения [3, 4]

Тип	Изготовитель	Диапазон измерения	Погрешность прибора
Кондуктометры			
КАЦ-037	ООО «НПП Техноприбор»	0,05–20	$\pm 1,5 \%$
		0,05–5000	$\pm 1,5 \%$
		20–20000	$\pm 1,5 \%$
КАЦ-021	ООО «НПП Техноприбор»	0,05–500	$\pm 1,5 \%$
КАЦ-021	ООО «НПП Техноприбор»	0–1000	$\pm 1,5 \%$
МАРК 602	ООО «Взор»	0–2000	$\pm(0,004 + 0,02\gamma)$
		0–20000	$\pm(0,03 + 0,02\gamma)$
МАРК 602мп	ООО «Взор»	0–200	$\pm(0,001 + 0,02\gamma)$
рН-метры			
рН-011М	ООО «НПП Техноприбор»	0–14	$\pm 0,05$
МАРК 902мп	ООО «Взор»	0–15	$\pm 0,15$

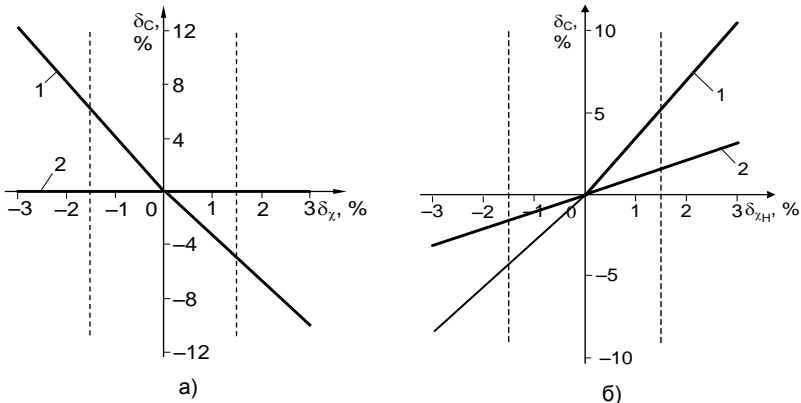


Рис. 1. Зависимость отклонения расчетных концентраций ионных примесей (δ_c) от погрешности изменения удельной электропроводности в прямой (а) и Н-катионированной (б) пробах обессоленной воды:

$$1 - [\text{Na}^+]_{\text{усл}} ([\text{Na}^+]_{\text{усл}} = \text{Ж}_0 + [\text{Na}^+]); \quad 2 - [\text{Cl}^-]_{\text{усл}} ([\text{Cl}^-]_{\text{усл}} = [\text{SO}_4^{2-}] + [\text{Cl}^-])$$

Принято, что результаты измерений распределены по нормальному закону, так как на показание прибора влияет множество разных по направлению факторов.

Случайная величина результата измерения из доверительного интервала задавалась [7]

$$x = m + S\sqrt{\ln(1/x_1)} \cdot \cos(2\pi x_2), \quad (1)$$

где m – математическое ожидание, принято равным показанию прибора АХК; x_1, x_2 – псевдослучайные случайные числа, равномерно распределенные в диапазоне $[0; 1]$; S – среднеквадратичное отклонение.

Среднеквадратичное отклонение определялось при вероятности $P=0,95$ из выражения [6]

$$\Delta = 1,96S. \quad (2)$$

Проводится значительное количество расчетов косвенных показателей ($n=1000$) по исходным данным получаемых по (1), полученные результаты статистически обрабатываются, при этом определяется доверительный интервал [6].

В табл. 2 представлены результаты расчета ионных примесей в виде доверительного интервала на основе измерений рН и удельной электропроводности в конденсате турбины К-300-240.

Таблица 2. Результаты расчета ионных примесей и измерений рН и удельной электропроводности в турбинном конденсате

$\chi_{\text{с}}^{25}$, мкСм/см	$\chi_{\text{н}}^{25}$, мкСм/см	рН	Расчетные значения в виде доверительного интервала ($P=0,95$)			
			$[\text{Na}^+]_{\text{усл}}$, мкг/л	C_{NH_3} , мкг/л	$[\text{Cl}^-]_{\text{усл}}$, мкг/л	Щ_0 , мкг-экв/л
0,440	0,254	7,09	13,6–14,2	22–26	21–22	1,2–1,4
0,504	0,400	7,20	31,6–32,5	23–26	42–44	1,3–1,4
0,686	0,962	6,73	52,5–54,4	26–29	81–84	1,4–1,6
0,440	0,175	6,83	9,4–9,8	25–26	15	1,4
0,704	0,180	7,80	9,7–10,1	44–47	15–16	2,3–2,4
0,909	0,162	8,11	9,7–10,1	65–68	14–15	3,1–3,2
2,790	0,172	9,03	9,3–9,7	251–274	14–15	9,7–10,4

Таким образом, при расчете косвенных показателей водного теплоносителя на основе измерений приборами АХК, результаты следует представлять в виде доверительного интервала, который целесообразно определять методом Монте-Карло.

Литература

1. **Определение** концентрации фосфатов в котловой воде путем измерения электропроводности / Б.М. Ларин, Е.Н. Бушуев, Ю.Ю. Тихомирова и др. // Теплоэнергетика. –2008. –№7. –С.21–27.
2. **Бушуев Е.Н.** Математическое моделирование ионных равновесий водного теплоносителя с использованием измерения электропроводности и рН // Теплоэнергетика. –2009. –№7. –С.13–18.
3. **Приборы** и устройства химического контроля. Каталог ООО «НПП Техноприбор». –М.: 2009. 32 с.
4. **Каталог** фирмы «ВЗОР». Нижний Новгород. 2007. –44 с.
5. **Соболь И.М.** Метод Монте-Карло –М.: Наука. 1978. –64 с.
6. **Новицкий П.В., Зогроф И.А.** Оценка погрешностей результатов измерений. –Л.: Энергоатомиздат. 1991. –304 с.
7. **Дьяконов В.П.** Справочник по алгоритмам и программам на языке бейсик для персональных ЭВМ: Справочник. М.: Наука, 1987. –240 с.

УДК 628.16

С.М. ВЛАСОВ, магистр
Н.Д. ЧИЧИРОВА, д.х.н., профессор
(КГЭУ) г. Казань

Мониторинг режима работы несопряженных систем оборотного охлаждения ТЭЦ

Системы технического водоснабжения (СТВ) современных тепловых электрических станций представляют собой сложные комплексы охладителей циркуляционной воды с множеством мелких проблем, которые уменьшают эффективность всей станции в целом.

Большинство мощных ТЭС работают с СТВ, использующими в качестве охладителей градирни. Охлаждение циркуляционной воды происходит за счет конвективного теплообмена с окружающим воздухом и её испарения. В таких системах в результате многократного использования (постоянной циркуляции при частичном уносе и упаривании через вытяжную башню градирни) охлаждающей воды происходит рост общей минерализации воды, что существенно влияет:

1. На протекания коррозионных процессов в трубных СТВ;
2. На скорость накопления на трубных поверхностях минеральных отложений.

Эффективность эксплуатации паротурбинных установок в значительной степени определяется надежностью и экономичностью конденсаторов. Срок службы конденсатора должен по меньшей мере соответствовать сроку службы турбины, а значит около 30 лет. При этом должно

обеспечиваться расчетное разряжение в конденсаторе, которое составляет примерно 4-6 кПа.

Известно, что при концентрации в охлаждающей воде способного к распаду гидрокарбоната кальция на уровне 1,0-1,5 мг-экв/л рост толщины накипи на трубных поверхностях конденсаторов составляет 0,3-0,5 мм/год. При этом коэффициент теплопередачи уменьшается более чем в 3,5 раза, а гидравлическое сопротивление увеличивается до 15%. При увеличении давления в конденсаторе на 1 кПа мощность энергоблоков на конденсационном режиме уменьшается на 0,8-0,9%, а для турбин низкого и среднего давления - на 1,2-1,5% [1].

Хотелось бы отметить, что при уменьшении теплопередачи стенки из за огромного нароста минеральных солей (Рис.1) растет расход топлива на выработку электрической энергии, так как возрастает потребление электрической энергии насоса, который преодолевает большее сопротивление. Эти нежелательные факторы уменьшают доходы станции.

В качестве примера рассмотрим СТВ Набережно-Челнинской ТЭЦ с типом конденсатора КГ2-12000-1. В период работы с 10 мая по 10 июня 2009 г в СТВ 2-очередии образовалось примерно 15 тонн отложений сложного состава. В порядке убывания доли в состав отложений входят – карбонаты ионов жесткости, органические вещества, оксиды железа, силикаты, в т.ч. глина и другие.

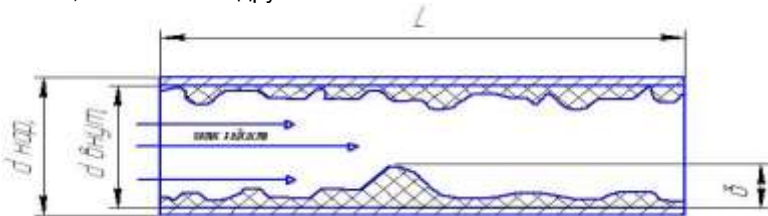


Рис.1. Схема рабочего участка (трубы) конденсатора:

L - длина рабочего участка (трубы) конденсатора, d нар. – наружный диаметр рабочего участка (трубы) конденсатора, d внут. - внутренний диаметр рабочего участка (трубы) конденсатора, δ - толщина нароста минеральных солей на рабочем участке (трубы) конденсатора.

Можно сделать простой расчет, чтобы оценить вероятные последствия осаждения такого количества веществ в СТВ 2-очередии. Предположим, что осадок состоит из карбоната кальция и распределяется равномерно по поверхности, контактирующей с водой СТВ. При среднем объеме СТВ – 10000 м³ и среднем диаметре сечений (трубопроводов и др.) – 0,3 м площадь поверхности контакта составит 10616 м². Если принять, что карбонат кальция осаждается в форме кальцита с плотностью 2,71 т/м³, то 15 т карбоната в месяц дадут равномерное покрытие всей поверхности СТВ – 0,52 мм. Среднее значение

получилось небольшим. Однако, следует учитывать, что на практике осаждение карбонатов происходит далеко не равномерно. Наиболее интенсивно происходят отложения на напряженных участках. В первую очередь, это трубки конденсаторов, где самая высокая температура в СТВ.

Для надежной и экономичной эксплуатации систем циркуляционного водоснабжения конденсаторов важно соответствие выбранного насоса гидравлической характеристике тракта системы водоснабжения.

Так же одним из факторов снижения мощности турбин ТЭС является повышение температуры, при котором происходит конденсация пара в конденсаторах, т.е. уменьшение вакуума. Причиной этого может быть либо повышение температуры охлаждающей воды вследствие неудовлетворительной работы градирен, либо образование солевых (преимущественно карбонатных) отложений на внутренних поверхностях трубок конденсаторов, по которым протекает охлаждающая вода.

Неудовлетворительная работа СТВ приводит к снижению экономичности турбины и блока в целом. Снижение расхода воды на конденсаторы по сравнению с расчетным из-за неполадок в системе (насос, тракт охлаждающей воды) приводит к увеличению нагрева воды в конденсаторе, соответствующему снижению вакуума и потере экономичности блока.

Так, например, для блока с турбиной К-300-240 уменьшение расхода охлаждающей воды на 20 % приводит к потере экономичности при температурах охлаждающей воды 5, 15 и 25 °С, соответственно, около 0,4; 0,5 и 0,9 % [2].

Неполадки и неисправности в работе СТВ с градирнями приводят к неэкономичной работе турбин, пережогу топлива и перерасходу электроэнергии на собственные нужды, а иногда и к ограничению мощности электростанции. Они могут быть также вызваны острым дефицитом водных ресурсов, биологическими и химическими загрязнениями СТВ и зарастанием системы, ограниченным диапазоном регулирования производительности циркуляционных насосов, отсутствием режимных карт эксплуатации СТВ для поддержания экономичного вакуума, недолговечностью глубоководных водозаборов, не поддающихся ремонту без полного останова электростанции.

Толщина накипи в 1 мм приводит к перерасходу топлива на ТЭС на 7%, а перерасход топлива по этой причине на электростанциях России в среднем составляет 2% и на некоторых ТЭС достигает 10%

Эффективность многих градирен хуже нормативной, недоохлаждение воды в них составляет до 10 °С.

В заключении хотелось бы отметить, что малейшие изменения параметров среды в СТВ с градирнями или другими видами систем технического водоснабжения сильно влияют на всю станцию в целом. Для предотвращения всех проблем в СТВ предложено множество идей по их предотвращению. На сегодняшний день самыми актуальными идеями являются поддержание оптимального водно-химического режима, разра-

ботка программного обеспечения для систем технического водоснабжения, разработка новых антикоррозионных, мощных композиций.

Литература

1. О повышении эффективности эксплуатации и надежности конденсаторов паровых турбин. Рыженков В.А. д.т.н., Куршаков А.В. к.т.н., Анахов И.П. инж., Свиридова Е.В. инж.,(МЭИ). «Энергосбережение и водоподготовка» №2(52) 2008 стр.29-34.
2. Доброхотов В. И., Жгулев Г. В. Эксплуатация энергетических блоков.- М.:Энергомиздат,1987.-256 с.: ил.

УДК 621.187.11

Е.Н. БУШУЕВ, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Анализ экологических показателей основных и перспективных схем обессоливания воды на ТЭС

Выбор оптимальной технологии обессоливания в условиях многообразия возможных схемных решений, является актуальной задачей, решаемой как при проектировании, так и при реконструкции водоподготовительных установок (ВПУ) на ТЭС.

На кафедре ХХТЭ ИГЭУ разработан программный продукт (ПП) «ПРОЕКТ ВПУ» [1] позволяющий проводить технологический расчет и анализ разных схем получения добавочной воды на ТЭС и АЭС. Отличительной особенностью ПП является возможность моделировать схемы водообработки из ее отдельных элементов (рис. 1). В ходе расчета определяются основные экологические и технологические показатели работы ВПУ.

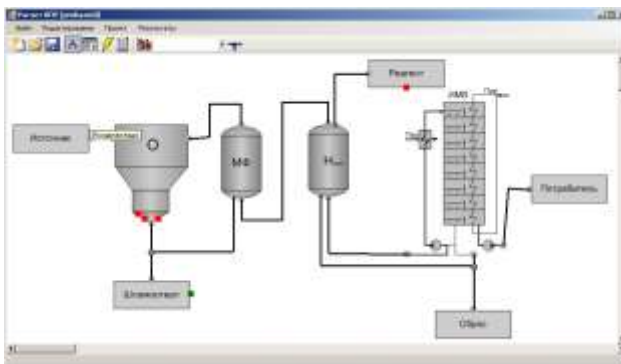


Рис. 1. Экранная форма ПП «ПРОЕКТ ВПУ» в режиме редактирования схемы водообработки

ПП «ПРОЕКТ ВПУ» был использован при расчете и анализе основных технологических схем обессоливания воды на ТЭС в широком диапазоне изменения минерализации исходных вод. Здесь представлены результаты расчетов при одинаковой производительности ВПУ, которая принята равной 350 т/ч, как средняя для вновь проектируемых ВПУ ТЭС.

В качестве рассчитываемых схем ВПУ приняты наиболее распространенные и перспективные технологии обессоливания воды на ТЭС:

1) традиционное химическое обессоливание на базе прамоточных Н-ОН-ионитных фильтрах;

2) термическое обессоливание;

3) химическое обессоливание воды с упариванием стоков ионитных фильтров;

4) термохимическое обессоливание со смешением жестких стоков Na-катионитных фильтров с исходной водой;

5) термохимическое обессоливание со сбросом части жестких стоков Na-катионитных фильтров;

6) термохимическое обессоливание со смешением части жестких стоков Na-катионитных фильтров с исходной водой;

7) хомобессоливание по противоточной технологии АПКОР (UP.CO.RE., фирма «Dow Chemical», США);

8) «усовершенствованная» схема хомобессоливания с двухпоточно-противоточным А_{II};

9) схема обессоливания на базе установки обратного осмоса с последующим дообессоливанием Н-ОН-ступенью работающей по противоточной технологии АПКОР с двухслойной загрузкой в анионитном фильтре;

10) термическое обессоливание на базе испарителей мгновенного вскипания (ИМВ) с предварительной обработкой на Н-катионитном фильтре с «голодной» регенерацией с использованием карбоксильного катионита;

11) термическое обессоливание с предварительным умягчением на ступени противоточных фильтров работающих по технологии Schwebbett (фирмы «Bayer», Германия).

На рис. 2 в качестве примера, представлены результаты расчета основных экологических показателей для рассмотренных схем обессоливания воды.

Анализ полученных результатов показывает:

- наилучшими экологическими характеристиками обладают схемы обессоливания на базе обратного осмоса и ИМВ, однако эти схемы характеризуются высокими эксплуатационными и капитальными затратами, большим объемом воды на собственные нужды;

- наилучшими экологическими характеристиками обладают термохимические схемы обессоливания воды, хотя для вод малой минерализацией экологические показатели для всех схем близки;

- схемы на основе химобессоливания для слабоминерализованных вод по технико-экономическим показателям превосходят все остальные рассматриваемые схемы;

- «усовершенствованная» и по противоточной технологии АПКОР схемы химобессоливания имеют улучшенные технологические, экологические и технико-экономические характеристики по сравнению с традиционным химобессоливанием, поэтому эти схемы рекомендуется использовать вместо традиционного химобессоливания;

- усовершенствованная схема термического обессоливания на базе противоточных фильтров имеет явные преимущества по сравнению с традиционной схемой термического обессоливания на основе прямоточных фильтров.

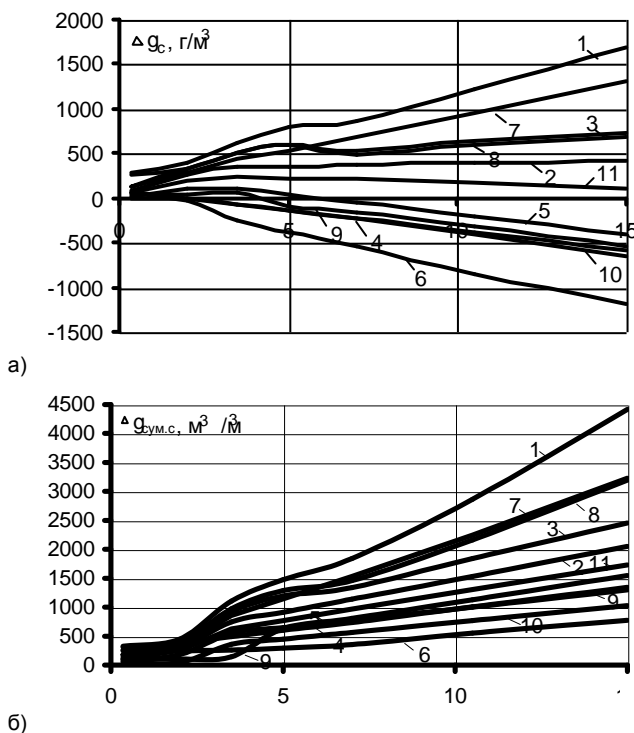


Рис. 2. Удельный сброс солей без учета сброса солей поступающей с исходной водой (а) и удельное суммарное количество образующихся солей (с учетом шлама) (б) в зависимости от метода обессоливания и минерализации исходной воды ($[\text{SO}_4^{2-}] + [\text{Cl}^-]$, мг-экв/л):

1–11 – варианты схем обессоливания воды согласно принятой нумерации

Таким образом, невозможно выделить одну оптимальную схему по технологическим, экологическим и технико-экономическим показателям одновременно для всех исходных данных. Выбор должен проводиться для конкретных начальных условий и требований.

Литература

1. **Обработка** воды на ТЭС и АЭС / Б.М. Ларин, Е.Б. Юрчевский, В.В. Гостыков и др. / ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2010. –348 с.

УДК 621.182: 296.001.4

А.В. ЖУЙКОВ, аспирант
(ПИ СФУ) г. Красноярск

Один из способов снижения NO_x

В процессе разработки простого и дешевого способа подавления образования оксидов азота при сжигании ирша-бородинских углей на котле **БКЗ-75-39ФБ** предложен вариант ступенчатого сжигания топлива, отличающийся от классического варианта рядом конструктивных и технологических особенностей (рис.1). Организация ступенчатого сжигания твердого топлива с подачей части воздуха выше основных горелок (классический вариант) позволяет снизить содержание оксидов азота на 40-50 %, но при этом отмечается одновременный рост температуры газов на выходе из топки. Это не приемлемо для котлов, сжигающих канско-ачинские угли (КАУ), так как рост температуры на выходе из топки приводит к резкому повышению интенсивности загрязнения поверхностей нагрева. Здесь был применен принцип организации топочного процесса, в основу которого положено использование, как гравитационных сил, так и сил инерции частиц топлива для вовлечения их в циркуляционное движение в топочной камере с подачей свежего окислителя по длине факела. Газовый вихревой факел в топке образуется в результате аэродинамического взаимодействия горелочных факелов и плоского факела нижнего дутья, направленного параллельно фронтного скату «холодной воронки». Возникающая циркуляция топлива создаёт благоприятные условия для выгорания наиболее крупных частиц за счет значительного увеличения времени их пребывания в топочном процессе при неоднократном возврате к месту подачи свежего окислителя. Таким образом, нижняя часть топки (холодная воронка) начинает интенсивно участвовать в теплообменных процессах, что несколько снижает температуру дымовых газов на **выходе** из топки **тем самым** предотвращая загрязнение конвективных поверхностей нагрева за счет некоторого растягивания процесса горения по всему объему топочной камеры с подачей свежего окислителя по длине факела. Вследствие интенсивного турбулентного перемешивания продук-

тов горения, многократной циркуляции частиц в топочной камере и ряда других факторов в топочных устройствах такого типа происходят существенные изменения в процессе горения топлива, способствующие подавлению образования оксидов азота.

Предлагаемый способ ступенчатого сжигания во многом лишен недостатков классической схемы. Основное отличие предлагаемого способа от классической схемы заключается в том, что эффект снижения температуры топочных газов получен за счет воздействия двух факторов.

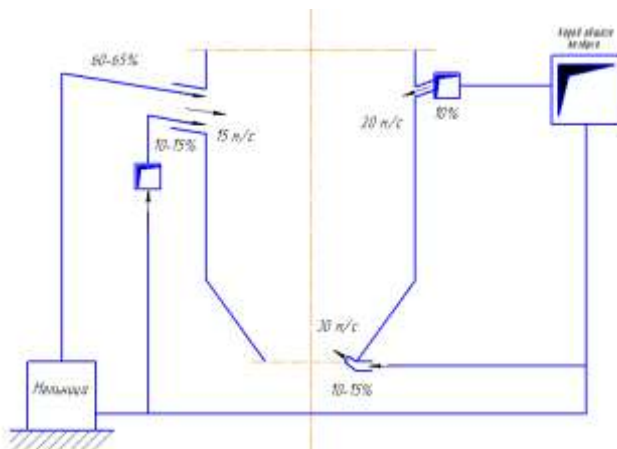


Рис. 1. Схема организации низкотемпературного ступенчатого вихревого топочного процесса

Во-первых, созданием в топочном объеме турбулентных пульсаций с большой глубиной зоны перемешивания за счет взаимодействия струи топливно-воздушной смеси с плоской струей вторичного дутьевого воздуха, направленного под углом к аксиальной оси факела. Такое взаимодействие привело к размыванию факела по объему топки и созданию циркуляционных потоков, включивших в работу объем «холодной воронки» топочной камеры. В процессе перераспределения факела температура его ядра уменьшилась, что повлияло на выход оксида азота. Второй фактор связан с обдувом устья факела потоком газа из холодной воронки, когда газ из «холодной воронки» охлаждает начальный участок факела. Такое взаимодействие кроме гидродинамической неустойчивости приводит к неустойчивости, обусловленной эффектом термоэмиссии, сопровождающимся возникновением турбулентных вихрей значительно меньших размеров, заполняющих циркуляционные потоки в объеме топки. Известно, что такие потоки обладают хорошей устойчивостью и частицы топлива могут многократно циркулировать в объеме топочной камеры. Подвод окислителя и отвод продуктов реакции горения в данном

случае более эффективен, чем в традиционной схеме, поэтому при использовании предлагаемого способа ухудшения полноты сгорания не наблюдается.

Кроме того, у низкотемпературного ступенчатого сжигания топлива есть еще одно эффективное средство против образования восстановительной среды у поверхности угольной частицы при ее горении. Обычно применяемое в котлах факельное сжигание характеризуется непрерывным движением частиц топлива вместе с потоком газов, то есть имеет место типичный параллельно поточный процесс горения. Благодаря достаточно большой парусности частиц пылевидного топлива его частицы двигаются вместе с несущим их дутьевым потоком с относительной скоростью, практически равной нулю. Это уменьшает интенсивность диффундирования реагирующего газа к поверхности частицы за счет конвекции. При горении с увеличением температуры скорость химической реакции согласно закону Аррениуса растет экспоненциально, в то время как скорость подвода кислорода, ограниченная в основном молекулярной диффузией к частице топлива, увеличивается незначительно. Наступает так называемое диффузионное «торможение». В этом случае из-за отсутствия кислорода у поверхности горячей частицы окисление кислорода происходит за счет CO_2 с образованием CO , т.е. образуется восстановительная среда. Но если за счет средств гидродинамического характера увеличивать степень интенсивности обмена веществ вблизи реагирующей поверхности углеродной частицы, (осуществляемых подачей воздуха через нижнее и заднее дутье), разрыв между потенциально возможной скоростью химической реакции и ее фактической скоростью при данной температуре будет сокращаться. В особенности это скажется на процессах массо- и газообмена, ускоряющихся за счет турбулентной диффузии при увеличении относительной скорости между окислителем и частицами топлива, что имеет место при подаче воздуха через сопла, установленные в холодной воронке котла БКЗ-75-39ФБ и на задней стенке топки. В результате этого поступление кислорода к месту гетерогенной реакции улучшается. Происходит замена оксид-углеродной (восстановительной) среды окислительной средой. Следовательно вблизи реагирующей частицы топлива возникает микросреда, уменьшающая возможность образования легкоплавких эвтектик.

Таким образом, наряду со снижением выбросов в атмосферу оксидов азота **в целом**, проведенная реконструкция благоприятно отразилась на эффективной эксплуатации котлов. **Уменьшилось** загрязнение поверхности нагрева, снизились температура уходящих газов и потери **с механическим** недожогом (q_4), что привело к увеличению КПД.

Литература

1. Сулейманов В.И. Метод снижения оксидов азота, образующихся в топках паровых котлов при сжигании органического топлива – Экология промышленного производства, 2002. – 52с

2. Беликов С.Е. Различные схемы ступенчатого сжигания как средство снижения выбросов оксидов азота / С.Е. Беликов, В.Р. Котлер – Известия академии промышленной экологии, 2005, №1, 57с.

3. Тумановский А.Г. Анализ природоохранной деятельности и основные направления сокращения негативного воздействия ТЭС на окружающую природную среду / А.Г. Тумановский, В.П. Глебов, А.Н. Чугаева – Энергетик, 2006. - 2с

УДК 621.311: 681.5

В.С. КРАШЕНИННИКОВ, зам. генерального директора
А.В. ПУШКОВ, инж. по наладке и испытаниям
(ОАО «Ивэлектроналадка») г. Иваново

Модернизация систем контроля и управления котла №6 Ивановской ГРЭС с переводом на ПТК

В 2011 году компанией ОАО «Ивэлектроналадка» закончились работы по созданию и внедрению автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) на базе программно-технического комплекса (ПТК) для станционного котла №6 Ивановской ГРЭС.

Паровой водотрубный котел типа Е-50-1,4-225ГМ предназначен для получения перегретого пара за счет теплоты сгорания топлива - мазута или природного газа. АСУТП котла ст. №6 разрабатывалась для обеспечения эффективного функционирования теплотехнического и газового оборудования котла и выполняется с применением программно-технического комплекса (ПТК) на базе модульного программируемого контроллера S7-400, обеспечивающего автоматическое и оперативное управление.

Целями создания АСУТП являлись:

- обеспечение работы оборудования котла во время растопки и в рабочем режиме, в диапазоне допустимых технологических нагрузок;
- безопасность работы установленного оборудования;
- сокращение вредных выбросов в окружающую среду;
- снижение вероятности ошибочных действий оперативного персонала;
- экономия энергоресурсов, в том числе расхода топлива;
- повышение степени автоматизации за счет возможности внедрения отработанных алгоритмов программно-логического управления и выполнения необходимых вычислений;
- повышение коэффициента использования установленного оборудования;
- улучшение качества протекания технологических процессов в установившихся и переходных режимах;
- улучшение условий их труда оперативного и обслуживающего персонала;

- повышение надежности функционирования АСУТП;
- выполнение необходимых вычислений технико-экономических показателей и комплексных параметров;
- анализ ретроспективной информации, в том числе аварий и нарушений.

Достижение перечисленных целей АСУТП обеспечивается за счет реализации распределенной иерархической структуры системы с применением программно-технического комплекса и автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов, объединенных в единую систему шинами цифрового обмена информацией при организации оптимального взаимодействия всех технических средств АСУТП и их развитой диагностики [1].

Контроль и управление технологическим оборудованием осуществляется с группового щита управления (ГрЩУ). На ГрЩУ устанавливаются два взаимозаменяемых автоматизированных рабочих места (АРМ), в состав каждого из которых входит четыре видеомонитора, две клавиатуры, две мыши, а также принтер и аппаратура связи.

Схема сетевых подключений системы управления приведена на рис. 1.

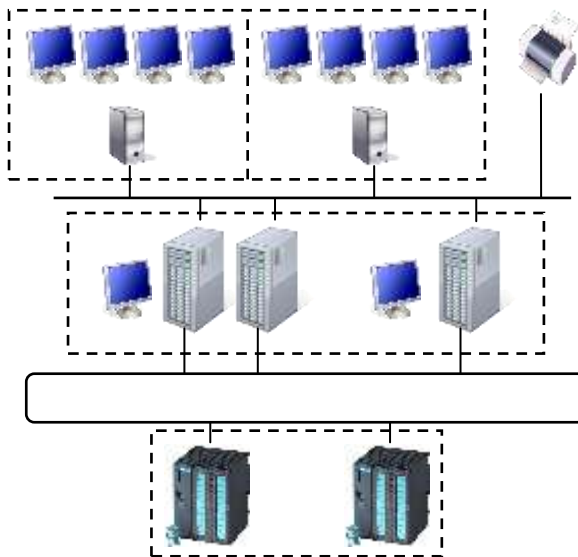


Рис. 1. Сетевая иерархия системы обработки и отображения информации:
 1, 2 – АРМ оператора, 3 – принтер, 4 – инженерные станции и резервируемые архивные серверы, 5 – модули ввода-вывода программируемых контроллеров S7-400

АСУ ТП котла №6 создавалась в виде информационно-управляющей системы, работающей в темпе протекания технологических процессов (в реальном времени) и обеспечивающей сбор, обработку и предоставление технологической информации, цифровое управление, регулирование и защиту технологического оборудования. АСУ ТП строится в виде многоуровневой системы на базе программно-технических средств фирмы Siemens.

В состав технических средств системы сбора, обработки и предоставления информации входят:

- технические средства ПТК нижнего уровня с модулями ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, шинные связи с контроллером Siemens S7-400;
- технические средства ПТК среднего и верхнего уровней (сервер PCS7, два АРМ оператора технолога и инженера АСУ ТП);
- аналоговые датчики
- датчики положения регулирующих клапанов;
- дискретные датчики.

На нижнем уровне выполняются функции связи системы с объектом управления. На этом уровне происходит прием аналоговых и дискретных сигналов от датчиков, контактов реле и т. п. Все принимаемые сигналы проходят проверку на достоверность. Для датчиков, измеряющих один и тот же параметр (такие измерения организованы для наиболее ответственных параметров) организована функция усреднения и мониторинга расхождения показаний.

Средний уровень программно-технического комплекса включает в себя сервер (контроллер) автоматизации, реализованный на базе контроллера Simatic серии S7-400. Сервер автоматизации резервирован («горячий» резерв 1 из 2х) и связан полевой шиной (Profibus DP) со станциями ввода/вывода сигналов (УСО) ET200, обеспечивающими основные функции системы по сбору информации, ее обработке и выдаче управляющих воздействий на исполнительные механизмы, а также глубокую диагностику периферийного оборудования.

Верхний уровень системы управления строится на базе современной SCADA-системы SIMATIC WinCC (Windows Control Center) - это компьютерная система человеко-машинного интерфейса, работающая под управлением операционных систем Windows 2000/XP [2].

Модернизированная АСУТП котла № 6 так же производит архивирование и протоколирование данных о технологических параметрах, состоянии арматуры, срабатывании защит и блокировок, действии шаговых программ и подпрограмм, действиях оперативного персонала, неисправностях на технологическом оборудовании и в системе АСУТП, что значительно упрощает работу с протоколированием событий системы управления.

Литература

1. **Siemens AG.** Системные и стандартные функции для S7-300 и S7-400. – М: «Siemens AG», 2000.
2. **Кулагин А.А.** Проектная документация по модернизации к/ст №6 Ивановской ГРЭС (филиал «Ивановские ПГУ», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»). Документ 1874-10.Р.01.01 АК.П2. – Иваново: ОАО «Ивэлектроналадка» 2010.

УДК 681.5

В.Д. ТАЛАНОВ к.т.н., доцент
С.Б. ПЛЕТНИКОВ к.т.н., доцент
С.В. ТАЛАНОВ аспирант
(ИГЭУ)

Программный модуль коррекции расходной характеристики регулирующего органа

Для обеспечения желаемой формы расходной характеристики регулирующего органа (РО) ее преобразуют, либо путем изменения профиля проходного сечения (для профилируемых РО), либо введением нелинейной связи между исполнительным механизмом и регулирующим органом (для непрофилируемых РО) [1]. При создании новых АСУ ТП возможно применение интеллектуальных электроприводов, которые позволяют корректировать расходную характеристику РО. При модернизации систем автоматического регулирования в случае замены аппаратных технических средств автоматизации контроллерами без замены исполнительных устройств предлагается программный метод коррекции расходной характеристики регулирующего органа.

Алгоритмы СУМ, АДП, 1КОР и 2КОР реализуются в контроллере.

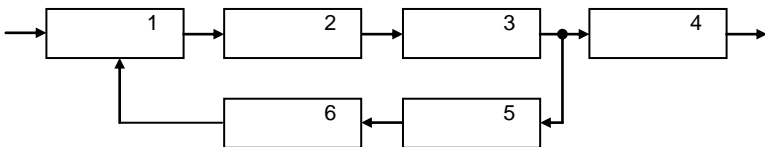


Рис. 1. Структурная схема программного модуля коррекции расходной характеристики регулирующего органа:

- 1 – сумматор; 2 – аналого-дискретный преобразователь; 3 – исполнительный механизм постоянной скорости; 4 – регулирующий орган; 5, 6 – корректоры;
 m – входной сигнал; s_1 – сигнал первого корректора; s_2 – сигнал второго корректора; h – относительное перемещение подвижной части РО,
 q – относительный расход (диапазон изменения указанных переменных от 0 до 1).

Функция преобразования для регулирующего органа : $q = F_{PO}(h)$; для первого корректора: $s_1 = F_{1K}(h) = F_{PO}(h)$; для второго корректора $s_2 = F_{2K}(F_{PO}(h))$. Введение первого корректора линеаризует характеристику РО,

т.е. при $s_2=s_1$ получим $q=m$. Введение второго корректора позволяет получить заданную характеристику РО, т.е. $q = F_{зРО}(m)$ из условия $F_{2к}(F_{РО}(h))=m$.

Для более сложных характеристик разработана программа, позволяющая по заданной функции $F_{зРО}(h)$ определить функцию второго корректора. Эта программа входит в состав программного модуля коррекции.

В программном модуле реализована структура системы, показанная на рис.1. (рис.2). Далее рассмотрим методику выполнения коррекции расходной характеристики, заложенную в основу программного модуля коррекции.

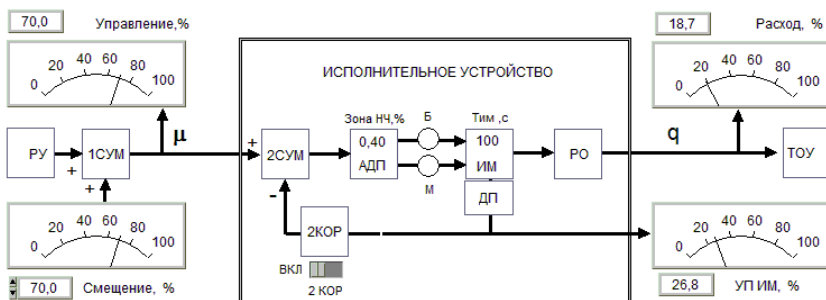


Рис.2. Элемент графического интерфейса программного модуля коррекции.

Аппроксимация проводится по пяти точкам, снятым с каталожной характеристики регулирующего органа [2]. Каталожная характеристика РО представляет собой зависимость относительной пропускной способности от относительного хода плунжера РО. По снятым точкам проводится расчет коэффициентов для универсальной формулы, по которой строится аппроксимированная каталожная характеристика:

$$Y_m = m_0 + m_1 X + m_2 X^2 + m_3 (\sin(m_4 X) + m_5) + m_6 (\sin(m_7 X) + m_8).$$

Результатом аппроксимации являются коэффициенты: $m_1, m_2, m_3, m_4, m_5, m_6, m_7, m_8$.

После ввода полученных коэффициентов, модель 1-го корректора воспроизводит аппроксимированную каталожную характеристику РО. Таким образом, при реализации в жесткой отрицательной обратной связи модели первого блока коррекции, с характеристикой полностью копирующей каталожную, происходит линейризация каталожной пропускной способности РО.

Результатом работы первого блока коррекции является линейризованная характеристика РО.

Требуемая характеристика РО может задаваться в графическом или в аналитическом виде.

Если характеристика РО задается в аналитическом виде, то определяется обратная ей функция, которая затем вводится в модель 2-го блока коррекции, который обеспечивает заданную пропускную способность РО. Условием использования ввода заданной пропускной способности РО в аналитическом виде является наличие ее обратной функции в явно выраженном виде.

Если характеристика РО задается в графическом виде, то проводится ее аппроксимация, в результате которой определяются коэффициенты, вводимые в модель второго блока коррекции, который обеспечивает заданную пропускную способность РО. Заданная пропускная способность РО в графическом виде представляется как зависимость относительной пропускной способности от относительного хода плунжера РО. На рис.3 приведена исходная расходная характеристика РО, линеаризованная характеристика и заданная равнопроцентная характеристика РО, полученная в результате работы программного модуля.

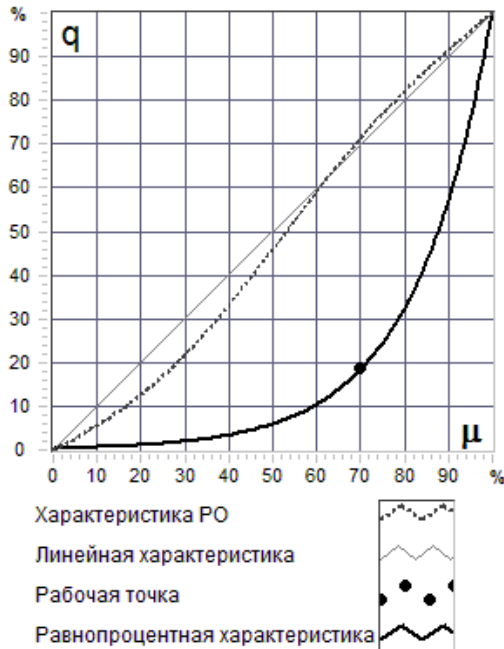


Рис. 3. Графики расходных характеристик РО

Результатом работы 2-го блока коррекции является заданная характеристика РО.

Литература

1. **Благов Э.Е., Ивницкий Б.Я.** Дроссельно-регулирующая температура ТЭС и АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. **Свидетельство** о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программный модуль «Аппроксимации характеристик элементов систем автоматизации» №20111611204 от 4 февраля 2011г. (правообладатели Таланов С.В., ИГЭУ).

УДК 681.515

А.В. КОНДРАШИН, к.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Возможности повышения маневренности оборудования ТЭС при внедрении современных АСУ ТП

Внедрение современных программно-технических комплексов (ПТК) в практику управления открывает значительные, не используемые в должной мере перспективы повышения маневренности основного технологического оборудования тепловых электрических станций.

Некоторый положительный опыт эффективной модернизации связан с внедрением в последние годы систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ) на ряде ТЭС. Однако масштабных изменений, затрагивающих широкий спектр всех задач управления, не наблюдается. Некоторая пассивность в этой области исходит из *заблуждений, что автоматика не может работать в широком диапазоне нагрузок*. Следствием этого является отсутствие усилий по приведению в надлежащий порядок регулирующей арматуры. Не решаются вопросы по замене устаревших исполнительных механизмов новыми быстродействующими типами. В конечном счёте, не проводится реконструкция и самого технологического оборудования.

Целью публикации настоящих материалов является информирование заинтересованных специалистов и организаций в теоретической и практической готовности современных ПТК к решению задач существенного повышения маневренности оборудования. Ресурсами повышения маневренности со стороны АСУ ТП являются:

- 1) Функциональная диагностика оборудования в режиме реального времени с возможностью оперативной коррекции режимной карты.
- 2) Эффективное оперативное управление мощностью параллельно включённых агрегатов в пиковой и полупиковой части суточного графика нагрузок.
- 3) Диагностика состояния регулирующей арматуры.
- 4) Создание и внедрение многосвязных автоматических систем регулирования (АСР), функционирующих не как множество так называемых «контуров» управления, а как единая система.

5) Переход на современные программируемые контроллеры, отличающиеся использованием нелинейных эффектов, логико-динамических компонентов, нечёткой логики и нейроалгоритмов.

6) Внедрение адаптивных систем, оперативно решающих задачи учёта как функционального, так и технического состояния объекта управления.

Более подробно представим специфику новых алгоритмов и возможность их объединения с адаптивными ресурсами. В частности, отметим, что переход к нелинейным и логико-динамическим алгоритмам позволяет:

- несколько повысить быстродействие систем;
- существенно уменьшить энергетические затраты на управление за счёт уменьшения частоты включений (переключений) исполнительных механизмов;
- повысить робастность систем (снизить чувствительность к изменению динамических характеристик оборудования).

Использование нечёткой логики и нейроалгоритмов обеспечивает возможность:

- реализации сложных нелинейных и многосвязных передаточных функций регулятора с переменной структурой;
- самообучения (автоматического извлечения скрытых закономерностей);
- эффективной организации параллельной обработки сигналов в реальном времени;
- распознавания симптомов приближения критических ситуаций в технологическом процессе.

В докладе приводится развёрнутая классификация алгоритмов, иллюстрируемая примерами реализации систем регулирования, работающих в условиях нестационарной динамики. Здесь же ограничимся представлением одного авторского варианта (рис.1), отличающегося сочетанием эффектов нелинейности и адаптивности.

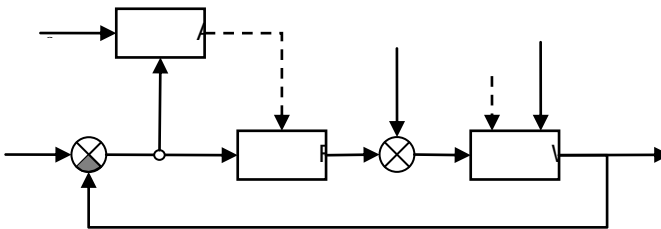


Рис. 1. Структурная схема адаптивной АСР

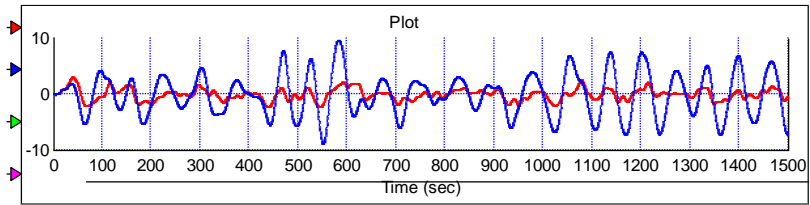


Рис. 2. Сравнение переходных процессов в системах

Наблюдение за текущими параметрами сигнала ошибки регулирования $\varepsilon(t)$ и их сравнение с эталонной моделью M_ε позволяет реализовать оперативную коррекцию А параметров регулятора R. На рис. 2 показано сравнение процессов в традиционной и адаптивной системах.

СЕКЦИЯ «ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА»

УДК 620.9:502.174

О.Н. МАХОВ, к.т.н., доцент
В.И. СУББОТИН, к.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Направления деятельности наиболее развитых стран мира по энергосбережению

Повышение энергоэффективности является приоритетной задачей российской экономики. По данным Всемирного банка, реализация существующего потенциала энергосбережения позволит России экономить до 100-150 млрд руб. федерального и муниципального бюджета в год, что эквивалентно 25-40% ВВП (по данным на 2010 г.).

Одним из средств достижения поставленной задачи в России стал новый федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», вступивший в силу 27 ноября 2009 г. Этот документ содержит требования, которые затрагивают население и предприятия, частный сектор и государственные учреждения.

В период с 2009 по 2012 гг. из продажи и импорта стран Евросоюза полностью исчезнут лампы накаливания. Им на смену придут современные энергосберегающие лампы, использующие на 80% меньше электроэнергии.

Результат: по разным оценкам, эта мера позволит странам Европы экономить 5-10 млрд евро в год и сократить потребление электроэнергии на 3-5%. Внедрение современных осветительных средств позволит сократить эмиссию CO₂ почти на 40 млн т в год.

С 2009 по 2017 гг. реализуется программа по сокращению продаж бытовой техники с повышенным уровнем потребления электричества. Эти правила, затронут двигатели, насосы, используемые в системах отопления, домашние холодильники и телевизоры.

Результат: это позволит странам Европы ежегодно экономить до 315 ТВт. Предположительно, к 2013 г. на рынке останутся лишь телевизоры с энергопотреблением ниже среднего рыночного на 20%.

С 1997 г. в США действует национальная программа «Миллион солнечных крыш», предусматривающая установку солнечных энергосистем.

К 2010 г. солнечные системы установлены уже на крышах 1 млн домов в 13 «солнечных городах» США.

Германия является признанным лидером сферы ветроэнергетики - на территории страны размещены и успешно действуют не менее 20 тыс. ветрогенераторов. Более того, их производство активно работает на экспорт - около 70% установок продаются внешним покупателям. В ре-

зультате совокупная мощность германских ветрогенераторов в Германии составляет 24 тыс. МВт. Для сравнения: аналогичной показатель некогда мощнейшей ГЭС в России - Саяно-Шушенской - составлял 6,4 тыс. МВт.

В России ключевым актом в сфере энергоэкономии является закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», разработанный в сотрудничестве государственного сектора, бизнеса и научного сообщества. В частности, участники «Росизол» внесли ряд предложений, направленных на повышение энергоэффективности зданий.

Прогнозы и рекомендации: по данным Центра по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ), энергоэффективные здания позволят российской экономике сохранить до 33% ресурсов. В частности, к впечатляющим результатам приводят теплоизоляционные мероприятия. По сведениям Департамента архитектуры РФ, здания теряют 45% тепла через стены, 33% - через окна, оставшиеся 25% - через крышу. Это означает, что необходим комплексный подход к теплоизоляции и использование только качественных материалов.

Стимулирующие мероприятия подразумевают воздействие на производителя. В странах, активно использующих этот метод, в ход идут инструменты финансового стимулирования, а также PR-инструменты. Проще считать экономическую эффективность подобных решений сложнее, нежели в случае с государственной программой, однако средний уровень энергосбережения в рамках указанных стран достаточно высок.

В феврале 2009 г. в США был принят The American Recovery and Reinvestment Act of 2009, который регламентирует инструменты стимулирования энергосбережения. На мероприятия по повышению энергоэкономии правительством выделено 16,8 млрд долл. США.

В штате Коннектикут, США успешно действует финансовая программа, поощряющая «энергоэффективный бизнес». По ее условиям, владельцы бизнеса, решившие повысить энергоэффективность собственного предприятия, могут рассчитывать на существенную скидку от энергосбытовых компаний, а также беспроцентный кредит на внедрение новых технологий.

Косвенный результат: в США на производство одной единицы продукции на энергию приходится 18%. Для сравнения: в России этот показатель достигает 40%.

В Японии успешно функционирует программа «Победитель гонки». В ее рамках названия компаний, не справившихся с выполнением обязательств в сфере энергоэффективности, становятся достоянием гласности.

В Китае правительство регулярно проводит тестирование продукции различных компаний и исследует соответствие решений стандартам энергосбережения. Безусловно, компании, не справившиеся с обязательствами, становятся известны буквально всей стране.

В Китае действует программа добровольной маркировки товаров, ориентированная на производителей. В условиях жесткой конкуренции

китайские компании крайне заинтересованы в том, чтобы выделить свой продукт в ряду аналогичных.

Косвенный результат: в Китае на производство одной единицы продукции на энергию приходится 19% затрат.

Просветительские методы подразумевают воздействие на непосредственного потребителя, формирование новой потребительской культуры, основанной на бережном природопользовании и сознательном выборе энергосберегающих технологий. В свою очередь, потребительский спрос определяет предложение - производители внедряют «зеленые» решения, чтобы соответствовать пожеланиям покупателей.

В США с 1992 г. действует программа Energy Star, разработанная Агентством по охране окружающей среды и Министерством энергетики. В рамках программы, устройства со средним энергопотреблением на 20-30% ниже аналогов маркируются престижным логотипом Energy Star. Сегодня логотип Energy Star можно увидеть на товарах более 60 категорий. Лицензионные и партнерские соглашения действуют с промышленниками (более 2000), предприятиями розничной торговли (более 2000), строительными компаниями (более 6000) и другими сферами бизнеса.

Результат: с 2000 по 2008 г. покупатели приобрели более 2,5 млрд энергоэффективных товаров. Потребители, отдавшие предпочтение продуктам Energy Star год назад, уже сэкономили 19 млрд долл. США на счетах за коммунальные услуги и предотвратили выбросы парниковых газов, эквивалентные выхлопам 29 млн автомобилей.

В марте 2010 г. правительство Британии утвердило новый законопроект, направленный на борьбу с изменением климата и топливной бедностью. В рамках законопроекта британские домовладельцы смогут брать льготные кредиты с целью повышения энергоэффективности своих домов.

В марте 2010 г. президент США Барак Обама анонсировал новую программу поддержки американцев. Теперь покупатели теплоизоляционных материалов для своих домов и энергосберегающего оборудования смогут прямо в магазине получать субсидии из бюджета. Размер скидки будет составлять до 50% от суммы покупки, но не более 3 000 долл. США.

Реализация существующего потенциала энергосбережения в России - это шанс повысить конкурентоспособность отечественной экономики, восстановить производство и создать дополнительные рабочие места. Новый закон об энергосбережении сыграет свою роль в оздоровлении российской экономики, но сегодня необходимо использовать опыт зарубежных стран, которые имеют свои традиции энергоэкономии. Однозначно можно сказать, что все мероприятия, успешно зарекомендовавшие себя в других странах, необходимо внедрять и в России.

Особенности учета энергоресурсов на промышленном предприятии

Рассмотрим особенности учета энергетических ресурсов на промышленном предприятии (ПП) с точки зрения современных методов организации производства.

Учет энергоресурсов на промышленном предприятии – это сбор и анализ данных о потреблении энергоресурсов на всех стадиях производственного процесса, позволяющий получить качественную и количественную информацию о деятельности предприятия для принятия решений или формирования необходимой отчетности.

Любое современное предприятие является крупным потребителем энергетических ресурсов. Важное значение при учете энергоресурсов имеет правильность и точность выполнения измерений. Для системного подхода к решению этого вопроса в нашей стране разработаны нормативные документы – ГОСТы, ОСТы и Правила учета ресурсов.

При внедрении систем учета энергоресурсов на ПП необходимо создать бюджет для финансирования этого мероприятия.

Для эффективного управления денежными средствами, выделенными на приобретение приборного парка, необходимо закрепить приказом за ответственным лицом право подписи платежных документов (в рамках выделенного на эти цели бюджета) без последующего вмешательства со стороны руководства ПП с ежемесячным отчетом о расходе средств.

Для учета и регистрации потребления энергоресурсов на ПП в режиме реального времени используют автоматизированные системы контроля и учета энергетических ресурсов (АСКУЭР).

Цели создания АСКУЭР:

- оперативное получение данных по потреблению энергоресурсов структурными объектами ПП, расположенными на разных производственных площадках, для своевременного выявления перерасходов энергетических ресурсов;

- уменьшение потерь энергоресурсов на основе информации от АСКУЭР за счет проведения энергосберегающих мероприятий;

- снижение вероятности возникновения инцидентов и аварий на основании анализа информации, хранящейся в архивах АСКУЭР;

- наглядное графическое представление полученной информации;

- оптимизация затрат на получение информации по энергопотреблению от структурных объектов ПП.

При установке приборов учета энергетических ресурсов должны быть приняты во внимание следующие критерии:

- технические характеристики;
- стоимость;
- возможность включения в АСКУЭР;
- надежность в эксплуатации;
- наличие ремонтной базы.

Важную роль в объективности полученных данных о потреблении энергоресурсов играет грамотно построенный метрологический учет всех средств измерений, находящихся на ПП.

Исходя из технической и экономической целесообразности следует установить следующую очередность внедрения систем учета:

1. Установка приборов коммерческого учета отпуска топливно-энергетических ресурсов у «генераций» (ТЭЦ, котельные, водозаборные станции и др.).

2. Установка приборов коммерческого учета расхода топливно-энергетических ресурсов на центральных тепловых пунктах или других транспортных узлах – на группу объектов.

3. Установка коммерческих приборов учета потребления топливно-энергетических ресурсов на отдельных объектах.

4. Учет потребления энергоресурсов группой рабочих мест.

5. Учет потребления энергоресурсов отдельной единицей оборудования или смоделированным расчетным узлом.

Одновременно с внедрением АСКУЭР необходимо обучить персонал методам и навыкам работы с данной системой или заключить договор со специализированными организациями на обслуживание автоматизированной системы. При эксплуатации АСКУЭР необходимо дублирование функций, закрепленных за работниками ПП.

Для достижения максимального эффекта от внедрения систем учета необходимо (кроме доступности информации) опубликование результатов за определенный период работы, что избавляет от предоставления дополнительной отчетности руководству ПП.

Открытость информации позволяет иметь обратную связь с линейным персоналом, непосредственно эксплуатирующим энергопотребляющее оборудование, получать от него предложения по экономии энергоресурсов и внедрению энергосберегающих мероприятий. Финансовая заинтересованность линейного персонала в положительном экономическом результате, как показывает практика, повышает ответственность и обеспечивает бережное отношение к эксплуатации установленного оборудования.

Прозрачность и доступность размещенной информации о потреблении энергоресурсов облегчит формирование и предоставление отчетности в департаменты и государственные организации.

Определение поучастковых потерь тепловой энергии

В исследованиях, посвященных изучению теплопотерь сетями, значительную роль играет периодическое проведение поучастковых испытаний для выявления влияния индивидуальных условий рабочего режима отдельных участков сетей на величину теряемой в них теплоты. К этим условиям относятся: конструкция, влажностный и термический режимы тепловой изоляции, конструкция каналов, влажностный и термический режимы грунта и т.д.

Потери тепловой энергии (Вт) на участке трубопровода можно найти по формуле:

$$Q = 785d^2 c_p \rho_{ж} l \frac{\Delta t_{cp}}{\tau_{ж}}, \quad (1)$$

где d - внутренний диаметр трубопровода, м; c_p - теплоемкость жидкости, кДж/кг; $\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м³; l - длина участка трубопровода, м; Δt_{cp} - среднее значение падения температуры на рассматриваемом участке трубопровода, °С; $\tau_{ж}$ - продолжительность перемещения жидкости по участку при движении со средней скоростью, с.

Из уравнения (1) видно, что основную трудность при определении Q составляет выявление входящих туда величин Δt_{cp} и $\tau_{ж}$.

В основу определения неизвестных величин положен принцип волны. Применение принципа волны к определению $\tau_{ж}$ заключается в том, что величина $\tau_{ж}$ выражается через продолжительность прохождения температурной волны $\tau_{в}$ по участку трубопровода

$$\tau_{ж} = f(\tau_{в}). \quad (2)$$

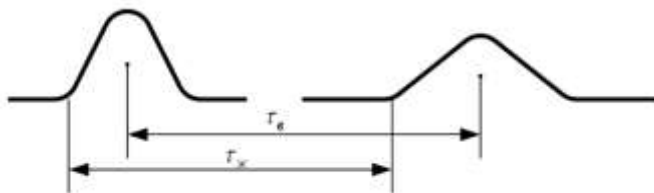


Рис. 1. Зависимость времени движения жидкости от времени движения температурной волны

Уравнение (2) выражает зависимость между продолжительностями прохождения температурной волны и жидкости по рассматриваемому участку трубопровода. Нетрудно убедиться в том, что если бы температуры и скорости во всех точках поперечного сечения потока имели одинаковые значения, то температурные волны в этих сечениях совпадали бы между собой по форме; продолжительности движения волны и жидкости по участку – по величине, и уравнение (2) перешло бы в этом случае в простое тождество

$$\tau_{ж} = \tau_{в} . \quad (3)$$

Неоднородность скоростного и температурного полей в реальных условиях течения жидкости приводит к перемешиванию, сопровождающемуся перераспределением температур. Это отражается на форме и положении температурной волны в конечном сечении трубопровода, а, следовательно, и на продолжительности перемещения температурной волны по участку трубопровода, обуславливая некоторое отклонение $\tau_{в}$ от $\tau_{ж}$.

На форму и положение температурной волны оказывает влияние теплообмен между жидкостью и стенками трубопровода при нестационарном температурном режиме жидкости.

При возрастании температуры жидкости, поступающей на участок, температура в конечном сечении участка будет отставать от температуры в начальном сечении в связи с частичной аккумуляцией теплоты в стенках трубопровода при их нагревании.

При понижении температуры жидкости, поступающей на участок, получается обратное: температура жидкости в конечном сечении участка будет опережать температуру в начальном сечении по той причине, что стенки трубопровода при своем охлаждении будут возвращать жидкости аккумулированную в них теплоту. Отмеченное обстоятельство вызовет дополнительное отклонение $\tau_{в}$ от $\tau_{ж}$. На основании сказанного соотношение (2) можно выразить в следующем виде

$$\tau_{ж} = \tau_{в} - \delta\tau_{в} , \quad (4)$$

где $\delta\tau_{в}$ - поправка, выражающая отклонение продолжительности перемещения температурной волны от продолжительности перемещения жидкости, обусловленное совместным влиянием факторов «перемешивания» и «аккумуляции» на форму и положение температурной полуволны в конечном сечении потока.

Применение принципа волны к определению $\Delta t_{ср}$ заключается в том, что величина $\Delta t_{ср}$ выражается через падение средней температуры волны $\Delta t_{в}$ на участке трубопровода

$$\Delta t_{ср} = f(\Delta t_{в}) . \quad (5)$$

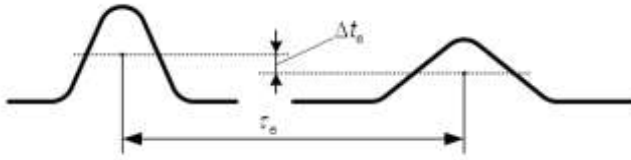


Рис. 2. Зависимость величины падения средней температуры волны от времени движения температурной волны

Уравнение (5) выражает зависимость между падением температуры на участке, обусловленным потерями теплоты через стенки трубопровода в окружающую среду, и падением средней температуры волны на том же участке. На основании соображений, аналогичных тем, которые были приведены при рассмотрении уравнения (2), можно заключить, что при отсутствии действия факторов «перемешивания» и «аккумуляции» величины Δt_{cp} и Δt_b совпадают между собою и уравнение (5) перейдет в тождество

$$\Delta t_{cp} = \Delta t_b. \quad (6)$$

Действие факторов «перемешивания» и «аккумуляции» обусловит отклонение Δt_b от Δt_{cp} . Обозначая это отклонение через $\delta \Delta t_b$, можно представить соотношение (5) в следующем виде

$$\Delta t_{cp} = \Delta t_b + \delta \Delta t_b. \quad (7)$$

Определение $t_{ж}$ и Δt_{cp} из уравнений (4) и (7) сопряжено с необходимостью разработки методов экспериментального определения величин t_b и Δt_b , а также с необходимостью исследования влияния факторов «аккумуляции», «перемешивания» и «теплопотерь» на течение температурной кривой в потоке жидкости с целью выявления отклонений δt_b и $\delta \Delta t_b$, входящих в уравнения (4) и (7).

Процесс турбулентного перемешивания в потоке при коэффициенте поля скоростей меньше единицы можно представить как результат взаимодействия двух противоположных процессов режима перемешивания: расслоения потока на температурные слои и выравнивания температурного поля по поперечному сечению потока.

«Расслоение» в своем чистом виде проявляется в характере перемешивания при строго ламинарном режиме течения. Основной чертой перемешивания при ламинарном режиме течения является расслоение потока на изотермические слои, ввиду неоднородности поля скоростей в поперечном сечении потока.

«Выравнивание» представляет стремление к выравниванию полей скоростей и температур в поперечном сечении потока, обусловленное наличием поперечной составляющей скорости движения частиц жидкости в процессе турбулентного перемешивания.

Примером наиболее полного проявления процесса выравнивания температурного поля является случай турбулентного перемешивания при $Re = \infty$. В этом случае имеет место полное преобразование процесса выравнивания над процессом расслоения, обеспечивающее однородность полей температур и скоростей в поперечном сечении потока.

Все промежуточные случаи турбулентного перемешивания, лежащие между отмеченными выше предельными, можно рассматривать как результат взаимодействия процессов расслоения и выравнивания, причем, степень приближения к тому или иному предельному режиму перемешивания определяется соотношением между степенями воздействия каждого из процессов.

УДК 621.1

Е.Г. АВДЮНИН, д.т.н., профессор,
А.Т. СЕВАЛЬНЕВ, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Энергосбережение – важнейшее направление повышения эффективности работы предприятий региона

Производственный потенциал Ивановской области в основном состоит из предприятий текстильной, строительной, машиностроительной, химической и энергетической отраслей промышленности. Доля материальных затрат в себестоимости продукции (работ, услуг) этих предприятий достигает 60-80 %. Что касается энергетических ресурсов, рост тарифов на которые, по сравнению с другими материальными затратами значительно выше, то их удельный вес в себестоимости продукции (работ) увеличился с 5-10 % до 25-45 %.

Учитывая значимость энергетических ресурсов в автоматизации процессов производства и в обеспечении других достижений научно-технического прогресса (НТП) и, соответственно, повышение их потребления в этом аспекте, а также неуклонное повышение тарифов на них, возникает особая необходимость в рационализации их использования.

Стратегической задачей в решении данной проблемы является обеспечение заинтересованности предприятий всех форм собственности в проведении активной энергосберегающей политики. Для этого в первую очередь необходимо разработать комплекс мер по экономическому стимулированию предприятий, проводящих активную энергосберегающую политику. Разработчиками этих мер должны стать: Департамент экономики и прогнозирования развития Ивановской области, Ивановское тер-

риториальное управление Ростехнадзора РФ, Региональная служба тарифов (РСТ) и др., использующие научный потенциал соответствующих отраслевых и региональных институтов и лабораторий. Не менее важной мерой в этом плане должна также стать разработка и реализация соответствующей инвестиционной, налоговой и кредитной политики, как в регионе, так и в стране в целом.

В числе главных условий предоставления предприятиям экономических льгот должны являться: наличие на предприятиях энергетических паспортов, разработка и внедрение системы организации работ по энергосбережению, систематическое составление и реализация планов организационно-технических мероприятий по энергосбережению и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), работа по внедрению стандартов на энергопотребление (для предприятий, производящих производственное оборудование, бытовую технику, строительные материалы и др.).

Для выяснения фактического состояния уровня организации производства в энергетическом хозяйстве предприятий и работы по энергосбережению необходимо провести на предприятиях энергоаудит (в первую очередь на тех предприятиях, где по действующему Положению энергоаудит обязателен).

В этом аспекте основными задачами отраслевых и региональных научно-исследовательских и образовательных институтов и лабораторий по ресурсосбережению должны стать следующие:

а) участие в разработке Положения об экономическом стимулировании предприятий за эффективную работу по энергосбережению;

б) участие в проведении энергоаудита на предприятиях;

в) организация учебы энергетиков предприятий по энергоаудиту и энергетическому менеджменту;

г) выполнение по заявкам предприятий конкретных работ по составлению энергетических паспортов;

д) выполнение работ по составлению и анализу фактических энергетических балансов предприятий и выявление на их основе источников потерь;

е) разработка планов оргтехмероприятий по рациональному использованию энергетических ресурсов;

ж) разработка норм расхода топлива и энергии;

з) разработка стандартов на энергопотребление;

и) разработка соответствующей методической документации для предприятий;

к) внедрение автоматизированного учета и контроля расхода ТЭР на основе АСКУЭ и др.

Система организации работ по энергосбережению (рациональному использованию ТЭР) на предприятии по сути дела представляет собой

соответствующую систему энергоменеджмента, которая включает следующие этапы (процессы):

- разработка базисных (на 5–6 лет) норм расхода энергетических ресурсов (НРЭ) на основные виды продукции (работ, услуг) предприятия в качестве критериев (стандартов) энергосбережения;
- определение плановых НРЭ на основе соответствующих базисных НРЭ и организационно-технических мероприятий, запланированных в данном плановом периоде;
- учет и контроль фактических абсолютных и удельных расходов энергии (ФУРЭ) и сопоставление их с соответствующими НРЭ (критериями);
- регулирование и корректировка процессов производства продукции и потребления энергии в случае превышения ФУРЭ над соответствующими НРЭ;
- составление фактических энергетических балансов и выявление на их основе непроизводительных расходов и очагов потерь ТЭР;
- формирование планов организационно-технических мероприятий по рациональному использованию энергии на основе результатов анализа энергетических балансов, планов технического перевооружения и модернизации и др.;
- организация соревнования и материального стимулирования за рациональное использование энергии;
- распространение передового опыта энергоиспользования среди других подразделений предприятия и др.

Своевременное решение приведенных выше задач позволило бы существенно поднять экономический и социальный уровень, как отдельных предприятий, так и региона в целом.

Литература

1. Государственный стандарт РФ 51379-99. Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя ТЭР. Основные положения. Типовые формы. – М.: Минтопэнерго РФ. 1999. –27 с.
2. Основные нормативные документы Правительства РФ в области энергосбережения. ФЦП «Энергосбережение России (1998-2005 гг.)» –М.: Минтопэнерго РФ. 1999. –196 с.
3. А.Т. Севальнев. Проблемы и пути повышения эффективности использования научного потенциала региона // Сборник тезисов РНПК «Проблемы реформирования и развития экономики центральных регионов России». –Иваново: ИвГУ. 2003. С. 137-142.

УДК 621.

А.В. КОНОВАЛОВ, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)
А.Ш. ШАИСЛАМОВ, к.т.н., доцент,
Б.В. ЮСУПОВ, к.т.н., доцент
(ТашПИ) г. Ташкент

Вопросы энергосбережения при утилизации теплоты парогазовых выбросов

Рациональное использование вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) зависит от надежности и экономичности схем и конструкций установок по их использованию.

В настоящее время в отделочном производстве текстильных предприятий ВЭР являются теплота сточных вод, теплота вторичных газов, теплота конденсата и теплота паровоздушной смеси (ПВС).

Одним из основных видов ВЭР является теплота ПВС после сушильных машин, запарных аппаратов и зрельников, количество энергии теряемое с теплотой ПВС достигает 80÷85 % от расхода теплоты на перечисленное оборудование. Анализ одного из отделочных предприятий показал большой диапазон изменения как в количественном, так и качественном выходе ПВС. В настоящее время данный потенциал теплоты используется для нагрева холодной воды на технологические нужды в аппаратах типа ТСИ (теплообменные системы ИвНИТИ). Основным потребителем горячей воды на предприятии являются отбельные и красильные цеха. Диапазон температур от 40 до 70 °С и удельное количество теплоты составляет до 300 м³/т обработанной ткани. Поэтому для нагрева холодной воды необходимо использовать эту теплоту в теплообменных аппаратах контактного типа, основное достоинство которых – простота конструкций, возможности организации большой поверхности взаимодействия между рабочими средами, малые гидравлические сопротивления, что позволяет использовать существующие вытяжные вентиляторы технологических аппаратов. Из контактных теплообменников наиболее предпочтительной конструкцией является насадочный, так как его габаритные размеры меньше, чем для форсуночных теплообменников.

На выбор конструкции насадки оказывают влияние следующие факторы: равномерное орошение, смачиваемость, гидравлическое сопротивление, брызгоунос и др.

Были применены насадки плоскопараллельные и каскадные, которые являются наиболее подходящими, исходя из простоты устройства и эксплуатации.

Режим течения жидкостной пленки по поверхности насадки при орошении 0,1÷0,5 м³ на погонный метр ширины насадки в час показывает, что режим течения соответствует первому ламинарному режиму, который характеризуется длинными гравитационными волнами. Верхний предел ламинарного безволнового режима течения обусловлен неравенством Fr_x

≤ 1 или $Re_x \leq 12$. Нижний предел определяется условиями устойчивости пленки.

На величину тепломассообмена также заметное влияние оказывает образование волнового течения пленки, средняя толщина стекаемости пленки и смачиваемость материала насадки. Выявлены основные влияния основных факторов на процесс тепломассообмена при взаимодействии холодной воды и ПВС на насадках различного типа.

УДК 621.311

Е.С. СТАВРОВСКИЙ, к.т.н., доцент
С.А. БАННИКОВА, аспирант
(ИГЭУ)

Оценка эффективности устройства по утилизации тепловых потерь в канале теплотрассы

В качестве энергосберегающей технологии в системах производства, распределения и потребления тепловой энергии предложено устройство по утилизации тепловых потерь в канале теплотрассы, основной идеей которого является утилизация неизбежных тепловых потерь в сетях теплоснабжения. Данное устройство позволяет, как локализовать тепловые потери, так и за счет их утилизации эффективно производить тепловую энергию, пригодную для нужд теплоснабжения при низких эксплуатационных затратах.

Первым этапом исследования эффективности устройства стало предварительное определение целесообразности его применения в современных экономических условиях Российской Федерации.

Оценка эффективности предлагаемого устройства дана относительно следующих вариантов реконструкции тепловых сетей:

1. Реконструкция системы горячего водоснабжения уже существующего административного здания промышленного предприятия, имеющего собственный источник тепловой энергии;
2. Реконструкция системы горячего водоснабжения уже существующего административного здания промышленного предприятия, подключенного к внешней сети теплоснабжения;
3. Реконструкция системы горячего водоснабжения уже существующего жилого здания в составе промышленного района, имеющего собственный источник тепловой энергии;
4. Реконструкция системы горячего водоснабжения уже существующего жилого здания, подключенного к внешней сети теплоснабжения.

Выбор вариантов обусловлен технической целесообразностью и различием в тарифах на тепловую и электрическую энергию для потребителей, а также различной стоимостью строительных и монтажных работ.

Из рассмотренных вариантов реконструкции систем горячего водоснабжения в существующих экономических условиях эффективным является единственный вариант жилого здания, подключенного к внешней сети теплоснабжения.

Расчет показателей экономической эффективности устройства по утилизации тепловых потерь в канале теплотрассы произведен с учетом ряда факторов, характеризующих текущие и перспективные технико-экономические условия, таких как:

- удельные стоимость оборудования, руб/кВт;
- общие капитальные затраты, руб;
- ежегодный экономический эффект, относящийся к единице мощности устройства, руб/кВт-год;
- общий ежегодный экономический эффект, руб/год;
- коэффициент трансформации теплового насоса, входящего в состав устройства;
- тариф на электрическую энергию, руб/кВт-ч;
- тариф на тепловую энергию, руб/Гкал;
- ставка дисконта.

Численные значения данных величин участвовали в расчете и построении диаграмм, с помощью которых можно определить оптимальное технико-экономическое решение для различных начальных условий и решать задачи прогнозирования.

На рис.1 и 2 показаны примеры зависимостей экономических показателей эффективности от энергетических показателей эффективности предлагаемого устройства.

Кроме прямой технико-экономической задачи, рассчитанные и построенные диаграммы, позволяют решать обратные задачи по формулировке условий (в том числе и внешних) применения современного инновационного энергоэффективного оборудования в экономике Российской Федерации, что может быть полезным, например, при формировании тарифной политики и стимулированию населения к освоению энергосберегающих и энергоэффективных технологий.

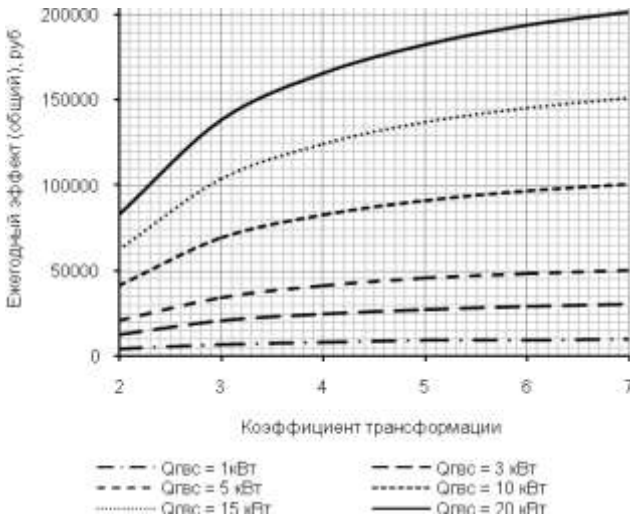


Рис. 1. Зависимость общего ежегодного экономического эффекта от коэффициента трансформации теплового насоса

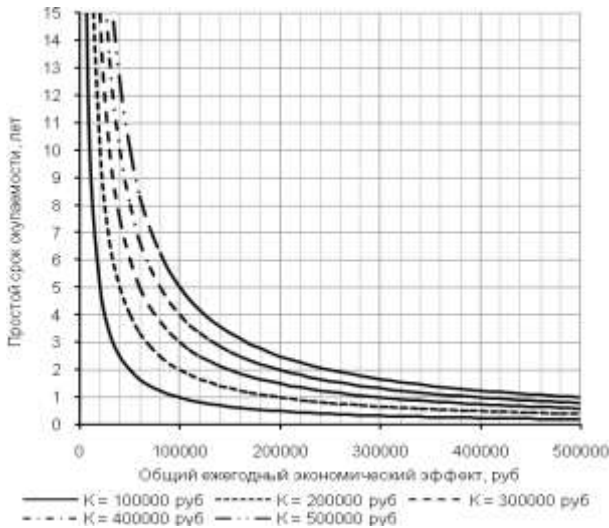


Рис. 2. Зависимость простого срока окупаемости от общего ежегодного экономического эффекта при различных значениях первоначальных капитальных затрат

Проводимые исследования могут быть полезны в практике эксплуатации тепловых сетей, особенно в условиях энергосбережения и обязательного повышения энергетической эффективности всех элементов систем теплоснабжения, отраженных в Федеральном Законе №261-ФЗ и Энергетической стратегии России на период до 2030 года.

Литература

1. **Захаров В.М., Банникова С.А.** Устройство по утилизации тепловых потерь в канале теплотрассы. Патент на полезную модель № 94988

УДК 658.26

В.В. БУХМИРОВ, д.т.н., профессор,
Г.А. РОДИОНОВ, аспирант, Н.И. ЧУХИН, студент
(ИГЭУ)

Энергетическое обследование котельной ИГЭУ

Целью энергетического обследования котельной является повышение эффективности использования холодной воды и топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), а именно природного газа, тепловой и электрической энергии.

Согласно [1] энергетическое обследование котельной ИГЭУ проводится в четыре этапа.

На первом, подготовительном этапе энергоаудита выполнены:

- разработано техническое задания;
- составлен календарный план работ;
- разработаны и заполнены опросные формы;
- подготовлена заявка на выполнение энергетического обследования.

Второй этап включает в себя документальное и инструментальное обследование.

Документальное обследование включает в себя сбор и анализ следующих данных:

- о расходах и стоимости внешних и отпускаемых потребителю энергоносителей за 2007-2010 гг;
- технических характеристик энергетического оборудования (котлов, насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, установок химводоподготовки и т.п.);
- тепловой схемы котельной;
- режимных карт котельных агрегатов;
- схемы тепловой сети, способа прокладки сети и типа тепловой изоляции трубопроводов;
- схем присоединения потребителей к тепловым сетям;
- тепловых нагрузок потребителей на отопление и горячее водоснабжение и температурного графика котельной.

Инструментальное обследование проводится с целью получения недостающей и более точной информации и включает в себя:

- определение объёма потерь теплоносителя из тепловых сетей;
- термографическое обследование обмуровки котлов, водяных экономайзеров, ограждающих конструкций и электрооборудования котельной;
- измерение расхода и температуры подпиточной воды;
- проверку химического состава уходящих газов и их температуры, измерение коэффициента избытка воздуха и разрежения за котлом;
- измерение температуры, давления и расхода теплоносителя на входе и выходе каждого котельного агрегата;
- измерение расхода газа на котлы;
- измерение токов в системе электроснабжения;
- измерение уровня освещённости в помещениях.

Третий этап – это этап анализа результатов, который включает в себя:

- расчёт тепловой схемы котельной [2];
- сравнение величины утечек из тепловых сетей с нормативными показателями;
- расчёт показателей энергетической эффективности [3];
- составление топливно-энергетического баланса;
- анализ эффективности расходования ТЭР;
- анализ системы электроснабжения;
- сравнение освещённости в помещениях котельной с нормативными требованиями;
- разработка перечня типовых энергосберегающих мероприятий;
- составление отчёта о проведённом энергетическом обследовании.

На основе предварительного анализа работы котельной ИГЭУ можно рекомендовать следующие энергосберегающие мероприятия:

- установку ещё одного водогрейного котла меньшей мощности для покрытия тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в летний период взамен котла №1 КВ-Г-4,65, т.к. его теплопроизводительность значительно выше необходимой и, следовательно, он работает с КПД ниже номинального;
- установку общего узла учёта тепловой энергии на выходе из котельной в соответствии с требованиями [4];
- модернизацию горелочных устройств с целью стабилизации работы на малых расходах газа за счёт повышения качества приготовления газозвдушной смеси;
- установку частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на электродвигатели дутьевых вентиляторов и дымососов.

На четвёртом, заключительном этапе энергоаудита проводится защита проекта у Заказчика.

Литература

1. **Бухмиров В.В.** Стандарт проведения энергоаудита (общие требования) СТО ГЭ 2.0.0-2010/1. - М., 2010. – 53 с.
2. **Субботин В.И.** Источники теплоснабжения и их режимы работы: Учеб. пособие. Изд. 2-е, доп. ГОУВПО “Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина”. – Иваново, 2010. – 400 с.
3. Федеральный закон РФ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23 ноября 2009 года.
4. РД 34.09.102 Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. - М., 1995.

УДК 669.1.013.6: 620.9

О.Н. МАХОВ, к.т.н., доцент
В.И. СУББОТИН к.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Причины и содержание энергетического обследования предприятий

В России наблюдается большой износ энергогенерирующего оборудования. Согласно официальным данным, около 77 % турбин тепловых электрических станций (ТЭС) имеют износ более 50 %. Аналогичная ситуация происходит и с теплогенерирующим оборудованием котельных. КПД половины всех котлов лежит в пределах от 80 % до 90 %. КПД другой половины котлов составляет от 70 до 80 %. На котлах установлены старые горелочные устройства, с автоматикой, не обеспечивающей качественное сгорание топлива или, вообще, без автоматического управления процессом горения.

Однако прежде чем повышать эффективность использования ТЭР - необходимо выявить причины их неэффективного использования и разработать мероприятия по устранению данных причин. Это становится возможным после проведения энергетического обследования объекта (энергоаудита).

Энергоаудит призван оценить уровень использования энергоресурсов на предприятии. Комплекс мероприятий проводится в несколько этапов. Среди них: сбор информации, инструментальное обследование; анализ данных; составление отчета по проведенному энергоаудиту и разработка мероприятий. Благодаря своевременному энергоаудиту, появляется возможность скорректировать свою энергетическую стратегию, исходя из полученных на практике данных о энергоэффективности предприятия.

Эффективность и успешность предприятия, конкурентоспособность его продукции зависят от многих факторов, в том числе, и от эффективности расходования энергетических ресурсов. Чем больше расход энер-

гии, а, соответственно, выше денежные затраты на обслуживание системы, тем дороже конечный продукт, выпускаемый предприятием. Для оценки затрат энергетических ресурсов на объекте проводится энергоаудит или энергетическое обследование.

Особенную важность комплексный и профессиональный энергоаудит получает после принятия и обнародования ряда федеральных законов, в том числе № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» от 27 ноября 2009 года, а также приказа от 19 апреля 2010 г. № 182 «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования».

Нужно отметить, что без учета данных энергоаудита невозможно представить «запуск» модернизированных процессов на конкретном предприятии, да и во всем промышленном производстве в целом.

В соответствии с законодательством, энергоаудит предприятия осуществляется юридическими и физическими лицами, входящими в состав саморегулируемых организаций в сфере энергетического обследования.

Энергоаудит должен быть комплексным (хотя существуют и экспресс-варианты его проведения), охватывающим все стороны энергетической деятельности.

В процессе энергоаудита можно выделить несколько этапов:

- сбор информации об энергоэффективности предприятия и каждого отдельно взятого производственного цикла;
- комплекс мероприятий по выявлению различных показателей в работе энергосистемы;
- анализ данных, полученных в ходе энергетического обследования;
- выработка рекомендаций по улучшению энергорасхода на предприятии и составление отчетной документации по итогам проверки.

На начальном этапе идет сбор сведений о предприятии в целом, об организации технологических процессов производства, происходит ознакомление с основной документацией и нормативными документами. Далее энергоаудит переходит в плоскость инструментального сбора сведений о непосредственной работе энергетических систем объекта (отопления и водоснабжения, вентиляции, электрических сетей).

Энергетическое обследование немислимо без обработки первичных данных – расчета энергопотерь, определение энергетического баланса предприятия, комплексной оценки его деятельности в плоскости эффективности работы энергетической системы.

Комплексное энергетическое обследование на этапе составления отчетной документации преследует цель грамотного заполнения и отражения результатов проверки в официальных документах. По итогам энер-

гоаудита предприятию выдается энергетический паспорт, в который заносятся основные данные о проведенных измерениях, технический отчет, программа энергосбережения.

Важно подчеркнуть, что энергетическое обследование призвано не только констатировать факты, но имеет своей целью выработку предложений по улучшению параметров энергопотребления, что также находит свое отражение в энергетическом паспорте предприятия.

УДК 621.311.001

В.М. ЗАХАРОВ, к.т.н., профессор;
Н.Н. СМИРНОВ, ст. преподаватель;
Д.А. ЛАПАТЕЕВ, инженер
(ИГЭУ)

Снижение лучистого теплообмена в окнах за счет применения теплоотражающих жалюзи

Существенное значение в доли тепловых трансмиссионных потерь зданий приходится на потери через оконные проемы (по разным оценкам, от 20 до 50 % от общего объема). Основной величиной, характеризующей этот показатель, является приведенная величина термического сопротивления всего оконного блока, хотя наибольшие потери приходятся на его светопрозрачную часть.

Современные энергосберегающие конструкции окон имеют ряд существенных недостатков.

Для повышения коэффициента сопротивления теплопередаче светопрозрачной конструкции без увеличения затрат на искусственное освещение нами был предложен вариант применения в темное время суток, являющимся доминирующим в течение отопительного периода практически на всей территории России, теплоотражающих жалюзи, которые снижали бы тепловые потери от лучистого (и в меньшей степени от конвективного) теплообмена, не вызывая уменьшения значения светопрозрачности окна в светлое время суток. Теплоотражающие жалюзи задерживают тепловое излучение преимущественно в инфракрасной области.

Авторами были исследованы в сертифицированной климатической камере АНО «Ивановостройиспытания» теплоотражающие жалюзи.

Были произведены испытания жалюзи, выполненных из алюминиевых ламелей, покрытых краской. Следует отметить, что эмалированные жалюзи наиболее часто встречаются на рынке данного вида продукции. В ходе испытания жалюзи, приобретённых в предприятии розничной торговли, при $\alpha=+90^{\circ}$, мы получили увеличение сопротивления теплопередачи лишь на 10÷12 %, при установке их с внутренней стороны окна, и на

20÷26 % при совместной установке жалюзи с наружной и внутренней стороны.

Для сравнения химическим путём было удалено лакокрасочное покрытие с ламелей. При проведении испытаний в варианте установке очищенных жалюзи с внутренней стороны окна было зафиксировано снижение тепловых потерь через ограждающую конструкцию на 28÷30%. Данный факт объясняется высокой степенью черноты краски, значение которой лежит в пределах 0,91÷0,93, что в несколько раз превышает степень черноты алюминия, изменяющейся в пределах от 0,04 (полированный металл) до 0,2 (окисленный металл). Следовательно, в жалюзи с эмалированными ламелями, предлагаемыми отечественным и импортным производителем, за счёт нанесения лакокрасочного покрытия значительно занижен энергосберегающий потенциал данной теплоотражающей конструкции.

Исследования, проведённые авторами в предыдущие годы, показали, что при использовании сплошного металлического экрана, выполненного из алюминиевой фольги, снижение тепловых потерь составило порядка 40 %. Данное различие в показателях снижения тепловых потерь при использовании вышеуказанных конструкций, по всей видимости, получается за счёт следующих особенностей сплошного экрана и жалюзи – неплотность прилегания ламелей друг к другу (дополнительная конвективная составляющая) и разная степень черноты материалов.

Следует отметить, что благодаря применению жалюзи со стороны окружающей среды повысилась температура на внутренней поверхности остекления оконного блока, что немаловажно, так как в нижней части остекления располагается наиболее опасная зона для выпадения конденсата, инея и образования наледей, особенно, при наличии высокой влажности внутри помещения.

Применение в темное или нерабочее время суток на промышленных предприятиях помимо дежурного режима отопления, увеличенной рекуперации в системах вентиляции еще и теплоотражающих металлических экранов и жалюзи, повышающих коэффициент сопротивления теплопередаче окон, приводит к уменьшению отопительной нагрузки, тем самым вызывая увеличение надежности работы системы теплоснабжения и уменьшения затрат на энергоресурсы по данной статье в зависимости от географической широты расположения объекта и климатических данных для региона.

Модели двухфазных потоков в системах пневмотранспорта

Для двухфазных потоков в системах пневмотранспорта характерно состояние находящееся между псевдооживлением твердой фазы и потоками со сверхвысокими концентрациями. При описании таких потоков наибольшую сложность вызывает определение сил взаимодействия компонентов двухфазного потока между собой и стенками пневмопровода, описание неравномерного распределения твердых частиц по сечению канала, а также изменение концентрации по длине трубы.

Для описания двухфазных потоков в основном используются следующие подходы:

1. Подход на основе механики сплошных сред. Каждая фаза потока описывается уравнениями гидромеханики. Далее накладываются начальные и граничные условия, которые замыкают систему уравнений. При этом взаимосвязь потоков друг с другом и со стенками материалопровода может быть описана только при помощи полуэмпирических зависимостей [1, 2], что значительно ограничивает область применения модели.

2. Подход на основе диффузионных процессов. При этом подходе уравнение диффузии записывают и решают в общем виде. Исходя из опыта [3], результаты, полученные на таких моделях, не соответствуют экспериментальным данным при движении частиц в пылегазовом потоке и больше подходят для условий перемешивания твердых частиц.

3. Кинетико-механический подход. Кинетический метод [4] позволяет замкнуть систему уравнений гидроаэромеханики не используя экспериментальные данные. Однако, при этом необходимо упрощать модель, что отрицательно сказывается на её адекватности.

Анализ вышеперечисленных подходов к моделированию движения двухфазных потоков позволяет сделать вывод о том, что для моделирования системы пневмотранспорта предпочтительней является подход на основе механики сплошных сред.

В настоящее время существуют и инженерные методики расчета систем пневмотранспорта [5], которые, однако, не позволяют учесть переходные процессы при псевдооживлении твердого материала. Поэтому необходимо разработать такую модель функционирования системы пневмотранспорта, которая учитывает основные физические процессы в двухфазном движущемся потоке и при этом легко алгоритмируется. В настоящей работе модель системы пневмотранспорта разрабатывается для условий завода по производству строительных конструкций ООО «ЭКО» г. Ярославль.

Литература

1. Баренблатт Г.И. О движении взвешенных частиц в турбулентном потоке, 1953.
2. Буевич Ю.А. Гидродинамическая модель дисперсных систем, 1969.
3. Тодес О.М., Бондарева А.К. Движение и перемешивание частиц твердой фазы. 1966.
4. Левич В.Г., Мясников В.П. Кинетическая теория псевдооживленного состояния. 1966.
5. Кузнецов Ю.М. Пневмотранспорт. Теория и практика. 2005.

УДК 621.3.002.3

В.В. БУХМИРОВ, д.т.н., профессор;
А.К. ГАСЬКОВ, аспирант
(ИГЭУ)
Е.А. ОРИЩЕНКО, нач. ПТО
(МУП «Ивгортеплоэнерго») г. Иваново

Исследование энергосберегающих покрытий

В настоящее время широкое распространение получило использование различных энергосберегающих покрытий, соединяющих в себе свойства красок, защитных покрытий и тепловой изоляции.

Теплозащитная краска (ТК) представляет собой водную эмульсию связующего компонента и пустотелых микроскопических керамических шариков с диаметром $0,03 \div 0,1$ мм.

Производители ТК в своих рекламных проспектах приводят ничем не обоснованное значение коэффициента теплопроводности на уровне $0,001$ Вт/м·°С [1].

Кафедра «Теоретические основы теплотехники» Ивановского государственного энергетического университета совместно с МУП «Ивгортеплоэнерго» поставили задачу изучения теплофизических свойств ТК.

На первом этапе работы проведён эксперимент по определению температуры поверхности ТК, нанесённой слоем $2,5$ мм на паропровод $\varnothing 108$ мм с температурой движущегося по нему пара 160°C . Участок паропровода, на котором проводился эксперимент, был предварительно зачищен от ржавчины и обезжирен растворителем.

Температура поверхности ТК определялась двумя методами:

1) контактным методом при помощи поверенного цифрового термометра «COMARK». Горячие спаи термомпар крепились к поверхности паропровода и ТК при помощи термопасты «АлСил-3» для устранения зазоров между поверхностями контакта;

2) бесконтактным при помощи поверенного инфракрасного термометра (пирометра) «THERMOPoint». Пирометр визировался на поверхности полоски алюминиевой фольги, крепящейся к поверхности краски термопастой «АлСил-3». Наружная поверхность фольги была предварительно закопчена для настройки пирометра на степень черноты сажи.

Каждым методом была произведена серия измерений. Средние значения температур, определённых в ходе эксперимента, представлены в табл. 1.

Таблица 1. Значения экспериментально определённых температур, °С

Параметр	Обозн.	Знач.	Способ измерения
Температура окружающей среды	T_{oc}	30	термометр «COMARK»
Температура пара в трубе	T_n	156,4	штатный термометр ВКТ-5
Температура на поверхности ТК	T_{w1}	96,6	метод №1
Температура на поверхности ТК	T_{w2}	87	метод №2

На втором этапе работы проведена предварительная оценка коэффициента теплопроводности ТК исходя из прямой пропорциональности перепадов температур на участке теплопроводности в слое ТК и теплоотдачи от поверхности ТК к окружающей среде термическим сопротивлениям этих слоёв [2]. При расчётах сделаны следующие допущения: 1) термическим сопротивлением стенки паропровода можно пренебречь из-за его малости, поэтому температуру поверхности паропровода под слоем ТК можно принять равной температуре пара; 2) суммарный коэффициент теплоотдачи излучением и конвекцией от стенки ТК к окружающей среде был принят равным $20 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C}$; 3) расчёт стационарной теплопроводности выполнен для системы плоских слоёв, так как отношение диаметров цилиндрических стенок много меньше двух.

Результаты расчёта по данному приближённому методу приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты расчёта коэффициента теплопроводности ТК

Параметр	Обозначение	Значение
Коэффициент теплопроводности по результатам измерения температуры стенки ТК методом №1, $\text{Вт/м} \cdot \text{°C}$	λ_{TK1}	0,056
Коэффициент теплопроводности по результатам измерения температуры стенки ТК методом №2, $\text{Вт/м} \cdot \text{°C}$	λ_{TK2}	0,041

Расчёт показывает, что экспериментально найденное значение коэффициента теплопроводности ТК в ~50 раз превышает значение коэффициента теплопроводности, заявленной производителем.

На следующем этапе работы по исследованию энергосберегающих покрытий коэффициент теплопроводности ТК будет определён с учётом экспериментально найденного теплового потока с помощью тепломера в рассмотренной выше системе тепл.

Литература

1. **Web-сайт** <http://www.kelmeks.ru/>
2. **Михеев М.А., Михеева И.М.** Основы теплопередачи. Изд. 2-ое, стереотип., М., «Энергия», 1977 г. – 344 с.

УДК 621. 577. 42

С.В. ВАСИЛЬЕВ, к.т.н., доцент,
А.Л. НИКИТИН, к.т.н.,
начальник ОС и КР ЗС МП “Ивгортеплоэнерго”,
А.А. ГЕНВАРЁВ, к.т.н., ведущий н.с.,
Р.Я. ЮНУСОВ, зам. директора
ЗАО “Промтаст” (г. Иваново)

Стенд для проведения экспериментального исследования работы бездиафрагменного реактора для электрохимического обескислороживания воды в теплоэнергетических системах

Проблема снижения скорости коррозии трубопроводов в существующих системах централизованного теплоснабжения предприятий продолжает оставаться актуальной до настоящего времени.

Требования, которым должны удовлетворять современные промышленные методы защиты от коррозии, являются минимальные строительная стоимость, эксплуатационные расходы и сопряжённые капитальные затраты при высокой достигаемой степени защищённости трубопроводных систем, надёжностью и простотой использованного для этих целей специального оборудования.

Исходя из вышеизложенного, представляет интерес проведение дальнейших исследований процессов электрохимического обескислороживания воды с оптимизацией конструкции электродного бездиафрагменного реактора.

Для выполнения этой задачи был разработан и собран экспериментальный стенд, включающий в свой состав бездиафрагменный реактор коробчатого типа с железо-алюминиевыми перфорированными электродами, установленными перпендикулярно потоку движущейся воды. Контакт проводов, идущих от регулируемого источника постоянного тока к растворимым алюминиевым анодам, вынесен за пределы рабочего пространства реактора и осуществлён в воздушной среде.

Предусмотрена возможность изменения:

- расхода и температуры поступающей в реактор воды;
- величины расхода рециркуляционного водяного потока;
- величины силы налагаемого постоянного тока;
- количества одновременно работающих электродных пар;
- величины межэлектродных зазоров;
- формы, величины, количества расположения перфорационных отверстий на электродах.

Предусмотрена возможность измерений:

- расхода и количества обрабатываемой воды, поступающей в реактор;
- расхода воды через рециркуляционную линию;

- температуры воды на входе и выходе из реактора;
- величины налагаемого постоянного тока, напряжения;
- величины межэлектродного зазора.

На циркуляционном контуре до и после реактора установлены отборники для взятия одновременных проб воды для определения её кислотосодержания, боковые стенки реактора выполнены прозрачными для проведения визуального контроля состояния растворимых алюминиевых анодов, предусмотрена возможность установки до и после реактора стальных коррозионных индикаторов с двухсторонним обтеканием образца.

Литература

1. **Коровин Н.В.** Энергохимическая энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 263 с.
2. **Коровин Н.В.** Топливные элементы и электрохимические энергоустановки / Н.В. Коровин. – М.: МЭИ, 2005. – 280 с.

УДК 628.8

В.В. БУХМИРОВ, д.т.н., профессор;
Ю.С. СОЛНЫШКОВА, аспирант
(ИГЭУ)

Определение количества тепловой энергии на отопление помещения с помощью автоматизированного вычислительного комплекса

В настоящее время государственная политика нашей страны направлена на экономное использование топливно-энергетических ресурсов. В связи с этим огромное значение (особенно в помещениях большой высоты) приобретает использование инфракрасных отопительных приборов. Как обещают производители излучателей, экономия от применения лучистого отопления значительна и составляет по экспертным оценкам до восьми раз по отношению к затратам на системы традиционного (водяного и воздушного) отопления.

Однако для качественного выбора лучистых нагревателей, их размещения, а также для контроля теплового режима в помещении с уже установленными излучателями, необходимо разработать специализированный комплекс, позволяющий рассчитывать подобные системы.

В статье [1] был описан алгоритм расчета систем с газовыми и электрическими инфракрасными излучателями согласно которому на первом этапе выполнения расчета необходимо определить мощность всех нагревателей и их количество. В ИГЭУ для этих целей разработан авто-

матризованный вычислительный комплекс, выполненный на основе СНиП [2], СП [3] и учебного пособия [4].

Обеспечение заданных параметров микроклимата зависит от баланса «вредностей» в помещении, к которым относится и баланс по теплоте.

Для определения количества тепла на отопление помещения или здания необходимо составление баланса энергии и вычисление невязки (небаланса), которая представляет собой разницу между тепловыделениями и теплопоступлениями рассматриваемого помещения или здания и определяется по формуле:

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^n Q_{\text{от}i} - \sum_{j=1}^m Q_{\text{пост}j}, \quad (1)$$

где ΔQ - количество тепловой энергии на отопление помещения или здания за отопительный период, Дж; $\sum_{i=1}^n Q_{\text{от}i}$ - сумма тепловыделений по всем статьям за отопительный период, Дж; $\sum_{j=1}^m Q_{\text{пост}j}$ - сумма всех теплопоступлений в помещение или здание за отопительный период, Дж. Для холодного периода года расчет следует проводить на расчетную температуру холодного воздуха для проектирования отопления и вентиляции, взятую по СНиП [5].

К статьям тепловыделений в помещении (здании) относят:

- потери теплоты через наружные ограждающие конструкции;
- потери теплоты на нагревание наружного воздуха при инфильтрации его через наружные ограждающие конструкции;
- расход теплоты на нагревание воздуха механической приточной вентиляции и кондиционирования.

К статьям теплопоступлений относят следующие:

- теплопоступления от нагретого технологического оборудования;
- теплопоступления от людей;
- теплопоступления от искусственного освещения;
- теплопоступления от солнечной радиации;
- теплопоступления от бытовых электрических приборов;
- теплопоступления от нагретых поверхностей;
- теплопоступления от емкостей с жидкостями;
- теплопоступления от электродвигателей.

После определения количества тепловой энергии на отопление в Дж, определяют суммарную необходимую мощность инфракрасных излучателей по формуле, Вт:

$$W = \frac{\Delta Q}{z_{\text{от}} \times 3600 \times 24}, \quad (2)$$

где $z_{\text{от}}$ - продолжительность отопительного периода, сут., выбирается по СНиП [5].

Затем следует подобрать количество инфракрасных нагревателей с учетом допустимой единичной мощности согласно рекомендациям Стандарта АВОК [6].

При помощи вычислительного комплекса также можно рассчитать количество и единичную мощность инфракрасных обогревателей, применяемых как в качестве основной, так и в качестве дополнительной системы отопления.

Литература

1. Бухмиров В.В. Алгоритм расчета систем лучистого отопления помещений / В.В. Бухмиров, С.А. Крупенников, Ю.С. Солнышкова. Вестник ИГЭУ // Вестник ИГЭУ. Вып.4. – Иваново: ИГЭУ, 2010. – 23 – 25.
2. СНиП 23.02.2003. **Тепловая защита зданий**. – М.: Госстрой России, 2003.
3. СП 23-101-2004. **Проектирование тепловой защиты зданий**. – М.: Госстрой России, 2004.
4. **Пыжов В.К.** Энергетические системы обеспечения жизни и деятельности человека: учебное пособие / ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». - Иваново, 2008. – 496 с.
5. СНиП 23-01-99 (2003) «Строительная климатология».
6. Стандарт АВОК. Системы отопления с газовыми инфракрасными излучателями. – М.,2006.

УДК 621. 311. 21

В.Г. АРСЕНОВ, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Повышение надежности энергоснабжения промпредприятий

Гидроэлектростанции на малых реках не претендуют на сколь-нибудь существенную роль ни в развитии экономики района, ни в энергетической системе. Целесообразность их строительства вызывается прежде всего стремлением к вовлечению в топливно-энергетический баланс страны как можно большего количества возобновляемых энергоресурсов в целях экономики органического топлива.

Вместе с тем, нельзя пренебрегать и их так называемым мощностным эффектом. Безусловно, при установленной мощности энергосилового оборудования в современных энергосистемах, измеряемой десятками миллионов киловатт, малые ГЭС мощностью даже в несколько тысяч киловатт не могут выполнять те же функции, что и крупные электростанции, а именно регулирование частоты тока и напряжения в сети межсистемных перетоков мощности и энергии, обеспечение функции системного резерва мощности и энергии.

Тем не менее малые ГЭС могут сыграть положительную роль в повышении надежности энергоснабжения отдельных промышленных потреби-

телей, в частности, при внезапных или предусмотренных заранее отключениях от электросетей некоторых энергетических районов. Оправдано и использование энергии малых станций для питания сетей дежурного освещения цехов и охранного освещения территории предприятий.

Рассмотрим конкретный случай на примере текстильного предприятия. Выясним гидропотенциал реки Уводь на базе существующего располагаемого напора в створе плотины на территории фабрики им. О.А. Варенцовой в г. Иванове.

Данная плотина в настоящее время предназначена для поддержания уровня верхнего бьефа на отметке 99,5 м для сохранения оголовков свай фундаментов зданий, расположенных по берегам реки выше плотины. При сохранении этого условия сваи не гниют.

Водоохранилище, при поддержании постоянной отметки верхнего бьефа 99,5 м, регулирующей функции не выполняет и через водосброс плотины проходят естественные не зарегулированные расходы.

По измерениям, проведенным сотрудниками кафедры Промышленной теплоэнергетики ИГЭУ, напор в створе плотины составляет $H = 2,73$ м, а расход воды $Q = 2,92$ м³/с.

Расчет расхода воды по площади бассейна реки Уводь по среднему значению модуля стока $m = 6$ л/с · км² подтверждает значение расхода по результатам измерений.

Мощность потока воды из реки Уводь, кВт, определяется по формуле

$$N_p = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{102} = \frac{1000 \cdot 2,92 \cdot 2,73}{102} = 78,153 \text{ кВт},$$

где 1000 – вес 1 м³ воды, кг.

Отношение отдаваемой гидроэлектростанцией мощности к мощности водяного потока, подведенного к ней из реки является коэффициентом полезного действия станции $\eta_{гэс}$. Для малых ГЭС $\eta_{гэс} = 0,65 \dots 0,70$, поэтому мощность малой гидроэлектростанции (на шинах генератора) составит

$$N_{гэс} = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{102} \cdot \eta_{гэс} = \frac{1000 \cdot 2,92 \cdot 2,73}{102} \cdot 0,7 = 54,7 \text{ кВт}.$$

Годовая выработка электроэнергии при числе часов использования $n = 6000$ ч будет

$$\Sigma = N_{гэс} \cdot n = 54,7 \cdot 6000 = 328200 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Экономия органического топлива (в условном 7000 калорийном эквиваленте, при 1 кВт · ч $\approx 0,3$ кг/кВт·ч) составляет

$$B = 328200 \cdot 0,3 = 98\,460 \text{ кг, т.е. } 98,46 \text{ тн условного топлива}.$$

Ввиду ответственности плотины, не допускающей снижения уровня верхнего бьефа от отметки 99,5 м, предполагается сооружение гидроустановки – турбина, генератор, щит в камере, расположенной в обводном канале. В таком исполнении плотина не затрагивается и не подвергается дополнительным статическим и вибрационным нагрузкам.

Данный вариант исполнения малой ГЭС сопряжен с выполнением строительных работ: сооружение водоприемной камеры, прокладка водовода, сооружение турбинной камеры и водосброса, а так же строительство самого здания гидроэлектростанции.

Сотрудниками кафедры ПТЭ ИГЭУ была проведена предпроектная проработка по выбору типа, размера и основных параметров турбины предполагаемой малой ГЭС.

УДК 699.86:697.133

Е.Г. АДЮНИН, д.т.н., профессор,
А.Б. ТРОЯНОВСКИЙ аспирант
(ИГЭУ)

Оптимизация параметров состояния продуктов сгорания в водогрейных котлах

Система теплоснабжения может быть представлена в виде единой системы, состоящей из двух и более последовательно взаимосвязанных циркуляционных колец [1]. Принимая, что порядковый номер колец возрастает от источника теплоты к потребителю, в качестве первого циркуляционного кольца ($k=1$) рассматривается совокупность газоходов котельной установки (её дымовой тракт); оно замыкается на окружающую среду и обеспечивает нагрев продуктами сгорания теплоносителя (воды) при его движении по трубам водяного тракта котла. Соответственно, трубы водяного тракта котла представляют собой начало второго циркуляционного кольца ($k=2$).

При заданной мощности котла можно отметить следующее. Рост значения перепада температуры продуктов сгорания ведет к снижению их расхода G_1 и, соответственно, к снижению текущих затрат, обусловленных расходом электрической энергии на их перемещение по дымовому тракту котла. Кроме того, снижение расхода продуктов сгорания в котле ведет к снижению расходов топлива и воздуха и, соответственно, к уменьшению текущих затрат, обусловленных расходами электрической энергии на подачу топлива и воздуха в топку котла, а также расходом B_T топлива. Однако, при этом растет площадь поверхности труб водяного тракта котла.

Целью данного исследования является разработка аналитического метода расчета оптимальных значений параметров состояния продуктов сгорания в котле, при которых обеспечиваются наименьшие затраты материальных и энергетических ресурсов на нагрев воды.

Оптимальное значение перепада энтальпии ΔI_1 и скорости v_1 движения продуктов сгорания в котле может быть определено в результате решения соответствующей оптимизационной задачи. Формулировка и методика решения такого типа задач хорошо известны [1-3]. Главной особенностью решения таких задач является обоснование критерия оптимальности и затем адекватное его преобразование в целевую функцию.

Наиболее адекватное решение рассматриваемой задачи будет наблюдаться при использовании в качестве критерия оптимальности минимума полных затрат π на реализацию процесса нагрева воды в котле. Величина π определяется следующим образом:

$$\pi_1 = K_1 + T_3 C_1, \text{ руб.} \quad (1)$$

где K_1 – инвестиции в котельную установку с учетом её транспортирования, монтажа, капитальных ремонтов, демонтажа и пр., руб; C_1 – ежегодные эксплуатационные (текущие) затраты, связанные с расходами топлива и электрической энергии на подачу топлива и воздуха, на удаление продуктов сгорания, руб/год.

При движении продуктов сгорания по дымовому тракту ($k=1$) котельной установки их средний расход G_1 считается постоянным, а меняется их скорость движения v_{11} . В рамках рассматриваемого циркуляционного кольца инвестиции в его отдельные элементы и текущие затраты по расходам отдельных энергетических ресурсов суммируются.

Инвестиции $K_{н1}$ в нагревательный элемент (трубы водяного тракта) котла первоначально определяются:

$$K_{н1} = C_{д1} + K_{нг1} = K_{н1} F_1, \quad (2)$$

где $C_{д1}$ - стоимость дополнительных работ и услуг, руб; $K_{нг1}$ - единовременные затраты непосредственно по нагревательному элементу, руб; $K_{н1}$ – полные удельные единовременные затраты по нагревательному элементу, руб/м²; $K_{н1} = \gamma_{д1} C_{д1} + \gamma_{нг1} K_{нг1}$; $\gamma_{д1} = m_{т6} / F_1$; $C_{д1} = C_{д1} / m_{т6}$; $\gamma_{нг1} = l_{т6} / F_1$; $K_{нг1} = K_{нг1} / l_{т6}$; $C_{д1}$ – удельная стоимость дополнительных работ и услуг, руб/кг; $K_{нг1}$ - удельные единовременные затраты по нагревательному элементу (трубам) котла, руб/м; $m_{т6}$, $l_{т6}$ – соответственно, масса (кг) и общая длина (м) труб, образующих нагревательный элемент;

Принимая во внимание известное уравнение теплового баланса котла можно написать:

$$K_{н1} = a_{111} \Delta I_1; \quad (3)$$

где k_1 – коэффициент теплопередачи нагревательного элемента, Вт/(м² °С); θ_1 – среднелогарифмический температурный напор между греющей и нагреваемой средами, °С; $a_{111}=k_{н1}G_1/(k_1\theta_1)$.

Инвестиции $K_{ц1}$ в котельную установку (без учета нагревательных элементов) определяются следующим образом:

$$K_{ц1}=C_{дц1}+K_{об1}+K_{дт}=K_{ц1}\Sigma m_{кнi}, \quad (4)$$

где $C_{дц1}$ – стоимость дополнительных работ и услуг, руб; $K_{об1}$, $K_{дт}$ – капитальные вложения, соответственно, в оборудование и в дымовой тракт котла, руб; $K_{ц1}$ – удельные единовременные затраты по котлу, руб/кг; $K_{ц1}=C_{дц1}+K_{об1}+K_{дт}$; $C_{дц1}$ – удельная стоимость дополнительных работ и услуг, руб/кг; $c_{дц1}=C_{дц1}/\Sigma m_{кнi}$; $г_{об1}=m_{об1}/\Sigma m_{кнi}$; $K_{об1}$, $K_{дт}$ – удельные единовременные затраты, соответственно, по оборудованию котла и по его дымовому тракту, руб/кг; $K_{об1}=K_{об1}/m_{об1}$; $K_{дт}=K_{дт}/\Sigma m_{кнi}$; $m_{об1}$ – масса оборудования котла, кг; $m_{кнi}$ – масса i -того канала дымового тракта котла, кг; индексы тк, шх, гх, тд – соответственно, означают: топка, конвективная шахта, газход, дымовая труба; $\Sigma m_{кнi}=m_{дт}$; $m_{дт}$ – масса дымового тракта котла.

Чтобы иметь возможность преобразовать выражение (4) к зависимости вида $K_{ц1}=f(v_1)$, представим вначале массу m_i отдельных элементов дымового тракта котельной установки как функцию от площади f_{i1} их внутренних сечений для прохода продуктов сгорания. Применительно к каналу круглого сечения на i -том участке дымового тракта имеем:

$$m_{кнi}=\beta_{кнi}f_{i1}, \quad (5)$$

где $\beta_{кнi}=\rho_m l_i(\beta_{di}^2-1)$; $\beta_{di}^2=f_{2i}/f_{1i}=(d_{2i}/d_{1i})^2=(1+2\delta_i/d_{1i})^2$; ρ_m – плотность материала стенок канала, кг/м³; f_{2i} – площадь наружного сечения канала, м²; d_{1i} , d_{2i} , l_i , δ_i – соответственно, внутренний и наружный диаметр, длина и толщина стенки канала, м;

С учетом известных соотношений выражение (5) окончательно записываются следующим образом:

$$K_{ц1}=a_{121}v_{01}^{-1}, \quad (6)$$

где $a_{121}=(k_{ц1}G_1/\rho_1)\Sigma((\beta_{кнi}/\beta_{мтi})(f_{i1}/f_{10}))$; (далее нижний индекс «0» при величине v_{01} опускается).

Чтобы представить отдельные члены целевой функции в виде выражений от оптимизируемых параметров, необходимо привлечь известные уравнения и соотношения из гидравлики и экономики.

Выразив из уравнения теплового баланса котла величину G_1 имеем ($m=1$):

$$T_3C_{э1}=a_{211}\Delta t_1^{-1}v_1^2, \quad (7)$$

Применительно к текущим затратам $C_{э11}$ и $C_{э12}$, обусловленным расходом электрической энергии на подачу топлива и воздуха в топку котла получим:

$$C_{э11} = a_{0111} \cdot B^3, \quad C_{э12} = a_{0112} \cdot B_B^3, \quad (8)$$

где $a_{01k} = a_{01k}/(\rho_k f_{10})^2$; ρ_k – плотность, кг/м³; B , B_B – расход, соответственно, топлива и воздуха, кг/с.

Параметры a_1 и a_2 имеют вид

$$a_1 = G_2 \Delta l_2 / (\rho_1 V_r^A); \quad a_2 = (\rho_2 V_B^A / (\rho_1 V_r^A)) G_2 \Delta l_2.$$

С учетом полученных соотношений определяем суммарные текущие затраты по котельной установке:

$$T_3 C_1 = a_{21s1} \Delta l_1^{-1} v_1^2 + a_{21s1} \Delta l_1^{-3} + a_{221} \Delta l_1^{-1}, \quad (9)$$

где $a_{21s1} = a_{2121} + a_{2141}$.

Принимая во внимание соотношения (7) и (9), целевая функция записывается выражением:

$$\pi_1 = a_{111} \Delta l_1 + a_{121} v_1^{-1} + a_{211} \Delta l_1^{-1} v_1^2 + a_{21s1} \Delta l_1^{-3} + a_{221} \Delta l_1^{-1}. \quad (10)$$

Продифференцировав целевую функцию π_1 по всем её аргументам:

$$\partial \pi_1 / \partial (\Delta l_1) = 0; \quad \partial \pi_1 / \partial v_1 = 0, \quad (11)$$

получаем систему из двух алгебраических уравнений:

$$a_{111} \Delta l_1^4 - a_{211} \Delta l_1^2 v_1^2 - a_{221} \Delta l_1^2 - 3a_{21s1} = 0; \quad (12)$$

$$2a_{211} v_1^3 - a_{121} \Delta l_1 = 0. \quad (13)$$

Решение системы уравнений (12) и (13) позволяет определить оптимальные значения оптимизируемых параметров Δl_1 , v_1 .

Литературы

1. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. - М.: Энергия, 1978. - 416 с.
2. Оптимизация теплообменных процессов и систем/В.В.Кафаров, В.П.Мешалкин, Л.В.Гурьев. - М.: Энергоатомиздат, 1988. – 191 с.
3. Богуславский Л.Д. Снижение расхода энергии при работе систем отопления и вентиляции/2-е изд., перераб. и доп.-М.: Стройиздат, 1985. – 336 с.

УДК 532.513

Е.Р. КОРМАШЕВА,
Е.И. КРУПНОВ, к.т.н., доцент,
(ИГАСУ), г. Иваново
В.И. СУББОТИН, к.т.н., профессор,
Л.И. ТИМОШИН, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Исследование коэффициента гидравлического трения в трубах малого диаметра

При гидравлическом расчёте водопроводных сетей и сооружений важное значение имеет определение коэффициента гидравлического трения λ .

В настоящее время известно много формул для определения этой величины. В таблице представлены те из них, которые нашли широкое применение в практике, или те которые предлагаются к использованию соответствующими документами. Например, согласно [1, 2] для расчёта λ напорных и безнапорных трубопроводов из полимерных труб предлагается формула Добромыслова, а в таблицах [4] для этих же труб предложена формула Шевелёва и т.д.

Ранее [5] были представлены исследования, которые проводились в стальной и пластиковой трубе внутренним диаметром 16 мм. В данной статье представлены данные теоретических и экспериментальных исследований для новых полипропиленовых труб внутренним диаметром 16 и 13 мм, выдерживающих давление соответственно 0,1 и 0,2 МПа. Эксперименты проводились в следующих пределах:

- расход жидкости от $10,8 \cdot 10^{-5}$ до $19,5 \cdot 10^{-5}$ м³/с;
- скорость от 0,81 до 1,47 м/с;
- число Рейнольдса – от 8000 до 19000.

Используя широко известную формулу Дарси-Вейсбаха, были определены экспериментальные значения коэффициента гидравлического трения. Теоретические значения λ определялись по формулам (1) – (6) табл.1.

На рис. 1 и 2 представлены графики зависимости коэффициента гидравлического трения от числа Рейнольдса.

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о том, что для полипропиленовых труб внутренним диаметром 16 и 13 мм ближе всего к экспериментальным значениям оказались значения коэффициента гидравлического трения, вычисленные по формулам (1, 2, 3). Самые большие расхождения с экспериментальными значениями имеет λ , вычисленный по формуле (6).

Таблица 1. **Формулы для определения коэффициента гидравлического трения**

Автор	Расчётная формула	№ формулы
Блазиус	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$ Применяется для гидравлически гладких труб	1
А.Д. Альтшуль 1	$\lambda = 0,11 \left(4 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$ Применяется для гидравлически гладких труб	2
Ф.А. Шевелев	$\lambda = 0,25 / Re^{0,226}$ Применяется для пластмассовых труб при $v = 1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	3
Кольбрук	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,5}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,7 \cdot D} \right)$ Применяется для всех областей турбулентной зоны. Для напорных шероховатых технических труб	4
А.Д. Альтшуль 2	$\lambda = 0,11 \left(\frac{k}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$ Применяется для всех областей турбулентной зоны. Для напорных шероховатых технических труб	5
А.Я. Добромыслов	$\sqrt{\lambda} = \frac{0,5 \left[\frac{b}{2} + \frac{1,312(2-b) \lg(3,7D/k)}{\lg Re - 1} \right]}{\lg(3,7D/k)}$ Применяется для напорных и безнапорных трубопроводов из полимерных труб	6

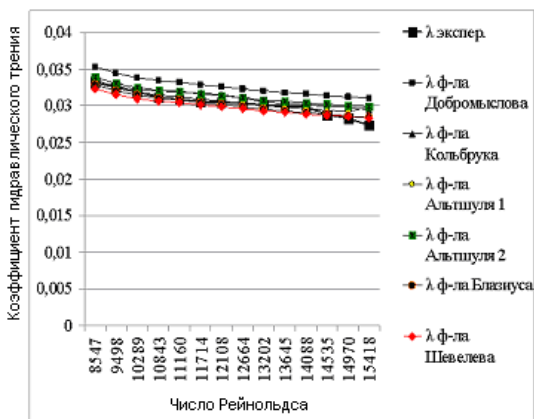


Рис. 1. Зависимость коэффициента гидравлического трения от числа Рейнольдса в полипропиленовой трубе D = 16 мм

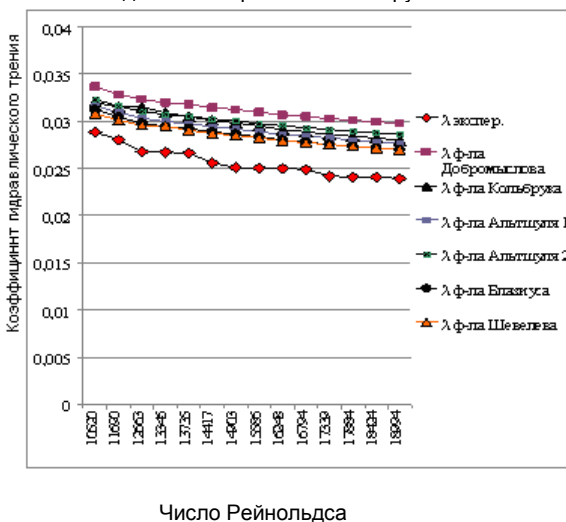


Рис. 2. Зависимость коэффициента гидравлического трения от числа Рейнольдса в полипропиленовой трубе D = 13 мм

Литература

1. СП 40-102-2000. Проектирование и монтаж трубопроводных систем водоснабжения и канализации из полимерных материалов. Общие положения/ Госстрой России, ГУП ЦПП, 2001.

2. Добромыслов А.А. Таблицы для гидравлических расчётов напорных и безнапорных трубопроводов из полимерных материалов/Под ред. В.С. Ромейко. Пособие к СНиП и СП. М.: ТОО «Изд-во ВНИИМП», 2000.
3. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.: Энергоатомиздат, 1982. – 672 с.
4. Шевелев Ф.А., Шевелев А.Ф. Таблицы для гидравлического расчета водопроводных труб: Справ. пособие. – М.: Стройиздат, 1995. – 176 с.
5. Кормашова Е.Р. К вопросу определения коэффициента гидравлического трения/ «Информационная среда вуза»// Материалы XIV Междун. научно-техн. конф.-Иваново: ИГАСУ, 2007.

УДК 532.529

Е.Р. КОРМАШЕВА,
Е.И. КРУПНОВ, к.т.н., доцент,
(ИГАСУ), г. Иваново
В.И. СУББОТИН, к.т.н., профессор,
Л.И. ТИМОШИН, к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Применение сужающих устройств для измерения расхода в трубопроводах небольшого диаметра

Опыт эксплуатации узлов учета показывает, что наиболее надежным методом измерения расхода является метод переменного перепада давления. Приборы, основанные на этом методе, устойчиво работают в условиях гидравлических ударов, вызванных изменением режимов эксплуатации водопроводных сетей, загрязнений трубопроводов продуктами коррозии, вибрацией трубопроводов, изменений температуры окружающей среды. Они надежны и удобны в эксплуатации, имеют сравнительно небольшую стоимость. К достоинствам этого метода можно отнести также возможность получения градуировочных характеристик на месте установки расходомера.

Введение в действие с 1 октября 1999 года новых нормативных документов [1, 2, 3] существенно сузило область применения сужающих устройств.

Это связано с наличием в [1] ограничений на диапазоны изменений трех параметров: эквивалентной шероховатости внутренней поверхности измерительного трубопровода; допустимого относительного диаметра диафрагмы; внутреннего диаметра измерительного трубопровода.

Стандартные диафрагмы с угловым отбором давления в соответствии с новым стандартом, применяют при следующих условиях:

$$\begin{aligned}d &\geq 12,5 \text{ мм}; \\ 50 \text{ мм} &\leq D \leq 1000 \text{ мм}; \\ 0,2 &\leq \beta \leq 0,75; \\ 5000 &\leq Re \leq 10^8 \text{ при } 0,2 \leq \beta \leq 0,45; \\ 10000 &\leq Re \leq 10^8 \text{ при } \beta > 0,45,\end{aligned}$$

где d и D – диаметры отверстия диафрагмы и измерительного трубопровода.

Однако значительное количество узлов учета, находящихся в эксплуатации в настоящее время, не отвечают требованиям этих документов.

Проведены экспериментальные исследования по возможности применения рекомендаций стандарта [1] к сужающим устройствам, расположенным в измерительных трубопроводах диаметром менее 50 мм.

Исследования проводились на специально созданном стенде. В качестве сужающего устройства использовалась диафрагма диаметром 10 мм, конструктивно изготовленная по типу стандартной, установленная в измерительном трубопроводе внутренним диаметром 16 мм. Перепад давления на диафрагме измеряли с помощью U-образного жидкостного манометра. Плотность жидкости определяли по измеренным температуре и давлению до сужающего устройства. Расход жидкости контролировали с помощью ротаметра. Диапазоны измерения расхода жидкости находились в пределах от $59,5 \cdot 10^{-6}$ до $245,4 \cdot 10^{-6}$ м³/с, а перепад давления на сужающем устройстве изменялся в пределах от 382 до 9500 Па.

В общем случае уравнение для определения массового расхода q_m , кг/с, имеет вид [1]

$$q_m = E \cdot C \cdot \varepsilon \cdot K_{ш} \cdot K_n \cdot \left(\pi \cdot d^2 / 4 \right) \cdot (2 \cdot \rho \cdot \Delta p)^{0,5}, \quad (1)$$

где E – коэффициент скорости входа; C – коэффициент истечения; $K_{ш}$ – поправочный коэффициент на шероховатость внутренней поверхности трубопровода; K_n – поправочный коэффициент на притупление входной кромки отверстия диафрагмы; ε – коэффициент расширения; d – диаметр отверстия сужающего устройства, м; Δp – перепад давления на сужающем устройстве, Па; ρ – плотность среды, кг/м³.

Исходя из этого уравнения, неизвестными величинами являются: коэффициент скорости входа, коэффициент истечения, поправочные коэффициенты на шероховатость внутренней поверхности трубопровода и на притупление входной кромки отверстия диафрагмы. Коэффициент расширения для несжимаемых сред равен единице.

Коэффициент скорости входа определяют по формуле

$$E = 1 / \left(1 - \beta^4 \right)^{0,5}, \quad (2)$$

где $\beta = d/D$ – относительный диаметр отверстия диафрагмы; D – внутренний диаметр измерительного трубопровода, м.

Для измерительного трубопровода с естественной шероховатостью определяют эквивалентную шероховатость $R_{ш}$ через коэффициент гидравлического трения в измерительном трубопроводе λ и число Рейнольдса Re по формуле Коулбрука [1]

$$\frac{R_{ш}}{D} = 3,71 \cdot 10^{-1} / \left(2\sqrt{\lambda} \right) - \frac{9,34}{Re \cdot \sqrt{\lambda}}. \quad (3)$$

Коэффициент гидравлического трения в измерительном трубопроводе определяют экспериментально из уравнения

$$\lambda = \frac{2 \cdot \Delta p_T \cdot D}{l_{\Delta p} \cdot \rho \cdot u^2}, \quad (4)$$

где Δp_T – перепад давления в измерительном трубопроводе на длине $l_{\Delta p}$ перед сужающим устройством, Па; u – скорость движения среды, м/с.

Основным недостатком стандарта [1] является наличие ограничения сверху на максимальное значение относительной эквивалентной шероховатости $R_{\text{ш}} \cdot 10^4 / D \leq 30$.

Однако существуют рекомендации ИСО/ТК 12767, в которых поправку на шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода определяют по формуле

$$K_{\text{ш}} = 1 + 3,5 \cdot \beta^{3,5} \cdot (\lambda - \lambda_c) / C, \quad (5)$$

где λ_c , λ – коэффициенты гидравлического трения в гладких и шероховатых трубопроводах.

Коэффициент истечения C определим по табл. А1 [1] в зависимости от числа Рейнольдса и относительного диаметра диафрагмы ($C = 0,6203$).

Коэффициент $K_{\text{ш}}$, определенный по формуле (5), составил 1,014. Если бы расчет был проведен по формулам В.27 – В.31 [1], то величина $K_{\text{ш}} = 1,012$, т. е. величина относительной погрешности измерения составляет 0,2 %.

Поправочный коэффициент на притупление входной кромки определяют по формуле

$$K_{\text{п}} = 1,0547 - 0,0575 \cdot e^{-149 \cdot r_k / d}, \quad (6)$$

где r_k – средний за межповерхностный интервал радиус закругления входной кромки диафрагмы.

Из формулы (1) выразим величину коэффициента истечения C и сравним эти значения, полученные экспериментальным путем, с табличными данными [1], воспользовавшись теорией подобия. В соответствии с ней коэффициенты двух сужающих устройств будут равными при условии их геометрического подобия и гидродинамического подобия потоков в них протекающих.

Проведенный расчет по коэффициенту истечения показывает, что относительная погрешность в его определении не превышает 2 %. Следовательно сужающие устройства можно применять в качестве расходомеров для трубопроводов небольших диаметров.

Литература

1. ГОСТ 8.563.1-97. ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы

Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия. - М.: Изд-во стандартов, 1998.

2. ГОСТ 8.563.2-97. ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств. - М.: Изд-во стандартов, 1998.

3. ГОСТ 8.563.3-97. ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Процедура и модуль расчетов. Программное обеспечение. - М.: Изд-во стандартов, 1998.

УДК 620.9

Е.Г. АВДЮНИН, д.т.н., профессор,
М.Ю. ОВСЯННИКОВ, к.т.н., доцент,
Н.В. МУРЗИН, аспирант
(ИГЭУ, Институт ГПС МЧС России) г. Иваново

Математическая модель развития пожара

Гидродинамическая обстановка в технологическом оборудовании определяется полем скоростей взаимодействующих фаз, которое, в свою очередь, обуславливает распределение сплошной фазы по времени пребывания в аппарате и его отдельных зонах, а также условия взаимодействия фаз.

В нестационарных условиях время и расстояния в направлении осей координатной системы x, y, z – образуют независимые переменные задачи.

Зависимые переменные, представляющие практический интерес при проектировании включают: U, V, W - компоненты скорости в направлениях x, y, z соответственно; P – давление; t, h – температура или энтальпия теплоносителя и поверхностей теплообмена; m_i - массовая концентрация отдельных компонент теплоносителя.

В координатной системе с использованием этих обозначений, уравнение неразрывности для потока приобретает следующую форму [1,2]

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho U_i) = S_i \quad (1)$$

где ρ - плотность, S_m - источники массы.

Уравнение сохранения импульса управляет распределением компонент скорости и выражает влияние следующих механизмов: конвекции, градиента давления, массовых сил объемного характера и вязкого взаимодействия [1,2]:

$$\frac{\partial(\rho U_i)}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho U_i U_j) = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + S_i + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_i} \quad (2)$$

где P - давление; S_i - источниковый член; τ_{ij} - сдвиговые напряжения.

Дифференциальное уравнение, управляющее распределением энтальпии (температуры) в поле течения имеет следующий вид [1,2]:

$$\frac{\partial(\rho h)}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho U_i h) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{\lambda}{c_p} \frac{\partial h}{\partial x_i} \right) + S_h \quad (3)$$

где λ , c_p - коэффициенты теплопроводности и теплоемкости, соответственно; S_h - источниковый член.

Уравнение сохранения химической компоненты смеси имеет следующий вид [1,2]:

$$\frac{\partial(\rho m_i)}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho U_i m_i) = \frac{\partial}{\partial x_i}(J_{mi}) + R_m \quad (4)$$

где J_{mi} - диффузный поток; R_m - источник массы.

Соответствующие сдвиговые напряжения, конечно, зависят от градиентов местной скорости и величины вязкости (точнее эффективной вязкости).

$$(\phi)_{ij} = (\mu)_{эфф}(dU_i/dx_j + dU_j/dx_i) \quad (5)$$

Проведенное выше рассмотрение дифференциальных уравнений, описывающих конвективный перенос, показывает, что хотя эти уравнения получаются из различных физических принципов, все они могут быть представлены в одной стандартной форме. Если обозначить зависимую переменную через Φ , то обобщенное дифференциальное уравнение примет вид

$$d(c\Phi)/dt + \text{div}(cU_i\Phi) = \text{div}(J_{\phi,i}) + S_{\phi}; \quad (6)$$

где для ламинарного режима $J_{\phi,i} = \mu / Pr_{\phi} * (d\Phi/dx_i)$, а при турбулентном течении

$$J_{\phi,i} = \mu / Pr_{\phi} * d\Phi/dx_i - c * U_i' \Phi'; \quad (7)$$

Зависимая переменная Φ - обозначает различные величины, такие как массовая концентрация, энтальпия, составляющие вектора скорости и т.д. При этом коэффициенту диффузии и источниковому члену следует придать соответствующий каждой из этих переменных смысл [1,2].

Для практических целей, чаще всего, достаточно знания средних значений величин, описывающих динамические и переносные свойства изучаемой системы. При этом предполагается, что имеют место быстрые случайные пульсации усредняемой величины около среднего значения. В результате операции усреднения возникают дополнительные члены - так называемые напряжения Рейнольдса, турбулентный тепловой поток, турбулентный диффузионный поток и т.д. Задачей модели турбулентности является выражение этих потоков через средние характеристики течения.

Турбулентный поток описывается как

$$- c * U_i' \Phi' = \mu_{\tau} / Pr_{\tau, \phi} * (d\Phi/dx_i); \quad (8)$$

В этом случае необходимо, как минимум, использование моделей, состоящих из двух уравнений, не содержащих соотношений для масштаба турбулентности. Примером такой модели является широко распространенная $k - \epsilon$ [1,2] модель Харлоу – Накайамы.

Основным является допущение о том, что свойства турбулентности можно охарактеризовать двумя величинами: k и ϵ . Они позволяют рассчитать значение коэффициента турбулентной вязкости по соотношению Колмогорова

$$\mu_t = C_m c k^2 / \epsilon; \quad (9)$$

где $k = 0.5(U_i')^2$, $\epsilon = m(dU_i'/dx_i)^2/c$.

В аппарате турбулентного моделирования k и ϵ рассматриваются как удовлетворяющие транспортным уравнениям.

$$d(ck)/df + \text{div}(cUk) = \text{div}(D_k \text{grad } k) + \mu_t G_k - c\epsilon; \quad (10)$$

где G_k - скорость генерации энергии турбулентности.

Турбулентная вязкость, которая для течений с высокими числами Рейнольдса эквивалентна эффективному значению, связывается с турбулентной энергией и диссипацией простой функцией (10), а $\mu_{эф} = \mu + \mu_t$.

Аналогичное уравнение записывается для переменной ϵ .

$$d(c\epsilon)/df + \text{div}(cU\epsilon) = \text{div}(D_\epsilon \text{grad } \epsilon) + C_1 \mu_t \epsilon G_k / k - C_2 c \epsilon^2 / k; \quad (11)$$

Все интересующие нас дифференциальные уравнения можно рассматривать как частные случаи обобщенного уравнения, что позволяет ограничиться численным решением уравнения (6) с соответствующими начальными и граничными условиями.

Для завершения математической постановки задачи необходимо определить граничные условия. Они определяются режимными и конструктивными характеристиками помещения. В начальный момент времени значения всех зависимых переменных полагаются известными. Для рассматриваемых течений имеют значения только граничные условия на входе и вдоль его стенок. В силу особенностей численного метода решения [1,2] не требуется никакой информации о выходе потока. Данная модель будет использована для моделирования процесса распространения пожара в помещении.

Литература

1. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости.- М.: Энергоатом издат, 1984.- 150 с.
2. Драйздел Д. Введение в динамику пожаров. Пер. с англ.- М.: Стройиздат, 1990.- 421 с.

К разработке научно-технических решений создания современных интеллектуальных систем теплоснабжения

В НП «АВОК» сформулирована концепция научно-методического сопровождения реформы теплоэнергетики ЖКХ. Основным блоком этой концепции является разработка научно-технических основ интеллектуальной системы теплоснабжения, предусматривающей оптимизацию систем теплоснабжения и её элементов, повышение энергетической эффективности и надежности теплоснабжения потребителей. Термин «интеллектуальная система» предполагает высокий уровень управляемости системы, позволяющей осуществить дистанционный контроль, диагностику, постоянное наблюдение за состоянием работы составляющих системы с учётом экологических (низкий уровень «тепловых» загрязнений) и социальных (снижение стоимости тепловой энергии) аспектов. Для решения поставленных задач необходимо применять мало затратные технологии (для повышения энергетической эффективности теплоснабжения), широко использовать энергосберегающее оборудование и материалы (для обеспечения компактности и безопасности функционирования оборудования).

Интеллектуальная система контролирует в режиме «on-line» все необходимые параметры работы системы распределения и потребления тепловой энергии (температуру, давление, расход и пр.) при оптимальном теплоснабжении потребителей с минимальными затратами на транспортировку тепловой энергии и минимальными тепловыми потерями.

Реализовать понятие «интеллектуальная система теплоснабжения» невозможно без создания специального расчётно-технологического комплекса, без создания своеобразной «умной» системы распределения и потребления энергоресурсов.

В настоящее время наиболее известны и широко применяются для расчета теплогидравлических режимов и наладки тепловых сетей программы «ПОТОК» и «ZULU». При всех их положительных качествах указанные программы позволяют лишь проводить вычисления без непосредственной связи с действующими сетями. При подключении новых потребителей необходимо выполнить новый теплогидравлический расчет и произвести замену дроссельных элементов по всей тепловой сети.

Оптимизация работы источников и подпиточных станций требует выполнения многовариантных теплогидравлических расчетов, при суще-

ствующем вводе исходных данных и алгоритмам программ – необходимо просчитывать все схемы с каждым потребителем. Это приводит ввиду высокой длительности расчетов к практической невозможности выполнения оптимизационных задач.

На основании выполненного авторами большого количества работ по оптимизации и наладке тепловых сетей разработан программный комплекс «МЕГАПОЛИС»:

- «МЕГАПОЛИС» может работать как вычислительная программа, так и обрабатывать информацию, поступающую от измерительных приборов по температуре, давлению и расходу сетевой воды, что позволяет уточнять как фактические тепловые нагрузки потребителей, так и гидравлические и тепловые параметры тепловой сети (коэффициенты шероховатости участков трубопроводов, местные сопротивления, термические сопротивления изоляции).

- «МЕГАПОЛИС» в отличие от других программ имеет кроме наладочного и поверочного ещё режим частичной наладки, который позволяет выполнить наладочный расчет для вновь подключенных потребителей, без переналадки существующих потребителей.

- «МЕГАПОЛИС» обладает более наглядным графическим представлением результатов расчетов. Построение столбчатых пьезометров позволяет увидеть гидравлический режим сразу всей тепловой сети, а не только по выбранному направлению.

- «МЕГАПОЛИС» выполняет корректировку расходов сетевой воды и расходов тепла, у которых получается диаметр дроссельных элементов менее 3 мм.

- «МЕГАПОЛИС» в своем алгоритме расчета содержит блок эквивалентирования участков и нагрузок как в однолинейном наладочном режиме, так и в двухлинейном эксплуатационном и аварийном режиме. Это позволяет при выполнении оптимизационных расчетов выполнять расчеты не полных схем, а сжатых – эквивалентных схем за очень короткое время.

- «МЕГАПОЛИС» находит применение в качестве основного инструмента диспетчерской службы тепловых сетей, так как с применением эквивалентирования позволяет в режиме реального времени получать предварительную информацию о загрузке источников, подпитке и режимах трубопроводов.

- Применение «МЕГАПОЛИСа» в режимах пуска и отключения тепловых сетей позволяет избежать аварийных ситуаций и перерасхода топлива и электроэнергии.

УДК 621.921

А.И. ГРОШЕВ, к.т.н. доцент,
Г.С. ЗАКОЖУРНИКОВА, инженер
С.С. ЗАКОЖУРНИКОВ, инженер
(ВФ МЭИ (ТУ)) г. Волжский

К вопросу оптимизации температурных режимов при плавке карбида кремния

На процесс синтеза карбида кремния влияют различные факторы: укладка и размеры зерна; физический и химический состав реакционной и теплоизоляционной шихты и геометрия ее загрузки; режим плавки (мощность, количество затраченной электроэнергии) и другие.

Несомненно, на выход продукта существенным образом влияет режим плавки и по-видимому динамика температурного режима, особенно, в реакционной зоне печи. При производстве карбида кремния (SiC) важным фактором является температурный режим различных зон печи. Максимальная температура ($2800-2900^{\circ}\text{C}$) достигается в электропроводном зерне. Нагрев зерна и удаление примесей вызывают вначале быстрое падение сопротивления, последующее силицирование кокса увеличивает его, а графитирование снова уменьшает. Зона непосредственного тепловыделения расширяется в радиальном направлении, что способствует увеличению толщины слоя SiC.

По окончании кампании в печи образуются продукты, располагающиеся концентрическими зонами вокруг зерна и отличающиеся своими химическими и фазовыми составами (рис. 1).

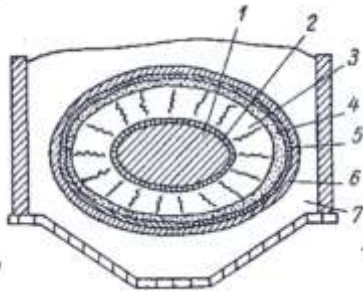


Рис. 1. Разрез печи для производства карбида кремния после отключения:

- 1 – зерно; 2 – слой графита; 3 – карбид кремния; 4 – аморф; 5 – слотки;
6 – силикоксид; 7- возвратная шихта

Однако, экспериментальных данных по температурным полям при плавке в промышленных печах практически не существует.

На первом этапе эксперимента было проведено измерение температуры на бетонной подине печи с целью оптимизации уровней загрузки при

технологической эксплуатации бетонных подин. Термопары закладывались на бетонной подине и на расстояниях 115 и 230 мм от подины. Результаты эксперимента показывают, что уменьшение уровня теплоизоляционного слоя шихты на подине от 85 см до 80 см не оказывают влияние на эксплуатацию подин, но дальнейшее уменьшение слоя теплоизоляции не рекомендуется ввиду опасности выхода из строя бетонных конструкций. Выявлены области высокотемпературного нагрева шихты. Во время плавки на подине и на расстоянии 115 мм температура растет по линейному графику и не превышает 90°C , а на расстоянии 230 мм достигает 785°C . В период воздушного охлаждения температура на расстоянии 230 мм от подины резко растет до 1130°C .

На втором этапе был проведен эксперимент по определению температурных полей промышленной в поперечном сечении печи (завода). В эксперименте были установлены три термопары (хромель-алюмель) в центре печи на расстоянии 10 см, 30 см и 60 см от керна. Плавка продолжалась 27 часов. В результате испытаний первая термопара вышла из строя (в связи с поломкой одного из приборов термодата), а динамика температурных полей второй и третьей термопары показана на рис. 2.

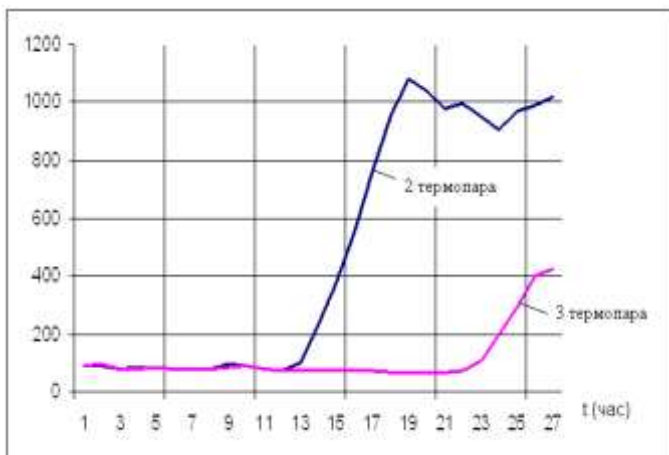


Рис. 2. Распределение нестационарного температурного режима в процессе плавки

Данные термопары могут выдерживать эксплуатацию до $\sim 1300^{\circ}\text{C}$. Эксперименты показали, что термопара №2 указывает значительное увеличение температуры зоны (30 см) до 1100°C после 12 часов плавки, а после 18 часов плавки температура очень плавно изменяется, практически остаётся неизменной. Термопара №3 указывает, что температура

остаётся постоянной до 22 часов процесса плавки, а затем повышается до 400 °С.

Данный эксперимент показал, что образование кремния происходит в зоне промышленной печи в пределах от расстояния $0 \pm 25 \pm 30$ см от зерна.

Для моделирования температурных режимов в процессе плавки была сформулирована математическая постановка задачи, где учитывались условия сопряжения на стыке зон, а также учитывались различная геометрия зон и теплофизические параметры. Для решения поставленной задачи использовался метод контрольного объёма. Результаты численных экспериментов дают хорошее совпадение с экспериментальными данными.

Однако, динамика процесса образования карбида кремния в зависимости от температурных полей требует проведение эксперимента по определению температур около зерна (10 см). Для этого необходимо установить в печи вольфрам-рениевую термопару, которая может измерять температуру до 2300 °С.

Литература

1. Гнесин Г.Г. Карбидокремниевые материалы. - М.: Металлургия, 1977 г., 216 с.
2. Бережной А.С. Кремний и его бинарные системы. Издательство академии наук украинской ССР Киев, 1958 г.
3. Карбид кремния (строение, свойства и области применения) Академия наук украинской ССР Институт проблем материаловедения Киев, 1966 г.

УДК: 697.94

А.Н. ГРИЦЕНКО., к.т.н., доцент
(ВФ МЭИ (ТУ)) г. Волжский

Энергоэффективный способ осушки воздуха

В отечественной практике промышленной теплоэнергетики известно широкое применение тепловых насосов (ТН) в различных технологиях для регенерации или утилизации тепловой энергии низкого потенциала, с температурой теплоносителя менее 100 ± 150 °С. В США использование тепловых насосов для утилизируемых сбросов тепловой энергии в промышленных и бытовых энергосберегающих технологиях достигает 80 %. В условиях дефицита первичных энергоресурсов и их высокой стоимости расширение в использовании трансформаторов тепла является актуальным.

Во многих промышленных установках и технологиях часто используется воздух в качестве рабочего тела. Необходимость содержания влаги в воздухе или её регулирование определяется функциональным назна-

чением промышленного объекта. К рассмотрению предлагается способ осушки или регулирования содержания влаги во влажном воздухе применением теплового насоса, показанный на рис. 1.

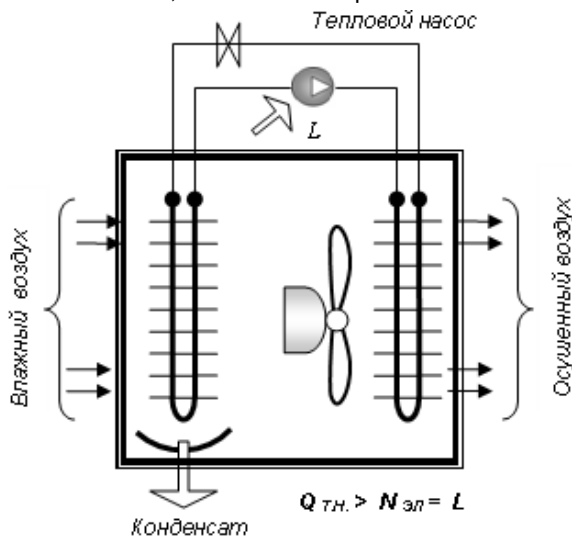


Рис.1. Блок осушки (подготовки) воздуха

В предложенном способе поток обрабатываемого исходного влажного воздуха сначала проходит испаритель ТН, охлаждаясь ниже температуры точки росы, уменьшает свое влагосодержание, затем поступает в конденсатор ТН, как показано на рис.1, нагреваясь до температуры выше исходной. Влага из воздуха, сконденсированная на поверхности испарителя, в жидком виде стекает в лоток и удаляется наружу. Осушенный прохладный воздух, проходя конденсатор, получает тепловую энергию – Q_k , равной сумме тепловой энергии воспринятой испарителем ТН – $Q_{ис}$ и мощности привода компрессора – $L_{т.н.}$, т.е.

$$Q_k = Q_{ис} + L_{тн} \quad (1)$$

Причем величина тепловой энергии превышает затраченную энергию привода компрессора ТН в $3 \div 5$ раз, т.е. $Q_k > L_{тн}$. Величина отношения $Q_k / L_{тн} = \mu$, где μ – коэффициент трансформации тепла ($\mu = 3 \div 5$). Энергоэффективность способа определяется в затратах энергии в блоке подготовки воздуха, которые определяются энергией привода теплового насоса, т.е. $N_{эл.} = L_{тн}$. Температурные границы нагрева и охлаждения, при осушки воздуха, определяются температурным диапазоном цикла тепло-

вого насоса. Нижний предел температуры цикла не должен быть ниже 0°C , во избежание замерзания конденсата из воздуха.

В прохладный период года, когда температура окружающего воздуха характеризуется низкой влажностью и температурой $+(8\div 15)^{\circ}\text{C}$, конденсация влаги на испарителе может снизиться до нуля. В этом случае эффективность предложенного способа подготовки воздуха можно повысить, изменив направление воздушного потока обработки воздуха. Исходный поток окружающего воздуха следует подавать сбоку в зону установки вентиляторов (см. рис. 1), где необходимо разделить его на два потока. Один направить в конденсатор теплового насоса; другим – продувать испаритель, выдувая охлажденный воздух наружу. При таком варианте подачи воздуха существенно можно повысить температуру осушаемого воздуха от исходной.

Предложенный способ подготовки осушенного воздуха, расчет его параметров и сравнение энергетических затрат можно наглядно продемонстрировать в $h-d$ диаграмме влажного воздуха - рис.2. Например:

$$(h_1 - h_b) \cdot m_e = Q_{uc}; \quad (h_d - h_b) \cdot m_e = Q_K; \quad (h_d - h_1) \cdot m_e = L_{TH} \quad (2)$$

где, m_e – масса воздуха, подаваемого на обработку.

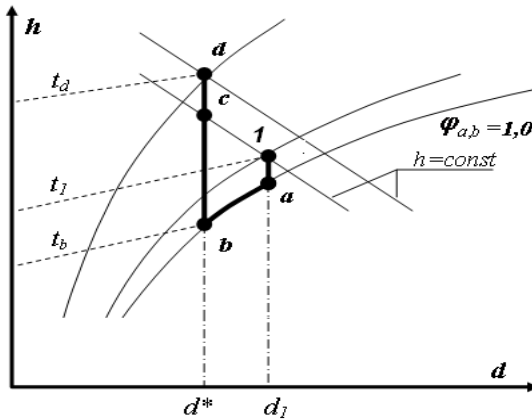


Рис. 2. Обработка воздуха предложенным способом в $h-d$ диаграмме:
1-a-b – охлаждение и осушка исходного воздуха испарителем ТН;
b-c-d – нагрев охлажденного воздуха конденсатором ТН

Предложенный способ может быть эффективно использован в строительной, пищевой, горно-добывающей и других отраслях народного хозяйства. На рис. 3 показан один из примеров применения блока осушки воздуха в ленточных сушильных агрегатах для сыпучих и волокнистых материалов.

В заключении можно отметить, что предложенный способ позволяет эффективно регенерировать тепловую энергию низкого потенциала в различных технологических системах, используя теплоту фазового перехода пар-вода на нагрев осушенного воздуха без прямых затрат энергии на него. Регенерация тепловой энергии предполагает замкнутость циркуляции воздуха в технологической системе и отсутствие влияний колебаний параметров воздуха в окружающей среде (по временам года) на работоспособность системы.

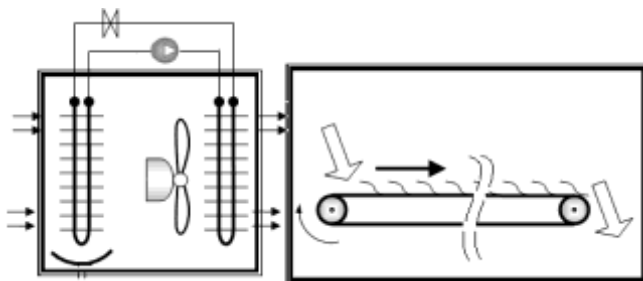


Рис. 3. Применения блока осушки в ленточных сушильных агрегатах

Избытки балансовой тепловой энергии в длительной работе системы могут быть компенсированы тепловыми потерями через ограждения в окружающую среду при сохранении высокого температурного режима.

УДК 620.9

А.А. ГЕНВАРЕВ, к.т.н., доцент,
Н.Н. ПРОНИН, аспирант,
В. В. СМИРНОВ, аспирант
(ИГЭУ)

Расчет тепловых потерь и падения температуры теплоносителя по длине трубопровода

Необходимость в определении тепловых потерь в тепловых сетях возникает как при проектировании, так и для эксплуатационных режимов. Следует заметить, что уменьшение нормативных тепловых потерь, с введением нового СНиПа на тепловую изоляцию, практически можно реализовать либо при проектировании новых сетей, либо при капитальном ремонте действующих. Ограничением применения новых нормативов является строительная часть тепловых сетей – габариты железобетон-

ных каналов, расстояний между опорами и межосевого расстояния между трубами.

Существующая методика теплового расчета [1], ориентированная на «ручной» расчет, учитывает лишь тепловые параметры, без учета гидравлических, которые изменяются при движении жидкости по подающему и обратному трубопроводам.

Кроме того, на эффективность теплоснабжения потребителей в значительной степени влияет температура сетевой воды, поступающей к потребителям. Поэтому эффективность тепловой изоляции является различной для потребителей расположенных близко к источнику теплоснабжения и удаленных. При этом на основании величин падения температуры производится корректировка расхода сетевой воды к потребителям в сторону увеличения.

Эффективность тепловой изоляции необходимо проверять и на различные режимы по расходу сетевой воды. Так в зимнее время по трубопроводам циркулирует сумма расходов сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. В летнее время по тем же трубопроводам подается расход воды только на горячее водоснабжение, что приводит к значительному увеличению падения температуры сетевой воды и зачастую к невозможности обеспечения температуры горячей воды 60-70 °С.

Для методики расчета тепловых потерь и падения температуры теплоносителя необходимо решение системы дифференциальных уравнений падения температуры и давления теплоносителя. Связь гидравлических и тепловых параметров осуществляется с помощью уравнений термодинамического состояния воды [3], определяющих зависимости плотности и энтальпии воды от давления и температуры.

Система дифференциальных уравнений подающего и обратного трубопровода при надземной прокладке имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\tau - t_0}{R} \cdot (1 + \beta) \cdot dl &= -G \cdot c \cdot d\tau \\ -dp &= R_1 \cdot (1 + \alpha) \cdot \frac{\rho_1}{\rho} \cdot dl \end{aligned} \right\}$$

Система дифференциальных, описывающих потери давления и температуры одновременно для подающего и обратного трубопроводов при канальной и бесканальной прокладке состоит из 4-х уравнений. Это связано с тем, что теплоотдача от поверхности изоляции происходит к воздуху, находящемуся внутри канала и происходит взаимодействие тепловых потоков от подающего и обратного трубопроводов. (При бесканальной прокладке учитывается теплоотдача от поверхности изоляции к грунту, и взаимодействие тепловых потоков от подающего и обратного трубопроводов)

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\tau_p}{dl} &= \frac{G_p \cdot \frac{\partial h_p}{\partial p} \cdot R_{1p} \cdot (1 + \alpha_p) \cdot \frac{\rho_{1p}}{\rho_p} - \frac{\tau_p - t_k}{R_p} \cdot (1 + \beta_p)}{G_p \cdot \frac{\partial h_p}{\partial t}} \\ \frac{dp_p}{dl} &= -R_{1p} \cdot (1 + \alpha_p) \cdot \frac{\rho_{1p}}{\rho_p} \\ \frac{d\tau_o}{dl} &= \frac{G_o \cdot \frac{\partial h_o}{\partial p} \cdot R_{1o} \cdot (1 + \alpha_o) \cdot \frac{\rho_{1o}}{\rho_o} - \frac{\tau_o - t_k}{R_o} \cdot (1 + \beta_o)}{G_o \cdot \frac{\partial h_o}{\partial t}} \\ \frac{dp_o}{dl} &= -R_{1o} \cdot (1 + \alpha_o) \cdot \frac{\rho_{1o}}{\rho_o} \end{aligned} \right\}$$

где: τ_p, τ_o - текущие по длине температуры воды в подающем и обратном трубопроводах, °C;

G_p, G_o - расходы сетевой воды по подающему и обратному трубопроводам, кг/с;

R_{1p}, R_{1o} - величины удельных падений давления по параметрам в начале трубопровода для подающего и обратного трубопровода, Па/м;

α_p, α_o - доли местных гидравлических потерь;

ρ_{1p}, ρ_{1o} - величины плотностей воды в начале трубопроводов, кг/м³;

ρ_p, ρ_o - текущие по длине плотности воды в подающем и обратном трубопроводах, кг/м³;

β_p, β_o - доли местных потерь тепла;

t_k - текущая по длине трубопроводов температура воздуха в канале, °C.

Плотность ρ определяют по формуле:

$$\begin{aligned} \frac{10^3}{\rho} &= 114.332\tau - 431.6382 + \frac{706.5474}{\tau} - \frac{641.9127}{\tau^2} + \frac{349.4417}{\tau^3} - \frac{113.8191}{\tau^4} + \frac{20.5199}{\tau^5} \\ &- \frac{1.578507}{\tau^6} + \pi \left(-3.117072 + \frac{6.589303}{\tau} - \frac{5.210142}{\tau^2} + \frac{1.819096}{\tau^3} - \frac{0.2365448}{\tau^4} \right) + \\ &+ \pi^2 \left(-6.417443 + 19.84842 - \frac{24.00174}{\tau} + \frac{14.21655}{\tau^2} + \frac{4.13194}{\tau^3} - \frac{0.4721637}{\tau^4} \right) \end{aligned}$$

Энтальпию h воды определяют по формуле:

$$h = 7809.09\sigma - 13868.72 + \frac{12725.22}{T} - \frac{6370.893}{T^2} + \frac{1595.86}{T^3} - \frac{159.9064}{T^4} + \pi \left(\frac{9.488789}{T} \right) + \pi^2 \left(-148.113\sigma + 224.3027 - \frac{111.4602}{T} + \frac{18.15823}{T^2} \right)$$

Основными целями работы являются:

- - разработка эффективного метода определения фактических тепловых потерь как на магистральном трубопроводе, так и на ответвлениях;
- - анализ существующих изоляционным материалов и конструкций а также разработка предложений по их комбинированию, либо созданию иных;
- - комбинирование наладочного гидравлического расчета с тепловым;
- - разработка адекватной расчетной модели на ЭВМ.

Литература

1. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. / Е.Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
2. СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и теплопроводов».
3. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя. МИ 2412-97. Введена в действие с 01.09.1997 г.

УДК 620.179.6

Е.В. ИЗМАЙЛОВА, аспирант
Ю.В. ВАНЬКОВ, д.т.н., проф.
(КГЭУ) г. Казань

Метод акустической эмиссии при диагностировании состояния тепловых сетей

Повышение качества технической диагностики трубопроводов, выработавших свой нормативный срок, на предприятиях различного назначения на сегодняшний день является актуальной задачей. Анализ причин отказов с течением времени трубопроводных систем показал, что в процессе эксплуатации более вероятны местные или локализованные повреждения, а не повальное ухудшение свойств материала по всей длине трубопровода. Причинами таких повреждений являются интенсивные пластические деформации, развивающиеся в зонах перенапряжений из-за технологических дефектов, дефектов монтажа (сварка под напряжением), интенсивных очагов коррозионных повреждений, подвижек грунта, температурных и других воздействий, приводящих к неоднородным статическим и динамическим нагрузкам.

Совокупность эксплуатационных нагрузок вызывает локальное образование двух основных типов повреждений, приводящих в конечном итоге к разрушению трубопровода – это трещиноподобные дефекты и дефекты коррозионной природы. В этой связи необходима оценка технического состояния трубы в потенциально опасных областях.

В оценке эффективности деятельности теплоснабжающих организаций важным являются показатели, от которых зависит надежность и эффективность тепловых сетей. Она зависит от многих факторов, таких как:

- качество поддержания технического состояния тепловых сетей;
- режимная надежность;
- качество аварийно-восстановительных работ;
- качество строительства и замены тепловых сетей;
- управление надежностью на предприятии.

При проведении технической диагностики и экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) трубопроводных систем необходимо применение комплексного подхода с использованием интегральных методов неразрушающего контроля (НК), позволяющих осуществлять диагностирование опасных дефектов, возникающих в процессе эксплуатации по всей длине диагностируемого участка.

Неразрушающий контроль (НК) – это контроль свойств и параметров объекта, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к использованию и эксплуатации.

Традиционные методы неразрушающего контроля (такие, как ультразвуковой, радиационный, токовихревой) обнаруживают геометрические неоднородности путем излучения в исследуемую структуру некоторой формы энергии. Акустическая эмиссия использует другой подход: во-первых, источником сигнала служит сам материал, а не внешний источник, т.е. метод является пассивным (а не активным, как большинство других методов контроля). Во-вторых, в отличие от других методов, акустико-эмиссионный обнаруживает движение дефекта, а не статические неоднородности, связанные с наличием дефектов, т.е. метод акустической эмиссии обнаруживает развивающиеся, а потому наиболее опасные дефекты.

Среди интегральных способов диагностики трубопроводов метод акустической эмиссии (АЭ) практически не имеет альтернативы. Это единственный метод, который позволяет в реальном времени следить за характером образования и развития дефектов в материале всего объекта в целом, в режиме эксплуатации без изменения рабочего режима и без проведения дополнительного вскрытия теплотрассы (шурфовки). По оценкам специалистов достоверность результатов диагностирования методом акустической эмиссии оказывается на уровне 90 %.

Метод АЭ основан на принципе генерации акустических сигналов в местах нарушения структуры металла при резком повышении давления рабочей среды и регистрации волн упругих напряжений, возникающих в

материале конструкции в результате зарождения и развития различного рода дефектов. Сам метод нашел широкое применение при диагностике состояния энергетических агрегатов.

Основными преимуществами метода акустической эмиссии перед традиционными методами неразрушающего контроля являются следующие:

- Интегральность метода, которая заключается в том, что, используя один или несколько датчиков, установленных неподвижно на поверхности объекта, можно проконтролировать весь объект целиком (100% контроль). Это свойство метода особенно полезно при исследовании труднодоступных (не доступных) поверхностей контролируемого объекта.

- В отличие от сканирующих методов неразрушающего контроля, метод АЭ не требует тщательной подготовки поверхности объекта контроля. Следовательно, выполнение контроля и его результаты не зависят от состояния поверхности и качества ее обработки. Изоляционное покрытие (если оно имеется) снимается только в местах установки датчиков.

- Обнаружение и регистрация только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам (или по другим косвенным признакам – форме, положению, ориентации дефектов), а по степени их опасности (влияние на прочность) для контролируемого объекта.

- Дистанционность метода – возможность проведения контроля при значительном удалении оператора от исследуемого объекта. Данная особенность метода позволяет эффективно использовать его для контроля (мониторинга) ответственных крупногабаритных конструкций, протяженных или особо опасных объектов без вывода их из эксплуатации и вреда для персонала.

- Возможность отслеживания различных технологических процессов и оценка технического состояния объекта в режиме реального времени, что позволяет предотвратить аварийное разрушение контролируемого объекта.

Особенностью метода АЭ, ограничивающей его применение, является в ряде случаев трудность выделения сигналов акустической эмиссии из помех. Это связано с тем, что сигналы акустической эмиссии являются шумоподобными, поскольку акустическая эмиссия является случайным импульсным процессом. При развитии дефекта, когда его размеры приближаются к критическому значению, амплитуда сигналов акустической эмиссии и темп их генерации резко увеличивается, что приводит к значительному возрастанию вероятности обнаружения такого источника акустической эмиссии.

Метод акустической эмиссии позволяет получать огромные массивы информации, оперативно и с минимальными затратами регулировать и продлевать эксплуатационный цикл ответственных промышленных объектов, помогает в прогнозировании вероятности возникновения аварийных разрушений и катастроф. Широкие возможности метода контроля

акустической эмиссии предоставляет и при исследовании различных свойств материалов, веществ, конструкций.

Обработка и анализ сигнала АЭ в разрабатываемом комплексе производится программной средой LabVIEW.

LabVIEW (Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench) — это среда разработки и платформа для выполнения программ, созданных на графическом языке программирования «G» фирмы National Instruments (США).

LabVIEW поддерживает огромный спектр оборудования различных производителей и имеет в своём составе многочисленные библиотеки компонентов. Программирование осуществляется на уровне функциональных блок-диаграмм.

Сочетание графического языка программирования и современного компилятора позволяет значительно сократить время разработки сложных систем при сохранении высокой скорости выполнения программ.

Отметим, что на основе комплексного диагностического подхода АЭ диагностика трубопроводов позволяет делать обоснованные выводы о процессах зарождения и развития опасных повреждений и, в конечном итоге, о техническом состоянии объекта.

СЕКЦИЯ «ТЕПЛОБМЕН В ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТАНОВКАХ

УДК 620.93

О.И. ГОРИНОВ, к.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Производство газообразного топлива и энергии на основе термической переработки твердых бытовых отходов

Проблемой переработки ТБО занимаются всего около тридцати лет и за этот отрезок времени выработалась определенная тенденция – нейтрализовать их отрицательные свойства, одновременно извлекать полезные компоненты и/или производя новое топливо и энергию. В связи с прогнозируемой исчерпаемостью традиционных природных источников энергии производство искусственного топлива и энергии из ТБО является приоритетной и важной, причем запасы этого сырья в России оцениваются в 80 млрд. тонн и они неуклонно пополняются.

В настоящее время в мировой практике известно более 30 технологий переработки ТБО, в результате которых производится топливо и энергия. Многие из них эксплуатируются в Германии, Японии, Дании, США и других странах. Все эти технологии по методам преобразования исходного сырья можно разделить на три группы:

- анаэробная ферментация (получение биогаза);
- сжигание (получение тепловой энергии);
- термическое разложение (получение пиролизного и/или генераторного газа и на его основе тепловую энергию).

Перечисленные методы имеют свои специфические особенности и корни на которых они основаны.

Анаэробная ферментация или биоэнергетика основана на захоронении ТБО в специально подготовленных и изолированных от внешней среды площадях. Внутри слоя захоронения проложена сеть трубопроводов в которые собирается биогаз, полученный в результате биохимического разложения органической субстанции. Биогаз состоит в основном из метана, конечным продуктом в захоронении остаются минерализованные вещества. Биоэнергетика очевидно имеет основание на развитие в области безотходного сырья. В условиях сложного морфологического состава ТБО в переработке по методу анаэробной ферментации появляются вторичные отходы, и возникает вопрос об их нейтрализации. Кроме того методы анаэробной ферментации не решают проблему складированных

отходов (свалок). Захоронение – одно из самых неудачных решений ликвидации ТБО.

Сжигание один из наиболее распространенных и технически отработанных методов промышленной переработки ТБО. Судя по зарубежным данным, технология прямого сжигания ТБО представляет экологическую опасность вследствие токсичных выбросов (тяжелые металлы, дибензодиоксины, дибензофураны и др.). Масса твердого остатка после сжигания достигает 30% от исходного сырья. Эти вторичные отходы обладают порой более отрицательными свойствами чем исходное сырье и затраты на их вторичную нейтрализацию соизмеримы с первичными. Кроме того процессы сжигания ТБО требуют их предварительной подготовки (сортировки, сушки, сепарации).

В связи со сложностью выполнения природоохранных требований в последнее время прекращают деятельность многие мусоросжигательные заводы. Закрыт ряд заводов в США, в 1984 году закрыт завод в Японии (г. Камаки), в том же году закрыт завод в Финляндии (Хельсинки). С 1972 г. в СНГ по проектам института «Гипрокоммунэнерго» построено 11 заводов, работающих по технологии прямого сжигания исходных ТБО (в городах Москва, Мурманск, Владимир, Владивосток, Сочи, Киев, Севастополь, Харьков). Основной вывод по всем построенным заводам – их неудовлетворительная работа и отрицательное экологическое влияние. Именно по экологическим соображениям, бывший Госкомприроды СССР закрыл все три завода в Москве.

В России не выработалось четкого взгляда на технологию мусоросжигания.

Технологии переработки ТБО на основе термических методов разложения относительно новые наиболее эффективные и одновременно одни из наименее развитых технологий энергетического использования органической части твердых бытовых отходов. Эти технологии по температурным режимам можно свести в три группы: к первой группе отнесены технологии, в которых ТБО без предварительной сортировки подвергают пиролизу в реакторах барабанного типа с внешним обогревом. Температура пиролиза 450⁰С. В результате пиролиза происходит распад отходов на пиролизный газ, углеродный твердый остаток и минеральный твердый остаток. Пиролизный газ сжигается в топке котла – утилизатора. Там же сжигается угольная составляющая твердого остатка, который после выхода из пиролизного барабана подвергается сепарированию с отделением металлов, стекла, бетона, керамики. Наиболее характерным представителем этой группы является технология «SBV» (Schwel – Brenn - Verfahren) концерна «Siemens KVV».

Во вторую группу входят технологии, в которых пиролиз при температурах 450 – 600⁰С не сепарированных ТБО дополнен газификацией твердого пиролизного остатка. Представителем такой технологии являет-

ся процесс «Noell» (Германия) и «Thermoselect» (Италия, Швейцария). При газификации твердого углеродного остатка используется кислород.

В третью группу определены технологии высокотемпературного пиролиза, в которых ТБО (предварительно сепарированные или без сепарирования) подвергаются термическому воздействию с температурой выше 1000⁰С. В этой группе представлены в основном отечественные технические решения, как: процесс пиролиза в шлаковом расплаве печи Ванюкова, плазменный пиролиз, «пиролиз – газификация» НИИ Стром-композит [3]. Высокотемпературный пиролиз обеспечивает глубокие превращения в минеральной субстанции ТБО и интенсивный распад органической субстанции с выходом большого количества свободного водорода и легких углеводородов при одновременном снижении количества, практически до нуля, тяжелых углеводородов. Высокотемпературный пиролиз – наиболее эффективное средство борьбы с вторичным синтезом полихлордибензодиоксинов.

Основой, на которой разрабатываются технологии и установки термической переработки ТБО, являются происходящие в них процессы теплообмена, газодинамики и термохимии. Как показывает произведенный анализ работ научных исследований в этих областях, то им уделено очень мало влияния. Сложилось практика разрабатывать установки и технологии термической переработки ТБО в основном используя свойства однородного органического сырья, таких как древесные отходы, низкосортные угли, угольные отходы, резиновые шины, отходы целлюлозно-бумажной промышленности и т.п. Вследствие этого многие построенные установки и технологии работают неудовлетворительно или остаются только в проектах. Твердые бытовые отходы отличаются сложным морфологическим и химическим составом, наличием повышенной влаги и неорганической частью. Кроме того слой ТБО имеет очень плохую газопроницаемость и вследствие этого фильтрация через него газов для осуществления процессов горения или пиролиза затруднена или вообще невозможна. Наличие в составе ТБО полиэтиленовой составляющей положение усугубляет – слой слипается.

Теплопроводность слоя ТБО низкая и поэтому передача тепловой энергии происходит в основном за счет фильтрации нагретых газов через слой, поэтому в процессах термического разложения очень важную роль играет одно из свойств сырья – газопроницаемость. Научные исследования в области термической переработки ТБО в основном сводятся к определению морфологического состава ТБО и на его основе по законам горения, пиролиза и газификации определяются химический и количественный состав сырья и продуктов термического разложения. Отсутствие, в достаточной мере, экспериментальных исследований объясняется рядом объективных обстоятельств, в первую очередь связанных с токсичностью продуктов разложения требующих герметизации процессов и дорогостоящей очистки. Отсутствует исследовательская информация по комплексному взаимодействию процессов внутри термическо-

го реактора и как следствие отсутствие направления математического моделирования в области термической переработки ТБО. Таким образом, процессы пиролиза, газификации и газодинамики ТБО для получения топлива и энергии малоизучены, отсутствуют методики расчетов и проектирования установок.

Нами предлагается способ [1] и конструкция [2] установки термического разложения ТБО с целью производства газообразного топлива и энергии.

Процесс термического разложения ТБО для получения газообразного топлива включающий фильтрацию газов через слой, высокотемпературный пиролиз органической части и газификацию твердого углеродистого остатка (ТУО) до настоящего времени мало изучен и исследован, ввиду с затруднениями связанными, с взаимосвязанностью и взаимного влияния этих процессов друг на друга.

Нами предлагается метод исследования, в основу которого положено выделение некоторой условной области вдоль линии протекания основных тепло-массообменных процессов при термическом разложении ТБО. Находящиеся в этой области зона подсушки, в которой происходят процессы фильтрации газов через слой, зона пиролиза, в которой происходит высокотемпературное разложение органической части ТБО на газы и твердый углеродистый остаток и зона газификации, в которой генерируются горючие газы, посредством пропускания окислительных газов через слой твердого углеродистого остатка, исследуются отдельно с учетом взаимного влияния соседних зон.

Нами созданы экспериментальные установки для исследования процессов фильтрации, пиролиза и газификации в технологии термической переработки ТБО с целью производства газообразного топлива.

Литература

1. Заявка №2010111586 от 25.03.2010 на способ термической переработки несортированных ТБО.
2. Заявка №2010112399 от 30.03.2010 установка для термического разложения несортированных ТБО.
3. Концепция НИИСтромкомполит. Термическая утилизация твердых бытовых отходов. Красноярск, 2006г.

Анализ этапов разработки нейросетевых технологий при решении задач повышения эффективности теплотехнологических установок (ТТУ)

Анализ математических моделей показывает необходимость разработки высокоэффективных нейросетевых технологий обученных на базе промышленных экспериментальных данных и сложных математических моделей. Это направление принадлежит к одному из направлений в развитии искусственного интеллекта.

Под алгоритмом понимают точное предписание о выполнении в определенном порядке системы операций для решения любой задачи из некоторого данного класса (множества) задач. В настоящее время искусственный интеллект, рассматривается как универсальный сверхалгоритм, который способен создавать алгоритмы решения конкретных задач. Существуют логический, структурный, эволюционный, имитационный подходы к построению систем искусственного интеллекта.

Под структурным подходом подразумеваются попытки построения искусственного интеллекта путем моделирования структуры человеческого мозга, которые известны под термином "нейронные сети". Эти модели различаются по строению отдельных нейронов, по топологии связей между ними и по алгоритмам обучения.

Для моделей, построенных по принципам человеческого мозга характерна не слишком большая выразительность, легкое распараллеливание алгоритмов, и связанная с этим высокая производительность параллельно реализованных нейронных сетей. Нейронные сети работают при условии неполной информации об окружающей среде. Нейронная сеть состоит из множества одинаковых элементов — нейронов.

Нейросетевая технология для решения задачи повышения эффективности представляет собой компьютерную программу (или пакет программ), для реализации, которой необходимо выполнить следующие действия:

- Описать и сформировать архитектуру нейронной сети.
- Собрать данные для обучающей выборки.
- Обучить выбранную нейросеть, используя обучающую выборку.
- Протестировать обученную нейросеть.
- Сделать визуальным процесс обучения и тестирования.
- Решить поставленную задачу, обученной сетью.
- Представить результаты обучения и полученные решения.

Решение задачи с применением нейронной сети может состоять из следующих этапов (не обязательно всех и не обязательно выполняемых в указанном порядке).

Первое, что необходимо сделать, это поставить задачу для нейронной сети. Решить, относится ли решаемая задача к одному из стандартных типов нейросетевых постановок: задачи классификации, задачи построения функциональной модели, задачи прогноза, задачи оптимизации и нейроматематики, задачи управления, задачи распознавания образов и обработки сигналов. На этом этапе нужно ответить на вопрос: а нужна ли вообще для решения данной задачи нейронная сеть? Или решение можно получить алгоритмическим способом. В этом случае применение нейросети обычно оказывается не эффективным.

Второе следует определить используемые в задаче признаковые пространства, при построении которых следует учесть наличие и доступность соответствующих данных, в противном случае не будет информации для обучения нейросети.

Третье, очень полезно представлять ожидаемый результат работы нейросети. Во многих случаях это приводит к более эффективному решению. Если же полученные результаты не будут соответствовать ожиданиям, то это - важная причина более фундаментально подойти к задаче.

Четвёртое, необходимо выбрать тип используемой нейросети, который во многом диктуется поставленной задачей. Для задачи классификации удобно использовать многослойный персептрон и сеть Липпмана-Хемминга. Персептрон также применим для задач идентификации систем и прогноза. При решении задач категоризации потребуются карта Кохонена, архитектура встречного распространения или сеть с адаптивным резонансом. Задачи нейроматематики обычно решаются с использованием различных модификаций модели Хопфилда.

Лучше использовать те архитектуры, свойства которых наиболее знакомы, так как это упростит интерпретацию результатов. На выбор также может повлиять наличие или отсутствие в распоряжении соответствующих программ.

Пятое необходимо отобрать данные для формирования обучающей выборки. Идеальной является ситуация, когда можно получить произвольно много различных данных для задачи. Целесообразно включение в обучающую выборку, прежде всего тех данных, которые описывают условия, близкие к условиям дальнейшего использования нейросистемы. Для практических целей следует часть обучающей выборки не использовать при обучении, а применить для последующего тестирования работы нейросети. Если в распоряжении имеется весьма ограниченный объем данных, то потребуются анализ его достаточности для решения задачи. Обычно это оказывается непростым вопросом. Одним из решений может быть уменьшение размерности признаковых пространств задачи. В лю-

бом случае, обучающих данных должно быть больше, чем обучаемых параметров нейросети.

Шестое, необходимо решить вопрос об использовании существующих нейросетевых программ или разрабатывать собственную программу. Для практических целей лучше предпочесть использование существующую программу. Это обеспечит выполнение стандартов и доказательность полученных вами результатов.

Седьмое, необходимо проанализировать результаты. Это одна из самых важных фаз решения задачи. Для полноты анализа следует позаботиться о наглядности результатов, используя представление их в графическом виде.

Таблица 1. Анализ этапов разработки нейросетевой технологии при решении задач эффективности ТТУ

Название нейросетевой технологии	№ этапов разработки						
	1	2	3	4	5	6	7
Разработка нейросетевой технологии для повышения эффективности использования многоцелевых вычислительных комплексов при решении задач теплообмена	а)	а)	а)	а)	а)	а)	а)
Разработка нейросетевой технологии для обоснованного выбора утилизационной установкой с использованием математических моделей отражающих работу ТТУ и сопряжённого с ней оборудования	б)	б)	б)	а)	а)	а)	б)
Использование нейросетевых технологий для повышения энергоэффективности теплотехнологических и энергетических установок	а)	в)	в)	а)	б)	а)	а)
Использование нейросетевых технологий для повышения энергетической эффективности газовой утилизационной бескомпрессорной турбины (ГУБТ)	в)	в)	г)	а)	б)	а)	в)
Применение нейросетевой технологии при прогнозировании точности вычисления параметров качества нагрева металла в камерных печах в пакете Phoenix	а)	г)	в)	а)	б)	а)	а)
Обучение нейросетей с помощью сложных математических моделей и на этой основе более совершенная организация работы ТТУ	г)	а)	г)	а)	а)	а)	а)

1 этап признаки – а) задача прогноза; б) задача классификации; в) построения функциональной модели г) задача управления.

2 этап признаки – а) признаковое пространство неограниченно; б) ограничено производительностью ТТУ; в) признаковое пространство

ограничено диапазоном экспериментальных данных; г) сложно выбрать параметры для признакового пространства.

3 этап признаки – а) существует эталон; б) не вызывает затруднений; в) ограничено экспериментом г) с определенной погрешностью.

4 этап признаки – а) многослойный перцептрон.

5 этап признаки – а) данные идеальны; б) данные ограничены.

6 этап признаки – а) лучше использовать существующие программы.

7 этап признаки – а) таблицы Excel; б) в виде графика; в) специальная программа.

УДК 536.24

Н.Н. ЕЛИН, д.т.н., профессор,
Г.В. РЫБКИНА, инженер,
М.Ю. ОМЕТОВА, к.т.н.
(ИГАСУ), г. Иваново

Математическое моделирование нестационарных процессов конвективно-радиационного теплообмена

Сократить энергоёмкость современных промышленных печей можно за счёт утилизации вторичных энергоресурсов (ВЭР). Потери теплоты с уходящими продуктами сгорания с температурой на выходе из рабочего пространства печи 1000 °С и более составляют до 40–60 % общих потерь. [1]. Для утилизации этих ВЭР наиболее эффективны регенеративные теплообменные аппараты с насадками строительных конструкций.

Известные методы теплового расчёта [1], [2] и экспериментальные исследования не позволяют получить объективную информацию о температурных полях в насадке и теплоносителях и решать оптимизационные задачи, которые заключаются в поиске геометрических и режимных параметров регенеративных теплообменников. Решать эти задачи можно путем математического моделирования нестационарных процессов конвективно-радиационного теплообмена.

В процессе моделирования движение теплоносителей принималось одномерным, температурные поля в насадке – трёхмерными. Предлагаемая математическая модель, включающая уравнение энергии в насадке и теплоносителе, уравнение неразрывности и уравнение состояния газа, позволяет рассчитывать как динамику процессов прогрева насадки, так и установившиеся режимы работы. При этом учитывается зависимость теплофизических параметров теплоносителя от температуры, а давление вдоль потока считается постоянным. Контроль точности вычислительного эксперимента проводится по балансу тепловой энергии.

Разработанная математическая модель и её компьютерная реализация апробирована на реальном объекте – регенеративном воздухоподогревателе стекловаренной печи. В результате вычислительных экспериментов удалось добиться максимально близкого совпадения экспериментальных и расчётных результатов (порядка 5 - 7 %), что позволяет рекомендовать эту методику для практического применения.

В качестве критерия оптимальности нами выбрана максимальная тепловая мощность регенератора, т.е. количество теплоты, передаваемой от дымовых газов к нагреваемому воздуху за один цикл.

По результатам проведённых исследований рекомендованы следующие технические решения для повышения эффективности обследуемой печи:

- изменение продолжительности цикла (режимная оптимизация)
- изменение геометрических размеров насадки (конструктивная оптимизация).

На рис. 1 представлены результаты расчетов зависимости тепловой мощности регенератора (критерия оптимальности) от продолжительности цикла и геометрических размеров живого сечения для прохода теплоносителей.

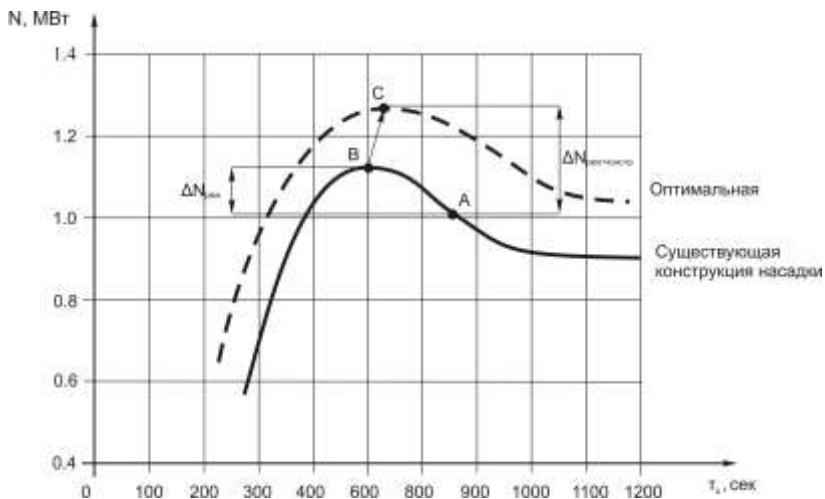


Рис. 1. Зависимость тепловой мощности регенератора от продолжительности цикла (режимная оптимизация): А – существующий режим работы, В – предлагаемый при режимной оптимизации (оптимальный), С – при геометрической и режимной оптимизации, $\Delta N_{\text{реж}}$ – эффект от режимной оптимизации (увеличение тепловой мощности), $\Delta N_{\text{реж+констр}}$ – эффект от режимной и геометрической оптимизации

Расчеты показали, что максимальная тепловая мощность регенератора, обеспечивающая максимальную степень утилизации теплоты уходящих продуктов сгорания топлива, достигается при времени полуцикла ≈ 320 сек и геометрических размерах живого сечения для прохода теплоносителей 25×400 мм для данной конструкции теплообменного аппарата. Предлагаемые выше рекомендации позволят увеличить тепловую мощность регенератора на 23%, рис. 1.

Литература

1. **Лемлех, И.М.** Высокотемпературный нагрев воздуха в черной металлургии / И.М. Лемлех, В.А. Гордин. – М.: Metallurgizdat, 1983. – 357 с.
2. **Теплотехнические** расчеты металлургических печей /В.Ф. Зобнин, М.Д. Казаев, Б.И. Китаев и др. М.: Металлургия, 1982 – 528 с.

УДК 621.438

О.Ю. НАГОРНАЯ, аспирант;
В.А. ГОРБУНОВ, к.т.н., доцент;
О.И.ГОРИНОВ, к.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Анализ схем изменения характеристик доменного газа до заданных параметров

В настоящее время энергосбережение провозглашено важнейшим элементом социально-экономической политики. Каждое предприятие стремится в максимальной степени использовать все внутренние ресурсы и резервы производства путем применения энергосберегающих технологий. Полученное при этом снижение энергетических затрат является мощным резервом повышения конкурентоспособности продукции и увеличения экономического потенциала предприятия.

Черная металлургия – это одна из отраслей промышленности, где велики резервы для ресурсосбережения. В частности доменное производство является одним из крупных источников ВЭР.

При повышении давления газа в доменных печах процессы в них идут значительно лучше. Все крупные печи работают с повышенным давлением газа в печах. Достигается это установкой специальных автоматических дроссельных устройств, создающих подпор. Повышение давления газов в печи требует повышения давления дутья и увеличения мощности дутьевых турбокомпрессоров, но, несмотря на это, оно по совокупности оказалось экономически выгодным.

Эффективность работы доменных печей с повышенным давлением еще более возрастает при использовании избыточного давления доменного газа. На металлургических заводах необходимое и допустимое дав-

ление в разводящих магистралях доменного газа равно 0,108-0,15 МПа. Крупные доменные печи имеют давление газа на выходе примерно 0,35 МПа. Для использования потенциальной энергии доменного газа применяют различные утилизационные технологии.

Доменный газ может направляться в газовую утилизационную бескомпрессорную турбину (ГУБТ). То, что турбина является утилизационной, т.е. должна работать по вынужденному графику расхода и параметров рабочего тела, предъявляет особые требования к ее конструкции, регулированию и т.д. Отсутствие компрессора существенно изменяет характеристику газотурбинного двигателя по сравнению с компрессорным (температура газа перед турбиной, внутренний относительный КПД турбины и другие факторы иначе влияют на полезную мощность и КПД).

Основными возможными схемами установки ГУБТ для использования избыточного давления доменного газа являются [1,2]:

1. Установка ГУБТ с подогревом газа без регенерации тепла (схема № 1). Доменный газ после тонкой газоочистки проходит смешивающий подогреватель и поступает в ГУБТ. Расширившись и совершив работу в турбине, газ направляется в заводскую магистраль чистого газа и далее к потребителям.

2. Установка ГУБТ при сухих горячих газоочистках (схема № 2). Интерес к сухим газоочисткам объясняется тем, что при них отпадает необходимость в дорогом и сложном шламовом хозяйстве мокрых газоочисток. При сухих горячих газоочистках установки ГУБТ получаются достаточно простыми и экономичными. Все оборудование состоит из низкотемпературной ГУБТ, нет теплообменников или подогревателей перед турбиной, нет потребности в топливе и сжатом воздухе для горения. Так как отсутствуют теплообменники, не будет потерь давления.

3. Установка ГУБТ без подогрева газа при мокрых газоочистках (схема № 3). Основным достоинством данной схемы является то, что она может быть осуществлена при применяемых в настоящее время и хорошо освоенных «мокрых» газоочистках.

Каждая из этих схем может иметь свои модификации. В пределах каждой модификации разными могут быть температуры газа перед турбиной, а также давление газа. Для определения оптимальной схемы необходим детальный и всесторонний анализ каждой схемы.

Для условий подавляющего большинства заводов лучшими экономическими показателями характеризуются схемы № 2, 3, являющиеся к тому же и более простыми.

Схема № 2 характеризуется несколько более высокими показателями. Однако она в настоящее время неосуществима, так как сухие, горячие газоочистки в промышленном масштабе еще не освоены.

Существенным преимуществом схемы № 3 является то, что она гораздо легче приспособляется к изменениям расходов и давлений газа.

При выборе схемы использования избыточного давления газа необходимо учитывать также следующие обстоятельства, которые не могут быть оценены

определенной суммой в обычных экономических расчетах, но фактически значительно влияют на экономичность установки.

1. Экономические показатели ГУБТ весьма сильно зависят от годовой выработки электроэнергии на них. Схема № 1 характеризуется более высокой себестоимостью электроэнергии, чем схема № 3, только потому и могут конкурировать с ними, что дают значительно большую выработку электроэнергии на располагаемом количестве сжатого доменного газа.

2. В связи со специфическими условиями работы доменных печей возможны неожиданные резкие падения давлений доменного газа и даже кратковременные или длительные прекращения подачи его к ГУБТ. В эти моменты должна прекращаться подача воздуха в смешивающий подогреватель и гаситься факел в нем; в противном случае возможно образование взрывчатых смесей газа и воздуха. После восстановления давления и расхода газа, что может произойти почти сразу, факел в подогревателе надо зажечь заново.

Резкие смены температур газа перед турбиной, вызываемые гашением и зажиганием факела (так называемые тепловые удары), будут вредно сказываться на оборудовании и вызывать опасные температурные напряжения, перемещения элементов турбины и газопроводов, появление неплотностей в регенераторе и т. п. Хотя отмеченное вредное влияние толчков давления расхода газа в схеме № 1 и можно свести к минимуму при помощи соответствующих автоматических и защитных устройств, они все же усложняют установку и условия ее эксплуатации и делают ее менее надежной.

В случаях, когда давление газа снижается до величин, соответствующих холостому ходу ГУБТ или близких к нему, газ в турбине почти не будет совершать полезной работы и температура его в ней почти не снизится. Это также потребует резкого уменьшения температуры подогрева газа перед турбиной при схеме № 1.

3. Схемы № 2 и 3 легко полностью автоматизировать так, чтобы они работали без непрерывного наблюдения обслуживающего персонала. В схемах, сжигающих топливо, это сделать труднее в связи с высокими требованиями, предъявляемыми к безотказности работы автоматических устройств.

4. При схеме № 1 доменный газ балластируется продуктами сгорания, ухудшающими условия и показатели его использования (ниже температуры горения возрастают конвективные поверхности нагрева у потребителей газа, потери с уходящими газами, расходы на тягу и транспорт газа и т. п.).

5. ГУБТ могут до нескольких раз в сутки переходить на моторный режим. При схемах с высоким подогревом, когда мощности ГУБТ достигают 20000 кВт и выше, переход на моторный режим связан с большими осложнениями.

Кроме этого, при выборе схемы использования избыточного давления газа, необходимо произвести оценку эффективности утилизации энергии доменного газа для производства электрической энергии в процессе доставки его от доменных печей до потребителя по коэффициенту полез-

ного действия брутто [3]. Он равен отношению электрической энергии полученной на клеммах генератора газовой утилизационной бескомпрессорной турбины к сумме потерь энергий (потенциальной, внутренней и химической) при прохождении доменного газа от доменной печи через газоочистку и турбину к потребителю.

Литература

1. **Сазанов Б.В.** Доменные газотурбинные установки. М.: Metallurgia, 1965.
2. **Сазанов Б.В., Ситас В.И.** Теплоэнергетические системы промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. **Нагорная О.Ю., Горбунов В.А., Горинов О.И.** Показатель эффективности использования энергии доменного газа // Состояние и перспективы развития электротехнологии. XII Бенардосовские чтения: Тез. докл. международной научно-технической конференции. – Иваново: ГОУ ВПО «ИГЭУ имени В.И. Ленина», 2005. Т.2. – С. 37.

УДК 66. 041

Е.Н. ГНЕЗДОВ, к.т.н., доцент,
Н.Е. ГНЕЗДОВ, к.т.н., доцент,
А.В. ТУМАНОВА, студентка (ИГЭУ)
В.А. КОСЕНКО, А.В. ПАНОВ (ООО «НЗКМ 2007»)

Опыт использования комплекса приборов «Терем-4» для теплотехнологического обследования туннельной сушилки керамических изделий

Измерительно-регистрирующий комплект «Терем-4» применялся на ЗАО «Норский керамический завод» г. Ярославль [1]. Для ООО «НЗКМ 2007» г. Нерехта он состоит из следующих элементов (рис. 1).

1). Центральный блок «Терем-4», предназначенный для программирования работы всего комплекта, контроля регистрации и отображения на дисплее информации, поступающей от датчиков через адаптеры.

2). Три адаптера, к которым подключаются датчики (по 10 датчиков к каждому). Адаптер имеет разъемы для подключения к центральному блоку и следующему адаптеру.

3). Измерительные датчики, распределенные по каналам адаптеров как показано на рис. 1.

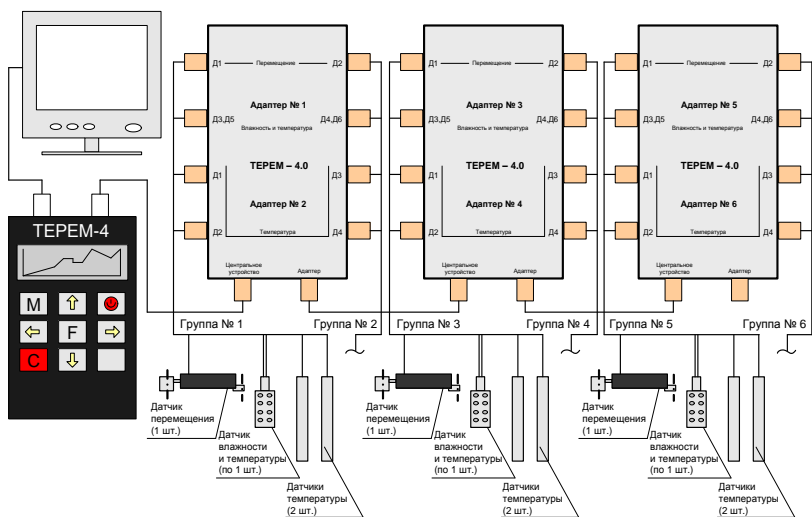


Рис. 1. Схема соединения элементов комплекта «Терем-4»

Все эксперименты выполнялись этим комплектом датчиков и приборов «Терем-4» с 6-ю группами датчиков. Каждый эксперимент отличался от других местами установки групп датчиков. Часто практиковалась система расположения датчиков на вагонетке, представленная на рис. 2. По такой системе был проведен эксперимент 03÷05.04.2008 г., который отличался тем, что вместе с 6-ю группами датчиков «Терем-4» были помещены на вагонетку и автономные регистраторы ТЛ-01 (см. рис. 2 справа внизу).

Датчики были установлены на вагонетке на 2-м пути в 1-м канале сушилки по схеме на рис. 2. Кроме 6-ти групп датчиков комплекта «Терем-4», размещенных по всему объему вагонетки (рис. 2), на передней грани вагонетки находились регистраторы ТЛ-01 сверху №7 и №8, снизу №9 и №10, а на задней грани - сверху №11 и №12 и снизу №13 и №14. Сушке подвергались керамические изделия – камни, размером 250×120×138 мм и пустотностью ~ 40 %.

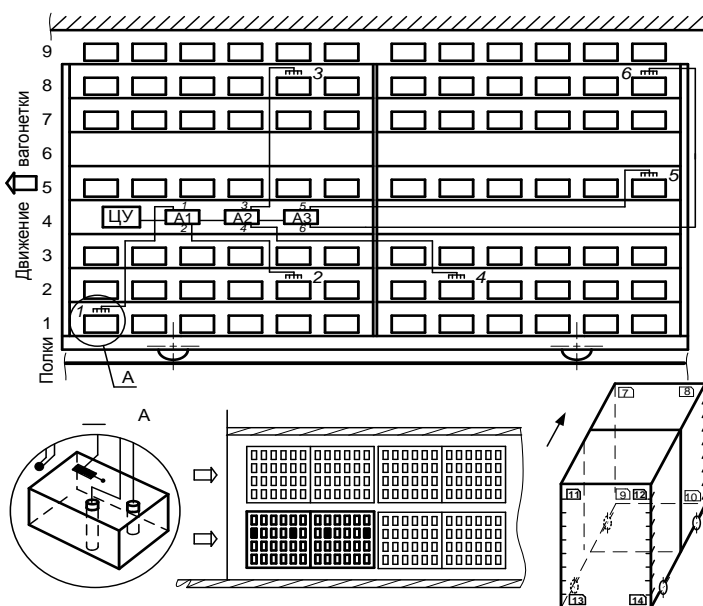


Рис. 2. Схема расположения датчиков 03+05.04.2008 г.

График толкания вагонеток отличался неравномерностью. Полученные результаты в виде кривых изменения параметров сушки приведены на рис. 3, где четко видны 3 группы соответствующих линий: влажность среды уменьшается, температура среды и изделий растет, а усадка (линии внизу) происходит на разных участках сушилки. Видно, что линии влажности имеют немонотонный характер, наблюдаются ступени продолжительностью около 3 ч через ~7 ч после начала загрузки. Заметен провал линий влажности длительностью около 6 ч для группы датчиков № 6.

Но для всех групп датчиков характерен ступенчатый подъем влажности на протяжении первых ~ 3 ч сушки, а для нижнего переднего ряда камней на вагонетке в те же 3 первых часа есть спад влажности с последующим резким подъемом, и далее ступенчатое снижение, как у всех остальных. Причем влажность для группы датчиков № 1 (нижний ряд) меньше, чем влажность в остальных местах вагонетки на протяжении всего периода сушки. А для групп датчиков № 3 и 6 (верхние ряды камней) влажность самая высокая тоже в течение всего процесса. Разница между верхними и нижними рядами по влажности воздушной среды в процессе составляет от 20 % (100 – 80, %) до 40 % (86 – 46, %).

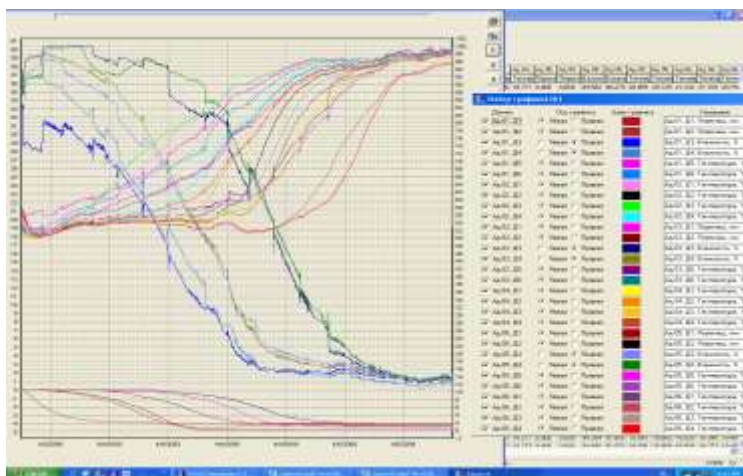


Рис. 3. Изменение параметров сушки 03+05.04.2008 г.

По результатам обследования сушилки были разработаны конкретные рекомендации, направленные на улучшение теплотехнологии производства и снижение энергозатрат при сушке керамических изделий.

Литература

1. Гнездов Е.Н., Марченко Ю.И., Пережигин Е.А. Разработка и внедрение измерительно-регистрающего комплекса для мониторинга процесса сушки керамических изделий. // Строительные материалы. – 2007. – № 2. С.74 -75.

УДК 669.162.252

О.И. ГОРИНОВ, к.т.н., профессор
В.А. ГОРБУНОВ, к.т.н., доцент,
Д.А. ДОЛИНИН, инженер
(ИГЭУ)

Исследование эффективных режимов очистки доменного газа

В настоящее время большое внимание уделяется повышению эффективности работы энергетического оборудования. На металлургических предприятиях применяется многоступенчатая очистка газа после доменных печей. При этом наиболее энергоемким оборудованием являются полый форсуночный скруббер и трубы Вентури. Существующие способы мокрой очистки не имеют контроля остаточной запыленности доменного

газа. В связи с этим расход воды на орошение обычно завышен. Также при эксплуатации оборудования размеры каналов разбрызгивающих форсунок увеличиваются, и для их нормальной работы повышают давление и, соответственно, расход воды.

Один из способов совершенствования системы газовой очистки заключается в установке устройства по контролю остаточной запыленности доменного газа и соответствующей корректировке расхода орошающей воды при поддержании требуемого качества очистки [1].

Для управления режимом подачи орошающей воды на скруббер и трубы Вентури газоочистки доменного газа предложено устройство контроля остаточной запыленности. Способ контроля остаточной запыленности доменного газа основан на отборе проб определенного количества газа из газопровода с последующим осаждением и замером влаги и пыли в ней. Данный способ и устройство подробно описаны в [2].

Способ совершенствования системы очистки доменного газа опробован и внедрен на ОАО “Северсталь” (г. Череповец). Основной задачей исследований являлось выявление запыленности доменного газа после скруббера и после труб Вентури. Были определены параметры, которые оказывают наибольшее влияние на запыленность доменного газа, и уменьшение, которых позволит сократить затраты на газоочистку и получить максимальный энергетический эффект. Эти параметры: расход орошающей воды на скруббер, расход орошающей воды на трубы Вентури и перепад давления на трубах Вентури. На основе статистических данных были определены максимальные и минимальные значения для этих параметров и, с учетом существующих технологических ограничений, выявлен диапазон их варьирования и составлен план экспериментальных исследований.

Результаты замеров запыленности доменного газа, а также средние значения варьируемых параметров и расход доменного газа приведены в табл. 1.

В процессе эксперимента производился контроль запыленности доменного газа после скруббера и труб Вентури при изменении расхода орошающей воды и перепада давления на трубах Вентури. Расход воды на орошение скруббера варьировался в интервале от 1800 м³/ч до 2500 м³/ч, а на каждую трубу Вентури от 50 м³/ч до 150 м³/ч. Перепад давления изменялся от 15 до 25 кПа.

Способ определения количества отбираемого газа основан на уравновешивании скорости газа во входном отверстии отборной трубки со скоростью газа в основном потоке газопровода, в котором она известна по расходу газа в нем и его диаметру. Этот способ известен как изокинетический.

Таблица 1. Результаты экспериментальных исследований запыленности доменного газа.

№ замера	Средний расход газа за время замера, $\text{нм}^3/\text{ч}$	Расход воды на скруббер, $\text{м}^3/\text{ч}$	Средний расход воды на трубы Вентури, $\text{м}^3/\text{ч}$	Средний перепад давления на трубах Вентури, кПа	Запыленность газа после скруббера, $\text{мг}/\text{м}^3$	Запыленность газа после труб Вентури, $\text{мг}/\text{м}^3$
1	446848	2500	145,54	21,67	2,88	0,64
2	442552	2300	150,23	19,30	9,05	0,88
3	418089	2000	153,87	17,41	0,56	0,33
4	417297	1700	148,30	16,47	2,20	1,08
5	423348	2500	127,01	14,30	11,51	1,54
6	429200	2300	128,67	14,45	45,40	0,45
7	436752	2100	132,27	13,88	34,32	4,24
8	436304	1900	134,78	13,90	14,97	1,76
9	403463	2021	102,62	16,07	36,05	13,67
10	408791	2206	123,33	22,17	26,24	6,10
11	418625	2353	123,06	22,96	20,45	4,98
12	438391	2249	124,39	22,53	14,21	2,81
13	421592	2064	128,36	22,67	15,81	2,57
14	430433	1863	130,15	22,98	22,41	1,12
15	427108	1906	131,44	24,13	23,99	2,86
16	431979	2109	124,89	18,19	22,96	3,91
17	430024	2121	109,67	18,11	30,09	4,34
18	422431	2071	89,64	16,28	28,81	4,60
19	427128	1993	90,62	16,19	39,44	1,77
20	433093	2012	73,71	15,43	30,06	0,42
21	491371	2053	146,82	21,50	44,95	6,07
22	487969	2084	146,83	15,53	14,29	1,02
23	489337	2089	99,76	23,74	11,71	0,23
24	484672	2118	99,57	20,08	19,87	0,27
24	492825	2130	88,08	14,55	13,33	0,44
26	491998	2160	54,73	15,09	2,75	0,11
27	468463	2210	53,85	22,32	4,10	0,13
28	464969	2349	52,67	20,31	81,90	0,31
29	461735	2327	66,23	15,58	40,26	0,35
30	482576	2296	97,07	18,09	33,22	0,41
31	502315	2432	148,82	21,53	136,98	1,18
32	484214	2420	134,42	18,68	87,70	0,64
33	503762	2423	94,50	22,12	89,71	0,42
34	494384	1854	102,81	21,35	34,41	0,43
35	510058	1834	111,40	16,83	51,84	0,20
36	487897	1814	147,47	20,07	91,47	0,20
37	495559	1845	126,00	21,63	41,33	0,07
38	469854	1892	47,77	18,25	52,99	0,53
39	469377	1928	53,66	21,89	51,58	0,44

Исследования показали, что при работе скруббера существует перерасход оборотной воды на орошение. При изучении работы труб Вентури было выявлено, что для достижения остаточной запыленности, рекомендованной [1], можно также значительно снизить расход воды на трубы Вентури.

Литература

1. **Правила безопасности** в газовом хозяйстве металлургических и коксохимических предприятий и производств ПБ 11-401-01.
2. **Горинов О.И., Горбунов В.А., Долинин Д.А.** Совершенствование системы очистки доменного газа // Вестник ИГЭУ. – 2009. – Вып. 2. – С.73-75.
3. **Горинов О.И., Долинин Д.А.** Повышение уровня безотходности в технологии мокрой очистки доменного газа // Тезисы докладов международной научно-технической конференции «XIV Бенардосовские чтения». – Иваново, 2007. Т. 2. – С. 48.
4. **Горбунов В.А., Долинин Д.А.** Использование нейросетевой технологии для повышения эффективности работы газоочистного оборудования после доменной печи // Тезисы докладов международной научно-технической конференции «XIV Бенардосовские чтения». – Иваново, 2007. Т. 2. – С. 43.

УДК 697.347

В.А. ГАЛКОВСКИЙ, к.т.н., доцент
А.М.ФОКИН, ст. преподаватель
(Филиал ГОУВПО «МЭИ(ТУ)» в г. Смоленске)
г. Смоленск

Экономическая эффективность учёта тепловой энергии у потребителей различной мощности

Необходимость организации учёта тепловой энергии, отпускаемой и потребляемой теплопотребляющими установками потребителей различных форм собственности и производственного назначения в настоящее время не вызывает сомнений. Учёт тепловой энергии является первым шагом на пути энергосбережения – для того, чтобы экономить энергоресурсы (в данном случае, тепловую энергию), необходимо точно знать объём и график потребления тепла. Кроме того, в соответствии с федеральным законом об энергосбережении 2003 года всё количество вырабатываемых, транспортируемых и потребляемых на территории страны энергоресурсов должно учитываться посредством приборов учета.

С точки зрения потребителя целесообразность установки теплосчётчиков заключается в снижении расходов на оплату тепловой энергии – стоимость тепла при оплате по показаниям приборов учёта оказывается, как правило, ниже, чем при оплате по расчетным нагрузкам. При этом величина сэкономленных средств определяется суровостью климата для

данного региона, состоянием наружных ограждающих конструкций зданий и энергоёмкостью производственного процесса предприятия.

Затраты же на организацию учёта складываются из стоимости оборудования, разработки и согласования проекта теплосчётчика, монтажных и пусконаладочных работ, обслуживания (регламентные работы, работы по проверке и ремонту приборов) и зависят от тепловой мощности потребителя.

Срок окупаемости приборов можно рассчитать по формуле:

$$T = \frac{З}{\delta \cdot Q \cdot C \cdot N \cdot 24 \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.ср.}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р}}}},$$

где $З$ – затраты на теплосчётчик, руб.;

δ – удельная экономия в оплате за тепловую энергию;

Q – установленная мощность потребителя, Гкал/ч;

C – стоимость 1 Гкал тепла, руб.;

N – продолжительность отопительного сезона, сут.;

24 – количество часов в сутках;

$t_{\text{р}}$ – расчётная температура наружного воздуха, °С;

$t_{\text{вн}}$ – внутренняя температура, °С;

$t_{\text{р.ср.}}$ – средняя температура за отопительный сезон, °С.

График зависимости срока окупаемости от затрат на приборы и тепловой мощности объекта, рассчитанный для климатических условий г. Смоленска и стоимости 1 Гкал тепла 1000 рублей представлен на рис.1.

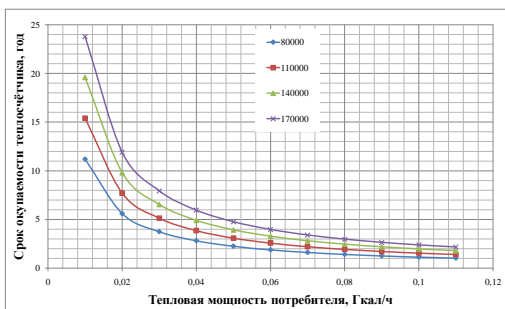


Рис. 1. График зависимости срока окупаемости от затрат на приборы и тепловой мощности объекта

Линии на графике соответствуют различной стоимости узла учета в рублях.

Таким образом, в некоторых случаях при определённом соотношении мощности объекта и затрат на учёт тепла экономическая целесообразность приборного учёта будет сомнительной. В частности, у потребителей с нагрузками 0,01-0,02 Гкал/ч (одно- и двухэтажные жилые дома, небольшие административные и общественные здания) срок окупаемости сопоставим со сроком службы самого прибора.

УДК 621.365

Д.С. ЯЛХОВСКИХ, аспирант;
В.А. ГОРБУНОВ, к. т. н., доцент
(ИГЭУ)

Модернизация системы газоочистки печи выработки стеклянных микросфер методами математического моделирования

В настоящее время, в связи с интенсивным развитием техники, возросли требования к созданию новых композиционных материалов, способных к длительной эксплуатации в жестких условиях – под действием высоких температур, больших и разнообразных механических нагрузок, химически активных сред, излучений и т.д. Любая техническая проблема, где требуется снижение веса при низкой теплопроводности, высокой прочности и экономии объема, повышенной устойчивости к эрозии и агрессивным средам может быть решена с применением микросфер.

Технология получения ПСМ представляет собой сочетание сложных физико-химических и гидродинамических процессов, происходящих при образовании полых микросфер из микрочастиц расплава стекла при их раздуве.

На ОАО «НПО Стеклопластик» в системе газовой очистки используются последовательно установленные одиночный циклон СКЦН и батареи циклонов СЦН-50, СЦН-40. Математическое моделирование работы данных циклонов по улавливанию ПСМ из потока газа (т.е. получение готового продукта), а также физические эксперименты показали, что эффективность их работы составляет порядка 65-70%. Таким образом, потери годного продукта к абсолютной величине составляют около 280 кг/сут. При численном расчете системы газоочистки печи сферолизации были построены точные математические модели циклонов и проведена верификация данных получаемых при физическом эксперименте и расчетным путем. Результаты сравнения показали, что расчет системы газоочистки в численно-программном комплексе дает допустимую погреш-

ность по сравнению с экспериментом. В результате было принято решение о модернизации газоочистной системы на основе математического моделирования. Изучив рынок промышленных аппаратов газовой очистки, обобщив опыт внедрения производств ПСМ в России и за границей, было принято решение о замене одного циклона на более эффективный циклон фирмы «Планета-Эко». Была построена математическая модель данного аппарата и проведены численные исследования его работы, что позволило качественно оценить очистку печных газов в новой газоочистной системе и принять решение о её внедрении.

УДК 620.93

О.Ю. НАГОРНАЯ, аспирант; В.А. ГОРБУНОВ, к.т.н., доцент;
О.И. ГОРИНОВ, к.т.н., профессор
(ИГЭУ)

Разработка структуры нейроимитатора теплотехнологических процессов термической переработки ТБО

Целью создания математической модели установки, имитирующей теплотехнологические процессы термической переработки твердых бытовых отходов (ТБО), является определение режимных параметров её работы в оптимальном режиме. В качестве целевой функции оптимизации режима работы установки принимается максимальный выход тепловой энергии термогаза на единицу массы ТБО. В качестве метода моделирования работы установки термической переработки ТБО выбран метод моделирования с помощью нейронных сетей.

При решении задачи с помощью нейронной сети первоначально необходимо собрать входные и выходные данные для обучения, которые характеризуют теплотехнологический процесс термического разложения ТБО. Выбор переменных (на первоначальной стадии) осуществляется интуитивно. Обычно при обучении нейронной сети для начала включают все переменные, которые могут влиять на результат, а на последующих этапах сокращают их множество.

Экспериментальная установка состоит из трех самостоятельных блоков (рис.): блок для исследования процессов связанных с движением газов через слой ТБО (№ 1); блок для исследования процессов пиролиза органической части ТБО (№ 2) и блок для исследования процессов связанных с газификацией в слое твердого углеродистого остатка от пиролиза ТБО (№ 3). Все эти блоки связаны между собой.

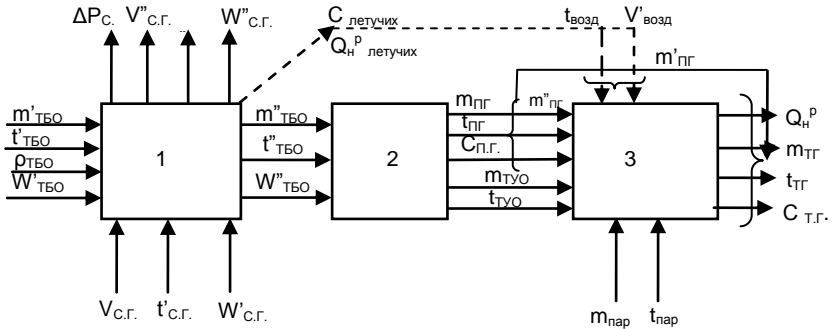


Рис. Структура нейросетевой модели установки термической переработки ТБО

Входные и выходные данные расписываются для каждого блока в отдельности (табл.1, табл. 2, табл. 3). Причем обязательным условием является то, что выходные данные предыдущего блока являются входными данными следующего за ним блока.

Цель блока № 1: исследование фильтрации газов через слой ТБО; формирования зоны подсушки и образование смеси паров влаги и легких летучих соединений.

Таблица 1. Блок экспериментальной установки по исследованию процессов фильтрации в слое ТБО

№ п/п	Входные величины
1	$t'_{ТБО}$ – температура ТБО на входе в шахту, °С
2	$W'_{ТБО}$ – влажность ТБО на входе в шахту, %
3	$m'_{ТБО}$ – массовый расход ТБО на входе в шахту, кг/ч
4	$\rho_{ТБО}$ – плотность слоя ТБО, кг/м ³
5	$W'_{с.г.}$ – влажность сушильного газа на входе в шахту, %
6	$V_{с.г.}$ – объемный расход сушильного газа на входе в шахту, м ³ /ч
7	$t'_{с.г.}$ – температура сушильного газа на входе в шахту, °С
	Выходные величины
1	$m''_{ТБО}$ – массовый выход подогретого до 200°С ТБО в зону пиролиза, кг/ч
2	$t''_{ТБО}$ – температура ТБО на выходе из блока 1, °С
3	$W''_{ТБО}$ – влажность ТБО на выходе из блока 1, %
4	$V''_{с.г.}$ – объемный выход сушильного газа, м ³ /ч
5	$t''_{с.г.}$ – температура сушильного газа на выходе из блока 1, °С
6	$W''_{с.г.}$ – влажность сушильного газа на выходе из блока 1, %

7	$\Delta P_{с.г.}$ – перепад давления газа, Па
8	$C_{летучих}$ – концентрация летучих, г/м ³
9	$Q_{нлетучих}^p$ – теплотворная способность летучих, кДж/кг
10	$V'_{с.г.}$ – объемный расход сухого сушильного газа (возможно с летучими) подаваемый для получения термогаза, м ³ /ч

Цель блока № 2: определение выхода пиролизных газов и тепловой энергии при пиролизе высушенной органической части ТБО и режимные параметры процесса пиролиза: температуры в термокамере, влажность ТБО и количество пиролизного газа.

Таблица 2. Блок экспериментальной установки процесса пиролиза

№ п/п	Входные величины
1	$m''_{ТБО}$ – массовый расход подогретого до 200°С ТБО, кг/ч
2	$t'_{ТБО}$ – температура ТБО на входе в зону пиролиза, °С
3	$W''_{ТБО}$ – влажность ТБО входе в зону пиролиза, %
Выходные величины	
1	$m_{п.г.}$ – массовый выход пиролизного газа, кг/ч
2	$t_{п.г.}$ – температура пиролизного газа, °С
3	$C_{п.г.}$ – концентрация пиролизного газа (состав пиролизного газа)
4	$m_{т.во}$ – массовый выход твердого углеродистого остатка, кг/ч
5	$t_{т.во}$ – температура твердого углеродистого остатка, °С

Цель блока № 3: определение режимных параметров процесса газификации: расхода воздуха на горение, расхода водяного пара на разложение твердого углеродистого остатка и выхода готового термогаза.

Таблица 3. Блок экспериментальной установки по исследованию процессов газификации твердого углеродистого остатка

№ п/п	Входные величины
1	$m''_{п.г.}$ – массовый расход пиролизного газа, кг/ч
2	$t_{п.г.}$ – температура пиролизного газа, °С
3	$C_{п.г.}$ – концентрация пиролизного газа (состав пиролизного газа)
4	$C_{летучих}$ – концентрация летучих, г/м ³
5	$m'_{возд.}$ – массовый расход сухого воздуха (возможно с летучими) подаваемый для получения термогаза, кг/ч
6	$t_{возд.}$ – температура воздуха, °С
7	$m_{т.во}$ – массовый расход твердого углеродистого остатка, кг/ч

8	$t_{\text{ТВО}}$ – температура твердого углеродистого остатка, °С
9	$m_{\text{пара}}$ – массовый расход пара на газификацию твердого углеродистого остатка с учетом влаги содержащейся в сушильном газе
10	$i_{\text{пара}}$ – энтальпия пара, кДж/кг
Выходные величины	
1	$m_{\text{Т.Г.}}$ – массовый выход термогаза, кг/ч
2	$t_{\text{Т.Г.}}$ – температура термогаза, °С
3	$Q_{\text{н}}^p$ – теплотворная способность термогаза, кДж/кг
4	$C_{\text{Т.Г.}}$ – концентрация термогаза (состав термогаза)

Нейросетевые модели сначала создаются для каждого из блока в отдельности, а затем объединяются в общую нейросетевую модель, которая приобретает способность моделировать неизвестную функцию, связывающую значения входных и выходных переменных. Разработанная модель установки имитирующей теплотехнологические процессы термического разложения ТБО используется для определения режимных параметров ее работы в оптимальном режиме, а именно прогнозировать максимальный выход тепловой энергии термогаза на единицу массы ТБО.

УДК 620.92

В.Н. ДОРОФЕЕВ, к.т.н., доцент
 (Владимирский государственный университет), г. Владимир
 В.Ф. НИКИШОВ, к.т.н., доцент,
 В.Ю. ПРОНИН, к.т.н., доцент
 (ИГЭУ)

Результаты энергетического обследования объектов в городской инфраструктуре

В современных экономических условиях ресурсо-энергосбережение является ключевым элементом реформирования экономики в стране (в том числе её составной части энергетики), фундаментом технического и финансового оздоровления пока еще недостаточно эффективного жилищно-коммунального хозяйства (хотя и с большим объемом произведенных предприятиями отрасли работ и услуг - около 1 трлн руб. по состоянию за 2004 г.) Потребителями услуг предприятий и организаций ЖКХ (в количестве более 64 тыс. единиц с численностью работающих – свыше 4,2 млн чел.) является почти все население и хозяйствующие субъекты страны.

За счет использования эффективного оборудования, материалов, приборов учета и контроля, совершенствования управления жилищным фондом

можно и необходимо обеспечить технологическую модернизацию жилищно-коммунального комплекса, что позволяет получить значительную экономию ресурсов (и это уже подтверждено опытом ряда городов).

В целях энергосбережения при реформировании ЖКХ необходимо обеспечить:

реализацию комплекса мер по экономии ресурсов, обеспечивающего надежное и безопасное тепло-, газо- и водоснабжение (и водоотведение) объектов отрасли (в том числе бюджетной сферы) практически без расширения существующих энергоисточников;

- внедрение новых технологий и высокоэффективного оборудования (в том числе с комплексной автоматизацией процессов) при энергоснабжении и энергопотреблении;

- рациональное использование первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), вовлечение в топливно-энергетический баланс (ТЭБ) нетрадиционных видов энергии и вторичных энергоресурсов (ВЭР);

- повсеместное внедрение приборного учета и регулирования потребления тепловой энергии, газа и воды (с организацией взаиморасчетов за потребление ресурсов по показаниям приборов);

- совершенствование системы тарифов, стандартизации, сертификации и метрологии;

- создание экономического механизма, стимулирующего заинтересованность потребителей в снижении спроса на энергоносители (при бережном отношении к ним).

По результатам проведенных (в 2000-2004г.г.) энергетических обследований систем теплоснабжения (котельных установок и тепловых сетей) и энергопотребления (электроэнергии, топлива, теплоты, воды) во внутридомовых системах ряда муниципальных и ведомственных предприятий и организаций (в том числе бюджетной сферы). Владимира и области многие из рассмотренных выше организационно-технических мероприятий (с расчетом по каждому из них экономии топлива и энергии, капиталовложений, сроков окупаемости, нормативов- лимитов энергопотребления, КПД установок, удельных расходов топлива, потерь энергии и других показателей энергоэффективности) рекомендованы для внедрения на предприятиях. При этом энергосберегающие мероприятия разделены на группы (по величине капиталовложений и срокам окупаемости): не затратные (в основном организационные), мало затратные - до 1-1,5 года (организационно технические), средне затратные - до 2,5-3 лет (технические) и высоко затратные - более 3 лет (технические).

Не касаясь конечных результатов энергообследования котельных для предприятий тепловых сетей (ПТС), в качестве примера приведены некоторые энергосберегающие мероприятия для организаций бюджетной сферы (образовательных, лечебных, судебных, спортивных, коммунально-бытовых и других учреждений), которые классифицированы по следующим пяти направлениям:

- чисто организационные мероприятия (наличие и состояние документации, назначение ответственных лиц за энергохозяйство, контроль за энергопотреблением, расчет и утверждение нормативов энергопотребления и др.);

- улучшение качества эксплуатации и текущего ремонта систем энергопотребления (организационно-технические мероприятия); выполнение плана-графика планового предупредительного ремонта (ПНР), соблюдение графика работы оборудования и режима энергопотребления; регулировка, настройка, промывка систем; оценка состояния автоматики и др.;

- совершенствование ограждений зданий (технические мероприятия): теплоизоляция стен, окон, дверей, подъездов и др.

- реконструкция инженерных систем энергопотребления (электроприборы, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, холодное водоснабжение, водоотведение, топливоподача) - технические мероприятия;

- выбор схемы подключения потребителей к наружным сетям;

- доведение тепловых схем котельных, местных систем энергопотребления, индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) до проектного (оптимального состояния);

- восстановление и замена теплоизоляции оборудования и трубопроводов;

- установка экономичных арматуры, насосов, осветительных приборов, электроприводов;

- перевод котлов на сжигание природного газа; замена старого оборудования на новое высокой эффективности;

- применение новых схем и способов химводоподготовки;

- замена технологического оборудования (профильного назначения);

- объединение ряда котельных (и их тепловых сетей) в одну систему.

Выводы. Внедрение энергосберегающих технологий выражает стратегию глобальной экономии для жилищно-коммунальных предприятий и обуславливает их устойчивое развитие.

УДК 66. 041

Е.Н. ГНЕЗДОВ, к.т.н., доцент,
Н.В. ГНЕЗДОВА, биолог
(ИГЭУ)

Характер изменения температур в яблоневом саду в наиболее морозные дни зимы 2011 года

Целью исследования было определение характера изменения температур в течение недели в холодные дни февраля 2011 г. в кроне яблони, под небольшим слоем снега и вблизи штамба.

Для исследования применялся миниатюрный (85*37*12 мм) регистратор температуры TL-01, который имеет встроенные датчик температуры, память и аккумулятор (ОАО «Системотехника», г. Иваново).

Три прибора TL-01 были размещены на одной вертикали вблизи ствола яблони высотой около 4 м.

Верхний регистратор располагался на высоте 2 м над уровнем земли в кроне яблони, он был привязан к стволу с теневой стороны, чтобы избежать прямого нагрева солнечными лучами днем (рис. 1).



Рис. 1. Фотография яблони в саду с размещенным на стволе регистратором температуры ТЛ-01 (в центре снимка)

Средний прибор ТЛ-01 был заглублен на 0,5 м под уровнем снега, который имел форму конуса вокруг ствола яблони. Высота снежного конуса составляла 1,5 м, а средний уровень снега в саду около 1 м.

Нижний регистратор температуры находился у самой почвы на расстоянии 0.1 м от штамба.

Регистраторы автоматически фиксировали температуру через пять минут в течение семи суток и сохраняли ее в памяти прибора.

Анализ результатов регистрации позволяет отслеживать величину и характер изменения температур в указанных точках и делать выводы о влиянии погодных факторов и времени суток на промерзание снежного покрова в большие морозы, которые в данном случае достигали величины минус 40 °С в 7 ч утра 22 февраля (рис. 2).

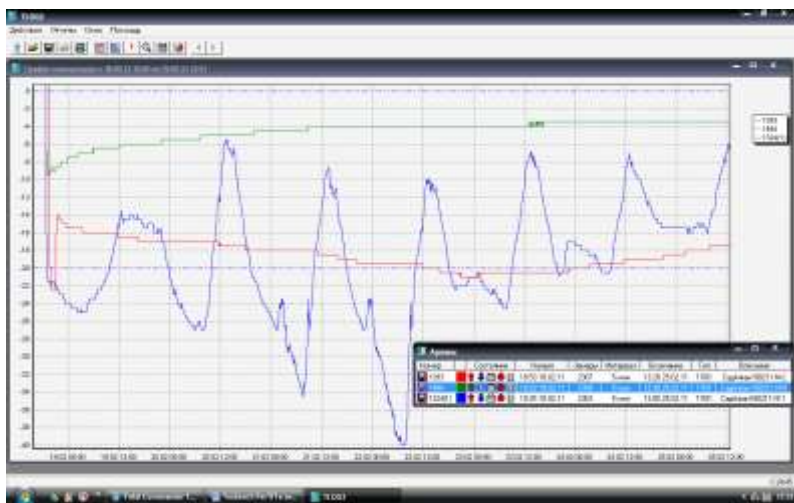


Рис. 2. Результаты измерения температуры около яблони зимой автономными регистраторами ТЛ-01: верхняя линия – у поверхности почвы под снегом; нижняя монотонная кривая – на глубине 0,5 м под уровнем снега; пилообразная линия – в середине кроны дерева над снегом

По полученным графикам изменения температур (рис. 2) видно, что максимальная температура воздуха в кроне яблони в тени днем изменялась от $-5,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-13,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Это было около 13 ч дня соответственно 20 февраля (ясный день) и 19 февраля (пасмурно). Минимальные температуры воздуха наблюдались всегда около 7 часов утра, и колебались они от $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$ 25 февраля до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 22 февраля.

Под слоем снега толщиной всего 0,5 м резкие колебания температуры наружного воздуха не только полностью сглаживаются, но и несколько

отстают во времени от соответствующих пиковых значений наружного воздуха (примерно на 12 часов).

На уровне почвы температура стабильно держалась на отметках вблизи – 4,0 °С

По результатам мониторинга температур в различных местах зимнего сада можно обоснованно принимать решения о том, какие растения выращивать и как их уберечь от морозов.

УДК 697(075.32)

В.Н. ДОРОФЕЕВ
(Владимирский государственный университет), г. Владимир
В.Ф. НИКИШОВ к.т.н., доцент, В.Ю. ПРОНИН к.т.н., доцент
(ИГЭУ)

Применение когенерационных установок на основе газопоршневых двигателей

Традиционное раздельное производство электроэнергии конденсационными электростанциями (например, с КПД 36%) и тепловой энергии водогрейными котлами (с КПД 90%) на сегодняшний день является малоэффективной технологией, ведущей к значительным потерям энергии сжигаемого топлива и, соответственно, преобразованной тепловой энергии (средний КПД равен $[(36+90)*100]/(100+100)=63\%$).

В последнее десятилетие применяют технологию комбинированного производства тепловой и электрической энергии (с помощью более эффективных автономных когенерационных установок (КГУ), у которых суммарный КПД (при электрическом 36% и тепловом 54%) составляет 90%. Высокая экономическая эффективность преобразования топлива при когенерации обеспечивается тем, что оба вида энергии производятся в одном агрегате, а затем оптимально используются на месте их потребления.

Собственный источник энергоснабжения (с оптимальным сроком окупаемости вложенных средств на его строительство до 4-5 лет) экономически оправдан для объектов с постоянным характером теплоэлектропотребления и полной утилизацией тепла на отопительные или производственные нужды (прежде всего в летний период).

В технологии комбинированного производства тепло- и электроэнергии наряду с отдельными КГУ применяют мини-теплоцентрали (мини-ТЭЦ), микро-ТЭС, газопоршневые электростанции – ГПУ (на основе двигателя внутреннего сгорания – ДВС и электрогенератора переменного тока) и другие энергопреобразующие устройства.

На практике применяют два типа газопоршневых двигателей - с искровым зажиганием при работе на чистом газе, и с воспламенением от

сжатия при работе на дизельном топливе. Единичная мощность поршневых машин лежит в пределах от 0,2 до 20 МВт для дизелей и от 3 кВт до 6 МВт для искровых двигателей. Газопоршневые агрегаты, имеющие высокие производительности и работающие с широким диапазоном соотношений вырабатываемых тепловой и электрической энергии (от 1:1 до 3:1), эффективно работают в широком спектре нагрузок (от 30 до 100%) при значениях КПД: электрического 35-45% и общего 65-90%; в них имеется возможность утилизации теплоты от охлаждения элементов машин.

Из известных установок, используемых для когенерации, представляют интерес газопоршневые генераторы фирмы «Катерпиллар» серии G3500 (четыре модели) при работе на природном газе с низшей теплотой сгорания $35,6 \text{ МДж/м}^3$ (с возможным использованием попутного газа и биогаза) имеют электрическую мощность (при $\cos\varphi=0,8$) 770-2000 кВт при расходе природного газа $206-502 \text{ м}^3/\text{ч}$; в них система утилизации теплоты расположена в отдельном контейнере или на крышке (модель G3516/B), ориентировочная масса силового модуля составляет 25-35 тонн (при габаритах $12,1 \times 2,9 \times 2,45 \text{ м}$). Предприятием ОАО «Звезда-Энегетика» введена в эксплуатацию в России автономная газопоршневая электрическая станция мощностью 6,6 МВт (на попутном нефтяном газе). Электрическая энергия вырабатывается пятью электрогенераторами на базе газопоршневых двигателей типа QSV91G единичной мощностью 1315 кВт производства фирмы «Cummins». Газопоршневые агрегаты фирмы DEUTZ ЗАО «Вадо инженеринг» мощностью 350-1400 кВт (пяти типоразмеров TBG) и 600-4000 кВт (восьми типоразмеров TCG) имеют следующие технические характеристики: электрический КПД 36,9-40,2 % и 40,8-41,9 %; тепловая мощность 442-1547 кВт (0,38-1,33 Гкал/ч) и 556-4173 кВт (0,478-3,588 Гкал/ч); общий КПД 85,3-85,8% и 79,9-86,6%; расход газа $96-357 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $150-983 \text{ м}^3/\text{ч}$; масса 3750 – 45100 кг. Когенерационные системы РАЦИОНАЛ включают в себя установки, предназначенные для совместной работы с парогенератором.

Указанные когенерационные системы обладают многими преимуществами перед другими системами, способами и установками для производства энергии: экономичностью (вследствие меньшей площади размещения и малыми потерями при транспортировке энергии); меньшими затратами на подключение к внешним сетям; небольшим сроком окупаемости; низкой стоимостью произведенной энергии; высокими значениями энергетического КПД; надежностью и экологичностью.

Из анализа технических характеристик КГУ следует, что их КПД имеют значения: электрический от 36,5 до 41,5%; тепловой от 42,2 до 54,5%; общий от 80,8 до 92,7%; генератора от 91 до 97,6%. Наибольшие значения КПД равны: электрический – 41,5% (КГУ RAM и KON), тепловой – 54,5% (MOD и BLK), общий – 92,7% (MOD и BLK), генератора – 97,6% (RAM и KON), и не имеют характерной закономерности (как по типоразмерам внутри серии, так и между сериями). Поэтому значения КПД в

каждом типоразмере определяются его конкретными особенностями устройства и проведенных расчетов (испытаний). Можно говорить с достоверностью об усредненных значениях КПД по каждой серии установок, а при выборе и использовании КГУ для конкретного объекта необходимо проведение расчетов и балансовых испытаний установки.

Известна методика расчетного анализа показателей когенерационной установки с привлечением результатов балансных испытаний (на примере ГПУ модели PG1250B фирмы Wilson, эффективность работы которой характеризуется значениями КПД (точнее коэффициентов использования топлива КИТ): электрического 38,2%, теплового 48,1% и суммарного 86,3%); при этом показано, что для корректной оценки показателей (в том числе, режимных параметров) необходим учет энергетического баланса и инструментальная проверка фактической величины коэффициента когенерации и его степени снижения (в пределах 0,3-0,6) от расчетного значения в зависимости от долей сброса теплоты через воздушный радиатор (от 0 до 1) и байпас (от 0 до 1). В диапазонах указанных долей сброса теплоты (при их уменьшении) электрический КПД цикла в ГПУ изменяется (увеличивается) от 0,38 до 0,8. При выборе основного оборудования КГУ необходимо учитывать изменение коэффициента когенерации на частичных нагрузках, включая нижнюю границу эксплуатационного диапазона, отдавая предпочтение ГПУ с высокотемпературными системами охлаждения.

Современные автономные когенерационные системы, станции и установки отечественных и зарубежных фирм-изготовителей, появившиеся в широком ассортименте на отечественном рынке энергетического оборудования и предназначенные для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, могут обеспечить независимо от централизованных источников энергии или в дополнение к ним надежное, экономически выгодное и экологически безопасное децентрализованное энергоснабжение промышленных, жилищно-коммунальных и иных объектов.

Экспериментальная установка и исследование процесса в технологии термического разложения

Во всем мире переработка и утилизация бытовых отходов становятся все более злободневной проблемой. Главным образом это касается крупных густонаселенных городов, где ежегодно скапливаются миллионы кубометров всевозможного мусора. Дымящиеся свалки, кучи выброшенного хлама, переполненные мусорные баки - в России такие картины знакомы многим городским жителям. Проблему уничтожения такой огромной массы мусора, бесспорно, можно отнести к категории сложных технических и экономических вопросов.

В мировой практике для утилизации и обезвреживания ПО и ТБО используют термические, химические, биологические и физико-химические методы.

К термическим методам обезвреживания отходов относятся сжигание, газификация и пиролиз.

Пиролиз представляет собой процесс разложения органических соединений под действием высоких температур при отсутствии или недостатке кислорода. Характеризуется протеканием реакций взаимодействия и уплотнения остаточных фрагментов, исходных молекул, в результате чего происходит расщепление органической массы, рекомбинация продуктов расщепления с получением термодинамически стабильных веществ: твердого остатка, смолы, газа. Применяя термин "пиролиз" к термическому преобразованию органического материала, подразумевают не только его распад, но и синтез новых продуктов. Эти стадии процесса взаимно связаны и протекают одновременно с тем лишь различием, что каждая из них преобладает в определенном интервале температуры или времени.

Нами предлагается энергоэффективный способ [2] и конструкция [3] по термической переработки, в том числе, несортированных ТБО с одновременным получением газообразного топлива и энергии.

Целью экспериментальных исследований является определение максимально возможного выхода газообразных горючих веществ полученных при пиролизе сухой органической части ТБО.

В задачу экспериментальных исследований входит:

- определение количественного и качественного состава пиролизного газа;

- определить энергетический эффект пиролиза (количество тепла, необходимое для разрыва молекулярных связей и образования новых газообразных химических соединений);
- определение удельного выхода газообразных продуктов пиролиза при различных режимах.

Для исследования процесса пиролиза органической части ТБО используется экспериментальная установка, изображенная на рис. 1, состоящая из муфельной электрической печи (1), огнеупорного керамического тигля (2) с крышкой (3), газоотводящей трубки (4), термоэлектрических термометров градуировки ХА, которыми измеряем разность температур в стенке тигля и в печи.

Тигель с заложенной органической частью твердых бытовых отходов ставится в муфельную печь, в которой он разогревается до конечной температуры и выдерживается при ней до окончательного выхода газов. В результате нагрева органической части ТБО в тигле без доступа кислорода образуется пиролизный газ, который отводится через керамическую трубку, расположенную в крышке тигля через отверстие в стенке печи.

Компоненты пиролизного газа: CO , CO_2 , H_2 , O_2 , CH_4 (табл. 1) определяются газоанализатором Vario Plus. Также определяется выход и количество пиролизного газа методом мерного сосуда.

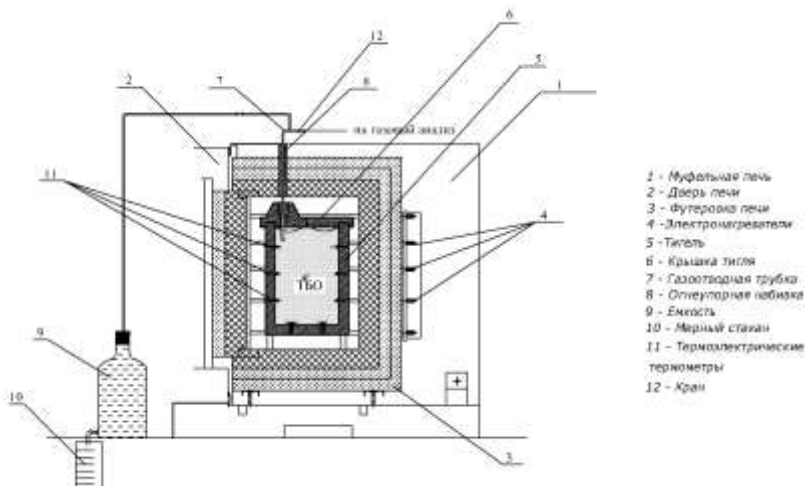


Рис. 1. Экспериментальная установка исследования процесса пиролиза

Таблица 1. Экспериментальные данные

Температура пиролиза	Состав пиролизного газа						
	CO ₂	C _n H _m	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂
400	27,35	4,85	1,85	27,7	1,2	6,9	21,95
500	14,4	7,55	1,9	35,45	1,4	20,5	8,15
600	14,8	6,75	1	33,25	1,6	21,25	3,7
700	9,45	3,65	1,6	32,55	1,8	22,65	2,1

Выводы:

1. Создана экспериментальная установка для исследования процесса пиролиза органической части твердых бытовых отходов, для определения оптимальных режимов работы установки.

2. По разработанной методике проведена серия экспериментов процесса пиролиза. Получены зависимости качественного состава газообразных продуктов процесса пиролиза от температуры.

3. Определены оптимальные режимы работы экспериментальной установки по температуре, она составляет 600-700 °С.

Литература

1. Калинин В.И. Термическая утилизация твердых бытовых отходов. НИИ Стромкомпозит, Красноярск, 2006 г.
2. Заявка №2010111586 от 25.03.2010 на способ термической переработки несортированных ТБО.
3. Заявка №2010112399 от 30.03.2010 установка для термического разложения несортированных ТБО.

УДК 620.93

О.И. ГОРИНОВ, к.т.н., профессор,
Е.С. СЕМИН, инженер,
К.Д. ЕРМОЛАЕВ, студент
(ИГЭУ)

Экспериментальное исследование процесса газификации в слое твердого углеродистого остатка

В энергетике актуальной проблемой является разработка альтернативных источников энергии, поэтому любые исследования, проводимые в области получения энергии из органического сырья имеют важное значение.

В сфере утилизации отходов стали появляться концепции и информационные сообщения о технологиях термической переработки ТБО, но практически нет никакой информации о конструктивном воплощении и режимах эксплуатации. Большинство имеющихся технологий предполагают предварительную сортировку и сушку ТБО. Причем автоматизация

процесса сортировки является еще одной проблемой, и, как правило, он производится вручную.

Технология термической переработки ТБО процессами пиролиза и газификации имеют слабое развитие вследствие недостаточной их исследованности. Конструктивные и режимные особенности термических реакторов, а также выход газообразного топлива зависит от происходящих в них процессов. Исследования процессов движения газов в слое ТБО, пиролиза и газификации в экспериментальных установках, являются актуальными и своевременными. Результаты исследований, необходимы в области разработки технологии термической переработки твердых бытовых отходов и получения из них газообразного топлива [1].

Содержание в ТБО до 60 – 70% органических веществ создают предпосылки по переработки их энергоэффективными термическими процессами, то есть энергию на переработку извлекать из самих ТБО, производя при этом новое топливо.

В результате процесса пиролиза (термического разложения без доступа кислорода) твердых бытовых отходов образуется горючий (пиролизный) газ и твердый углеродистый остаток в соотношении 4:1 по весу. Процесс газификации основан на высокотемпературном воздействии углеродистого остатка с окислителями, с целью получения горючего газа. Окислителями могут являться кислород, воздух, водяной пар, двуокись углерода. В зависимости от окислителя, температуры, продолжительности реакции и других факторов можно получать газ разного состава [2].

Цель экспериментальных исследований – определение оптимальных режимных и технологических параметров процесса газификации в слое твердого углеродистого остатка (ТУО).

В основу экспериментальной установки (рис.1) положена вертикальная трубчатая печь с керамической трубой (2) с внутренним диаметром $d = 50$ мм. На концы керамической трубы (2) ставятся заглушки с штуцерами (10) под трубки из нержавеющей стали (11) с внутренним диаметром $d = 20$ мм для подвода и отвода газа. В нижней части керамической трубы (2), устанавливается подогреватель (9) поступающего на газификацию газа. Газ поступает с температурой около 300°C и подогревается до значения $800\div 1300^{\circ}\text{C}$. Выше подогревателя (9) устанавливается решетка (8), на которую укладывается слой твердого углеродистого остатка (7). По высоте слоя твердого углеродистого остатка выделяются четыре уровня измерения состава генераторного газа и температуры слоя. Для этого в слой твердого углеродистого остатка (7) помещены трубки из жаропрочной стали (6) с наружным диаметром $d = 4$ мм для отбора газа на анализ и термпары, которые выводятся наружу через специальные отверстия в верхней заглушке (10).

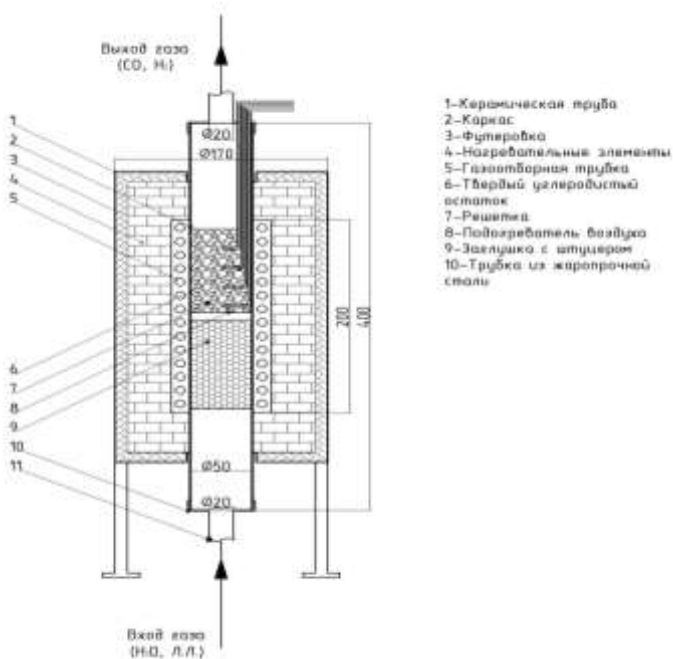


Рис. 1. Установка газификации в слое твердого углеродистого остатка

Установка работает в режиме динамического равновесия, когда слой твердого углеродистого остатка будет иметь постоянную высоту, за счет непрерывного добавления, такие режимы называются квазистационарными. Экспериментальные исследования проводятся с применением твердого углеродистого остатка полученного в процессе пиролиза.

Твердый углеродистый остаток, полученный в процессе пиролиза органической части твердых бытовых отходов, закладывается в трубу (2) $d=50$ мм высотой $h \approx 100$ мм, который разогревается до температуры не ниже 950°C .

По теплоизолированной трубке расположенной в нижней части установки, часть газа состоящего из паровоздушной смеси и легких летучих из зоны подсушки термического реактора или установки фильтрации подается в подогреватель 9.

Подогретая смесь поступает снизу в слой твердого углеродистого остатка. В результате прохождения смеси через слой образуется горячий газ по составу близкий к генераторному газу, который отводится через трубку из нержавеющей стали, расположенную в верхней части реакторной трубы.

В задачу экспериментальных исследований входит определение: теплового эффекта процесса газификации; расхода и состава генераторного газа, полученного в результате пропускания через слой твердого углеродистого остатка смеси водяных паров с легкими летучими соединениями, образовавшихся в зоне подсушки термического реактора.

В качестве варьируемых параметров используется расход смеси V_c после зоны подсушки термического реактора или установки фильтрации. В качестве второго параметра используется температура смеси t_c .

Пробные эксперименты на водяном пару показали, что выход газа находятся в пределах указанных в табл. 1.

Таблица 1. Экспериментальные данные

Наименование компонента	CO ₂	CO	CH ₄	H ₂
Процентный состав, %	17,7-19,7	34,4-38,4	13,4-16,4	9,2-11,2

Расход водяного пара на газификацию твердого углеродистого остатка составил 0,300 кг на кг сухой органической части твердых бытовых отходов.

Выход водяного газа составил 2,113 кг на кг сухой органической части твердых бытовых отходов.

Качественный состав получаемого газа определяется переносным газоанализатором VARIO plus. Температура слоя, входящего и выходящего газа замеряется термодарами типа ТХА. Все данные выводятся на ПК.

Вывод.

1. Создана экспериментальная установка позволяющая исследовать:

а) Тепловой эффект процесса газификации твердого углеродистого остатка.

б) Состав и количество газа полученного в процессе газификации твердого углеродистого остатка.

в) Оптимальное соотношение между сжиганием и генерацией твердого углеродистого остатка для получения максимального теплового эффекта процесса.

2. Результаты экспериментальных исследований позволяют разработать оптимальные режимы эксплуатации термических реакторов и создать методику их проектирования.

Литература

1. **Гречко А.В.** О месте твердых бытовых отходов в ряду естественных твердых топлив. Промышленная энергетика.-1994.-№1.
2. **Печуро Н.С., Капкин В.Д., Песин О.Ю.** Химия и технология синтетического жидкого топлива и газа.- М.: Химия, 1986.-352 с.

Температурное поле слоя и размер прогретой зоны в процессе термического разложения ТБО

В процессе термического разложения ТБО в частично слоевом режиме технологически по высоте слоя можно выделить три зоны: зона пиролиза, ограниченная по высоте температурами 300 – 1300°C; зона подсушки, находящаяся в пределах температур 120 – 300°C и зона, в которую непрерывно загружаются ТБО и которая ограничивается температурами 10°C – 120°C; 10°C – начальная температура ТБО, равная температуре окружающей среды.

Такое выделение зон связано с предполагаемой плохой газопроницаемостью слоя ТБО, в результате чего нагретые газы могут фильтроваться вверх только в части слоя под действием созданного перепада давления.

В связи с этим технологию термического разложения ТБО целесообразно вести обращенным процессом, когда выделенные газы из зоны пиролиза направляются вниз. В зоне подсушки выделенная в пар влага и легкие летучие соединения фильтруются через слой вверх на сколько позволяет гидравлическое сопротивление зоны подсушки высотой h_c .

Границей между зоной пиролиза и зоной подсушки будет являться вообразимая поверхность нулевого избыточного давления (нулевая изобара). Слой ТБО в зоне загрузки нагревается теплопроводностью постоянным по мощности тепловым потоком q , поступающим из зоны подсушки.

Для определения одномерного температурного поля в слое ТБО выше зоны подсушки можно принять этот слой за полуограниченное тело. На уровне $x = 0$ зоны пиролиза слой ТБО убывает в результате термического разложения на величину Δx за время $\Delta \tau$. Скорость уменьшения слоя соответствует скорости загрузки и составляет $w = -\Delta x / \Delta \tau$. Минус указывает на уменьшение размера слоя.

Газообразные продукты пиролиза и твердый углеродистый остаток от зоны пиролиза (уровень $x = 0$) удаляются вниз. Поскольку слой ТБО перемещается навстречу тепловому потоку с постоянной скоростью w равной скорости загрузки, то имеет место динамическое равновесие, при котором температурное поле в слое ТБО выше зоны подсушки будет как бы стационарным, а температурная кривая относительно уровня $x = h_n + h_c$ не будет видоизменяться. Прогретая зона слоя уровня $x = h_n + h_c$, где $t = t_c$ так же со скоростью w перемещается в пространстве вверх. Такие режимы нагрева тел с изменяющимися размерами в литературных источниках получили название квазистационарными [1].

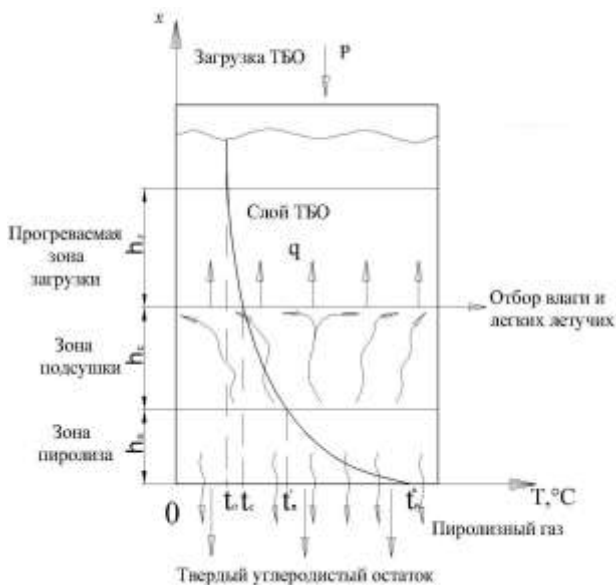


Рис. 1. Схема движения газов и распределения температур по высоте термического реактора

Для определения температурного поля в слое ТБО можно воспользоваться основными дифференциальными уравнениями теплопроводности:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a_{\text{эф}} \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}, \quad (1)$$

где $a_{\text{эф}}$ – эффективный коэффициент температуропроводности слоя ТБО.

Аргументы x и τ температурного поля в этих условиях можно рассматривать как жестко связанные между собой отношения:

$$\tau = -\frac{x}{w}, \quad (2)$$

а дифференциальное уравнение теплопроводности записать в полных производных:

$$-\frac{dt}{dx} \cdot w = a_{\text{эф}} \frac{d^2 t}{dx^2}. \quad (3)$$

Решение уравнения (3) имеет вид:

$$t = -C_1 \frac{a_{\text{эф}}}{w} \exp\left[-\frac{w}{a_{\text{эф}}}x\right] + C_2, \quad (4)$$

где постоянные интегрирования C_1 и C_2 определяются удовлетворением краевых условий.

Поскольку зона пиролиза и зона подсушки ограничены вполне определенными размерами и температурами, то для упрощения начало координат можно рассматривать на уровне $h_n + h_c$.

При $x = \infty$ $t = t_0$ тогда: $C_2 = t_0$.

При $x = 0$ при отсчете x от уровня $h_n + h_c$ и $t = t_c$ тогда:

$$C_1 = -\frac{w}{a_{\text{эф}}}(t_c - t_0), \quad (5)$$

Уравнение (4) приводится к виду:

$$\frac{t(x) - t_0}{t_c - t_0} = \exp\left(-\frac{w}{a_{\text{эф}}}x\right), \quad (6)$$

По известным коэффициентам теплопроводности, теплоемкости[2] и зная скорость загрузки, рассчитывается распределение температур по высоте зоны загрузки.

Рассчитывалось температурное поле слоя ТБО (в качестве ТБО использовались картофельные очистки с различной начальной влажностью, плотность слоя 300 кг/м^3). Производительность установки $P = 15 \text{ кг/час}$. Результаты расчета приведены на рис.2.

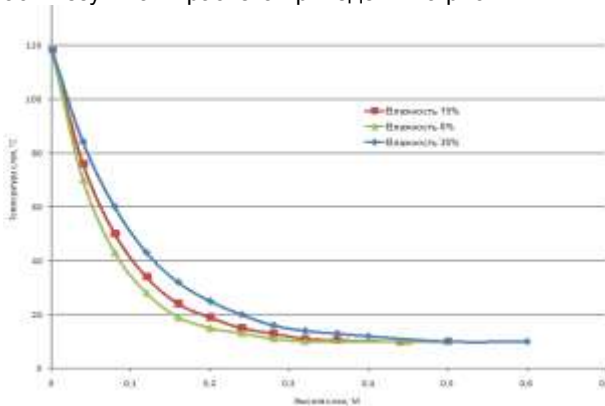


Рис. 2. Распределение температур в зоне загрузки по высоте слоя ТБО

Размеры прогретой зоны ($h_r = 0,35 \div 0,45\text{м}$) из рис.2 позволяют конструктивно определять местонахождение устройства отбора влаги и легких летучих при проектировании реакторов для термического разложения ТБО.

Литература

1. **Бровкин Л.А.** Температурные поля тел при нагреве и плавлении в промышленных печах. – Учебное пособие. Иваново, 1973. – 362с.
2. **Гинзбург А.С., Громов М.А., Красовская Г.И.** Теплофизические характеристики пищевых продуктов. – Справочник. М: Пищевая промышленность, 1980. – 288с.

УДК 66. 041

Е.Н. ГНЕЗДОВ, к.т.н., доцент,
Е.А. ЗВЕРЕВА, А.В. ТУМАНОВА, студенты (ИГЭУ)
В.А. КОСЕНКО, А.В. ПАНОВ (ООО «НЗКМ 2007»)

Методика детального измерения параметров работы туннельной сушилки керамических изделий

Основными параметрами работы туннельной сушилки керамических изделий как теплотехнологического агрегата являются расходы, температуры и влажности теплоносителя. Для десятипутной сушилки ООО «НЗКМ 2007» с рециркуляцией сушильного агента и чередованием двух режимов движения теплоносителя каждые 5 – 30 минут насчитывается 40 отдельных мест измерения этих параметров (см. рисунок). Отклонение любого параметра хотя бы в одном из 40 мест неизбежно приводит к изменению режима сушки и чревато появлением брака продукции. В настоящее время для таких сложных теплотехнологических установок не разработано систем глобального контроля и регулирования параметров, хотя необходимость этого очевидна.

Нами поставлена такая задача тотального контроля параметров сушки, которая частично реализована. На первом этапе было необходимо получить информацию о величине и характере изменения параметров в указанных точках и особенностях их достаточно точного измерения в производственных условиях.

Выяснились три основные особенности методики измерения этих параметров. Во-первых, количество измеряемых параметров требовало компьютеризации процесса измерения. Во-вторых, сложное переплетение трубопроводов и органов регулирования потоков в ограниченном объеме цеховых перекрытий создавало затруднения в выборе представительных точек измерения параметров по сечению трубопроводов. В-третьих, необходимо было учесть перспективу перехода от простого измерения параметров к их стабилизации системой и дальнейшего регулирования по ступенчатому или непрерывному графику.

Большое значение для качества и надежности работы системы контроля и регулирования технологических параметров имеет выбор датчиков и вторичных приборов. Анализ информации из Интернета, по научным публикациям и каталогам ведущих мировых фирм производителей позволил сделать обоснованный выбор с учетом возможностей предприятия. В настоящее время идет наладка приборов фирм «ОВЕН» и «Элемер», среди которых, в частности, модуль аналогового ввода MB110-220.8AC, программируемый логический контроллер ПЛК150-220.A-M и преобразователь дифференциального давления «Элемер-100». В качестве датчика динамического давления используется специально разработанная конструкция интегрирующей трубки Пито.

УДК 621.321

О.И.ГОРИНОВ., к.т.н., профессор,
В.А. ГОРБУНОВ, к.т.н., доцент,
Р.Н.ГАБИТОВ, инженер
С.В.ФЕДОСЕЕВ, студент
(ИГЭУ)

Описание фильтрационных характеристик слоя ТБО элементами фрактальной геометрии в пакете Ansys Fluent

Процесс фильтрации газа в слое твердых бытовых отходов (ТБО) зависит от его гидравлического сопротивления. Определение сопротивления слоя ТБО сопряжено с затруднениями связанными с его неявно выраженной структурой. Слой ТБО представляет собой пористое тело, состоящее из смеси различных по размеру компонентов продуктов жизнедеятельности человека, физические свойства, которых различны. Эти факторы не всегда можно учесть в существующих методиках расчета гидравлических сопротивлений насыпного слоя ТБО.

Целью работы является создание методики для описания гидравлического сопротивления слоя с применением фрактальной геометрии для последующего использования ее в гидравлических расчетах установок по переработке ТБО.

Пористые тела с неявно выраженной структурой хорошо описывается с помощью фрактальной геометрии [1,2]. Это понятие было введено Бенуа Мандельбротом в середине 70 – х годов прошлого столетия. Фрактальная геометрия незаменима при моделировании искусственных облаков, гор, поверхности моря, пористых тел, т.е. сложных неевклидовых объектов, образы которых весьма похожи на природные.

Слой ТБО имеет структуру с неопределённой формой и размером элементов. Его геометрическое описание сложная задача. Предлагается геометрию слоя ТБО описывать элементами фрактальной структуры.

В задачу исследования входит подбор геометрии с фрактальной структурой которую можно использовать для определения гидравлического сопротивления слоя ТБО. Для этого в программном вычислительном комплексе Ansys Fluent была создана геометрия слоя ТБО в виде фрактальной геометрии. В качестве фрактальной структуры использовался фрактал “ковёр Серпинского” [2]. Рецепт его создания заключается в следующем. Берётся квадрат с размером стороны равной единице. Затем каждая из сторон квадрата делится на три равные части, а весь квадрат, соответственно, на девять одинаковых квадратиков со стороной, равной $1/3$. Из полученной фигуры вырезается центральный квадрат. Затем такой же процедуре подвергается каждый из восьми оставшихся квадратиков и т.д. В результате получается “дырявый” квадратный “ковёр Серпинского” со значением фрактальной (Хаусдорфовой) размерности – $D = \ln 8 / \ln 3 = 1,8928$

В качестве газовой среды в модели использовался воздух. На границе контакта геометрической фрактальной модели ТБО и газа скорость движения принималась равной нулю. Начальная скорость воздуха на входе варьировалась в пределах от 0,4 м/с до 1,4 м/с при постоянной мере фрактала. При моделировании использовался ламинарный режим движения газа и производилось усреднение давлений в каждом сечении слоя по уровням. Полученное в вычислительном комплексе распределение скорости и давления в сечении слоя приведено на рис.1.

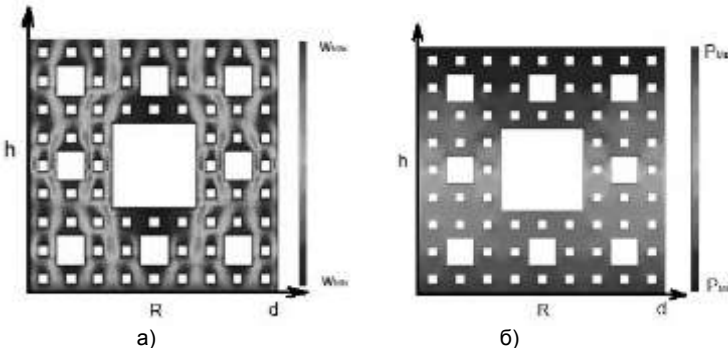


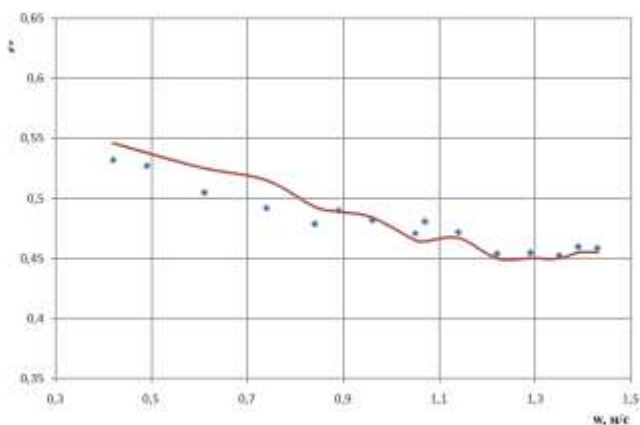
Рис. 1. Распределение скорости (а) и давления (б) в сечении слоя ТБО, составленного из фрактальной геометрии

В литературных источниках [3] приводятся результаты исследований при моделировании слоя в виде пористого тела, составленного из шаров одинакового диаметра. Слой ТБО имеет структуру мало похожую на пористое тело из шаров.

Для верификации предложенной геометрической модели слоя ТБО на основе фрактальной геометрии, была создана экспериментальная установка (рис.2). В эксперименте определялось гидравлическое сопротивление слоя ТБО – ξ с плотностью 70 кг/м^3 и высотой $h = 0,2 \text{ м}$ и диаметром $d = 0,45 \text{ м}$ при изменении скорости продуваемого воздуха на входе в слой – w , м/с.

Результаты эксперимента сравнивались с расчетными исследованиями в программно – вычислительном комплексе полученными с геометрической моделью слоя ТБО на основе фрактальной геометрии (рис.2). Скорость газа на выходе из фрактальной модели усреднялась по сечению.

Была выявлена зависимость коэффициента гидравлического сопротивления слоя ТБО с плотностью 70 кг/м^3 от скорости газа. Расчет коэффициента проводился по методике предложенной Мариенбахом Л.М.[5].



◆ – экспериментальные данные, — — — — — расчетные данные.

Рис. 2. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от скорости газа

Результаты расчета гидравлического сопротивления с использованием фрактальной геометрической модели описания слоя ТБО в виде “ковра Серпинского” совпадают с экспериментальными данными. При скорости движения газа от $0,4 \text{ м/с}$ до $0,9 \text{ м/с}$ расхождение составляет менее 5%, а при скорости от $0,9 \text{ м/с}$ до $1,4 \text{ м/с}$ около 3%.

Выводы:

1. Предложено в математических моделях фильтрации газа через слой ТБО представлять его структуру элементами фрактальной геометрии.
2. Определен коэффициент гидравлического сопротивления слоя ТБО с плотностью 70 кг/м^3 и высотой $0,2 \text{ м}$ и диаметром $0,45 \text{ м}$ в диапазоне скорости газа $0,4 \div 1,4 \text{ м/с}$.

3. Подобрана фрактальная геометрическая структура слоя ТБО, которая позволяет описывать и моделировать процесс фильтрации газа в слое и рассчитывать гидравлическое сопротивление с достаточной точностью для инженерных расчетов.

Литература

1. Mandelbrot B.B. The Fractal Geometry of Nature. – San Francisco: Freeman, 1982.
2. Смирнов Б.М. Физика фрактальных кластеров. – М.: Наука, 1991.
3. Казанцев Е.И. Промышленные печи. – М.: Metallurgia, 1975.
4. Твердые бытовые отходы. Систер В.Г., Мирный А.Н., Скворцов Л.С., Абрамов Н.Ф., Никогосов Х.Н. – М: Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова, 2001.
5. Мариенбах Л.М. Теория и конструкция заводских печей. – М: Госнаучтехиздат, 1940.

СЕКЦИЯ «СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ»

УДК 621.18:62.52

Ю.С. ТВЕРСКОЙ, д.т.н., профессор;
А.Н. НИКОНОРОВ, ст. преподаватель
(ИГЭУ)

«Полигон АСУТП электростанций» – 10 лет успешной эксплуатации

Введение. Инновационным направлением современного развития энергетики страны стал ввод в действие новых энергоблоков, оснащенных распределенными автоматизированными системами управления (АСУТП). Современные АСУТП электростанций представляют собой наиболее динамично развивающиеся системы. Это объективно обусловлено стремительным прогрессом в области новых информационных технологий и аппаратно-технических (микропроцессорных) средств управления: иерархические сетевые структуры и программно-технические комплексы (ПТК); удаленные полевые УСО, интеллектуальные датчики и исполнительные устройства со встроенными микропроцессорными контроллерами; серверы и расчетные станции на верхнем уровне системы; беспроводные технологии сетевой передачи данных и т.д. При этом базовый ПТК является системообразующим компонентом АСУТП, которая, в свою очередь, служит основой единой информационно-технологической среды энергоблока [1,2].

Основная проблема обеспечения нормальной эксплуатации энергоблоков при этом связана, с одной стороны, с требованиями создания эффективной многофункциональной (высокого уровня автоматизации функций) АСУТП и трудностями обеспечения гарантированного ввода сложных систем управления, поскольку имеют место существенные риски от разного рода экспериментов на «живом» оборудовании. А с другой стороны, с трудностями адекватной подготовки оперативного и ремонтного персонала ТЭС, формирования их профессиональных компетенций (например, адекватных мониторинговых функций оперативного персонала) непосредственно на рабочем месте в условиях реальной эксплуатации [3-5].

Решение указанной проблемы связано с созданием специализированных полигонов для поддержки новой технологии создания АСУТП и подготовки специалистов. Так на кафедре систем управления Ивановского государственного энергетического университета разработана и уже 10 лет успешно эксплуатируется учебно-исследовательская лаборатория «Полигон АСУТП электростанций» (далее – Полигон).

История создания. Идея создания многофункционального учебно-исследовательского комплекса «Полигон АСУТП электростанций» возникла, по-видимому, вместе с первыми разработками автоматизированных систем проектирования и обучения (АСО на базе ЭВМ) в 70-80-х годах прошлого века, реализующих принцип обучения в режиме профессиональной деятельности [6,7].

Первое промышленное внедрение комплексного проекта по разработке и полигонным испытаниям микропроцессорных систем управления котлов с пылесистемами прямого вдувания также было достаточно убедительным фактом эффективности новой технологии ввода сложных систем управления [8].

В конце 1990-х годов модернизация традиционных систем контроля и управления (СКУ) и информационно-вычислительных систем (ИВС) на ряде крупнейших тепловых электростанций региона стала неизбежной необходимостью [1,4]. Тогда было принято решение о необходимости развертывания в Ивановском государственном энергетическом университете соответствующего учебно-исследовательского лабораторного комплекса для подготовки специалистов по направлениям новой технологии создания АСУТП. «Полигон АСУТП электростанций» был реализован с применением ПТК «Квинт» как наиболее функционально продвинутого ПТК, широко используемого на энергетических предприятиях центра России. Развертывание Полигона АСУТП осуществлялось при материальной и финансовой поддержке ОАО «Костромская ГРЭС», ОАО «Вологдаэнерго», ГНЦ «НИИТеплоприбор», «НПК «Элара», ООО НПП «ИНОТЭКС» и Грантов Министерства образования и науки Российской Федерации.

Концепция «Полигона АСУТП электростанций» исходно была опробована в виде стендов на базе ряда программно-технических комплексов (НПО Системотехника, НВТ Автоматика и др.). В октябре 2001 г. Полигон был принят в штатную эксплуатацию при участии представителей всех заинтересованных сторон под общим контролем заместителя председателя Правления РАО «ЕЭС России».

Функциональная и техническая структура Полигона. Функциональная структура Полигона включает в себя две подсистемы. Управляющая подсистема, предназначенная для контроля состояния технологического оборудования, охватываемого АСУТП, и формирования управляющих воздействий на исполнительные устройства. Подсистема моделей объектов управления, предназначенная для имитации на Полигоне работы технологического оборудования и исполнительных устройств.

Взаимодействие между подсистемой модели и подсистемой управления организовано как на уровне физических связей (сигналов модулей аналогового и дискретного ввода/вывода), так и на уровне информационного обмена. В целом это позволило выполнять не только разработку прикладного программного обеспечения отдельных систем управления, но и получать полноценно функционирующие в режиме реального време-

ни учебно-исследовательские версии АСУТП.

Техническая структура Полигона включает в себя [9]:

- информационно-вычислительный комплекс в составе компьютеров рабочих станций оперативного контура, рабочих станций проектирования, станции контроля качества и автоматизации настройки АСР, станции инженера по моделям;

- управляющий комплекс ПТК «Квинт» в составе четырех контроллеров «Ремиконт Р-210», контроллера «Ремиконт Р-310» и контроллера «Ремиконт Р-380», состоящих из комплекта базовых и проектно-компонованных модулей устройств связи с объектом;

- сетевой комплекс в составе системной и контроллерных сетей, в том числе, концентратор, шлюзы и сетевые платы рабочих станций;

- полевое оборудование в виде типовых электрических исполнительных устройств (два регулирующих клапана, запорная арматура, быстродействующий соленоидный клапан, два электродвигателя механизма собственных нужд), с надстроенными математическими моделями тепло-механического оборудования.

Программное обеспечение Полигона включает в себя: общесистемное (операционные системы), инструментальное (фирменные программные средства ПТК) и прикладное (в виде учебно-исследовательских версий АСУТП тепло-механического оборудования ТЭС) программное обеспечение.

Заключение. Многоцелевое применение Полигона обеспечено реализацией фундаментального принципа обучения в режиме трудовой деятельности, формирующего соответствующие компетенции, и отработанной технологией создания интегрированных учебно-исследовательских версий АСУТП энергоблоков, полноценно функционирующих с нелинейными динамическими имитационными моделями теплоэнергетического оборудования в режиме реального времени. Важнейшим отличительным элементом технологии служит методика реализации имитационных моделей технологического оборудования в структуре АСУТП, в том числе – с реальными физическими устройствами.

Научно-технический уровень Полигона как средства поддержки новой технологии создания АСУТП определяется также комплексом научных исследований, которые ведутся в ИГЭУ по данному направлению в течение длительного времени. По сложности решаемых задач, которые в разное время поддерживались грантами Минобрнауки, РФФИ, ИГЭУ, Мосэнерго и др., «Полигон АСУТП электростанций» заметно превосходит известные аналоги и может служить прототипом для создания специализированных учебно-тренажерных комплексов в соответствующих центрах профессиональной подготовки, например, как это предусмотрено в ТЭО реконструкции Ивановской ГРЭС (Ивановские ПГУ), первого и второго пусковых комплексов. Подобные учебно-тренажерные комплексы, в отличие от компьютерных тренажеров, формируют у оперативного персонала адекватные моторные функции и учитывают наиважнейший фактор рабо-

ты современных энергоблоков в в системообразующей структуре АСУТП на базе ПТК.

Десятилетний опыт штатной эксплуатации Полигона подтвердил адекватность и перспективность принятого стратегического подхода в формировании компетенций специалистов. За это время прошли подготовку все студенты 3-5 курсов специальности 220201 «Управление и информатика в технических системах» (энергетика). На Полигоне проходили подготовку и переподготовку специалисты наладочных организаций (Ивэлектроналадка, Мосэнергоналадка), персонал ТЭС (Костромская ГРЭС, Рязанская ГРЭС, ТЭЦ-21, ТЭЦ-27 Мосэнерго и др.), а также слушатели Института повышения квалификации ИГЭУ.

Литература

1. **О формировании** технической политики электростанций по модернизации систем контроля и управления и созданию полнофункциональных АСУТП / В.К. Крайнов, В.Н. Шамко, Ю.С. Тверской и др. // Электрические станции. – 2002. – №1. – С.10-13.
2. **Тверской Ю.С., Таламанов С.А.** Особенности и проблемы современного этапа развития технологии создания АСУ ТП тепловых электростанций // Теплоэнергетика, 2010, – №10. – С.37-44.
3. **Мионов В.Д.** Автоматизированная система управления технологическим процессом энергоблока // Теплоэнергетика. – 1973. – № 4. – С.2-5.
4. **Модернизация АСУТП** электростанций / Ю.С.Тверской, С.А.Таламанов, А.В.Мурин, М.Ю.Тверской // Теплоэнергетика, 1998. – №10. – С.40-43.
5. **Тверской Ю.С., Аракелян Э.К., Кузнецов С.И.** Подготовка и повышение квалификации специалистов в области современных АСУТП электростанций // Теплоэнергетика. – 2006. – №11. – С.70-74.
6. **Тверской Ю.С., Киселев П.А., Баллод Б.А.** Автоматизированная система обучения АСОЗ ЭВМ Мир-2: Информ. листок о научн.-техн. достижении № 117-82. – Иваново: ЦНТИ, 1982. – 2 с.
7. **Тверской Ю.С.** К вопросу об обучении в условиях автоматизации проектирования // Автоматизация проектирования в энергетике и электротехнике: Межвуз. сб. Вып.2. – Иваново: Иван. энерг. ин-т им. В.И.Ленина, 1979. – С.142-150.
8. **Тверской Ю.С.** Автоматизация котлов с пылесистемами прямого вдувания. – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 256 с.
9. **Устройство подготовки** эксплуатационного персонала энергетического обслуживания // Патент № 2282248 (Заявка №2005101012 от 18.01.2005) / Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Голубев А.В., Никоноров А.Н., Харитонов И.Е. // Опубл.20.08.2006. Бюл. № 23.

Использование модели котла БКЗ-420-140 при подготовке специалистов по автоматизации теплоэнергетических процессов

В конце XX века Сибирский институт энергетики (г. Иркутск) по заказу ОАО «Красноярскэнерго» разработал пакет «Модель котла БКЗ-420-140» для использования в процессе подготовки машинистов котлов. Эта программа успешно используется как для подготовки операторов, так и для проведения соревнований целых смен оперативного персонала. В 2000-2003 г.г. эта программа успешно использовалась для повышения квалификации обходчиков котельного оборудования в учебном центре ОАО «Новосибирскэнерго». Котел оборудован всеми средствами автоматизации, включая технические измерения, системами авторегулирования, защит, дистанционного управления. Модель представляет собой четыре основных тракта котлоагрегата: водяной, паровой (рис. 1), газозводственный, топливный.

Известно, что для специалистов-котельщиков более важны статические состояния, не уделяя особого деталям перехода в динамике. Для специалистов по автоматизации тепловых процессов важны как статические, так и динамические режимы. Однако в модели нет системы регистрации, позволяющей фиксировать быстропотекающие процессы. Задача расширения области применения рассматриваемой модели котлоагрегата требовала создания системы регистрации, позволяющей фиксировать все переходные процессы. Такая система была разработана на кафедре тепловых электрических станций в Новосибирском Государственном Техническом Университете и получила название «*Sensor*».

Пакет «*Sensor*» регистрирует основные параметры модели котла в реальном времени и предоставляет их в удобочитаемом для пользователя виде: таблицы или диаграммы. В таблицу выводятся значения всех основных параметров модели котла БКЗ-420-140 и время их регистрации. Для рассмотрения переходных процессов удобно пользоваться диаграммами. В зависимости от поставленной задачи можно вывести на экран как диаграмму одного из параметров, так и их совокупность (рис.2).

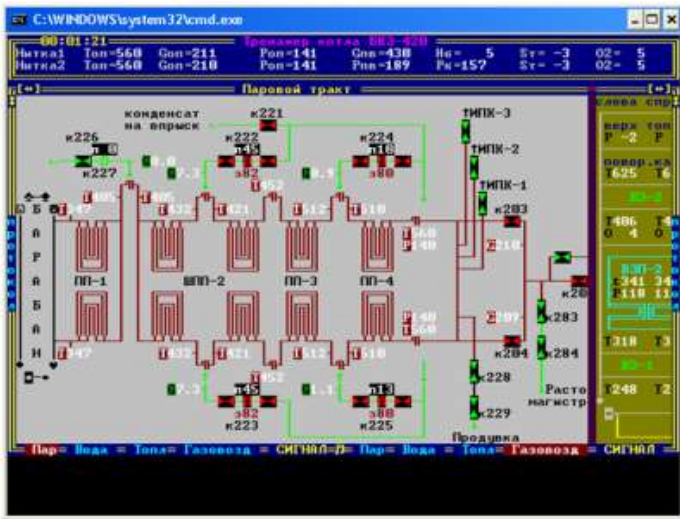


Рис.1. Паровой тракт тренажера БКЗ-420-140

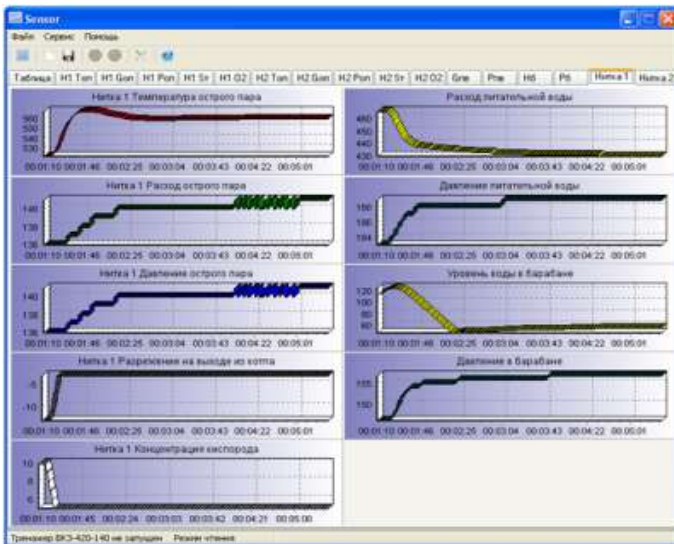


Рис. 2 Диаграммы параметров полученные с помощью пакета "Sensor"

Важной особенностью данного пакета является возможность после реализации процесса на модели котла сохранить все полученные значения для их дальнейшей диагностики. Возможно как сохранение диаграммы отдельного параметра в графическом формате «jpg», так и сохранение таблицы в текстовом формате «txt». Форматы являются стандартными и открываются на всех персональных компьютерах под управлением любой графической операционной системы. Так же имеется возможность сохранять данные в собственном формате программы – «ssb», что позволяет открывать сохраненные проекты без установленной на компьютере программы модели котла и получать больше данных, чем если бы мы сохраняли проект в стандартных форматах.

Пакет поддерживает экспорт таблиц в Microsoft Excel, для последующей обработки данных.

Программа «*Модель котла БКЗ-420-140*», дополненная пакетом «Sensor» может быть широко использована для подготовки квалифицированных специалистов-теплотехников и специалистов по наладке, проектированию и эксплуатации автоматических систем регулирования теплогенерационного оборудования электростанций.

Литература

1. **Использование модели котла БКЗ-420-140 при...** / С.И. Новиков, А.В. Сафронov // Энергетика и теплотехника: Сборник научных трудов. НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2009. Вып.14 - С. 84-96.
2. **Рекомендации по составлению деревьев оценки ситуаций при управлении котельным и турбинным оборудованием.**- М.: Союзтехэнерго. 1982.
3. **Новый метод подготовки оперативного персонала электростанций.**/ А.Г. Чачко, Н.Б. Милютина, Н.С. Долгоносov, Н.В. Ткачук // Электрические станции. 1975. №5.
4. **Обучение оператора АСУ анализу оперативных ситуаций.**/ А.Г. Чачко, Н.С. Долгоносov // Приборы и системы управления. 1976. №6

УДК 620.9.002.56

В.В. ДАВЫДОВ, к.т.н., доцент;
Е.Д. МАРШАЛОВ, вед. инженер
(ИГЭУ)

Модернизация лаборатории метрологии и технологических измерений

История лаборатории метрологии и технологических измерений (МТИ) начинается в далеком 1962 году. В это время кафедра систем управления начинает работы в направлении изучения применения атомной энергии в народном хозяйстве. Создаются лабораторные стенды первого поколения, закупаются первые приборы, такие как: радиоактивный уровнемер, дифтрансформаторные датчики, приборы ЭПИД в комплекте с дифманометрами. С

1967 закупаются ламповые потенциометры, автоматические мосты, термосопротивления, термопары, приобретается первый термостат для калибровки датчиков температуры, поршневой манометр для поверки датчиков давления, создаются лабораторные стенды второго поколения.

В дальнейшем кафедра продолжала работу по усилению эффективности и повышению качества учебного процесса. На протяжении 1976-1977 года была проведена работа по реконструкции лабораторной базы. За короткий срок силами преподавателей, лаборантов и студентов старших курсов были созданы лабораторные стенды третьего поколения, оснащенных новыми приборами такими как: КСМ-4, КСП-4 классом точности 0,25. Под руководством Ю.К. Коптелова создана единая конфигурация стендов. В 1999 году производилась модернизация, восстановление и доработка лабораторных стендов: пирометрия, влагометрия газов, логометры и милливольтметры, измерение давления и измерение расхода.

После комплексной модернизации, включившей капитальный ремонт помещения лаборатории и установку нового оборудования, в ноябре 2010 г. состоялось торжественное открытие лаборатории метрологии и технологических измерений кафедры систем управления. Лаборатория относится к классу наукоемких лабораторий, оснащена самой современной измерительной аппаратурой. Созданные стенды позволяют выполнять все основные виды работ по метрологической аттестации датчиков и вторичных приборов. По конструктивному и внешнему исполнению лабораторные стенды практически не отличаются от промышленных стендов, эксплуатируемых на современных электростанциях.

Модернизация выполнена при поддержке ОАО «Энел ОГК-5», «Инженерного центра ЕЭС», благотворительного фонда «Энергетик», ООО НПП «Элемер», ООО «Корпорация АК «Электросевкавмонтаж», ООО НПП «ИноТэкс», ИГЭУ.

Новая лаборатория МТИ оснащена современным оборудованием, имеющим улучшенные метрологические характеристики и отвечающим требованиям современных АСУТП на приборной базе ООО НПП «Элемер». Позволяет студентам изучать современные методы и средства измерения температуры, давления, расхода и других основных технологических параметров, а так же проводить поверку современных датчиков и вторичных приборов.

Рабочее пространство лаборатории разделено на две функциональные зоны: учебную и метрологическую.

В учебной зоне размещены три стенда:

1. Стенд для изучения принципов работы и поверки средств измерения давления.
2. Стенд для изучения принципов работы и поверки средств измерения температуры.
3. Стенд для изучения принципов работы и поверки вторичных приборов и функциональной аппаратуры.

В метрологической зоне размещены два стенда:

1. Стенд для поверки и калибровки датчиков давления в соответствии с требованиями государственных стандартов.
2. Стенд для поверки и калибровки датчиков измерения температуры в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Лаборатория предназначена для работы во взаимодействии с информационно-технической средой Полигона АСУТП электростанций в качестве единого учебно-научного тренажерного комплекса, который может служить прототипом УТЦ ПГУ ТЭС второго пускового комплекса Ивановских ПГУ.

УДК 621.311

С.И. НОВИКОВ, к.т.н., доцент,
А.И. ГАЛАНОВА, ассистент
(Новосибирский государственный технический университет)
г. Новосибирск

Автоматика выделения собственных нужд ПГУ

В настоящее время особое внимание уделяется исследованиям в области ликвидации аварийных ситуаций на энергоагрегатах электростанций, так как гарантировать безаварийную работу не могут даже новейшие установки с современными системами управления. Известны разработки, которые способствуют ликвидации аварии в энергосистеме на блочном уровне для традиционных энергоагрегатов [1,2]. Это автоматика выделения собственных нужд (АВСН), которая позволяет сократить время восстановления нормального режима работы, а соответственно и экономический ущерб наносимый аварией [3]. Для барабанных пылеугольных энергоблоков в основе алгоритма работы АВСН лежит использование аккумулированной энергии котлоагрегата, а производство пара осуществляется за счет этой энергии при погашенной топке котла [4]. Генерируемая энергия расходуется на собственные нужды электростанции, а когда появляется возможность выдачи мощности в энергосистему, котлоагрегат может быстро набрать нагрузку, за счет чего время восстановления энергосистемы значительно уменьшается. Традиционно время возможного использования аккумулированной энергии определялось в ходе опытов, проводимых перед внедрением АВСН. Для этого требуется 3-4 опыта на частичный и полный сброс нагрузки, что увеличивает затраты на внедрение АВСН. Однако в [5] описан расчетный метод определения времени возможного использования аккумулированного тепла котлоагрегата, что сокращает число предварительных опытов до одного – приемосдаточного.

Кроме того, существует ряд аварийных ситуаций на парогазовых установках, ликвидации которых способствовало бы использование аккумулированного тепла котла-утилизатора. Например, при аварийном отклю-

чении газовой турбины, в случае если на электростанции установлен только один энергоблок, работа на собственные нужды за счет аккумулированной энергии котла-утилизатора позволит сократить время восстановления нормального режима работы. Это особенно актуально для ПГУ, устанавливаемых на севере России, где нарушение питания потребителя на длительный период может привести к серьезным последствиям. Важным условием является достаточное время возможного использования аккумулированного тепла котла-утилизатора. По мнению специалистов, 10-15 мин. было бы достаточно. Ниже описывается применение расчетного метода [5], предложенного для традиционных энергоблоков, к парогазовым установкам.

Первым этапом в определении возможного времени использования аккумулированного тепла является сбор исходных данных:

1. Схема пароводяного тракта котла-утилизатора (Рис. 1.)
2. Принципиальная тепловая схема энергоблока
3. Параметры питательной воды и пара по пароводяному тракту
4. Водяной и паровой объем поверхностей нагрева и барабана
5. Масса металла водяного экономайзера, барабана, опускных и экранных труб, пароперегревателя, пароохладителя, коллекторов, паропроводов и марка стали, из которых они изготовлены.
6. Количество и геометрические размеры пакетов труб водяного экономайзера, барабана, опускных и экранных труб, пароперегревателя, пароохладителя, коллекторов, паропроводов
7. Пределы технологических защит по уровню в барабане, по температуре острого пара, по давлению острого пара.

В таблице 1 приведен расчет аккумулированного тепла контура высокого давления котлоагрегата Еп-307/353/41,5-12,6/3,1/0,5-565/560/250. В таблице 2 приведен список обозначений, используемых в табл. 1. При этом тепло, которое может быть использовано на производство пара находится как разность между аккумулированным теплом котла при номинальной нагрузке, и аккумулированным теплом при параметрах, соответствующим уставке технологической защиты по понижению температуры острого пара.

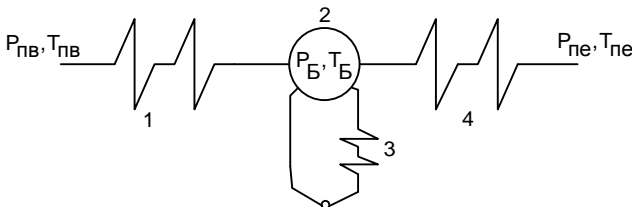


Рис. 1. Пароводяной тракт

1 – экономайзер, 2 – барабан, 3 – испаритель, 4 – пароперегреватель

В результате предварительных расчетов получили время возможного использования аккумулированного тепла котла-утилизатора ЕП-307/353/41,5-12,6/3,1/0,5-565/560/250. Оно составило 12мин. При этом ограничивающим фактором является время генерации пара, тогда как возможное время перегрева составило 51мин. Такой же расчет был проведен для котла П-90, и время использования аккумулированной энергии составило 14 мин. Полученные значения являются ориентировочными, так как в расчете были учтены только основные запасы аккумулированной энергии, и не была учтена аккумулирующая способность изоляционных материалов, дымовых газов и топлива. Реальное время работы будет несколько больше, что может быть определено в ходе приемосдаточного опыта на сброс нагрузки.

Из проведенных расчетов можно сделать некоторые выводы:

- Негативным фактором, сказывающемся на уменьшении времени возможной генерации пара, является дополнительное аккумулирование тепла водой, находящейся в котле. Это связано с изменением плотности воды при падении параметров.

- Время генерации пара можно увеличить, если снизить предел технологической защиты по температуре острого пара до более низкого значения. Это возможно при разрешении завода-изготовителя. Так, например, при внедрении АВСН на энергоблоке с котлом ТПЕ-214 завод-изготовитель разрешит снизить предел технологической защиты при работе АВСН с 470°C до 450°C .

Таким образом, приведенные расчеты показывают возможность использования аккумулированного тепла котла-утилизатора для временной работы на собственных нуждах ПГУ, для того чтобы иметь возможность, устранив аварийную ситуацию, восстановить нормальный режим работы максимально быстро, а также снижают количество предварительных опытов до одного, что уменьшает стоимость внедрения АВСН ПГУ.

Литература

1. Новиков С.И. Алгоритмическое обеспечение АВСН / С.И. Новиков, А.И. Галанова // Вестник ИГЭУ.- 2011. – Вып. 1.
2. Жданов М.А. Разработка и эксплуатационная проверка алгоритма аварийной разгрузки энергоблоков 200 МВт Псковской ГРЭС / М.А. Жданов, В.П. Соловьев // Электрические станции. – 2003. – Вып. 4.
3. Фролова Е.Л. Оценка экономической эффективности внедрения автоматической системы сохранения собственных нужд энергоблоков / Е.Л. Фролова, С.И. Новиков // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – Вып. 12.
4. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блоков с барабанными котлами. (РД 34.35.132-95) – М.:СПО ОРГРЭС, 1997.
5. Галанова А. И. Расчет аккумулированного тепла котлоагрегата ТПЕ-214 / А. И. Галанова, С. И. Новиков // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. - Вып.14.

Анализ возможности реализации системы аварийной разгрузки энергоблока до собственных нужд

Повышение мощности блочных установок выдвигает в числе общих задач обеспечение маневренного управления блоком в режимах, требующих быстрого изменения нагрузки. Подобная необходимость может возникнуть в результате нестационарных и аварийных режимов в электрических сетях либо проявления внутренних неисправностей, ограничивающих уровень нагрузки блока.

Быстрая разгрузка блока в этих случаях является эффективным мероприятием, позволяющим избежать отключения оборудования технологическими защитами и создать условия для быстрого повторного нагружения после устранения неисправности. Сброс нагрузки в подобных случаях происходит очень быстро, например, при отключении генератора от сети.

Одним из важных показателей работы турбины в таком режиме является скорость вращения ротора турбогенератора, которая не должна превышать критические значения 3300-3360 об/мин (срабатывание защиты на отключение турбины).

Кроме этого, при сохранении давления острого пара на номинальном уровне за счет дросселирования в регулирующих клапанах может произойти резкое снижение температуры пара, поступающего в проточную часть турбины, что вызовет захлаживание паровпускных коробок и ротора цилиндра высокого давления турбины. В связи с этим турбинные заводы требуют, чтобы в процессе сброса нагрузки на блоке давление пара перед турбиной снижалось до 160 кгс/см². В этом случае при сохранении номинальной температуры пара за котлом захлаживание элементов турбины уменьшится.

Современные прямоточные котлы сверхкритического давления не могут надежно работать при снижении давления в парогенерирующей части ниже критического, поэтому необходимо в процессе сброса нагрузки разделить пароводяной тракт на две части. В парогенерирующей части должно поддерживаться сверхкритическое давление, а в перегревательной – пониженное – 160 кгс/см².

Дополнительно необходимо выполнение ряда мер по обеспечению устойчивого процесса горения и возможность сохранения температуры свежего пара близкой к номинальной при допустимых температурах металла поверхностей нагрева водопарового тракта. Статическим режимом работы блока при аварийной разгрузке представляется отработанный режим, наиболее приближенный к пусковому, с расходом питательной воды по ниткам котла 75 т/ч.

Таким образом, при сбросе нагрузки блока основными критериями работы оборудования могут служить следующие факторы:

- обеспечение заданной скорости вращения ротора турбогенератора 3300 об/мин;
- обеспечение снижения давления пара перед турбиной до уровня 160 кгс/см^2 ;
- обеспечение сверхкритического давления в парогенерирующей части до встроенной задвижки (ВЗ) 250 кгс/см^2 ;
- обеспечение снижения расхода питательной воды по ниткам котла до 75 т/ч;
- обеспечение заданного температурного режима работы котла.

Реализация сложных алгоритмов с большим числом выполняемых операций и их последующее испытание на действующем оборудовании сопровождается большими рисками и, в связи с этим, существенно затрудняет внедрение сложных, интеллектуальных задач автоматизированного управления. Использование многофункциональных полигонов АСУТП как экспериментальных установок с имитационными моделями технологического оборудования, функционирующими в режиме реального времени позволяет заранее оценить возможность реализации задачи аварийной разгрузки блока до собственных нужд [1,2].

Реализация системы аварийной разгрузки блока до собственных нужд требует выполнить анализ состояния тепломеханического оборудования блока и существующих технических средств автоматизации с целью выявления возможных ограничений при дальнейшей реализации системы на работающем оборудовании.

Исследование работы системы выполнялись на примере имитационных моделей блоков 250 МВт ст.№10 и ст.№11 ТЭЦ-22 Мосэнерго. Одним из требований, предъявляемых к модели, является обеспечение адекватности реализации модели реальному объекту управления при любых возможных управляющих воздействиях в нестационарных режимах. В разработанной имитационной модели принят ряд допущений, но по результатам испытания модели [2] можно сделать вывод о достаточной ее адекватности для качественного анализа возможности реализации задачи аварийной разгрузки энергоблока до собственных нужд.

Работа системы аварийной разгрузки блока существенно зависит от маневренности блока (большого сброса нагрузки за короткий период времени), которая при этом зависит от скорости изменения главных управляющих воздействий: изменение расхода пара на турбину (МУТ), изменение расхода пара на сбросе в конденсатор (БРОУ), изменение расхода питательной воды (РПК). От времени полного хода данных регулирующих клапанов напрямую зависит скорость сброса нагрузки блока в аварийной ситуации.

При этом на энергоблоке ст.№10 на паровой турбине установлена традиционная электрогидравлическая система регулирования, а на энер-

гоблоке ст. №11 микропроцессорная система регулирования с электро-механическими преобразователями.

Система аварийной разгрузки блока до собственных нужд строилась с использованием следующих систем автоматического регулирования: регулятор питания котла; регулятор топлива котла; регулятор давления до ВЗ; регулятор давления острого пара перед турбиной; регулятор скорости вращения турбины; регуляторы температуры острого и вторичного пара за котлом.

Во время сброса нагрузки разделение пароводяного тракта осуществляется посредством закрытия ВЗ по ниткам. Сверхкритическое давление (250 кгс/см^2) в тракте до ВЗ поддерживается клапанами Д-1, установленными на обводе ВЗ и дросселирующими пар с 250 до 160 кгс/см^2 встроенные сепараторы. Излишки пара за котлом сбрасываются через БРОУ в конденсатор.

Быстрый и надежный перевод котла на режим с пониженным давлением в перегревателе требует ряда действий по снижению нагрузки котла до растопочной (75 т/ч), закрытию ВЗ, включению регулятора давления БРОУ с заданием 160 кгс/см^2 и включению регуляторов давления до ВЗ, действующих на клапаны Д-1.

По результатам испытаний было выявлено, что электрогидравлическая система регулирования с воздействием на МУТ (блок ст.№10) не позволяет обеспечить скорость вращения ротора турбины до 3300 об/мин, что вызывает срабатывание защиты, действующей на аварийный останов турбины. Испытания системы показали, что ее реализация возможна при условии быстродействующей системы регулирования турбины (полное время хода регулирующих клапанов не более 1 сек).

Микропроцессорная система регулирования с электромеханическими преобразователями (блок ст.№11) может обеспечить разгрузку энергоблока, с основными технологическими параметрами не превышающими критических значений: максимальное давления пара перед турбиной составило 280 кгс/см^2 ; давления пара перед ВЗ находилось в диапазоне $235\text{-}285 \text{ кгс/см}^2$, температура острого пара находилась в диапазоне $510\text{-}550^\circ\text{C}$, температура вторичного пара находилась в диапазоне $500\text{-}565^\circ\text{C}$. Предохранительные клапаны открылись на 120 сек.

Полученный опыт и результаты показали целесообразность решения на базе полигона ряда исследовательских задач ориентированных на реализацию и отработку новых функций АСУТП.

Литература

1. **Тверской Ю.С., Таламанов С.А.** Опыт создания и перспективы развития полигонов полномасштабных АСУТП энергоблоков тепловых электростанций // Вестник ИГЭУ, вып.1. – Иваново, 2002. – С.101-107.
2. **Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Голубев А.В.** Освоение новой технологии АСУТП в учебно-научном процессе энергетического университета // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2004. – №6. – С.6-9.
3. **Голубев А.В.** Особенности отладки и испытаний алгоритмов управления нестационарными режимами работы энергоблоков / Вестник ИГЭУ Вып.4.-2010.-С.69-71.

УДК 621.321

А.В. ЗАХАРОВА, к.т.н., доцент,
С.А. САХАРОВ, В.А. СОКОЛОВ студенты
(ИГЭУ)

Модернизация информационного и математического обеспечения задачи внутростанционной оптимизации режимов ГТУ-ТЭЦ

Одно из главных направлений повышения энергетических характеристик ГТУ-ТЭЦ – внутростанционная оптимизация режимов, которая позволяет получить значительную экономию топлива без дополнительных капиталовложений.

Задача оптимального распределения нагрузок на ГТУ-ТЭЦ, имеющей разнотипное оборудование и отпускающей электрическую энергию и тепло в виде пара разного потенциала и с горячей водой на несколько тепломагистралей, является многомерной и не имеет типового решения.

Целью работы является модернизация информационного и математического обеспечения АСУТП ГТУ-ТЭЦ для решения задачи оптимизации режимов работы и выбора состава работающего оборудования. В основу работы положены результаты статистического обследования ГТУ-ТЭЦ в виде модели возмущений по электрической и тепловой нагрузке, моделей гипотетических ситуаций, целевых функций и ограничений. Анализ гипотетических ситуаций дает разбить тепловую схему на группы оборудования, обеспечивающие заданный режим работы, и определить объем информационного и математического обеспечения задачи оптимизации в каждом режиме.

Для решения задачи оптимизации режимов работы использован известный в математическом моделировании прием последовательного распределения нагрузок, при этом выполняется декомпозиция комплексной задачи на частные задачи меньшей сложности, поиск глобального оптимума осуществляется по итерационной схеме решения частных задач.

В рассматриваемой работе распределение электрических нагрузок выполняется на основе метода одномерного динамического программирования Беллмана, распределение тепловых нагрузок по пару и горячей воде – на основе метода двумерного динамического программирования. Приведены рекуррентные соотношения модифицированного метода Беллмана для двумерного распределения тепловой нагрузки.

Выполнен сравнительный анализ методов оптимального распределения нагрузки на основе принципа оптимальности Беллмана и комбинированного метода ветвей и границ.

Приведено информационное и математическое обеспечение АСУТП ГТУ-ТЭЦ в объеме, необходимом для стабилизации расчетного опти-

мального режима: алгоритмы идентификации каналов регулирования газотурбинных установок и котлов-утилизаторов, оптимизации систем регулирования, адаптации алгоритмов регулирования к переменным режимам работы оборудования.

Литература

1. **Цанев С.В.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2002.
2. **Таха Х.** Введение в исследование операций. – М.: Вильямс, 2005.

УДК 681.3

Ю.С. ТВЕРСКОЙ, д.т.н., профессор,
Ю.В. НАУМОВ, аспирант
(ИГЭУ)

Контроль качества автоматического регулирования по трендам сигналов, регистрируемым ПТК АСУТП

Введение

В настоящее время большинство существующих тепловых электростанций (ТЭС) оснащаются современными автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУТП) на базе программно-технических комплексов (ПТК) сетевой организации, одной из функций которых является непрерывная цифровая регистрация дискретных и аналоговых сигналов, поступающих с датчиков при штатной эксплуатации системы [1,2]. Однако существующие программно-инструментальные средства, в большинстве своем оставшиеся неизменными с предыдущего технологического поколения АСУТП, не способны адекватно оценивать и обрабатывать массивы данных архивируемых сигналов, в результате чего снижается эффективность современных АСУТП.

Разработка новых программно-инструментальных средств в составе рабочей станции контроля качества автоматического регулирования и автоматической настройки автоматических систем регулирования (АСР) на основе теоретически обоснованных алгоритмов, учитывающих особенности регистрации, обработки и хранения трендов промышленных сигналов на архивных станциях ПТК, позволит повысить эффективность использования АСУТП.

В составе станции контроля качества и автоматической настройки АСР можно выделить следующие подсистемы [3]:

- подсистему контроля качества автоматического регулирования;
- подсистему идентификации;
- подсистему параметрической оптимизации АСР.

В работе проводится исследование методик и алгоритмов контроля качества АР по трендам сигналов, архивируемых в АСУТП.

Оценка показателей качества автоматического регулирования

В режиме штатной эксплуатации энергетического оборудования оцениваются следующие показатели качества:

- максимальное отклонение регулируемого параметра;
- среднеквадратичное отклонение регулируемого параметра;
- выбеги регулируемого параметра;
- относительное и абсолютное время работы исполнительного механизма;
- среднее число включений исполнительного механизма в минуту.

Также целесообразно проводить расчет оперативных тенденций показателей качества АСР за выбранный временной интервал.

По результатам испытаний АСР оцениваются следующие прямые и интегральные показатели качества:

- максимальное отклонение регулируемого параметра;
- время регулирования;
- интегральный квадратичный критерий;
- степень затухания переходного процесса.

В силу специфики регистрации данных на архивной станции ПТК АСУТП в подсистеме функционального диагностирования станции контроля качества возможно получение оценок качества автоматического регулирования технологических параметров по трендам сигналов для любого выбранного временного интервала [4].

Создание станции контроля качества автоматического регулирования

Разработанные алгоритмы реализованы в программном комплексе «Control Station» в составе подсистемы контроля качества автоматического регулирования, включающего в себя:

- модуль тестового диагностирования, предназначенного для оценки показателей качества автоматического регулирования по результатам испытаний АСР (рис. 1);
- модуль функционального диагностирования, позволяющего проводить оценку показателей качества автоматического регулирования в ходе штатной эксплуатации (рис. 1);

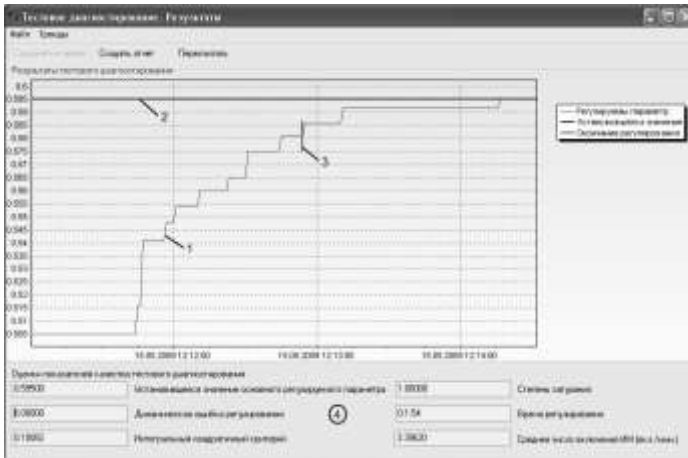


Рис. 1. Модуль тестового диагностирования ПК «Control Station». Результаты расчета: 1 – переходный процесс, 2 – установившееся значение, 3 – окончание регулирования, 4 – показатели качества

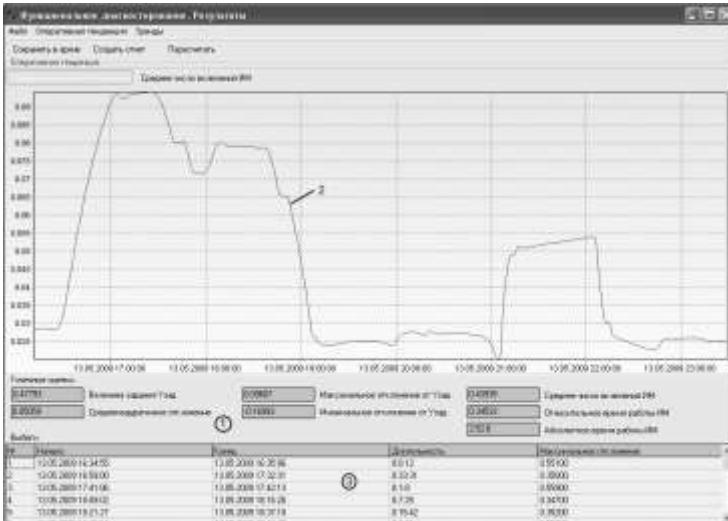


Рис. 2. Модуль функционального диагностирования ПК «Control Station». Результаты расчета: 1 – показатели качества, 2 – оперативная тенденция средне-квадратического отклонения регулируемого параметра, 3 – выбег регулируемого параметра

Литература

1. **Тверской Ю.С., Таламанов С.А.** Особенности и проблемы современного этапа развития технологии создания АСУ ТП тепловых электростанций // Теплоэнергетика. 2010. №10. С. 37-44.
2. **Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Мурин А.В.** Особенности новой технологии создания АСУ ТП на базе ПТК сетевой организации // Автоматизация в промышленности. 2003. №4. С. 72-76.
3. **Таламанов, С.А.** Концепция построения станции контроля качества автоматического регулирования и автоматизации настройки АСР в составе АСУТП тепловых электростанций // Сб. докладов «Управление и информационные технологии». 4-я Всероссийская научная конференция 10-12 октября 2006г., Санкт-Петербург, с.196-201.
4. **Таламанов С.А., Тверской М.Ю.** Методика решения задач контроля качества регулирования, идентификации и робастной настройки АСР, функционирующих в составе полномасштабных АСУТП тепловых электростанций // Теория и практика построения и функционирования АСУ ТП: Труды Международ. науч. конф. «CONTROL–2000». – М.: Издательство МЭИ, 2000. – С. 42-47.

УДК 621.315.1

А. Л. КУЛИКОВ, д.т.н.
М. Д. ОБАЛИН, инженер,
П.А. КОЛОБАНОВ, инженер
(НГТУ им. Р.Е. Алексеева) г. Нижний Новгород

Объединение алгоритмов ОМП ЛЭП на основе статистической информации аварийных режимов

Повышение точности дистанционного определение места повреждения (ОМП) является сложной и актуальной задачей релейной защиты энергосистем. Решение этой задачи позволяет существенно сократить время нахождения линии электропередачи (ЛЭП) в ремонте после ее аварийного отключения.

Известны различные алгоритмы ОМП ЛЭП, обладающие разной степенью точности оценки расстояния до повреждения [1,2,3]. В некоторых случаях для снижения ошибки применяются либо несколько последовательных замеров (например, при автоматическом повторном включении), либо замеры с разных концов. Однако в электротехнической практике не используется ресурс по объединению алгоритмов ОМП ЛЭП в интересах повышения результирующей точности.

Возможности такого объединения проиллюстрируем на основе следующих алгоритмов ОМП ЛЭП по параметрам аварийного режима (ПАР) в сети с глухозаземленной нейтралью [1,2]:

1) Метод, соответствующий приборам первого поколения многофункциональных индикаторов (МФИ):

$$L_p = \frac{\operatorname{Im}(\underline{U}_\phi / \underline{I}_0)}{\operatorname{Im}(((\underline{I}_\phi + k \cdot \underline{I}_0) / \underline{I}_0) \cdot Z_{1yd})} \quad (1)$$

где $\underline{I}_\phi, \underline{U}_\phi$ – комплекс тока и напряжения поврежденной фазы в месте установки прибора; \underline{I}_0 – комплекс тока нулевой последовательности в месте установки прибора; Z_{1yd} – комплексное удельное сопротивление ЛЭП, $k = (Z_{0yd} - Z_{1yd}) / Z_{1yd}$ – коэффициент компенсации по току нулевой последовательности; L_p – расстояние до места повреждения.

2) Метод на основе индикатора микропроцессорного фиксирующего (ИМФ-ЗР):

$$L_p = \frac{\operatorname{Im}(\underline{U}_\phi / \underline{I}_0 \cdot e^{-j\beta_i})}{\operatorname{Im}(((\underline{I}_\phi + k \cdot \underline{I}_0) / \underline{I}_0 \cdot e^{-j\beta_i}) \cdot Z_{1yd})} \quad (2)$$

где β_i – фаза коэффициента токораспределения схемы замещения нулевой последовательности.

3) Метод на основе многофазного реле сопротивления (МРС):

$$\operatorname{Im}\left(\frac{\underline{U}_\phi - (\underline{I}_\phi + k \cdot \underline{I}_0) \cdot \underline{Z}_y}{\underline{I}_0 \cdot e^{-j\beta_i}}\right) = 0 \quad (3)$$

где $\underline{Z}_y = \underline{Z}_{1yd} \cdot L_k$ – уставка МРС

Каждый из рассматриваемых методов обладает собственной совокупностью достоинств и недостатков. В результате расчета отдельно по каждому методу, формируется собственная оценка расстояния до места повреждения. Для получения результирующей оценки, целесообразно применение взвешенной суммы оценок расстояний с учетом ошибок каждого из приборов:

$$L_p = \frac{\sum_{i=1}^n L_i / D_i}{D_p} \quad (4)$$

$$\frac{1}{D_p} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{D_i} \right) \quad (5)$$

где L_p – результирующая оценка расстояния при ОМП ЛЭП; L_i – оценка расстояния (показания i -го прибора ОМП ЛЭП); D_p – дисперсия ре-

зультатирующей оценки расстояния; D_i – дисперсия ошибок оценки расстояния i -го прибора (алгоритма) ОМП ЛЭП.

Оценка расстояния L_p определяется как средневзвешенная из результатов измерений с весами, обратными дисперсиям последних, а при одинаковых дисперсиях – как среднее арифметическое результатов измерений [3]. При этом вклад ошибки, вносимой каждым из методов снижается, а точность совместного решения возрастает.

Для исследования предложенной методики использовались средства имитационного моделирования электроэнергетических систем и объектов. В качестве объекта моделирования выбрана линия электропередачи длиной 100 км с двухсторонним питанием, напряжением 220 кВ и средними для такого класса напряжения удельными параметрами ЛЭП [1].

Имитация однофазного короткого замыкания (КЗ) производилась с шагом 5% от длины линии. Для каждой выбранной точки КЗ производился расчет расстояния до места повреждения. В результате 63 тыс. опытов были получены законы распределения ошибки оценки расстояния при ОМП ЛЭП для каждого из методов. Для примера приведем законы распределения ошибки оценки расстояния, сформированные на основе расчета для точки КЗ $L_{КЗ} = 35$ км (рис. 1., табл. 1)

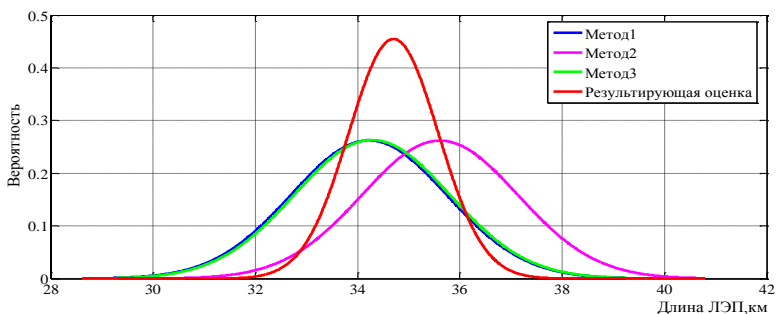


Рис.1. Законы распределения ошибки ОМП ЛЭП для точки КЗ $L_{КЗ} = 35$ км

Таблица 1. Статистические характеристики ОМП ЛЭП ($L_{КЗ} = 35$ км)

	Метод 1	Метод 2	Метод 3	L_p , км
Математическое ожидание, L_{p_i} , км	34,221	35,610	34,281	34,7
Среднеквадратическая ошибка, σ_i , км	1,521	1,523	1,516	0,877
Дисперсия, D_i , км ²	2,312	2,319	2,298	0,770

Результирующая оценка расстояния (L_p) формируется путем объединения методов 1-3 с коэффициентами, учитывающими обратную пропорциональность дисперсий ошибок для каждого из методов (выражения 4 и 5). Как видно из рис. 1 и табл.1 результирующая оценка обладает уменьшенной дисперсией и среднеквадратической ошибкой расчета расстояния (для рассматриваемого примера сокращение ошибки составляет 1.74 раза).

Выводы:

1. Предлагаемая методика объединения алгоритмов ОМП ЛЭП по параметрам аварийного позволяет сократить ошибку результирующей оценки расстояния. Для анализируемого примера сокращение ошибки составляет 1.74 раза.

2. Рассмотренные принципы объединения результатов могут применяться как при последовательных, так и при параллельных измерениях для повышения точностных характеристик ОМП ЛЭП.

Литература

1. Аржаников Е. А., Лукоянов В. Ю., Мисриханов М. Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи/Под ред. В. А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с.
2. Арцишевский Я. Л. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с заземленной нейтралью. М: Высш. Шк., 1988 – 94 с.
3. Куликов А. Л., Мисриханов М. Ш., Петрухин А. А. Определение мест повреждений ЛЭП 6 – 35 кВ методами активного зондирования: монограф./ А. Л. Куликов, М. Ш. Мисриханов, А. А. Петрухин/Под ред. В. А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 162 с.

УДК 621.313

К.К. КРУТИКОВ, к.т.н., доцент,
В.В. РОЖКОВ, к.т.н., доцент
(филиал ГОУВПО «МЭИ (ТУ)») г. Смоленск

Моделирование режимов работы регулятора мощности дуговой сталеплавильной печи с учетом нелинейности дуги

Известны способы регулирования мощности трехфазной дуговой сталеплавильной печи (ДСП) тремя управляющими воздействиями:

- изменением скорости движения электродов и их положения над металлом;
- регулированием отпаек печного трансформатора под нагрузкой;
- регулированием отпаек витков силового дросселя в первичной обмотке печного трансформатора под нагрузкой [1].

Часто по технологическим причинам ограничиваются применением лишь первого управляющего воздействия [2].

Привод перемещения электродов выполняется, как правило, электрогидравлическим. Даже при предельном быстродействии процессы перемещения электродов гораздо медленнее периода сети. При плавке металла в ДСП зажигаются три дуги фаз. В электрическом отношении они представляют собой существенную нелинейность. Для заданного расстояния между электродами напряжение на дуге в каждом полупериоде сети практически постоянно, но величина этого напряжения пропорциональна длине дуги.

В процессе работы помимо нелинейности дуги значительное влияние оказывают разного рода несимметрии: пространственного расположения электродов относительно металла, активных и индуктивных сопротивлений короткого контура, питающей сети. В этих условиях поддерживать оптимальный режим плавки с максимальной активной мощностью и минимальными несимметриями по фазам затруднительно. Несинусоидальность регулятором перемещения устранить принципиально невозможно, так что дуговая печь является источником помех, генерируемых в питающую сеть.

Широко применяемые регуляторы мощности ДСП для трех каналов могут работать по следующему принципу. Входной сигнал регулятора определяется программным заданием скорости перемещения. Поправка к этому сигналу формируется как разность желаемого действующего значения фазного тока дуги и его измеренного значения. При условии использования изолированной нейтрали дуг сумма фазных токов тождественно равна нулю, и присутствует взаимное влияние фаз друг на друга.

Настоящая работа рассматривает компьютерную модель ДСП с базовым регулятором описанного принципа работы, а также возможных других. В состав модели легко вводить параметры силовой цепи, свойства дуги семейством нелинейных вольт-амперных характеристик в зависимости от длины дуги, формируемой регулятором.

Проведена серия экспериментов на модели ДСП-30 для различных режимов плавки. Так, например, для режима сближения электродов, их разведения с получением максимальной мощности и ее стабилизацией в симметричном и несимметричном режимах.

На рис.1-2 показаны осциллограммы эксперимента.

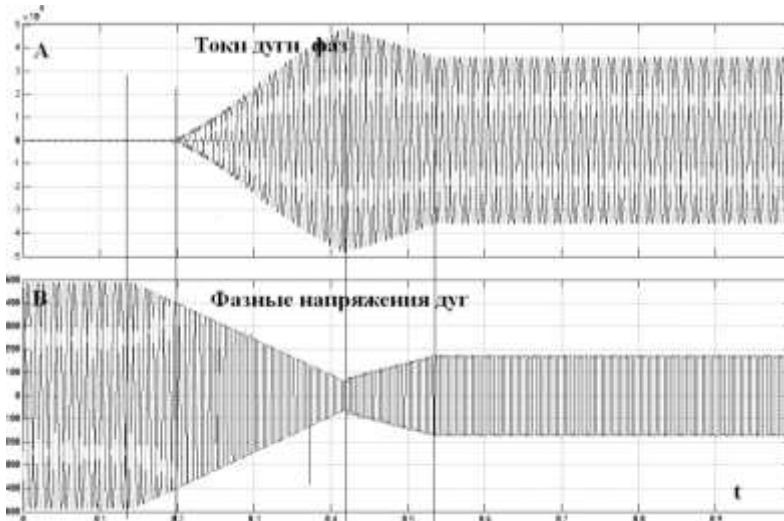


Рис.1. Фазные токи и напряжения дуг.

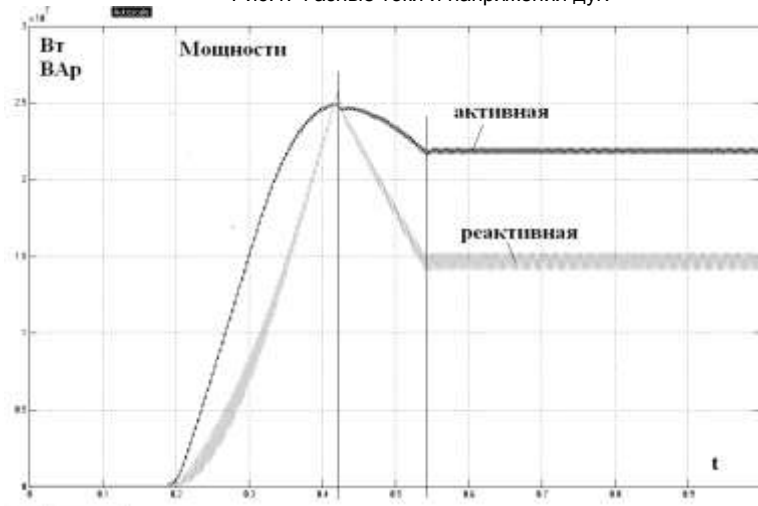


Рис.2. Активная и реактивная мощности

На первом этапе приведенного опыта в симметричном режиме осуществляется сближение электродов и поджиг, далее – разведение электродов

тродов в режиме «подергивания» и получение максимальной мощности, режим стабилизации.

Проведены также опыты при исходной значительной несимметрии положения дуг.

Выводы:

1. Разработанная оригинальная модель ДСП при описанном законе управления тремя каналами дуг существенно расширяет имеющиеся представления об энергетике процессов. Особенно важна полученная на модели возможность настройки регулируемых параметров ДСП.

2. Получены «изнутри» средствами моделирования показатели работы ДСП, совпадающие с измеренными в процессе плавки на ГУП «ЛПЗ» в г. Ярцево.

3. Разработанная модель с описанным базовым или другими регуляторами позволяет решить многие практически важные задачи, такие как ограничение токов, более точное симметрирование режима при несимметрии параметров.

4. Осциллограммы переменных модели позволяют оценить:

- степень искажения токов и напряжений,

- уровень пульсаций активной и реактивной мощности, и, следовательно, степени несимметрии режима.

5. Описанный трехканальный регулятор перемещения электродов с поставленной задачей стабилизации действующих значений токов дуг в определенной степени их симметрирует, что зависит от коэффициента усиления регулятора. Электроды под воздействием сигналов регулятора перемещаются так, что исходная большая несимметрия как их положения относительно зеркала металла, так и токов и напряжений дуг постепенно уменьшается. В конце процесса составляющая обратной последовательности входного тока трансформатора содержит только высокочастотные составляющие с гармониками выше третьей.

6. Экспериментально выявлены возможные режимы хаоса, которые требуют безусловного тщательного изучения с целью их предотвращения.

Литература

1. **Электрические** промышленные печи: Дуговые печи и установки специального нагрева: Учебник для вузов/ А.Д. Свенчанский, И.Т. Жердев, А.М. Кручинин и др.; Под ред. А.Д. Свенчанского. -2-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоиздат, 1981.-296 с.
2. **Усачев М.В.** Система автоматического управления энергетическим режимом электродуговых печей переменного тока. Авт. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. М.: МИСИС, 2009. – 23 с.

Совершенствование характеристик регулирующих органов в системах управления энергоблоков

При автоматизации технологических объектов управления (ТОУ) и создании современных АСУТП особые требования предъявляют к регулирующей арматуре. Это связано, прежде всего, с тем, что качество работы систем управления существенно зависит от характеристик исполнительных устройств (ИУ). В гидравлической системе на форму расходной характеристики (РХ) влияет множество факторов. Даже при выборе регулирующего органа (РО) с линейной заводской характеристикой, зачастую, невозможно получить качественный процесс автоматического регулирования при работе ТОУ в широком диапазоне нагрузок. А некоторые типы регулирующей арматуры вообще не позволяют иметь линейную расходную характеристику из-за их конструктивных особенностей. Поэтому проблема оптимизации характеристик регулирующих органов в системах управления энергоблоков ТЭС всегда представлялась актуальной [1, 2].

Узел регулирования технологической среды, состоящий из регулирующего органа, электропривода и гидравлической линии представляет собой многомерное пространство и составляет единую информационно-технологическую среду, в которой информационные и технологические процессы идут параллельно. Поэтому, при проектировании объектов энергетики, необходимо уделять многофакторной проблеме выбора регулирующей арматуры повышенное внимание. Если отдавать предпочтение стоимостным критериям в ущерб технологическим, то работа такой арматуры в современных АСУТП будет крайне неэффективной [3]. В настоящее время имеют место трудности в реализации функций управления в составе АСУТП, что подтверждается результатами диагностирования регулирующих клапанов, в том числе, на новых энергоблоках.

Типовой узел регулирования включает в себя две подсистемы: контроля и управления. Подсистема контроля, состоящая из преобразователя расхода и аналого-цифрового преобразователя, производит непрерывное измерение текущей величины расхода. Подсистема управления, состоящая из цифро-импульсного преобразователя, усилителя управляющего сигнала, исполнительного механизма и регулирующего органа, отвечает за изменение расхода регулируемого параметра в соответствии с требованиями технологического процесса.

В реальных условиях расходная характеристика РО зависит от множества факторов, поэтому на этапе проектирования АСУТП энергетических объектов невозможно заранее рассчитать точную форму РХ [4]. Ввиду того, что между приводом и регулирующим органом может быть любая форма связи, целесо-

образно рассматривать расходную характеристику не регулирующего органа в отдельности, а для комплекта "привод – регулирующий орган".

Если характеристика связи выходного вала исполнительного механизма со штоком клапана линейная, то расходные характеристики регулирующего органа и комплекта совпадают.

Т.к. расходная характеристика комплекта "привод – регулирующий орган" зависит как от формы расходной характеристики регулирующего органа, так и от характеристики связи, то желаемую форму расходной характеристики комплекта "привод – регулирующий орган" можно получить как за счет перепрофилирования проходного сечения, так и за счет изменения характеристики связи [5].

При выборе метода преобразования расходной характеристики комплекта "привод – регулирующий орган" следует принимать во внимание конструктивные особенности регулирующего органа и привода и избегать чрезмерно сложных механизмов сочленения.

Метод перепрофилирования регулирующего органа отличается простотой реализации, но дает меньшую точность воспроизведения требуемой расходной характеристики комплекта "привод – регулирующий орган" по сравнению с методом введения нелинейной связи. Область применения данного метода – клапаны со встроенными исполнительными механизмами; а также в тех случаях, когда введение нелинейной связи приводит к усложнению механизмов сочленения [6].

Метод введения нелинейной связи при правильном выборе механизма связи обеспечивает достаточно точное воспроизведение характеристики "привод – регулирующий орган". Область применения метода – для поворотных заслонок и шаровых кранов; а также во всех случаях, когда не требуется сложный механизм сочленения привода с регулирующим органом.

В выполненной работе оптимизация характеристик ИУ в системах управления решена путем построения корректирующей модели невязки между оптимальной линейной характеристикой и фактической при заданной нагрузке (степени открытия клапана).

В ходе проделанной работы были созданы модели АСР с регулирующими органами и участками технологического объекта управления [7]. С целью получения оптимальных параметров настройки регуляторов проведена параметрическая оптимизация системы регулирования. Имитационное моделирование полученной системы выполнено в специализированном программном средстве "VisSim".

В работе рассмотрена проблема влияния формы расходной характеристики на качество работы систем управления и проанализированы способы корректировки расходных характеристик. Разработана методика повышения качества работы систем управления, путем алгоритмической коррекции нелинейности расходных характеристик регулирующих органов. Методика применима для всех типов дроссельной регулирующей

арматуры и не требует конструктивных вмешательств.

Следует отметить, что при проектировании энергетической арматуры наилучшими с точки зрения АСУТП являются клапаны, изначально обеспечивающие близкие к линейным расходные характеристики. При невозможности или нецелесообразности применения таких клапанов, использование разработанной методики позволяет существенным образом улучшить качество работы систем управления.

Литература

1. **Тверской, Ю. С.** Оптимизация характеристик регулирующих органов в системах автоматического управления / Ю.С. Тверской, Е.Д. Маршалов // Вестник ИГЭУ. – 2010. – № 4. – С.64-68.
2. **Технология АСУТП электростанций** // Технология АСУТП электростанций: материалы Международной научно-технической конференции "XII Бенардосовские чтения": секция 3 "Системы управления и автоматизация / ГОУВПО "ИГЭУ им. В.И. Ленина"; под ред. Ю. С. Тверского. – Иваново. – 2005. – Т. 3.
3. **Какузин, В. Б.** Обзор рынка энергетической арматуры. М.: Филиал ОАО "Инженерный центр ЕЭС" – фирма "ОРГРЭС", 2007. – 12 с.
4. **Наладка средств автоматизации и автоматических систем регулирования: справочное пособие** / А. С. Клюев, А. Т. Лебедев, С. А. Клюев, А. Г. Товарнов; под ред. А. С. Клюева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 368 с.
5. **Благов, Э. Е.** Дроссельно-регулирующая арматура ТЭС и АЭС / Э. Е. Благов, Б. Я. Ивницкий. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 288 с.
6. **Арзуманов, Э. С.** Расчет и выбор регулирующих органов автоматических систем / Э. С. Арзуманов. – М.: Энергия, 1971. – 112 с.
7. **Маршалов, Е. Д.** Имитационное моделирование гидравлических систем с регулирующими органами / Е.Д. Маршалов, О.А. Нечаева // Вестник ИГЭУ. – 2007. – № 4. – С.84-87.

УДК 004.896

Д.Г. ОСТЕРМАН, инженер
(ОАО «Ивэлектроналадка») г. Иваново

Опыт использования САПР AutomatiCS при проектировании системы управления блока №9 ТЭЦ-21 г.Москва

Введение

В данной статье рассмотрены вопросы применения САПР AutomatiCS для разработки проектной документации в части систем управления электроприводами запорной и регулирующей арматуры.

В составе рабочей документации разрабатывались следующие виды проектных документов:

- сборки РТЗО; общие виды;

- схемы кабельных соединений датчиков положения исполнительных механизмов, подключаемых к ПТК;
- схемы подключения внешних проводок; шкафы ПТК;
- схемы подключения внешних проводок; сборки РТЗО;
- кабельный журнал;
- перечень запорно-регулирующей арматуры.

Создание проекта

На первом этапе были собраны все данные о существующих электроприводах, их принципиальных схемах, силовых сборках, шкафах управления, УКП и пр. От заказчика была получена спецификация на электрифицированные задвижки. Полученные данные были проанализированы и сведены в таблицу Excel. Далее эта таблица была импортирована в проект AutomatiCS.

От разработчика ПТК была получена база данных по сигналам контроля и управления. Эти данные также были добавлены в проект.

В базу данных и знаний AutomatiCS были добавлены разработанные принципиальные схемы. Для этого использовалась графическая страница AutomatiCS.

Кроме этого, из БДЗ были использованы данные о типах применяемой для проектирования кабельной продукции, описания контактов блоков БОЭ, УКП и модулей контроллеров.

Работа

В САПР AutomatiCS используется Агрегативно Декомпозиционная Технология проектирования для тиражирования типовых проектных решений, в данном проекте – схем управления электроприводами. Для автоматизации последовательности действий проектировщика, типовых проектных процедур и операций очень широко применяются макросы.

При работе САПР, один за другим вызывается исполнение макросов, при необходимости, выдаются подсказки пользователю о его возможных действиях. Таким образом, последовательно выполняются следующие операции:

- проверка данных ТЗ;
- автоматический выбор схем управления;
- присвоение марок связям;
- добавление в проект резервных блоков РТЗО;
- объединение блоков управления приводов в шкафы РТЗО;
- формирование кабелей и т.д.

В результате работы макросов была получена готовая монтажная модель проекта.

Вывод документов в САПР AutomatiCS, формирование большинства документов выполняется по нажатию одной кнопки. Поэтому основной задачей пользователя является настройка информационного обеспечения. Для этого создаются необходимые макеты шаблонов документов,

графических фреймов и настройка правил формирования документов по данным шаблонам. Формирование документа осуществляется одной командой – вывести документацию в заданный вид.

Сборки РТЗО. Общие виды

Общие виды были сделаны по шаблону «Заполнение сборки» путем использования команды *Документирование по шаблону*. В результате для каждой сборки задвижек был получен свой документ.

Схемы кабельных соединений датчиков положения исполнительных механизмов, подключаемых к ПТК

Схемы кабельных соединений были сделаны по шаблону «МКС УП». Для этого использовалось меню *Документирование по шаблону*. В результате был получен соответствующий документ.

Схемы подключения внешних проводок. Шкафы ПТК.

После просмотра и проверки клеммника ПТК, сформированного макросом по данным смежников во встроенной графической странице, выполнялось документирование схем подключения внешних проводок к шкафам ПТК.

При формировании документов, в которых присутствуют изображения технических средств и кабелей, подключенных к ним, есть возможность автоматической или ручной вставки в документ изображений кабелей.

Схемы подключения внешних проводок. Сборки РТЗО

Для разработки схем подключения кабелей к рядам зажимов сборок РТЗО потребовалось создать фреймы для вывода в AutoCAD для каждого типа принципиальных схем.

Схемы подключения сборок РТЗО отличаются однотипностью присоединений жил кабелей к клеммникам. При формировании документа разбиение на страницы выполнялось автоматически.

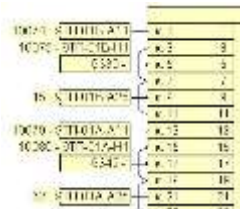
Кабельный журнал

Врезка кабелей выполнялась с применением макроса «Формирование кабелей». Особенностью данной проектной процедуры было наличие большого количества приводов, а, следовательно, и кабелей.

Перечень запорно-регулирующей арматуры

Для документирования перечня запорно-регулирующей арматуры использовались шаблоны для запорной и регулирующей арматуры.

В результате были получены перечни задвижек и регуляторов.



Фрагмент графической страницы



Фрагмент готового документа

Заключение

В результате был создан рабочий проект, включающий в себя всю необходимую проектную документацию. Условно весь процесс выполнения данного проекта можно условно разделить на три этапа:

1. Настройка информационного обеспечения и формирование необходимого объема исходных данных для проектирования.
2. Построение информационной модели. Этот этап выполнялся полностью в автоматическом режиме.
3. Формирование проектной документации, экспорт документов в AutoCAD. Корректировка документов

К главному достоинству применения САПР AutomatiCS при выполнении проекта следует отнести полностью автоматическое формирование части проектных документов как табличных (кабельный журнал, перечень механизмов), так и графических.

Использование САПР AutomatiCS, как и любого средства автоматизации проектирования, накладывает определенные требования на качество и организацию процесса выполнения проектных работ:

- для заполнения БДЗ необходима достаточная квалификация пользователя;
- при разработке шаблонов и блоков необходимо использовать проверенные, правильные решения, так как возможные ошибки тиражируются;
- необходимо определенное время для овладения механизмом макросов.

УДК 621.18:62.52

А.Н. НИКОНОРОВ, ст. преподаватель
(ИГЭУ)

Особенности реализации нелинейных динамических моделей технологических объектов управления в составе полигонов АСУТП электростанций

Одним из главных научных направлений кафедры систем управления ИГЭУ является совершенствование технологии создания и эксплуатации многофункциональных автоматизированных систем управления технологическими процессами электростанций. АСУТП электростанций в настоящее время представляют собой достаточно динамично развивающиеся системы. Что связано, в первую очередь, со стремительным прогрессом в области информационных технологий и развитием микропроцессорных средств управления. Это привело к кардинальному изменению технологии сквозного проектирования и ввода АСУТП в штатную эксплуатацию [1].

Новая технология создания АСУТП подразумевает использование моделей технологических объектов управления на различных стадиях создания АСУТП. Так, например, основное содержание работ на стадии функционального проектирования связано с разработкой алгоритмов реализации сложных функций АСУТП, таких как автоматическое регулирование, функционально-групповое логическое управление. Принимаемые на этой стадии алгоритмические решения не всегда являются типовыми и достаточно отработанными. Поэтому возникает необходимость экспериментальных исследований разработанных алгоритмов.

Стадия технологического проектирования (ввод в действие системы) включает в себя, в том числе, проведение полигонных испытаний программно-технических комплексов (ПТК), а также испытания и передачу АСУТП в опытную и промышленную эксплуатацию. Следует отметить, что полигонные испытания ПТК нацелены на проверку работоспособности программно-аппаратных средств в целом и не распространяются на проверку правильности функционирования собственно алгоритмов контроля и управления. Высокая вероятность наличия ошибок в большом объеме документации и прикладного программного обеспечения зачастую приводит к необходимости отладки АСУТП на «живом» объекте, что существенно повышает риск повреждения технологического оборудования.

Таким образом, главной проблемой стадий функционального и технологического проектирования АСУТП является недостаточная отработанность алгоритмов управления и соответствующего прикладного программного обеспечения. Для решения этой проблемы целесообразно использовать специализированные полигоны АСУТП. Структура такого полигона включает в себя две основные подсистемы: подсистему объекта управления и подсистему управления. При этом управляющая подсистема полигона должна быть максимально идентична реальной АСУТП, а объект управления замещается его адекватной имитационной моделью, работающей в режиме реального времени. Подобные полигоны могут использоваться как для отладки алгоритмов и проверки правильности функционирования системы управления, решения научно-исследовательских задач, нацеленных на повышение эффективности АСУТП, так и для подготовки и переподготовки специалистов, в том числе оперативного персонала электростанций.

Примером такого рода полигонов является учебно-исследовательская лаборатория «Полигон АСУТП электростанций», созданная на кафедре систем управления ИГЭУ [2,3].

Одной из наиболее сложных задач при создании полигонов АСУТП является разработка имитационных моделей объектов управления, способных функционировать в среде ПТК АСУТП [4]. Для эффективного использования в составе полигонов АСУТП имитационные модели технологических объектов

управления должны отвечать следующим требованиям:

- всережимность (модель должна корректно имитировать все возможные режимы функционирования реального объекта);
- адекватность (модель должна обеспечивать удовлетворительное соответствие статических и динамических характеристик реальному объекту);
- открытость (модель должна допускать свою модификацию при изменении свойств объекта моделирования);
- универсальность (модель должна быть направлена на решение широкого класса задач);
- реальность (модель должна функционировать в реальном масштабе времени);
- реализуемость (модель должна быть реализуема средствами ПТК АСУТП или универсальными средствами имитационного моделирования). В то же время средства реализации моделей, функционирующих в составе АСУТП теплоэнергетических объектов должны удовлетворять следующим требованиям:
- обеспечение связи модели с АСУТП (если средства моделирования не входят в состав ПТК АСУТП);
- точность задания числовых значений должна быть достаточно высокой для получения корректного результата вычислений;
- скорость вычислений должна обеспечивать устойчивое функционирование модели в реальном времени;
- возможность сохранения/загрузки состояний (срезов) моделируемого объекта;
- открытость реализуемых алгоритмов и вычислительных методов.

Нелинейная динамическая модель технологического объекта управления, удовлетворяющая предъявленным требованиям должна строиться на основе математического описания технологических процессов, происходящих на реальном объекте, в виде алгебраических и дифференциальных уравнений фундаментальных физических законов [5]. Трудность состоит в том, чтобы обоснованно выбрать приемлемую степень сложности модели, обеспечивающую достаточно высокую ее точность и реализуемость имеющимися средствами.

Одной из проблем, возникающих при расчёте сложных нелинейных многопараметрических систем, является наличие алгебраических петель. Для их разрешения можно воспользоваться итерационным методом. В этом случае на каждом шаге расчет петли повторяется до тех пор, пока решение не сойдется к какому-то значению с указанной точностью, либо не будет достигнуто ограничение на количество итераций. В качестве первого приближения используется значение, полученное на предыдущем шаге расчета (на первом шаге расчета используются начальные приближения). При этом повышается точность и устойчивость решения, но также и повышаются затраты машинного времени.

Литература

1. **Тверской Ю.С., Таламанов С.А.** Особенности и проблемы современного этапа развития технологии создания АСУ ТП тепловых электростанций // Теплоэнергетика, 2010, – №10. – С.37-44.
2. **Тверской Ю.С., Никоноров А.Н.** «Полигон АСУТП электростанций» – 10 лет успешной эксплуатации // Сб. трудов Междунар. науч.-техн. конф. "Состояние и перспективы развития электротехнологии" (XVI Бенардосовские чтения). – Иваново: Изд. ИГЭУ, 2011.
3. **Устройство подготовки** эксплуатационного персонала энергетического обслуживания // Патент № 2282248 (Заявка №2005101012 от 18.01.2005) / Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Голубев А.В., Никоноров А.Н., Харитонов И.Е. // Оpubл.20.08.2006. Бюл. № 23.
4. **Никоноров А.Н., Тверской Ю.С.** О проблемах реализации имитационных моделей сложных технологических объектов в среде реального времени ПТК АСУТП электростанций / Материалы 5-й науч. конф. "Управление и информационные технологии" (УИТ-2008) в 2-х томах / СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – Санкт-Петербург, 2008. – в 2-х т. – Т.1. – С.202-206.
5. **Имитационная модель** пылесистем по схеме прямого вдувания паровых котлов (теоретические основы и технология реализации на полигоне АСУТП) / Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Никоноров А.Н. и др. // Теплоэнергетика. – 2005. – №9. – С. 61-69.

УДК 621.314

А.Б. ВАСЕНИН, аспирант, А.В. СЕРЕБРЯКОВ, аспирант,
А.Б. ДАРЬЕНКОВ, к.т.н., доцент,
В.Г. ТИТОВ, д.т.н., профессор, О.С. ХВАТОВ, д.т.н., профессор
(НГТУ) г. Нижний Новгород

Имитационная модель автономной ветро-дизель-энергетической установки

В настоящее время широкое применение получают нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Одним из наиболее перспективных возобновляемых источников энергии является ветер.

Применение ветрогенераторов в автономных электроэнергетических установках является перспективным развитием автономных систем электроснабжения, но сопровождается рядом проблем, связанных с переменной скоростью вращения вала генератора [1]. Повысить автономность ветроэнергетической установки возможно за счет включения в ее состав резервных источников электроэнергии - системы "двигатель внутреннего сгорания – генератор (Д-Г)" и аккумуляторной батареи.

Разработанная авторами структура автономной ветро-дизель-энергетической установки (АВДЭУ) (рис. 1), состоит из двух каналов генерирования электроэнергии: канала преобразования энергии ветроколеса (ВК) и канала преобразования энергии двигателя внутреннего сгорания

(ДВС), а также канала накопления энергии и выходного канала [2]. Суммирование мощностей каналов генерирования электроэнергии и канала накопления энергии производится на шине стабилизированного постоянного напряжения. Выходной канал обеспечивает потребителей переменным напряжением фиксированной частоты и амплитуды.

Структура АВДЭУ с использованием преобразователей стабилизирующего типа в каналах генерирования электроэнергии обеспечивает параллельную работу каналов накопления энергии, преобразования энергии ВК и преобразования энергии ДВС на общую нагрузку с отбором максимально возможной мощности от ВК и с выработкой недостающей мощности ДВС. При этом система автоматического управления (САУ), управляя работой преобразователей стабилизирующего типа, обеспечивает распределение нагрузки между каналами генерирования электроэнергии. Кроме того, САУ в зависимости от мощности нагрузки канала ДВС управляет выбором оптимальной, с точки зрения потребления топлива, скорости вращения вала ДВС.

Для анализа статических и динамических электромеханических процессов в АВДЭУ при условии изменяющихся внешних (изменение скорости ветрового потока, изменение потребляемой мощности нагрузкой) и внутренних (изменение скорости вращения ДВС, изменение заряда аккумуляторных батарей) воздействий разработана имитационная модель АВДЭУ.

Имитационная модель, построенная в соответствии со структурной схемой (рис.1) в пакете MATLAB Simulink, состоит из отдельных блоков (ДВС, электрогенератора (ЭГ), выпрямитель, преобразователь стабилизирующего типа, ВК, инвертор, устройство отбора излишней мощности), модели которых построены в виде подсистем (Subsystem) и объединены в соответствии со структурой АВДЭУ (рис.1). Преимуществом блочного способа моделирования является наглядность функционирования как отдельных элементов системы, так и всей системы в целом при проведении виртуальных экспериментов, а также возможность достаточно простой модернизации отдельных блоков.

Каждый канал выше представленной структуры имеет два подканала: прямой канал напряжения и обратный канал тока. Прямой канал напряжения преобразует параметры напряжения в прямом направлении от генерирующего элемента до нагрузки. На элементе нагрузки канал напряжения преобразуется в обратный канал тока, который «возвращает» значение тока нагрузки к генерирующим элементам комплекса, «пропускает» элементы по которым он проходит.

Разработанная имитационная модель позволяет анализировать динамические и статические режимы работы АВДЭУ, а также осуществлять настройку САУ с целью реализации функциональных особенностей представленной установки.

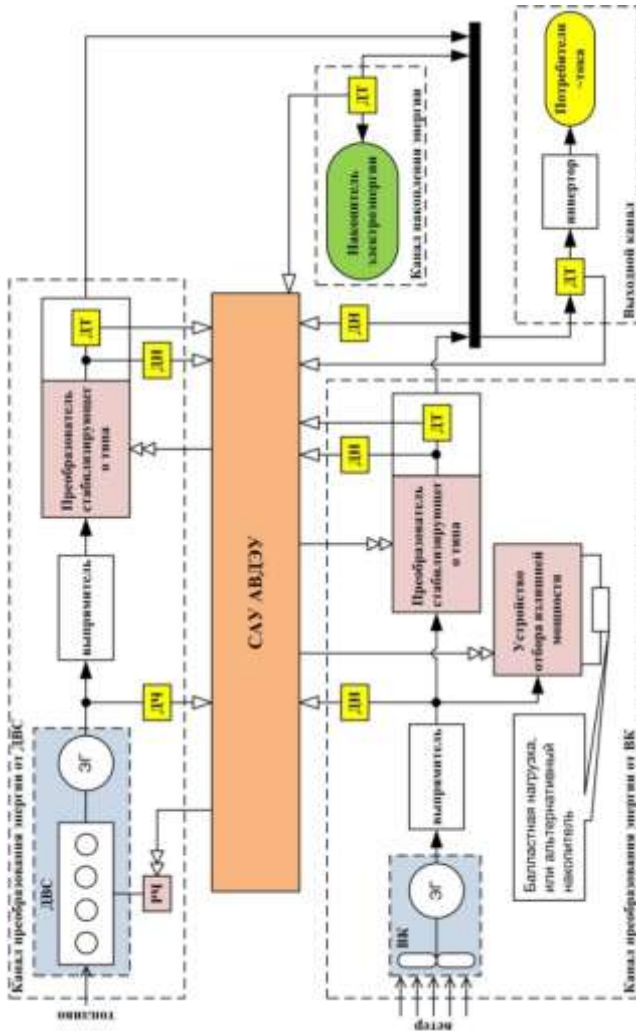


Рис. 1. Структурная схема АВДЭУ:

- ⇒ информационный поток; ⇨ - поток управления; ➔ - поток энергии;
- шина стабилизированного постоянного напряжения;
- ДЧ - датчик частоты выходного напряжения ЭГ; ДН- датчик напряжения;
- ДТ- датчик тока.

Литература

1. Онищенко Г.Б. Новое поколение автономных ветроэнергетических установок / Г.Б. Онищенко, Л.Я. Хаскин // Научно-технический журнал «МГОУ-XXI-Новые технологии» №5 – М.:МГОУ, 2007 – 41-47 с.
2. Серебряков А.В, Васенин А.Б., Дарьенков А.Б..Автономная ветродизельэнергетическая установка. / Тезисы докладов IX Международной молодежной научно-технической конференции/НГТУ. Н. Новгород, 2010, 482 с.ил. – с.63-64.
3. Сайт всемирной ассоциации ветроэнергетики – www.wwindea.org.

УДК 681.5.015

А.Н. НИКОНОРОВ, ст. преподаватель
Д.А. ПРОНИН, аспирант
(ИГЭУ)

Исследование алгоритмов генерации случайных процессов возмущений, действующих на технологический объект управления

В настоящее время актуальной является задача создания моделей технологических объектов управления, которые можно использовать как для построения тренажеров, так и для решения задач, связанных с отладкой алгоритмов автоматического управления и диагностикой оборудования [1]. Математические модели сложных теплоэнергетических объектов, как правило, строятся на основе фундаментальных физических законов. При этом практически невозможно учесть все внешние факторы, влияющие на поведение объекта. Чтобы максимально приблизить характеристики моделей к характеристикам реальных объектов, целесообразно представить влияние всех внешних факторов в виде модели случайных процессов возмущений.

Целью работы являлось исследование алгоритмов генерации случайных процессов возмущений для моделей технологических объектов управления, функционирующих в составе учебно-исследовательских версий АСУТП в лаборатории «Полигон АСУТП электростанций» кафедры систем управления ИГЭУ [2].

Для исследования были выбраны три алгоритма генерации случайных процессов. Два из них – алгоритм Пугачева и рекуррентный алгоритм – известные, хорошо зарекомендовавшие себя алгоритмы. Еще один алгоритм, интерполяционный, был разработан на кафедре систем управления ИГЭУ.

В алгоритме Пугачева [3] модель случайного процесса представляется в виде канонического разложения

$$\lambda(t) = \sum_{k=0}^N U_k \cdot \cos(\omega_k t) + V_k \cdot \sin(\omega_k t), \quad t \in [0, T],$$

где $\lambda(t)$ – случайный процесс, U_k и V_k – случайные величины, получаемые с помощью генератора случайных чисел, N – число элементов ряда, T – длительность реализации случайного процесса.

Рекуррентный алгоритм [4] позволяет моделировать нормальный случайный процесс используя следующее выражение:

$$\lambda[i] = \sqrt{D_\lambda(1-\rho^2)} \cdot \xi[i] + \rho \cdot \lambda[i-1], \quad \rho = e^{-\frac{\Delta t}{T_\lambda}},$$

где $\lambda[i]$ и $\lambda[i-1]$ – значения случайного процесса на текущем и предыдущем шаге выполнения, D_λ – дисперсия случайного процесса, $\xi[i]$ – ортонормированная последовательность независимых случайных величин, Δt – шаг моделирования.

В интерполяционном алгоритме генератором «белого шума» задаются только некоррелированные сечения случайного процесса, а значения между этими сечениями интерполируются синусоидой. Расчет интерполяции производится по формуле:

$$\lambda(t) = \frac{Rnd_1 - Rnd_0}{2 \cos(\omega \cdot \Delta T_{ex})} \cos[\omega \cdot (t + \Delta T_{ex})] + \frac{Rnd_1 + Rnd_0}{2}, \quad t \in [0, \tau_{кор}],$$

где Rnd_0 и Rnd_1 – предыдущее и следующее значения, полученные генератором случайных величин, между которыми производится интерполяция; ΔT_{ex} – смещение относительно экстремумов аппроксимирующей синусоиды.

Физическая величина, подверженная влиянию значительного числа случайных помех, чаще всего подчиняется нормальному распределению [5], поэтому для имитации процессов внешних возмущений, действующих на технологический объект, будем использовать случайные величины, распределенные по нормальному закону.

Все три рассмотренных алгоритма были проверены на соответствие заданному закону распределения (рис. 4,а) и заданной корреляционной функции (рис. 4, б).

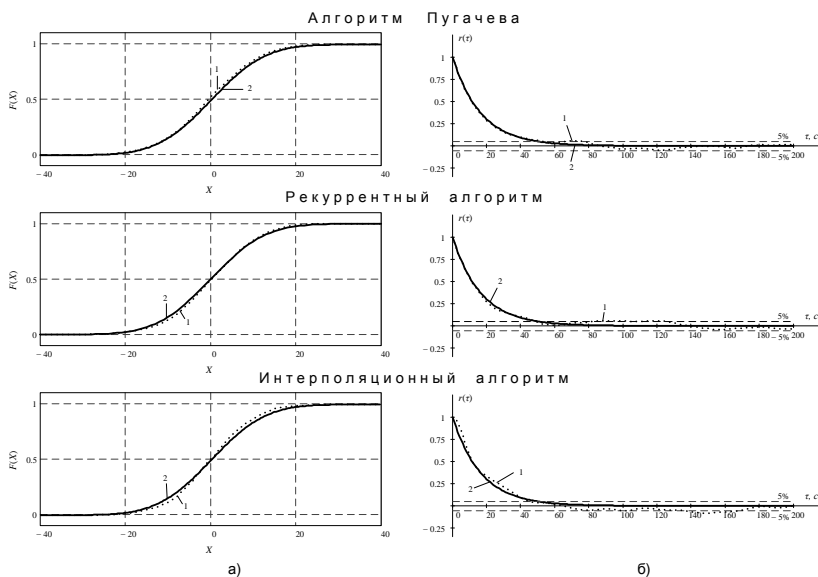


Рис. 4. Проверка соответствия полученных по алгоритмам случайных процессов заданным характеристикам
 а) – функции закона распределения; б) – корреляционные функции
 1 – оценочные функции; 2 – заданные функции

Как видно из графиков все рассмотренные алгоритмы генерируют случайные процессы достаточно близкие к нормальному закону распределения и заданному виду корреляционной функции.

Результаты сравнительного анализа трех алгоритмов генерации случайных процессов представлены в табл.1. Алгоритма Пугачёва требует больше вычислений и затраты вычислительных ресурсов значительно возрастают с увеличением длины реализации. Соответствие заданным характеристикам оказалось чуть хуже у интерполяционного алгоритма. Реализация нестационарных процессов невозможна с использованием алгоритма Пугачёва, т.к. в нём нельзя изменять параметры модели в режиме реального времени. В рекуррентном алгоритме существует зависимость от шага моделирования, что делает его неэффективным для реализации в среде программно-технических комплексов (ПТК), где шаг квантования по времени не всегда является постоянным.

Таблица 1. Сравнительный анализ алгоритмов генерации случайных процессов

	Алгоритм Пугачева	Рекуррентный алгоритм	Интерполяционный алгоритм
Сложность реализации	средняя	низкая	низкая
Затраты вычислительных ресурсов	высокие	низкие	низкие
Соответствие заданным характеристикам	хорошее	хорошее	среднее
Реализация нестационарных процессов	не возможна	возможна	возможна
Зависимость от шага моделирования	нет	есть	нет

Таким образом, наиболее предпочтительным для реализации в среде ПТК АСУТП представляется интерполяционный алгоритм. Он лишен основных недостатков двух других алгоритмов, а его чуть худшее соответствие заданным характеристикам не является критичным для рассматриваемой области применения.

Литература

1. **Никоноров А.Н., Тверской Ю.С.** О проблемах реализации имитационных моделей сложных технологических объектов в среде реального времени ПТК АСУТП электростанций / Доклады 5-й науч. конф. "Управление и информационные технологии" (УИТ-2008) в 2-х томах / СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – Санкт-Петербург, 2008. – в 2-х т. – Т.1. – С.202-206.
2. **Полигон АСУТП** на базе современных программно-технических комплексов / Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Никоноров А.Н. и др. // Сб. матер. межд. науч.-практ. конф. "Теория и практика имитационного моделирования и создания тренажеров" / Пенз. гос. ун-т. – Пенза, 2001. – С. 51-54.
3. **Пугачев В.С.** Теория случайных функций и ее применение к задачам автоматического управления. – М.: Физматгиз, 1962. – 883 с.
4. **Расщепляев Ю. С., Фандиенко В.Н.** Синтез моделей случайных процессов для исследования АСУ. – М.: Энергия, 1981. – 144 с.
5. **Вентцель, Елена Сергеевна.** Теория вероятностей и ее инженерные приложения: учебное пособие для втузов / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – 2-е изд. стер. – М.: Высшая школа, 2002. – 480 с.

Применение кластерного анализа для локализации неисправностей силовых маслянаполненных трансформаторов

При диагностировании трансформаторов методом объемной акустической локации накапливается большой объем информации о расположении частичных разрядов (ЧР) в объемной зоне бака. Для целей диагностики необходима обработка массивов данных, причем применение методов статистического анализа не является целесообразным [1].

Обработку результатов замеров предложено проводить методами кластерного анализа, которые позволяют разделить изучаемую совокупность объектов на группы схожих объектов (кластеров), разнести записи в различные группы, или сегменты. На основе анализа теоретических положений обосновано применение для обработки результатов акустической локации ЧР алгоритма субтрактивной (горной) кластеризации [1, 2]. Согласно методу каждая точка массива данных предполагается центром потенциального кластера, для которого вычисляется целевая функция – плотность других точек вокруг рассматриваемой. Алгоритм позволяет формализовать экспертную оценку технического состояния трансформатора на основании данных, полученных при измерении ЧР, и отслеживать тенденции его изменения во времени.

В качестве элементов матрицы наблюдений предложено использовать координаты ЧР (x_i, y_i, z_i) в объемной зоне трансформатора. Эти координаты определяются автоматически при акустической локации датчиками, установленными на поверхности бака, с использованием прибора AR-700, выпускаемого фирмой «Димрус» (г. Пермь) [3]. Разработан алгоритм анализа ЧР по методу субтрактивной кластеризации, схема которого представлена на рис. 1.

С использованием алгоритма с помощью приложений Fuzzy Logic Toolbox выполнено исследование технического состояния трансформаторов центральной электростанции (ЦЭС) ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат». На примере двух замеров, выполненных при различных режимах нагрузки для трех трансформаторов (№1, №3 и №5) с разницей в 6 месяцев, определены координаты центров и потенциалы вновь образовавшихся кластеров. В результате обработки данных по предложенному алгоритму установлено, что для трансформатора № 5 произошло увеличение числа кластеров (образовалось два дополнительных кластера).

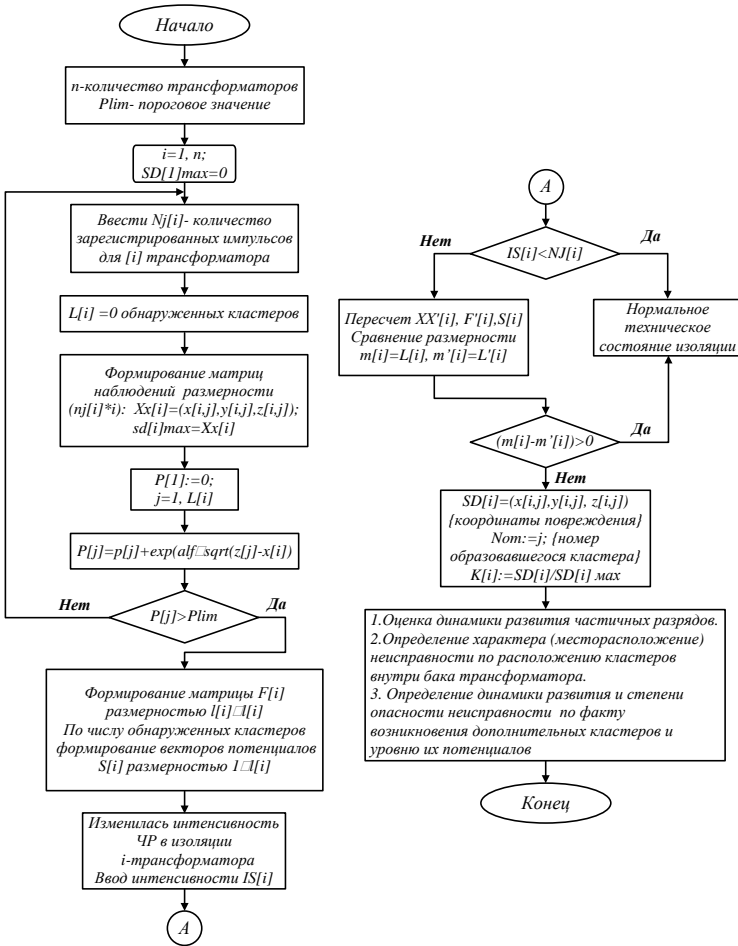
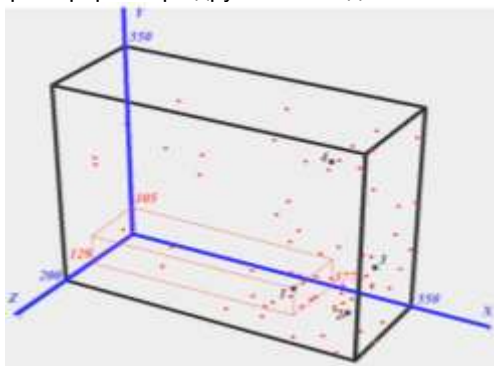


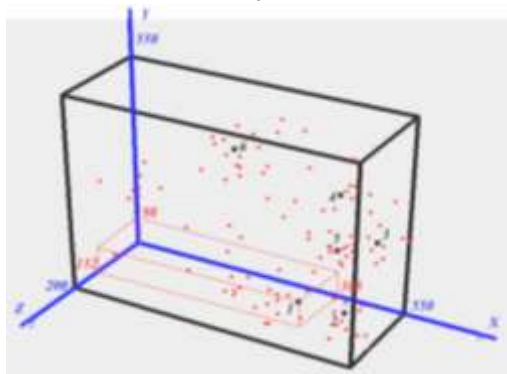
Рис. 1. Алгоритм анализа технического состояния трансформатора на основе метода субтрактивной кластеризации

На рис. 2 показаны координаты обнаруженных кластеров для трансформатора №5. Для первого замера (рис. 2, а) явно выражены 4 кластера, для второго замера – 6 кластеров (рис. 2, б). В качестве примера на обоих рисунках показано построение центра кластера №1 по результатам расчетов.

По координатам центров вновь образовавшихся кластеров сделан вывод о развитии разрядных процессов вблизи высоковольтных вводов фаз В и С трансформатора. Определено, что вновь образовавшиеся кластеры ЧР имеют достаточно высокие потенциалы (высокую плотность ЧР относительно центра). Этот вывод послужил рекомендацией персоналу ЦЭС для продолжения сбора и обработки информации и дополнительных обследований трансформатора другими методами.



а



б

Рис. 2. Объемные схемы распределения ЧР в трансформаторе №5

Преимуществом предлагаемой методики по сравнению с известными, основанными на накоплении данных о параметрах ЧР, является возможность оперативной оценки состояния изоляции трансформаторов за счет исследования разрядных процессов в динамике за относительно короткое время.

Литература

1. Агамалов О.Н. Кластерный анализ частичных разрядов для оценки технического состояния изоляции электрических машин // Электричество. – 2006, № 6. – С. 56–62.
2. Штовба С.Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику. Проектирование систем управления\Fuzzy Logic Toolbox – http://matlab.exponenta.ru/fuzzylogic/book1/12_2.php
3. Прибор анализа частичных разрядов и локации зоны дефектов в изоляции высоковольтного оборудования при помощи акустических датчиков «AR700». Руководство по эксплуатации. – Пермь: ПФ «Вибро-Центр» – 23 с.

УДК 621.311

С.И. НОВИКОВ, к.т.н., доцент,
 А.В. САФРОНОВ, аспирант, ассистент
 (НГТУ) г. Новосибирск
 А.В. ЯРОЩУК, инженер
 отдела АСУМ
 (Е4-СибКОТЭС) г. Новосибирск

Метод экспериментального определения Д-составляющей ПИД-регулятора

С целью создания приемлемого метода определения ОПН Д – составляющей ПИД – регулятора для применения на практике наладочных работ была проведена исследовательская работа. Этим методам посвящено более 120 работ, но не один из них не нашел на практике широкого применения.

Методика основывается на обработке переходных характеристик (кривых разгона) объекта регулирования, как наиболее широко используемые на практике. В методике предложено просуммировать исходный сигнал на выходе из объекта регулирования и продифференцированный исходный сигнал.

Просуммировав исходный сигнал на выходе из объекта регулирования и продифференцированный исходный сигнал, мы получим суммарный сигнал (по аналогии с «импульсом по теплу») (рис. 1).

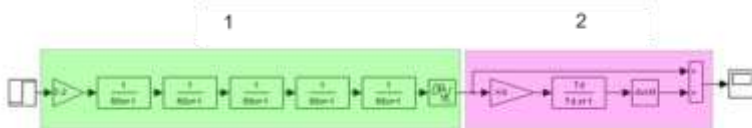


Рис. 1 Математическая модель объекта регулирования (1) и блок суммирования исходного и продифференцированного исходного сигналов (2).

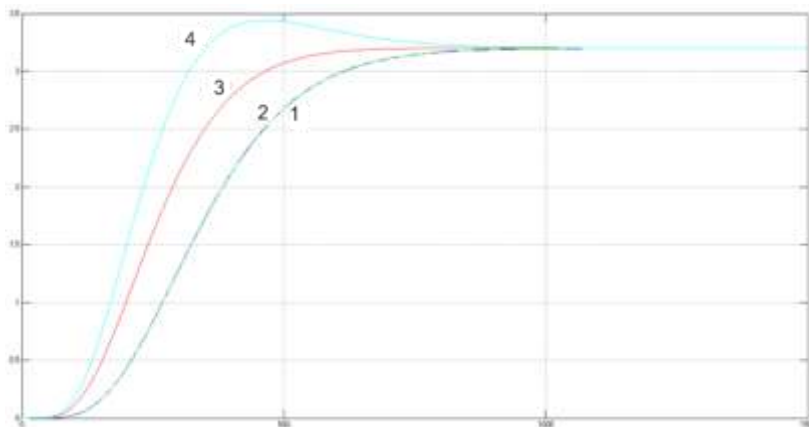


Рис. 2. Кривые переходных процессов: 1 – исходная кривая, 2 – первая предельная кривая, 3 – кривая на «границе перерегулирования», 4 – вторая предельная кривая.

Возможны три характерных случая и две области расположения кривых (рис. 2):

- **Первая предельная кривая** (Рис. 2 кривая 2)

Kd и Td малы, в пределе они равны нулю, таким образом, суммарная кривая совпадает с исходной кривой. Введение D – составляющей нецелесообразно.

- **Вторая предельная кривая** (Рис. 2 кривая 4)

Kd и Td велики, в пределе они равны бесконечности, суммарная кривая имеет бесконечно большое перерегулирование. Введение D – составляющей невозможно.

- **«Граница перерегулирования»** (Рис. 2 кривая 3)

Kd и Td подобраны таким образом, что суммарная кривая обладает наилучшей динамикой по сравнению с исходной кривой. Причем суммарная кривая не имеет перерегулирования, в случае даже небольшого увеличения Kd или Td в кривой появляется перерегулирование. Таким образом, кривая лежит как бы на «границе перерегулирования» (по аналогии с границей устойчивости), изменение Kd и Td в большую сторону приводит к появлению перерегулирования, в меньшую – к ухудшению динамики суммарной кривой.

Очевидно, что поиски ОПН D – составляющей лежат в промежутке от первой до второй предельной кривой (от нулевых до бесконечно больших Kd и Td). В бесконечном семействе кривых разгона можно выделить одну характерную (кроме двух предельных кривых) кривую – на «границе пе-

ререгулирования». Это кривая делит область поиска ОПН Д – составляющей на две области:

- Область «малых» Kd и Td . Суммарная кривая, лежащая в этой области, не имеет перерегулирования.
- Область «больших» Kd и Td . Суммарная кривая, лежащая в этой области, имеет перерегулирование.

Интерес представляет кривая, лежащая на «границе перерегулирования», как единственная характерная кривая в бесконечном семействе кривых определения ОПН. В данной методике предложено считать Kd и Td выводящими суммарную кривую на «границу перерегулирования» оптимальными.

Таким образом, методика предлагает разорвать обратную связь с регулятором, затем включить блок суммирования исходного и продифференцированного исходного сигналов, подобрать Kd и Td , а затем включить Д – составляющую в ПИ – регулятор и замкнуть обратную связь.

Данная методика была апробирована множественными математическими моделями в среде MatLab Simulink и на полигоне АСУ ТП «Е4-СибКОТЭС».

Литература

1. **Метод экспериментального определения...** / С.И. Новиков, А.В. Сафронов, А.В. Ярошук // Энергетика и теплотехника: Сборник научных трудов. НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2010. Вып.15 - С. 127-136.
2. **Новиков С.И.** Оптимизация автоматических систем регулирования теплоэнергетического оборудования. Часть. 1. Методы определения оптимальных параметров настроек регулирующих устройств. Учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2006.
3. **Сравнительные исследования расчетных методов...** / С.И. Новиков, А.В. Писарев // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: Сборник научных трудов. Под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2007. Вып. 11. – С. 191 – 200.
4. **Опытная наладка дифференциальной части ПИД – регулятора.** / С.И. Новиков, Д.С. Бызин, А.В. Ярошук // Энергетика и теплотехника: Сборник научных трудов. НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2009. Вып.14 - С. 60-71.

Использование нечетких регуляторов в управлении тепловым объектом

Тезисы посвящены использованию математического аппарата лингвистических переменных и нечеткой логики, разработанного Л.Заде, в решении задачи управления промышленным объектом в условиях отсутствия возможности получения адекватной математической модели динамики объекта.

Исследования проводились на примере синтеза алгоритма стабилизации границы пена-стекломасса. Внесение оперативной коррекции в тепловой режим варки стекла с целью стабилизации границы позволяет повысить динамическую точность системы управления качеством вырабатываемого стекла, в качестве управляющего воздействия, для примера выбран расход воздуха на печь, позволяющий оказывать эффективное воздействие на процесс пенообразования. Выходными переменными являются нечеткие переменные: ОГ - отклонение положения границы пена-стекломасса от заданной (x), ГОГ - градиент отклонения положения границы пена-стекломасса между настоящим значением ОГ и предыдущим (y). Управляющее воздействие - расход воздуха на печь РВ (z).

В виду отсутствия возможности получить математическую модель объекта по каналу расход воздуха - граница пена-стекломасса задача построения системы стабилизации положения границы не может быть решена стандартными методами. Поэтому необходимо опираться на изучение работы лучших стекловаров. Информация, полученная от операторов-стекловаров, несмотря на имеющуюся субъективность, содержит полезную долю, описывающую динамику процесса управления в виде набора нечетких решающих правил вида: если "граница ушла далеко", то "значительно увеличить подачу воздуха", но если "граница ушла недалеко", то незначительно увеличить подачу воздуха" и т.д. Существенную нечеткость в данную информацию вносит визуальная оценка положения границы стекловаром, производимая через смотровую щель в сравнительно короткий для точного определения промежутков времени в условиях действия помех излучения и выражающаяся в виде рассуждений "много", "немного" и т.п.

Лингвистические переменные позволяют формализовать и приближенно описать высказывания оператора-стеклоара, используя в качестве переменной X - "число", а терм-множества $T(X)$ - различные названия лингвистических значений переменной X . В качестве базовой переменной U используется числовая ось с масштабом соответствующим

определенному названию лингвистических значений переменных ОГ, ГОГ, РВ и их диапазону варьирования при управлении. Семантическое правило $M(X)$ ставит в соответствие каждой нечеткой переменной X ее смысл $M(X)$, т.е. нечеткое подмножество (терм) $M(X)=R(X)=\{u, \mu_X(u)\}$ универсального множества U , где $\mu(u)$ - функция принадлежности, характеризующая степень принадлежности элемента подмножеству X . Конечное терм-множество лингвистических переменных ОГ, ГОГ, РВ на универсальном множестве $U = 0, \pm 1, \pm 2, \dots, \pm 6$ состоит из следующих термов: ПБ - положительно большое значение; ПС - положительно среднее значение; ПМ - положительно малое значение; НО - нейтральное (нуль); ОМ - отрицательно малое значение; ОС - отрицательно среднее значение; ОБ - отрицательно большое значение. Присвоение базовым переменным "и" значений $\pm 1, \pm 2$ и т.д. принято для облегчения вычислений.

Опрос экспертов проводился в случайно выбранное время, в различном порядке без возможности обмена мнениями с целью минимизации корреляции между состояниями объекта, в условиях максимально приближенным к естественным.

Решающее (управляющее) действие алгоритма описывается следующим образом: если ОГ = ПБ, тогда (если ГОГ = ПМ, тогда РВ = ОС), иначе если ОГ = ОГ, тогда (если ГОГ = ОМ, тогда РВ = ОБ) и т.д.. В ином виде запись решающего действия выглядит: $X_i \text{ Л } Y_i \rightarrow Z_i$. Алгоритм принятия решения содержит две фазы:

1 фаза: Исходное установление матрицы отношения R на основе двух видов информации;

- а) лингвистических значений X_i, Y_i, Z_i в виде нечетких подмножеств;
- б) таблицы решающих действий над значениями.

2 фаза: Определение решающих действий по измеренным X_i^{\square} в Y_i^{\square} описываемые выражением $Z^{\square} = X^{\square} \text{ n } (Y^{\square} \text{ n } R)$ или иначе :

$$k_3 [y(nT) - y(nT-T)] = F[k_1 e(nT) ; k_2 (e(nT) - e(nT-T))] .$$

Необходимая дискретность контроля положения границы пена-стекломасса определялась на основе анализа статистических свойств случайного процесса изменения границы с использованием особых точек и была выбрана равной $\Delta t = 2$ часа.

Набор решающих действий, полученных в результате исследований, представлен таблицей:

Таблица решающих действий $X_i \text{ ЛУ}_1 \rightarrow Z_i$

ОГ ГОГ	ОБ	ОС	ОМ	НОО	НОП	ПМ	ПС	ПБ
ОБ	ОБ	ОС	ПС	ПС	ОС	ОС	ПС	ПБ
ОС	ОБ	ОБ	ПС	ПС	ОС	ОС	ПБ	ПБ
ОМ	ОБ	ОБ	ПМ	ПМ	НО	ОМ	ПБ	ПБ
НО	ОБ	ОБ	ОС	НО	НО	ПС	ПБ	ПБ
ПМ	ОБ	ОБ	ОС	ОМ	ПМ	ПС	ПБ	ПБ
ПС	ОБ	ОБ	ОБ	ОС	ПС	ПБ	ПБ	ПБ
ПБ	ОБ	ОБ	ОБ	ОС	ПС	ПБ	ПБ	ПБ

Устойчивость замкнутой системы определяется устойчивостью алгоритмов самого оператора, выработанных постепенно, итеративным путем. Оценка качества работы системы управления на основе лингвистического регулятора производилась по оценкам дисперсий колебания границы пена-стекломасса.

УДК 621.771.23

А.С. КАРАНДАЕВ, д.т.н., профессор
 В.Р. ХРАМШИН, к.т.н., доцент,
 В.В. ГАЛКИН, начальник НТЦ,
 П.В. ШИЛЯЕВ, главный инженер
 (МГТУ, ММК) г. Магнитогорск

Система автоматического управления группой клетей стана горячей прокатки

Основной функцией системы управления скоростными режимами взаимосвязанных клетей черновой группы широкополосного стана горячей прокатки является обеспечение прокатки с минимальным натяжением. При рассогласовании скоростей смежных прокатных клетей могут возникнуть петлеобразование либо режим подпора металла, что приводит к аварийным последствиям. Использование моделей для коррекции заданий на настройку скоростных режимов приводит к существенным ошибкам настройки скоростного режима. Усреднение вводит в алгоритм существенные искажения и требует ручной коррекции процесса прокатки. Вследствие этого возникают отклонения толщины и ширины металла, что, в конечном счете, приводит к снижению качества готовой продукции.

Это становится наиболее заметным при прокатке переднего и заднего концевых участков полосы.

Возникает задача обеспечить задание согласованного скоростного режима для получения высокой точности размеров по всей длине раската. Для ее осуществления предложено замер параметров процесса прокатки и регулирование моментов приводных двигателей осуществлять последовательно по клетям.

В ходе реконструкции АСУ ТП стана 2000 ОАО «ММК» предложен новый принцип управления скоростными режимами электроприводов взаимосвязанных клетей черновой группы. Регулирование осуществляется в четыре этапа:

- на первом этапе, при входе раската в первую клетку и до момента входа раската во вторую клетку, формируется сигнал для запоминания значения момента статической нагрузки и скоростного режима приводных двигателей первой клетки;

- на втором этапе, с момента входа раската во вторую клетку и до момента входа раската в третью клетку, формируется сигнал для изменения скоростного режима приводных двигателей предыдущей первой клетки, если скоростной режим отличается от эталонного значения;

- на третьем этапе, с момента входа раската в третью клетку вычисляется отношение момента запомненной статической нагрузки приводных двигателей первой клетки и текущего момента приводных двигателей третьей клетки, на основании этого вычисления формируется сигнал, определяющий разницу между указанными величинами, и осуществляется непрерывное регулирование скоростного режима приводных двигателей первой клетки;

- на четвертом этапе, начинающемся с момента выхода раската из первой клетки, отключается непрерывное регулирование скоростного режима приводных двигателей первой и второй клеток и запоминается сформированный сигнал на третьем этапе, при этом его значение поддерживается на заданном уровне за счет пропорционального регулирования между второй и первой клетками. Это необходимо для регулирования скоростного режима приводных двигателей при поступлении следующего раската в данную группу клеток.

Таким образом, в предложенном алгоритме используются сигналы, пропорциональные моментам свободной прокатки каждой предыдущей клетки. Для поддержания согласованного режима регулирование ведется по трем клетям. За счет этого исключается влияние последующих клеток на изменение натяжения в предыдущем промежутке. Кроме того, после выхода конца раската из каждой предыдущей клетки остается активно работающее пропорциональное регулирование, поддерживающее согласованный режим на протяжении выхода конца раската из всей непрерывной группы.

Благодаря реализации алгоритма обеспечивается регулирование скоростей взаимосвязанных 4-й–6-й клеток черновой группы с погрешностью, не превышающей 3,5–4% (рис. 1).

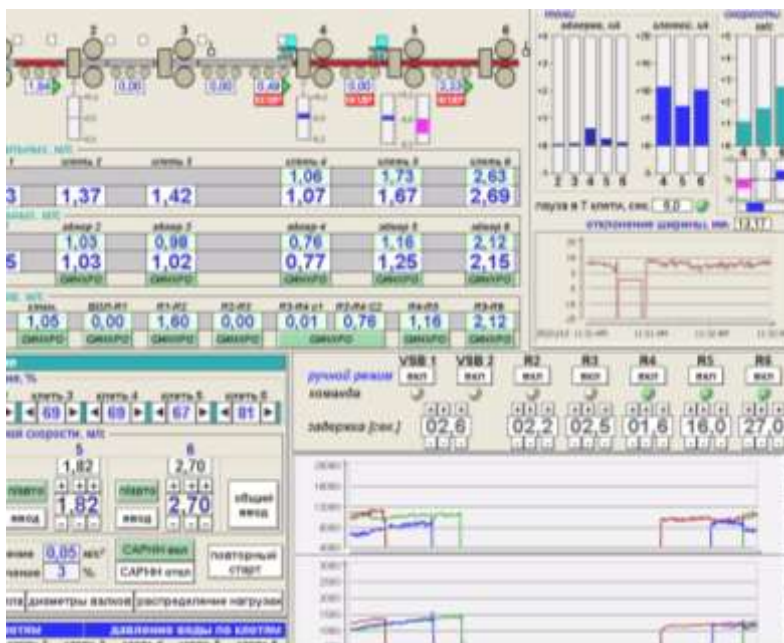


Рис.1. Экранная форма сигналов АСУ черновой группы стана 2000

Для осуществления предложенного алгоритма регулирования не требуется никакой дополнительной модельной коррекции из-за изменения температурного профиля, никакой предварительной информации о марке прокатываемого металла. В каждом межклетевом промежутке осуществляются независимое регулирование, а также самоконтроль качества регулирования с коррекцией на следующей заготовке. Регулирование осуществляется по показателю минимального натяжения в раскате с учетом неравномерности продольного прогрева заготовки. При этом используются сигналы, пропорциональные моментам свободной прокатки из каждой предыдущей клетки, которые используются в качестве эталонных для регулирования скоростных режимов в каждой из последующих клеток прокатного стана. Это подтверждается осциллограммами прокатки в 5-й, 6-й клетях, представленными на рис. 2. Как видно из кривых изменения натяжения, осуществляется режим, близкий к свободной прокатке.



Рис. 2. Осциллограммы координат электроприводов при прокатке полосы в смежных клетях черновой группы

В результате для поддержания согласованного режима регулирования осуществляется по показателю минимального натяжения в раскате независимо от технологических параметров прокатки и неравномерности продольного прогрева заготовки.

Система автоматической коррекции толщины полосы широкополосного стана горячей прокатки

Основной функцией системы автоматического регулирования толщины полосы (САРТ) является обеспечение проката заданной толщины с улучшенными показателями по продольной разнотолщинности. В процессе горячей прокатки основными возмущениями, влияющими на разнотолщинность полосы, являются: изменение температуры по длине полосы и от полосы к полосе в пределах партии, химическая и механическая неоднородность полос, изменение межвалковых натяжений, изменение скорости прокатки и др.

Наиболее сложные проблемы возникают при прокатке головного участка, разнотолщинность которого, как правило, выходит за границы допусков. Это подтверждается осциллограммами отклонения толщины, зафиксированными при прокатке полосы толщиной 6 мм на стане 2000 ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (рис. 1). Отклонение толщины от заданного значения на головном участке составляет 5-8%, при допустимых $\pm 3,5\%$; длительность прокатки разнотолщинного участка около 15 с, что соответствует 40 м готовой полосы.



Рис. 1. Отклонения выходной толщины полосы на выходе стана 2000

Для устранения указанного недостатка был предложен способ автоматической коррекции толщины, заключающийся в дополнительном разведении нажимных устройств (НУ) при прокатке головного участка с последующим их возвращением в заданную позицию для прокатки основной длины полосы. Экспериментальные исследования показали, что наибольший эффект наблюдается при разведении валков нескольких клетей чистой группы. Был предложен следующий способ коррекции задания зазора валков клетей №7–10:

$$S_{вых} = S_{зад} - S_{зол},$$

где $S_{\text{вых}}$ - текущее задание на положение НУ;

$S_{\text{зад}}$ - исходное задание на положение НУ;

$S_{\text{дол}}$ - дополнительное смещение НУ на головном участке, согласно диаграмме, представленной на рис. 2.

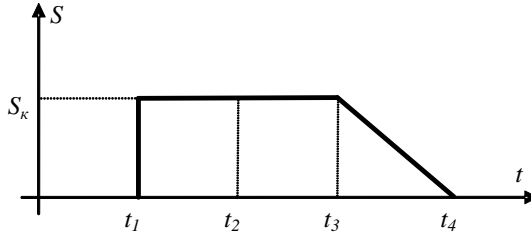


Рис. 2. Диаграмма коррекции задания положения НУ

В момент t_1 выхода «головы» полосы из предыдущей клетки производится дополнительное разведение валков клетки на величину S_k . Промежуток t_1-t_2 – это время транспортировки «головы» полосы от предыдущей клетки до текущей, зависящее от скорости прокатки. Согласно способу, в течение промежутка времени t_2-t_3 , удерживается максимальное дополнительное разведение, после чего происходит плавное уменьшение коррекции до нуля (промежуток t_3-t_4).

Функциональная схема системы управления, реализующей рассмотренный способ, представлена на рис. 3. Система содержит три основных блока: измерения длины прокатанного участка, вычисления текущего задания на толщину и непосредственно гидравлическую САПТ клетки. В ней реализован принцип управления толщиной в функции длины прокатанного участка.

Узел вычисления длины включается в работу в момент захвата полосы валками, который определяется с помощью датчика наличия металла. Сигнал о захвате полосы поступает в блок вычисления длины, где начинается подсчет импульсов, поступающих от датчика импульсов, механически связанного с одним из прокатных валков. В блоке вычисления задания h_3 на толщину осуществляется определение текущего задания на толщину в соответствии с длиной прокатанной части и заданным профилем головного участка (рис. 2). Параметры коррекции рассчитывается системой автоматического управления технологическим процессом чистовой группы стана. В общем случае в них входит пять величин, показанных на рис. 2: t_1-t_4 и S_k .

Функциональная схема, представленная на рис. 3, поясняет общий принцип регулирования толщины головного участка. В реальных условиях она реализована в виде алгоритма управления в АСУ второго уровня стана 2000.

Использование данной коррекции позволило получить процессы, представленные на осциллограммах, рис. 4. Как следует из осциллограмм, отклонения толщины при прокатке головного участка составляет не более 1,7%.

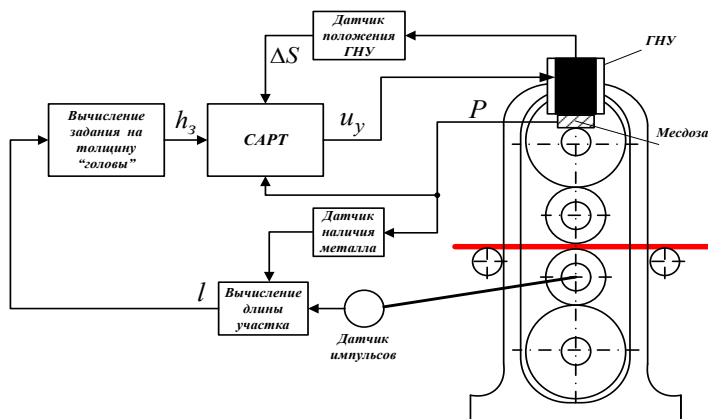


Рис. 3. Функциональная схема разработанной системы управления



Рис. 4. Прокатка полосы с включенной системой коррекции толщины головного участка

Таким образом, предложенный вид коррекции позволил полностью устранить разнотолщинность головного участка и обеспечить отклонения толщины полосы в пределах допусков. Эффективность разработанного способа подтверждена его длительным применением на четырех клетях чистовой группы стана 2000.

Полученные результаты дают основания для дальнейшего изучения зависимости параметров коррекции от технологических свойств прокатываемой полосы, в частности, от жесткости металла. Также рассматривается возможность разработки самообучающегося алгоритма для расчета параметров коррекции головного участка.

СЕКЦИЯ «МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИЯХ»

УДК 621.928

К.А. ШЕЛАТОНОВА, студент,
С.В. КРУПИН, аспирант,
Е.А. БАРАНЦЕВА, профессор,
В.Е. МИЗОНОВ, профессор
(ИГЭУ)

H. BERTHIAUX, prof., C. GATUMEL, Dr.-Eng.
(Ecole des Mines d'Albi, France)

Оптимизация подачи сегрегирующего компонента в смеситель периодического действия

При смешивании сыпучих материалов часто возникает необходимость смешать компоненты, склонные к сегрегации друг относительно друга, причем доля сегрегирующего ключевого компонента в смеси может быть достаточно велика (до 50%). Для определенности положим, что весь склонный к сегрегации компонент в начальный момент находится наверху смеси, как это обычно и бывает при загрузке смесителя периодического действия. При приведении частиц в подвижное состояние начинается их диффузионное перемешивание, асимптотически обеспечивающее при отсутствии сегрегации равномерную смесь. При наличии сегрегации частицы ключевого компонента имеют направленную вниз конвективную составляющую переноса. Сначала равномерность смеси увеличивается, а потом, пройдя через максимум, начинает снижаться, поскольку из-за направленного вниз конвективного переноса частицы собираются в нижней части смесителя. Равномерная смесь в таком процессе недостижима вообще, а максимум равномерности зависит от скорости сегрегации и редко удовлетворяет технологическим требованиям. Одним из возможных путей разрешения этого противоречия является распределенная во времени подача сегрегирующего ключевого компонента в смесь в течение определенного промежутка времени. В этом случае смесь формируется как суперпозиция запаздывающих друг относительно друга распределений ключевого компонента, причем суммарное распределение оказывается гораздо более равномерным, чем максимально достижимое при его разовой подаче. Однако при такой загрузке немалого количества компонента общий объем смеси непрерывно увеличивается, что нельзя игнорировать при моделировании.

Для описания кинетики процесса построена его ячеечная модель, основанная на теории цепей Маркова, включающая симметричные (диффузионные) переходы между ячейками, направленные вниз конвективные переходы, обусловленные сегрегацией и увеличивающееся по мере загрузки пространство состояний. Расчетная схема процесса показана на рис. 1.

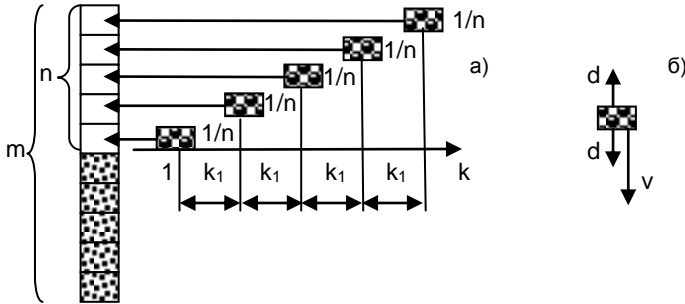


Рис.1. Расчетная схема процесса (а) и схема переходов из ячейки (б)

Сущность модели состоит в следующем. Все пространство состояний представлено m ячейками, из которых n отведено под полную загрузку сегрегирующего компонента. Матрица переходных вероятностей записана для полного пространства состояний и имеет вид (пример для $n=6$ и $m=3$)

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} p_s & d\alpha_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ v+d & p_s & d\alpha_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & v+d & p_s & d\alpha_3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & v+d & p_s & d & 0 \\ 0 & 0 & 0 & v+d & p_s & d \\ 0 & 0 & 0 & 0 & v+d & p_s \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где стоящие на главной диагонали элементы рассчитываются как единица минус сумма всех остальных элементов в столбце, α_i может принимать значения 0 (выход вверх из ячейки запрещен) или 1 (выход разрешен).

Начальный вектор-столбец состояния S^1 имеет единственный ненулевой элемент $S^{1(n-1)}$, равный $1/n$, $\alpha_3=1$, а $\alpha_2=\alpha_1=0$. В течение k_1 переходов преобразование вектора состояния определяется рекуррентным матричным равенством

$$S^{k+1} = P S^k, \quad k=1, \dots, k_1-1, \quad (2)$$

где k – номер временного перехода. Затем в векторе S^{k_1} добавляется элемент $S^{k_1(n-1)}$, равный $1/n$, принимается $\alpha_2=1$, и процедура (2) повторяется для следующих k_1 переходов и так далее, пока все пространство состояний оказывается заполненным. После этого матрица не изменяется и описывает эволюцию процесса до произвольного значения k .

Мерой неоднородности смеси может служить среднеквадратичное отклонение распределения содержания ключевого компонента по ячейкам, однако эта величина имеет технологический смысл только после того, как ключевой компонент загружен в верхнюю ячейку цепи.

Некоторые результаты моделирования показаны на рис. 2, 3. Рис. 2 иллюстрирует эволюцию качества смеси при различных вариантах загрузки ключевого компонента (расчет выполнен для $d=0.15$; $v=0.2$; $n/m=0.25$).

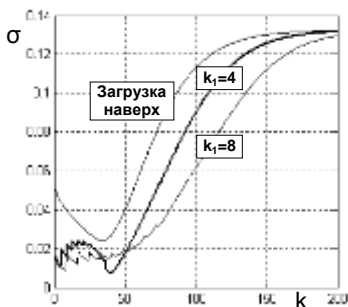


Рис.2. Кинетика формирования смеси при разных вариантах загрузки

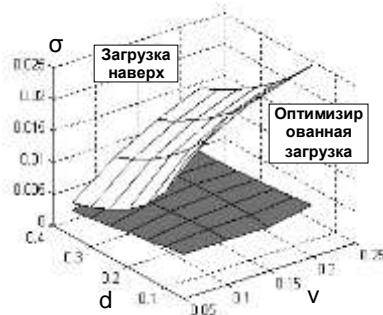


Рис.3. Максимально достижимая равномерность при разных вариантах загрузки

Если ключевой компонент загружается сразу, то предельно достижимое (минимальное) значение σ составляет около 0,025 и достигается после 35 переходов. При загрузке с интервалом в 4 временных перехода достижимый минимум σ уменьшается почти в 3 раза, что является существенным улучшением качества смеси. При загрузке с интервалом в 8 переходов положительный эффект не только уменьшается, но вообще отсутствует. В результате численных экспериментов были для различных параметров процесса d и v были найдены оптимальные значения k_1 и соответствующие им минимальные значения σ , достижимые по данному способу для этих параметров. Распределенная во времени оптимизированная подача дает значительный выигрыш в однородности смеси, особенно при большой степени сегрегации.

Моделирование теплопроводности в стержне с переменными теплофизическими свойствами

Рассматривается ячеечная модель теплопроводности в стержне, теплофизические свойства которого меняются по длине, а также могут быть температурозависимыми (нелинейная модель). В соответствии с общей стратегией ячеечного моделирования стержень представлен одномерной цепью из m ячеек длиной Δx каждая (рис.1). Состояние процесса фиксируется в дискретные моменты времени $t^k = (k-1)\Delta t$, где k – номер временного перехода, а Δt – его продолжительность. Теплота передается между ячейками путем теплопроводности.

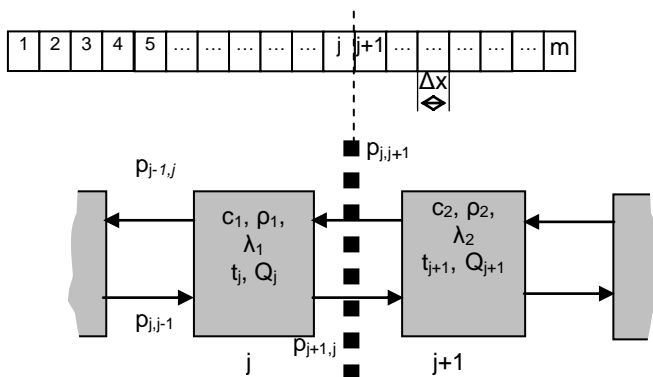


Рис.1. К построению переходной матрицы при переменных теплофизических свойствах ячеек

Пусть при переходе от ячейки j к ячейке $j+1$ происходит скачкообразное изменение всех теплофизических свойств материала. В соответствии с законом Фурье полное количество теплоты, переданное путем теплопроводности от ячейки j к ячейке $j+1$ за время Δt , равно

$$\Delta Q = -\lambda_j S \frac{t_{j+1} - t_j}{\Delta x} \Delta t = -\lambda_j S \frac{t_{j+1}}{\Delta x} \Delta t + \lambda_j S \frac{t_j}{\Delta x} \Delta t \quad (1)$$

Выражая температуры через запасы теплоты в ячейках, получим

$$\Delta Q = -\lambda_j \frac{Q_{j+1}}{c_{j+1}\rho_{j+1}} \frac{\Delta T}{\Delta x^2} + \lambda_j \frac{Q_j}{c_j\rho_j} \frac{\Delta T}{\Delta x^2}. \quad (2)$$

Это позволяет рассчитать изменение запаса теплоты в ячейке j на k -м временном переходе, вызванное переносом теплоты в ячейку $j+1$,

$$Q_j^{k+1} = Q_j^{k+1} - \Delta Q = \left(1 - \frac{\lambda_j}{c_j\rho_j} \frac{\Delta T}{\Delta x^2}\right) Q_j^k + \frac{\lambda_j}{c_{j+1}\rho_{j+1}} \frac{\Delta T}{\Delta x^2} Q_{j+1}^k \quad (3)$$

и записать соответствующие элементы в переходной матрице для теплоты

$$P_Q = \begin{bmatrix} \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & 1 - \frac{\lambda_j}{c_j\rho_j} \frac{\Delta T}{\Delta x^2} & \frac{\lambda_j}{c_{j+1}\rho_{j+1}} \frac{\Delta T}{\Delta x^2} & \dots & \dots \\ \dots & \frac{\lambda_j}{c_j\rho_j} \frac{\Delta T}{\Delta x^2} & 1 - \left(\frac{\lambda_{j+1}}{c_{j+1}\rho_{j+1}} + \frac{\lambda_j}{c_{j+1}\rho_{j+1}}\right) & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \frac{\lambda_{j+1}}{c_{j+1}\rho_{j+1}} \frac{\Delta T}{\Delta x^2} & \dots & \dots \\ \dots & \dots & 0 & \dots & \dots \end{bmatrix}, \quad (4)$$

из чего с достаточной очевидностью следует правило построения всех ее элементов.

Эволюция теплового состояния процесса описывается рекуррентным матричным равенством

$$Q^{k+1} = P_Q Q^k, \quad (5)$$

а переход от теплоты к температурам осуществляется по формуле

$$t_j^k = Q_j^k / c_j^k / m_j, \quad (6)$$

где c_j^k и m_j – теплоемкость и масса вещества в ячейке.

Описанная выше модель позволяет рассчитывать эволюцию распределения температуры и тепловых потоков в многослойных стенках, в стенках со свойствами, переменными во времени и нелинейную теплопроводность при любых подключаемых краевых условиях.

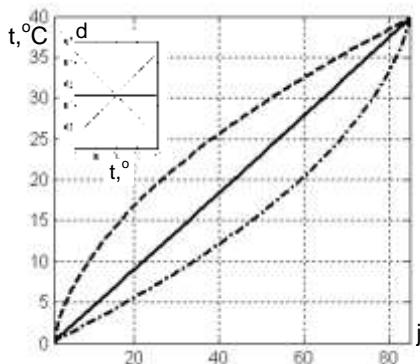


Рис.2. Установившиеся распределения температуры при различных условиях в нелинейной задаче

Пример расчета влияния нелинейной теплопроводности при краевых условиях первого рода с $t_1^k = -10^\circ\text{C} = \text{const}$ и $t_m^k = +25^\circ\text{C} = \text{const}$ для различных зависимостей $d(t)$ демонстрирует рис.3, где сами зависимости показаны в поле графика, а кривые на рисунке соответствуют установившимся распределениям температуры. При $d = \text{const}$ это распределение линейно, при d , возрастающем с температурой, оно становится выпуклым, а при убывающем – вогнутым.

УДК 620.19

П.В. ЯКИМЫЧЕВ, аспирант,
В.Е. МИЗОНОВ, профессор,
Н.Н. ЕЛИН, профессор,
Н.Р. ЛЕЗНОВА, доцент
(ИГЭУ, ИГАСУ), г. Иваново

Моделирование тепломассопереноса при контактном взаимодействии жидкости и газа

Утилизация теплоты, содержащейся в уходящем влажном воздухе в различных технологических процессах текстильной и других отраслей промышленности (например, для подогрева технологической воды) может быть заметным резервом экономии энергоресурсов. Удобными аппаратами для этой цели являются контактные теплообменники, которые при небольших габаритах и эксплуатационных расходах обеспечивают достаточно глубокое охлаждение паровоздушной смеси и конденсацию 60...90 % содержащихся в ней водяных паров. Однако реализация этих преимуществ возможна только тогда, когда выбор параметров аппарата осуществлен на основе достоверных методов его расчета.

В настоящей работе предложена ячеечная математическая модель процесса контактного теплообмена, позволяющая производить его расчет по локальным параметрам состояния взаимодействующих потоков воды и воздуха. Схема ячейечной модели процесса показана на рис.1.

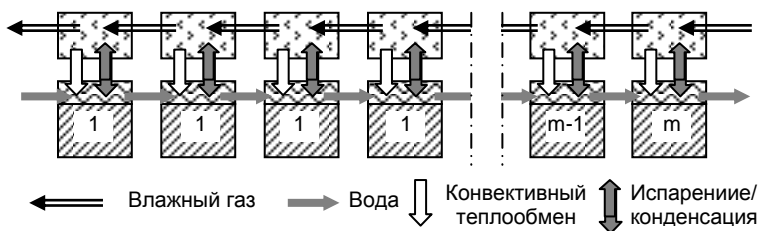


Рис. 1. Расчетная схема и ячеечная модель контактного теплообмена

Рабочий объем теплообменника заполнен насадкой (например, кольцами Рашига), на которую подается вода, стекающая по насадке тонкой пленкой, а с противоположной стороны – паровоздушная смесь. Объем аппарата разбит по высоте на две одномерных цепи ячеек длиной Δx : одна цепь для потока воды, а другая для потока газа. Число ячеек в каждой цепи $m = H/\Delta x$, а порядковый номер определяется целочисленным аргументом j . Теплофизическое состояние сред в ячейках характеризуется векторами-столбцами теплоты (\mathbf{Q}), температуры (\mathbf{t}), массы воды, воздуха и водяного пара (\mathbf{m}), влагосодержания (\mathbf{d}), размер которых равен $m \times 1$. Состояние процесса рассматривается в дискретные моменты времени τ_k , разделенные малым промежутком $\Delta \tau$, за который возможен переход массы и теплоты только в соседние ячейки и не далее. Эволюция состояния процесса описывается системой рекуррентных матричных равенств

$$\mathbf{m}_g^k = \mathbf{m}_{gv}^k + \mathbf{m}_{gg}^k, \quad (1)$$

$$\mathbf{m}_{mv}^{k+1} = \mathbf{P}_g^k (\mathbf{m}_{gv}^k + \beta \cdot (\mathbf{p}_w^k - \mathbf{p}_v^k) S \Delta \tau) + \Delta \mathbf{m}_{gvf}^k, \quad (2)$$

$$\mathbf{m}_{gg}^{k+1} = \mathbf{P}_g^k \mathbf{m}_{gg}^k + \Delta \mathbf{m}_{gff}^k, \quad (3)$$

$$\mathbf{m}_w^{k+1} = \mathbf{P}_w^k (\mathbf{m}_w^k - \beta \cdot (\mathbf{p}_w^k - \mathbf{p}_v^k) S \Delta \tau) + \Delta \mathbf{m}_{wf}^k, \quad (4)$$

$$\mathbf{Q}_g^{k+1} = \mathbf{P}_g^k (\mathbf{Q}_g^k - \alpha \cdot (\mathbf{t}_g^k - \mathbf{t}_w^k) S \Delta \tau) + \Delta \mathbf{Q}_{gf}^k, \quad (5)$$

$$\mathbf{Q}_w^{k+1} = \mathbf{P}_w^k (\mathbf{Q}_w^k + \alpha \cdot (\mathbf{t}_g^k - \mathbf{t}_w^k) S \Delta \tau - \mathbf{r}^k \cdot \Delta \mathbf{m}^k) + \Delta \mathbf{Q}_{wf}^k, \quad (6)$$

где индексы gv и gg относятся к паровой и газовой составляющей потока в газопаровой смеси, индекс w – к потоку воды, \mathbf{r} – вектор удельной теплоты испарения в ячейках; $\mathbf{p}_w^k = \mathbf{p}_w^k(\mathbf{t}_w^k)$ и $\mathbf{p}_v^k = \mathbf{p}_v^k(\mathbf{d}^k)$ – векторы парциальных давлений влаги над поверхностью воды и в газе, рассчитываемые по эмпирическим соотношениям; \mathbf{d}^k – вектор влагосодержания в газе; β – вектор коэффициентов массоотдачи; $S = S_f \Delta x$ – поверхность тепломас-

сообщена в ячейке (F – площадь поперечного сечения аппарата); α – вектор коэффициентов теплоотдачи; оператор \cdot означает поэлементное перемножение векторов.

В соотношениях (1)-(6) векторы с индексом f – векторы источников теплоносителей. В них все элементы равны нулю, кроме элементов ячеек, примыкающих к местам подачи теплоносителей, где записывается масса, теплота и влагосодержание теплоносителей, поступающих в эти ячейки за один временной переход. Матрицы \mathbf{P}_w и \mathbf{P}_g описывают продольное движение сред вдоль соответствующих цепей. Правила их построения подробно описаны в работах [2, 3].

Модель, состоящая из рекуррентных матричных равенств, полностью описывает эволюцию теплового состояния процесса из любого заданного начального состояния и прогнозировать энергетические характеристики теплообменника. Некоторые иллюстрации расчетных возможностей модели представлены на рис. 2, 3. Расчеты выполнены для следующих параметров сред: $G_{w0}=10$ м³/час, $t_{w0}=18^\circ\text{C}$, $G_{g0}=1$ кг/с, $t_{g0}=100^\circ\text{C}$, $d_0=0,2$ кг/кг, $H=1$ м.

На рис. 2 показана эволюция распределения потоков конденсирующейся влаги по ячейкам. Из графика видно, что установившееся распределение массопотоков наступает довольно быстро, а в установившемся состоянии конденсация заканчивается около середины теплообменника со стороны подвода газа. Расчеты показывают, что доля конвективного теплопереноса от воздуха к воде относительно невелика; основной вклад вносит теплота конденсации, которая обычно заканчивается довольно близко к зоне подвода воздуха, то есть значительная часть теплообменника работает неэффективно, но требует затрат энергии вентилятора на прокачку воздуха.

Очевидно, что при прочих равных условиях затраты мощности на прокачку воздуха пропорциональны высоте теплообменника, и ее затраты в зонах, где теплообмен неэффективен, снижают общую эффективность процесса. Таким образом, должна существовать оптимальная высота теплообменника, оценить которую можно с помощью функции $F(L)=N_Q(L) - N_D(L)$, где $N_Q(L)$ – тепловая мощность и $N_D(L)$ – мощность на прокачку газа, зависящие от высоты теплообменника L . При заданном расходе газа величину $N_D(L)$ можно представить как $N_D(L)=AL$, где A – коэффициент пропорциональности, зависящий от удельного сопротивления насадки (заметим, что используемая в тепловом расчете удельная поверхность насадки может при ее одинаковом значении давать весьма разные удельные сопротивления в зависимости от формы ее элементов). На рис.3 показано поведение функции $F(L)$ при разных значениях A , рассчитанное для тех же условий, что и выше. Очевидно, что существует оптимальное значение высоты, зависящее от удельного аэродинамического сопротивления насадки, которое может быть определено с помощью предложенной модели.

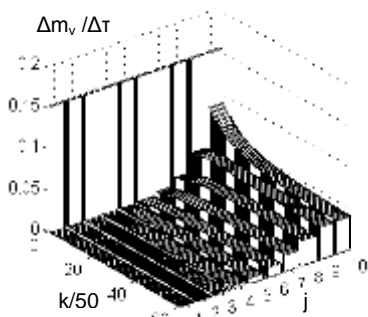


Рис. 2. Эволюция массопотоков в ячейки воды конденсирующейся из газа влаги

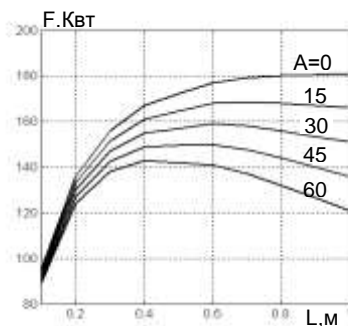


Рис. 3. Влияние высоты теплообменника на его эффективность

Литература

1. **Mizonov V.** Application of the theory of Markov chains to model heat and mass transfer between stochastically moving particulate and gas flows / Mizonov V., Berthiaux H., Arlabosse P., Djerroud D. // *Granular Matter*, 2008, Volume 10, Number 4 / June, pp. 335-340.
2. **Мизонов, В.Е.** Зайцев В.А., Волынский В.Ю., Бобков С.П. Моделирование, расчет и оптимизация тепломассообменных процессов в текстильной промышленности. Монография // ГОУВПО «Ивановский государственный химико-технологический университет», Иваново, 2010. – 204 с.

УДК 66.096.5

А.В. МИТРОФАНОВ, аспирант,
А.В. ОГУРЦОВ, доцент,
В.Е. МИЗОНОВ, профессор
(ИГЭУ)

K. TANNOUS, Dr.-Eng. (University of Campinas, Brazil)

Разработка ячеечной математической модели для проектного расчета аппарата с псевдооживленным слоем

Ранее нами была предложена ячеечная модель, описывающая поведение ансамбля частиц в восходящем потоке газа с учётом стеснённости обтекания частиц в слое, проведены расчетные и экспериментальные исследования [1]. В рамках этой модели осредненные вероятности переходов между ячейками рассчитывались как локальные безразмерные относительные скорости частицы (v), а возможность случайных миграции

частиц в соседние ячейки учитывалась через безразмерный дисперсионный коэффициент $d=D\Delta t/\Delta x^2$ (D – коэффициент макродиффузии).

Аппарат с взвешенным слоем рассматривался как совокупность из n ячеек, а массообмен между ячейками описывался переходной матрицей P , элементы которой определяются фактической скоростью газа в ячейках, а также коэффициентом d . Однако при этом, формировался ряд вероятностей переходов из наблюдаемой ячейки в ячейку находящуюся на расстоянии в i ячеек от неё. Указанные вероятности обусловлены только взаимодействиями между частицами, мгновенными колебаниями их скоростей и другими факторами, но прямо не зависят от скорости потока оживающего агента в аппарате. Для каждой ячейки генерировался комплект из $n-1$ вероятностей переходов, распределенных по ячейкам нормально с параметрами распределения m и σ . Вероятность d_1 – это вероятность такого перехода в соседнюю от наблюдаемой ячейку, d_2 – в ячейку через одну от наблюдаемой и так далее. При этом вероятность перехода в соседнюю ячейку (или ячейки) имеет наибольшее значение из всех d_i . Сумма всех d_i в данной модели составляет коэффициент d .

Сравнение численных и натурных экспериментов показало, что предложенная модель позволяет достоверно прогнозировать расширение слоя (среднюю порозность) и гидродинамические пределы его существования без идентификации каких-либо параметров модели. Однако множество процессов с псевдооживленным слоем связано с теплопереносом, а для адекватного описания отвода или подвода теплоты к твердым частицам требуется знание о распределении порозности по высоте слоя, которое является неравномерным.

Для описания неоднородности распределения частиц по высоте псевдооживленного слоя с помощью модели требовалась идентификация двух параметров: значения коэффициента диффузии d , а также дисперсии распределения вероятностей σ . Идентификация этих параметров часто оказывается принципиально невозможной – например, при проектных и конструкторских расчетах.

Для таких случаев было необходимо уменьшить количество параметров идентификации. Поэтому предлагается формировать матрицу P такого же вида, как и ранее, но вероятности диффузионных переходов в каждом столбце и на каждом шаге нормировать к $(1-\nu)$. При этом вероятность остаться в текущей ячейке p_{si} рассчитывается не по остаточному принципу (как $(1-\text{sum}(P(:,i)))$), а как максимальная из диффузионных вероятностей.

Таким образом, в каждом столбце матрицы P сумма всех диффузионных вероятностей равна $(1-\nu)$, вероятности эти распределены по нормальному закону с максимальным значением на главной диагонали. Если говорить о диффузионных вероятностях – то они будут симметричны относительно главной диагонали.

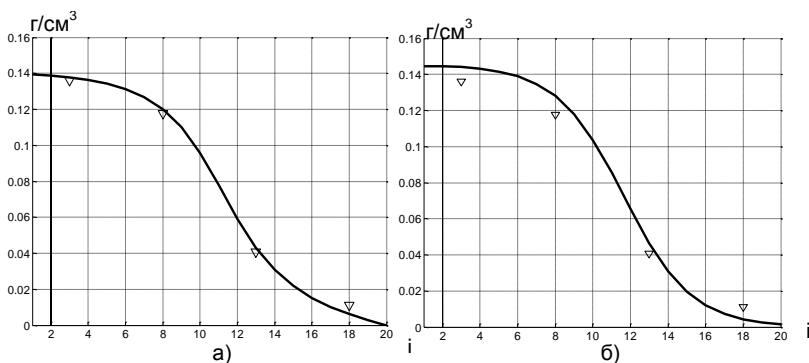


Рис. 1. Профили концентрации частиц по высоте аппарата в установившемся режиме работы. Масса навески торфа ($d_s=1,5\text{мм}$) - 100 г:
 а – эксплуатационный расчет ($D=3,2\text{ см}^2/\text{с}$; $\sigma=0.025$);
 б – проектный расчет $\sigma=0.025$.

На рис.1 показано сравнение результатов моделирования для проектного (без идентификации параметров) и эксплуатационного расчета (с идентификацией параметров). Параметр распределения диффузионных вероятностей σ , был подобран таким, чтобы частицы за время Δt могли перемещаться внутри слоя на 20% его высоты. Вывод о том, что частицы за время Δt перемещаются примерно на 15-25% от высоты слоя, был сделан в результате обработки большого массива экспериментальных данных, полученных на различных установках.

Литература

1. **Митрофанов, А.В.** Моделирование теплопередачи между частицами и газом в псевдоожиженном слое / А.В. Митрофанов, А.В. Огурцов, В.Е. Мизонов, К. Тап-пос // Изв. ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2010. – Т. 53. – Вып. 12. – С.110-112.

Аналитическое решение задачи теплопередачи в многопоточных теплообменных аппаратах

Под многопоточными теплообменными аппаратами понимаются системы с числом теплоносителей два и более. Наиболее эффективный теплообмен между двух теплоносителей наблюдается при противоточной схеме их движения. Если число подаваемых в многоступенчатую установку теплоносителей больше двух, то для выбора оптимальной структуры потоков требуется дополнительный анализ. Целью работы является разработка математического описания процесса теплопередачи в многопоточных теплообменных установках при различном характере относительного движения теплоносителей.

Дальнейший анализ проводится применительно к многопоточным пластинчатым теплообменным аппаратам, которые превосходят аппараты других конструкции по материалоемкости и тепловым характеристикам работы. Схемы движения потоков теплоносителей между пластинами в пластинчатом аппарате для трех теплоносителей представлены в табл.1. В качестве определяющей координаты процесса выбирается поверхность теплообмена между теплоносителями F. Уравнения теплового баланса, составленные для первой схемы движения потоков (табл.1.) трех теплоносителей, позволяют записать систему трех дифференциальных уравнений относительно трех искомых температур теплоносителей вдоль определяющей координаты:

$$\begin{cases} dt_1 / dF = -a_1 \cdot t_1 + a_1 \cdot t_2 \\ dt_2 / dF = a_2 \cdot t_1 - (a_2 + a_3) \cdot t_2 + a_3 \cdot t_3, \\ dt_3 / dF = a_4 \cdot t_2 - a_4 \cdot t_3 \end{cases} \quad (1)$$

где $a_1 = k_{12} / (c_1 \cdot G_1)$, $a_2 = k_{12} / (c_2 \cdot G_2)$, $a_3 = k_{23} / (c_2 \cdot G_2)$, $a_4 = k_{23} / (c_3 \cdot G_3)$, c - удельная теплоемкость; k - коэффициент теплопередачи; G - расход теплоносителя; индекс показывает номер теплоносителя, двойной индекс коэффициента теплопередачи - номера теплоносителей, между которыми происходит теплопередача.

Система (1) записана для случая совпадения направления движения каждого теплоносителя с направлением оси определяющей координаты F. Если теплоноситель движется в противоположном направлении, то

правая часть уравнения соответствующего теплоносителя в системе (1) умножается на минус единицу. Анализ показал, что для трех теплоносителей в одноступенчатом теплообменнике возможны четыре варианта относительного движения теплоносителей: прямоток-прямоток ($kod = 00$), прямоток-противоток ($kod = 01$), противоток-прямоток ($kod = 10$) и противоток-противоток ($kod = 11$). Первая цифра кода соответствует направлению относительного движения первого и второго теплоносителей, а вторая цифра - второго и третьего теплоносителей, цифра «0» кода соответствует прямотоку, а «1» - противотоку.

Аналитические решения системы (1), полученные для четырех вариантов схем движения теплоносителей (при $a_1 = a_2 = a_3 = a_4$), приводятся в табл. 1.

Таблица 1. Аналитическое решение системы (1) для 4 вариантов схем движения потоков

Вариант движения теплоносителей	Схема движения теплоносителей	Общее аналитическое решение
прямоток-прямоток ($kod = 00$)		$\begin{cases} t_1 = c_1 \cdot e^{-F} + c_2 + c_3 \cdot e^{-3F} \\ t_2 = c_2 \cdot 1 + c_3 \cdot (-2) \cdot e^{-3F} \\ t_3 = c_1 \cdot (-1) \cdot e^{-F} + c_2 + c_3 \cdot e^{-3F} \end{cases}$
прямоток-противоток ($kod = 01$)		$\begin{cases} t_1 = c_1 + c_2 \cdot e^{-(1+\sqrt{2})F} + c_3 \cdot e^{-(1-\sqrt{2})F} \\ t_2 = c_1 + c_2 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-(1+\sqrt{2})F} - c_3 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-(1-\sqrt{2})F} \\ t_3 = c_1 + c_2 \cdot (\sqrt{2} + 1) \cdot e^{-(1+\sqrt{2})F} + c_3 \cdot (-\sqrt{2} + 1) \cdot e^{-(1-\sqrt{2})F} \end{cases}$
противоток-прямоток ($kod = 10$)		$\begin{cases} t_1 = c_1 + c_2 \cdot (-1) \cdot e^{(1+\sqrt{2})F} + c_3 \cdot (1 + \sqrt{2}) \cdot e^{(1-\sqrt{2})F} \\ t_2 = c_1 + c_2 \cdot (-\sqrt{2} - 2) \cdot e^{(1+\sqrt{2})F} + c_3 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{(1-\sqrt{2})F} \\ t_3 = c_1 + c_2 \cdot (1 + \sqrt{2}) \cdot e^{(1+\sqrt{2})F} + c_3 \cdot e^{(1-\sqrt{2})F} \end{cases}$
противоток-противоток ($kod = 11$)		$\begin{cases} t_1 = c_1 \cdot e^{-F} + c_2 + c_3 \cdot e^F \\ t_2 = c_2 + 2 \cdot c_3 \cdot e^F \\ t_3 = -c_1 \cdot e^{-F} + c_2 + c_3 \cdot e^F \end{cases}$

Температуры каждого теплоносителя на входе в аппарат выбраны одинаковыми для всех вариантов расчета: $t_{10} = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{20} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t_{30} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Начальные условия для решения системы дифференциальных уравнений составляются с учетом схемы движения потоков и входных температур. Эти решения для четырех вариантов движения теплоносителей показаны на рис.1 в виде зависимости температур каждого теплоносителя вдоль поверхности теплообмена.

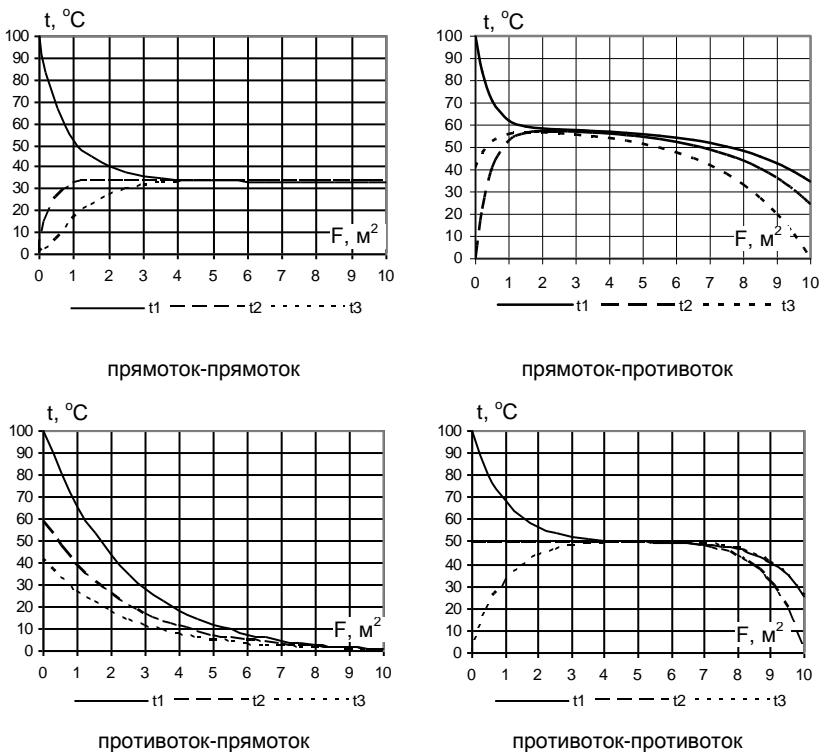


Рис.1. Зависимости температуры теплоносителей от поверхности теплообмена в многопоточных подогревателях для 4 вариантов взаимного движения теплоносителей

Предложенное математическое описание для трех теплоносителей (I) расширено для общего случая подачи n теплоносителей в пластинчатый теплообменник. В этом случае изменение температуры теплоносителей вдоль поверхности теплообмена F описывается системой из n одно-

родных дифференциальных уравнений первого порядка, которая в матричном виде может быть представлена следующим образом $d\mathbf{T}/dF = \mathbf{A} \cdot \mathbf{T}$, где $\mathbf{T} = [t_1 \ t_2 \ \dots \ t_n]$ – вектор искомых температур. \mathbf{A} – квадратная трехдиагональная матрица известных параметров, которые определяются аналогично коэффициентам системы (1).

Предложенный подход может использоваться при выполнении проектных и наладочных работ и анализе эффективности работы многопоточных подогревателей в энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве.

УДК 621.928

В.С. ЛЕЗНОВ, аспирант,
В.Е. МИЗОНОВ, профессор
(ИГЭУ)

H. BERTHIAUX, prof., C. GATUMEL, Dr.-Eng.
(Ecole des Mines d'Albi, France)

Моделирование и оптимизация многостадийного перемешивания в смесителях непрерывного действия

Целью непрерывного смешивания сыпучих материалов является достижение высокой однородности смеси и стабильности этой однородности во времени. Нарушение стабильности часто бывает обусловлено пульсациями производительности подачи смешиваемых компонентов в смеситель, неизбежно присутствующими в технологии смешивания. Эффективное перемешивание в объеме достигается при высокой порозности смеси, когда частицы компонентов могут беспрепятственно проникать в зазоры между ними. Однако, при высокой порозности время пребывания материала в смесителе невелико, и пульсация подачи одного из смешиваемых компонентов на входе вызывает практически такую же пульсацию на выходе, в результате чего смесь, будучи однородной по объему на выходе из смесителя, оказывается неоднородной по высоте бункера, в который она подается. Смесители с низкой порозностью, наоборот, имеют большое время пребывания и эффективное подавление пульсаций, но затрудненное поперечное перемешивания из-за трудности проникновения компонентов друг в друга. Одним из возможных вариантов преодоления этого противоречия является двухстадийное перемешивание, когда на первом этапе используется, например, статический смеситель, обеспечивающий высокое качество поперечного перемешивания, а на втором – лопастной смеситель, который служит в основном для подавления пульсаций подачи компонентов. При реализации этого подхода возникает задача рационального распределения процесса между отдель-

ными стадиями, позволяющего оптимизировать какие-либо технологические или конструктивные целевые функции. Для ее решения предложена ячеечная математическая модель процесса, основанная на теории цепей Маркова. Расчетная схемы двухстадийного процесса показана на рис. 1.

Рабочий объем условного совмещенного смесителя представлен двумерным пространством состояний (цепью ячеек), где перемещение по строкам соответствует транспорту материала, а по столбцам – его поперечному перемешиванию. Цепь разделена условной границей, разделяющей первую и вторую стадии. Матрица переходных вероятностей для этой цепи имеет вид (1). Это блочная матрица, на главной диагонали которой размещены матрицы переходов между строками в столбцах, а на примыкающей к ней диагоналях – матрицы переходов между столбцами в строках (верхние индексы во внутренних матрицах относятся к стадиям перемешивания).

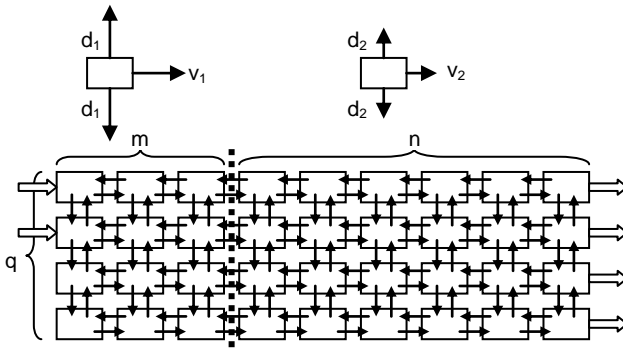


Рис. 1. Расчетная схема ячеечной модели двухстадийного смешивания

$$P = \begin{bmatrix}
 P_{11}^1 & P_{12}^1 & Z & Z & Z & Z & \dots & Z \\
 P_{21}^1 & P_{22}^1 & \dots & Z & Z & Z & \dots & Z \\
 Z & \dots & \dots & P_{m-1,m}^1 & \dots & \dots & \dots & Z \\
 Z & Z & P_{m,m-1}^1 & P_{mm}^1 & P_{m,m+1}^2 & Z & \dots & Z \\
 \hline
 Z & Z & Z & P_{m+1,m}^1 & P_{m+1,m+1}^2 & P_{m+1,m+2}^2 & \dots & Z \\
 Z & Z & Z & Z & P_{m+2,m+1}^2 & P_{m+2,m+2}^2 & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & P_{m+n-1,m+n}^2 \\
 Z & Z & Z & Z & Z & Z & P_{m+n,m+n-1}^2 & P_{m+n,m+n}^2
 \end{bmatrix} \cdot (1)$$

В матрицах первой стадии вероятности поперечных и продольных переходов велики (рис. 1), что дает быстрое поперечное перемешивание, но малое время пребывания, а значит – незначительное подавление пульсаций. В матрицах второй стадии, наоборот, обе вероятности невелики, то есть поперечное перемешивание незначительно, но время пребывания велико. Изменение границы группами матриц легко алгоритмируется, а положение границы может служить параметром оптимизации процесса.

Характеристикой однородности смеси на выходе является дисперсия отклонения содержания ключевого компонента в последнем столбце цепи σ^2 . Для оценки степени подавления пульсаций используется характеристика VRR (variance reduction ratio), для расчета которой необходимо описание нестационарной эволюции содержания ключевого компонента в смесителе, которое рассчитывается по рекуррентному матричному равенству

$$\mathbf{S}^{k+1} = \mathbf{P}(\mathbf{S}^k + \mathbf{S}_{in}^k), \quad (2)$$

где \mathbf{S}^k - текущий вектор состояния смеси размером $(m+n)q$, \mathbf{S}_{in}^k – вектор подачи ключевого компонента, содержащий меняющиеся во времени компоненты с временной дисперсией σ_{in}^2 . Откликом на меняющуюся подачу является дисперсия выходного потока σ_{out}^2 . (Входной и выходной потоки показаны стрелками на рис.1). По определению $VRR = \sigma_{in}^2 / \sigma_{out}^2$. Высокие значения VRR обеспечивают высокую стабильность однородности смеси.

На рис. 2 показаны некоторые результаты расчетов по разработанной модели двухстадийного смешивания.

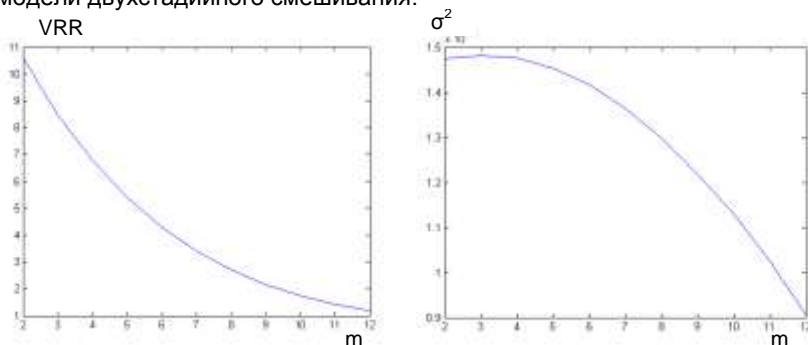


Рис.2. Влияние положения граница между стадиями смешивания на VRR и поперечную неоднородность смеси на выходе ($d_1=0,3$; $v_1=0,4$; $d_2=0,1$; $v_1=0,2$)

Как и ожидалось, перемещение границы между стадиями смешивания вправо снижает VRR, то есть повышает зависимость качества смеси от пульсаций расхода компонента, но повышает поперечную однородность

смеси на выходе. Построить общую целевую функцию на основе компромисса между этими тенденциями вряд ли возможно, так как они относятся к совершенно разным аспектам процесса. Поэтому решения о компромиссе остается за проектировщиком в зависимости от конкретной технологической линии, где установлен смеситель.

УДК 621.929.2

В.А. ОГУРЦОВ, доцент,
Ал.В. ОГУРЦОВ, аспирант, Е.Р. ГОРОХОВА, аспирант,
А.А. ГАЛИЕВА, инженер
(ИГАСУ) г. Иваново

Моделирование процесса сепарации частиц в виброоживленном слое

Несмотря на то, что процессы фракционирования сыпучих материалов на классификаторах различного принципа действия и конструкций играют важную роль во многих технологиях энергетической, строительной, горнорудной, химической промышленности и смежных отраслей, научные основы их проектирования, моделирования и оптимизации разработаны еще далеко недостаточно. Многообразие конструкций классификаторов, среди которых широко распространены грохоты, осуществляющие сепарацию частиц в виброоживленном слое, породило и многообразие подходов к их моделированию и расчету, которые чаще всего сводятся к регрессионному обобщению натуральных или стендовых экспериментальных данных, получение которых трудоемко и требует значительного времени. Эти подходы к настоящему времени практически себя исчерпали и не оставляют возможности научно обоснованного поиска путей дальнейшей интенсификации грохочения и разработки оборудования для его реализации.

В работе ставится задача создания простых и удобных моделей, позволяющих прогнозировать эволюцию состояния полидисперсного материала в процессах грохочения на единой алгоритмической основе - принципах системного анализа и теории цепей Маркова, что позволит исследовать новые возможности управления этими процессами с целью повышения их эффективности. В настоящее время решены (или находятся в стадии успешного решения) многие проблемы, связанные с динамикой виброгрохотов, их прочностью и надежностью, шумоизоляцией и т.д., но собственно кинетике и эффективности грохочения, определяющей качество продуктов разделения, уделяется недостаточное внимание.

Методологической предпосылкой ко всему исследованию является соответствие сущности теории цепей Маркова и процессов грохочения. В работе раскрываются основные операторы модели, которые учитывают как чисто стохастическую, так и детерминированную (сегрегационную)

составляющую движения частиц в слое грохотимого материала. Это, с одной стороны, систематизирует уже известные подходы к моделированию кинетики грохочения методами теории марковских процессов (в основном, работы Е.А. Непомнящего), а с другой, вносит свой вклад в основные операторы моделирования. Переходя к дискретной в пространстве и времени модели и ориентируясь на компьютерное моделирование в среде, поддерживающей операции с матрицами, в работе существенно расширяется класс задач, доступных для исследования и имеющих важное технологическое значение. В частности, это относится к введению нестационарной кривой разделения грохота (как, например, для воздушных классификаторов), по которой можно определять при каком загрязнении (причем, пофракционном) надрешетного продукта может быть достигнуто повышение производительности. Предложена модель многопродуктового грохочения, которое в настоящее время все чаще востребовано в различных технологиях. В работе приведены данные по "распуханию" слоя в зависимости от параметров вибровоздействия сита грохота на сыпучий слой, рассмотрена зависимость частоты контактов частицы с просеивающей поверхностью и средней скорости продольного движения сыпучего материала по поверхности сита от этих параметров. Данные по зависимости "распухания" слоя и скорости проникновения проходных частиц сквозь отверстия сита от амплитудно-частотной характеристик колебаний грохота, включаемые в разработанную ранее стохастическую модель, значительно снижают число параметров, необходимых для ее идентификации, что заметно повышает практическую ценность модели. Это позволило решить ряд технологически важных задач: выявить связь производительности подачи и подрешетного продукта, найти оптимальные пропорции заданной полной поверхности сита по степени извлечения, создать модельные основы полуэмпирического метода расчета и оптимизации кинетики грохочения.

В работе представлены результаты расчетно-экспериментальных исследований рабочего процесса на лабораторных установках периодического и непрерывного грохочения. Здесь можно выделить две группы экспериментов. Одна из них относится к проверке адекватности разработанных моделей по локальным распределениям. Эти опыты крайне важны, так как интегральные параметры при правильно поставленных граничных условиях могут быть поддержаны многими, иногда существенно разными моделями, а локальные - только моделью, отвечающей сущности процесса. Вторая группа опытов, более приближенная к реальным условиям грохочения, служила к отработке процедур идентификации параметров модели, которые не могут быть определены расчетным путем и зависят от специфических свойств материалов, разнообразие которых даже внутри одной отрасли очень велико. Именно поэтому предлагается стратегия расчета (и оптимизации) грохочения, которая начинается с тестового грохочения конкретного материала

на специальном лабораторном стенде по периодическому грохочению, по результатам которого определяются стохастические параметры модели (скорость сегрегации и коэффициент макродиффузии). Затем полученные результаты уже только расчетным путем переносятся на расчет непрерывного процесса на реальном грохоте.

Эта стратегия вписывается в современный подход, когда ведущие фирмы по производству оборудования для переработки сыпучих материалов предлагают прислать определенный объем реального материала и на основании его опытной переработки предлагают заказчику оборудование, выполняющее свою функцию с высокой достоверностью.

Еще одним направлением совершенствования процесса грохочения является создание грохотов со сложной формой колебаний поверхности сита – фигур Лиссажу. Разработанная математическая модель движения одиночной частицы над таким колеблющимся ситом показала, что, изменяя частоты колебаний по различным направлениям, можно добиваться чрезвычайно разнообразных режимов движения частиц и выбирать из них наиболее подходящие для высокой скорости и чистоты грохочения. Для реализации таких динамических режимов движения сита были разработаны новые конструкции грохотов с приводом от линейных электродвигателей, защищенные патентами на полезные модели, лабораторные испытания которых подтвердили их высокую эффективность.

УДК 621.928

Ю.Б. КАЗАКОВ, профессор, В.А. ФИЛИППОВ, инженер,
В.Е. МИЗНОВ, профессор,
Е.А. БАРАНЦЕВА, профессор
(ИГЭУ)

Моделирование влияния неоднородности профиля массовой силы и концентрации твердых частиц на их сепарацию в вязкой жидкости

Объектом моделирования является седиментация частиц твердой фазы в концентрированной суспензии в поле неоднородной массовой силы, формируемой, например, магнитным полем. Основной физической величиной, определяющей кинетику этого процесса, является скорость осаждения, которая в концентрированной суспензии зависит от локальной концентрации частиц, то есть модель оказывается нелинейной. Для построения модели процесс представлен цепью Маркова, в которой пространство состояний соотнесено с рабочим объемом сепарационной камеры (рис. 1). Возможные переходы из одного состояния в другое разделены на симметричные составляющие, характеризующие чисто стохастическое движение частиц (d), несимметричную составляющую (v), характеризующую скорость осаждения. Последняя ячейка цепи – поглоща-

ющее состояние, в которое уходят сепарированные частицы. Кинетика процесса описывается рекуррентным матричным равенством

$$\mathbf{c}^{k+1} = \mathbf{P}(\mathbf{c}^k)\mathbf{c}^k, \quad (1)$$

где k – номер временного перехода (дискретный аналог времени), \mathbf{c} – вектор концентраций частиц в ячейках, \mathbf{P} – матрица переходных вероятностей, имеющая следующий вид

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} 1 - d - v_1(c_1) & d & 0 & \dots \\ d + v_1(c_1) & 1 - 2d - v_2(c_2) & d & \dots \\ 0 & d + v_2(c_2) & 1 - 2d - v_3(c_3) & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \end{bmatrix}$$

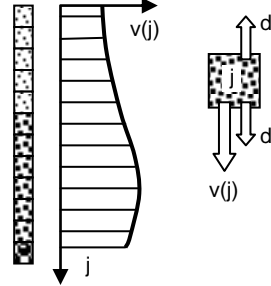


Рис.1. Расчетная схема ячейечной модели процесса

(2)

где стохастический параметр d принят постоянным.

Для того чтобы построить матрицу \mathbf{P} , необходимо знать, как зависит локальная скорость осаждения V_j от локальной концентрации и от локальной массовой силы. Построим простую модель, связывающую эти величины, на основе показанной на рис.2 расчетной схемы, где все присутствующие в ячейке частицы заменены телом эквивалентного объема.

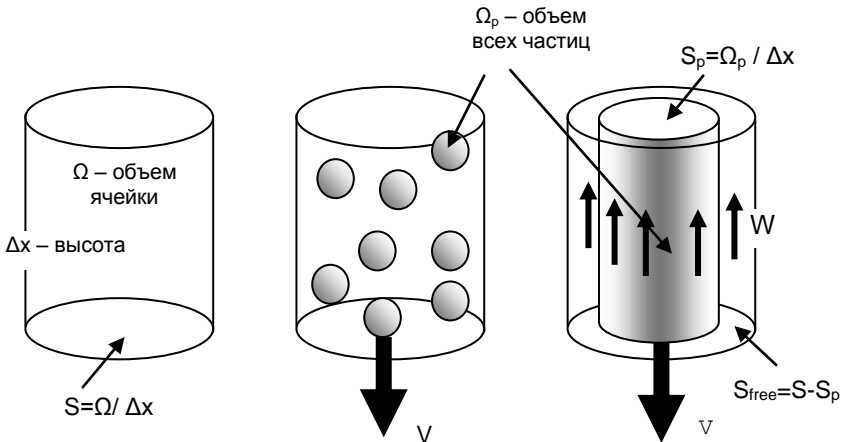


Рис.2. К определению зависимости скорости осаждения от концентрации частиц

Чтобы жидкость в целом оставалась неподвижной, при движении эквивалентного цилиндра вниз со скоростью V она должна перетекать вверх со скоростью W , причем

$$VS = W(S - S_p) \rightarrow W = VS / (S - S_p) = V\Omega / (\Omega - \Omega_p) = V \frac{1}{1 - \frac{\Omega_p}{\Omega}} = V \frac{1}{1 - c}, \quad (3)$$

где c – объемная концентрация частиц в ячейке, предельное значение которой соответствует плотной упаковке частиц.

При квазистационарном движении $F_c = F_m$, где F_m – массовая сила (вес, магнитная, центробежная и т.д.), F_c – сила сопротивления. При медленном осаждении мелких частиц диаметром d_p в вязкой жидкости зависимость силы сопротивления от скорости может быть принята линейной. Тогда

$$F_c = c_r A \frac{\rho_l W^2}{2} = \frac{24}{\text{Re}} A \frac{\rho_l W^2}{2} = \frac{24v}{Wd_p} \frac{\pi d_p^2}{4} \frac{\rho_l W^2}{2} = 3\pi\mu d_p W = 3\pi\mu d_p \frac{V}{(1 - c)}, \quad (4)$$

откуда следует расчетное выражения для локальной скорости частицы

$$V_j = \frac{F_{mj}(1 - c_j)}{3\pi\mu d_p}. \quad (5)$$

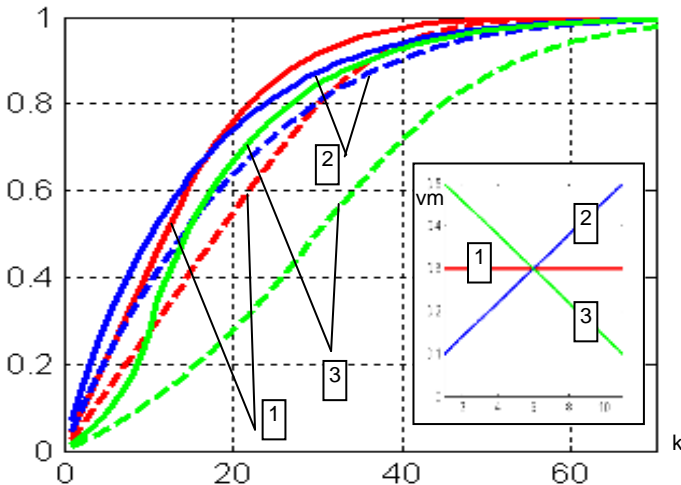


Рис. 3. Кинетика сепарации при низкой (штриховые линии) и высокой (сплошные) концентрации для различных профилей массовой силы

Вероятность конвективного переноса связана с физической скоростью движение соотношением $v_j = V_j \Delta t / \Delta x$, где Δt – продолжительность перехода. Полученные зависимости позволяют рассчитывать матрицу **P** на каждом переходе и по соотношению (1) моделировать кинетику сепарации, которая характеризуется накоплением частиц в поглощающем состоянии $\epsilon(k)$. На рис. 3 показаны примеры расчета кинетики процесса для трех случаев изменения по высоте массовой силы (постоянной, линейно убывающей и линейно возрастающей) с учетом и без учета влияния изменяющейся концентрации частиц. Очевидно, что во всех случаях линейная модель дает заметно завышенную скорость сепарации.

Из трех представленных случаев распределения массовой силы по высоте зоны сепарации наибольшую скорость сепарации, в конечном счете, дает ее равномерное распределение 1, хотя возрастающая вниз массовая сила 2 на начальной стадии дает еще большую скорость. Наихудшая скорость у убывающей массовой силы: при ней происходит задержка вывода частиц из нижней части зоны, повышение концентрации в ней и как следствие снижение скорости конвективного переноса.

УДК 621.926

А.Н. БЕЛЯКОВ, докторант,
В.П. ЖУКОВ, профессор
(ИГЭУ)

Н. OTWINOWSKI, проф., Т. WYLECIAL, Dr.
Ченстоховский политехнический институт (Польша)

Использование уравнения Больцмана для моделирования процесса гравитационной классификации в неоднородном газовом потоке

Для расчета процесса разделения в гравитационном классификаторе предлагается использовать уравнение Больцмана [1].

Кинетическое уравнение Больцмана определяет изменение во времени распределения плотности вероятности в выбранном фазовом пространстве. В качестве искомой функции рассматривается плотность распределения частиц по координатам (высоте и радиусу аппарата), скоростям и размерам $f(\vec{x}, \vec{v}, r, \delta, t)$ (рис.1). Произведение функции $f(\vec{x}, \vec{v}, r, \delta, t)$ на фазовый объем $dV = dx dv dr d\delta$ показывает вероятность в момент времени $(t, t+dt)$ частицы размером $(\delta, \delta+d\delta)$, находящейся в сечении $(x, x+dx)$ и цилиндрическом слое $(r, r+dr)$, двигаться со скоростью $(v, v+dv)$. Знание функции распределения массы по выбранным фазовым координатам позволяет определить гранулометрические составы продуктов и их массовые потоки в заданном сечении или объеме, следовательно

но, находить нужные технологические характеристики. При отсутствии радиального перемешивания потоков в гравитационном классификаторе функция распределения изменяется только за счет движения частиц вдоль оси x . Тогда для одномерного движения (вдоль оси x) уравнение Больцмана запишется в виде

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \frac{\partial v f}{\partial x} + \frac{\partial a f}{\partial v} = 0. \quad (1)$$

На частицу, движущуюся в гравитационном классификаторе, действуют сила тяжести, направленная вниз, и линейная сила сопротивления воздуха, пропорциональная разности скорости газа \bar{w} и скорости частицы \bar{v} . Мелкие частицы, увлекаемые потоком воздуха, движутся вверх и выносятся в накопитель (адсорбер), а крупные частицы остаются в классификаторе.

Считается, что материал может переходить только в соседние ячейки фазового пространства. Вероятность перехода из i -й ячейки в соседнюю по координате $(i+1)$ -ю ячейку за время Δt находится из выражения $p_x = v\Delta t/\Delta x$, где v текущая скорость, Δx – размер ячейки вдоль x . Вероятность перехода в соседнюю по скорости $(j+1)$ -ю ячейку за время Δt определяется выражением $p_v = a\Delta t/\Delta v$, где Δv – размер ячейки вдоль v , $a = g - K(w-v)/m$ – ускорение, g – ускорение свободного падения, K – коэффициент сопротивления [3]. Из баланса массы для выделенной ячейки получается выражение для расчета искомого распределения в следующий $k+1$ момент времени:

$$f_{i,j}^{k+1} = f_{i,j}^k \left(1 - \frac{v_j \Delta t}{\Delta x} - \frac{a \Delta t}{\Delta v} \right) + f_{i-1,j}^k \frac{v_j \Delta t}{\Delta x} + f_{i,j-1}^k \frac{a \Delta t}{\Delta v}. \quad (2)$$

Для проведения расчета гравитационного классификатора матричным методом [2] используются следующие исходные данные и допущения. Частицы исходного материала подаются в аппарат с нулевой скоростью и распределяются между слоями пропорционально площади сечения слоя. Частицы могут двигаться только внутри цилиндрического слоя соответствующего радиуса r и толщиной dr . Ячейки фазового пространства, со-

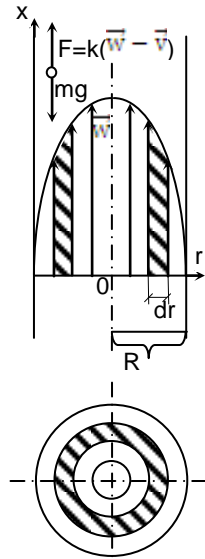


Рис. 1. Распределение скоростей газа в гравитационном классификаторе, где R – радиус аппарата, r – текущий радиус, dr – ширина слоя, \bar{w} – скорость потока.

ответствующие верхней границе аппарата $x=x_{\max}$, представляют собой адсорбер, в котором накапливается мелкий продукт классификации.

Основной характеристикой классификатора является кривая разделения $\varphi(\bar{d})$, показывающая вероятность попадания частицы размером \bar{d} в мелкий продукт разделения [3]. При этом под граничным размером разделения понимается размер частицы $\bar{d}_{гр}$, которая попадает в мелкий продукт с вероятностью 0,5 ($\varphi(\bar{d}_{гр})=0,5$).

На рис.2 представлены результаты численных исследований кривой разделения для различных профилей скорости газа в поперечном сечении аппарата. Равномерный профиль скорости (кривая 1) соответствует практически идеальной классификации материала. При линейной и параболической зависимости скорости газа от радиуса (кривые 2-4) эффективность разделения существенно ниже.

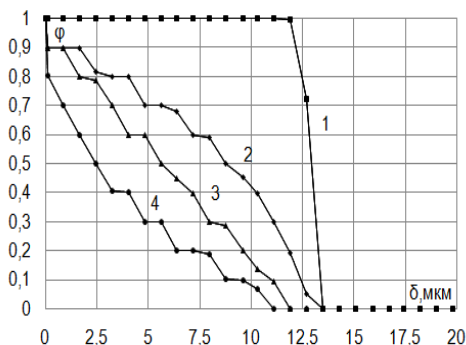


Рис. 2. Зависимость кривой разделения классификатора от профиля скорости:
 1 – $w=w_0$, 2 – $w=w_0(1-(r/R)^2)$, 3 – $w=w_0(1-r/R)$, 4 – $w=w_0(1-r/R)^2$.

Далее в анализе используется параболический профиль скорости в аппарате, как наиболее соответствующий реальной аэродинамической обстановке в аппарате.

На основании разработанного подхода исследуется влияние места подачи исходного материала на граничный размер разделения. Расчетный анализ показал, что граничный размер слабо зависит от места подачи материала по высоте аппарата, но существенно зависит от места подачи по радиусу (рис.3). При перемещении точки подачи дальше от центра канала значение граничного размера монотонно уменьшается. Это объясняется уменьшением на периферии скорости газа, что приводит к выносу в адсорбер преимущественно более мелких частиц.

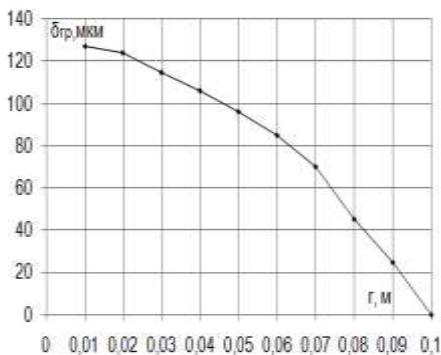


Рис. 3. Зависимость граничного размера классификатора от места подачи исходного материала по радиусу аппарата

классификации в сыпучих средах №2010612671 от 19 апреля 2010 года " Авторы: Беляков А.Н., Жуков В.П., Власюк А.А., Барочкин А.Е. 3. Мизонов, В.Е., Ушаков С.Г. Аэродинамическая классификация порошков. – М.: Химия, 1989. – 160 с.

Таким образом, использование уравнения Больцмана позволяет рассчитать технологические характеристики процесса классификации и решать практические задачи, связанные с совместным протеканием в аппарате процессов движения и разделения.

Литература

1. Вулис, Л.А. и др. Теория и расчет магнитогазодинамических течений. - М.: Атомиздат. 1971.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ "Расчет многомерных совмещенных процессов измельчения,

УДК 621.321

П.В. ЖУКОВ, аспирант,
В.Н. ВИНОГРАДОВ, доцент,
С.А. ДОБРОТИН, студент
(ИГЭУ)

Решение задач теплопроводности и термоупругости для вращающегося полого цилиндра с импульсным подводом теплоты

В металлургии для транспортировки раскаленного металла широко используются роликовые конвейеры. Его элементы представляют собой полые толстостенные цилиндры, вращающиеся вокруг продольной оси (рис. 1). В процессе эксплуатации ролики подвергаются воздействию циклических термических и механических нагрузок, которые приводят к появлению трещин и, в дальнейшем, к их разрушению. В связи с этим задача расчета температурных полей и термических напряжений в толстостенном вращающемся цилиндре является актуальной.

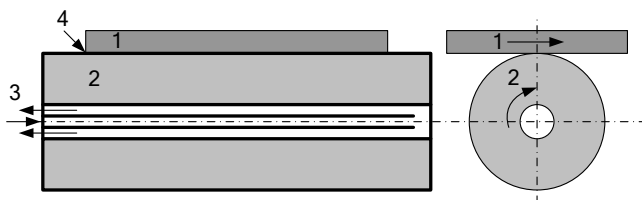


Рис. 1. Схема импульсного подвода и отвода теплоты от вращающегося ролика:
 1 – сляб; 2 – ролик; 3 – схема потоков охлаждающей жидкости;
 4 – граница сляба

Данная задача может быть рассмотрена и как одномерная, и как двухмерная, и как трехмерная [1]. Однако, опыт эксплуатации показывает, что наиболее «опасными», с точки зрения термических напряжений являются участки ролика, по которым проходит граница сляба. В связи с этим, особый интерес представляет именно трехмерная постановка задачи. При построении математической модели ролик представляется полым толстостенным вращающимся вокруг горизонтальной оси цилиндром, к которому по верхней образующей за время его контакта со слябом импульсно подводится тепловая энергия. От внутренней поверхности цилиндра тепловая энергия постоянно отводится охлаждающей жидкостью. Для расчета температурного поля воспользуемся уравнением теплопроводности, записанным в цилиндрических координатах

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right], \quad (1)$$

где T – температура, r , φ , z – цилиндрические координаты (ось z совпадает с осью ролика), t – время процесса, a – коэффициент температуропроводности.

Граничные условия первого рода задаются значением температуры в точках контакта поверхности ролика с металлом и значением температуры внутренней охлаждаемой поверхности. В остальных точках наружной поверхности ролика, в которых нет контакта с металлом, теплообмен излучением от металла и конвективный отвод теплоты воздухом от ролика не учитывается. Решение уравнения (1) выполняется матричным методом с использованием математического аппарата теории цепей Маркова [2].

В численном примере в точках контакта поверхности ролика с металлом температура принимается равной 650°C , температура охлаждаемой поверхности 200°C . Геометрические размеры цилиндра: внешний радиус 155 мм, внутренний радиус 30 мм, длина 2060 мм. Ширина сляба 1200 мм.

Решение (1) с выбранными граничными условиями приведены на рис. 2 в виде зависимости температуры вдоль определяющих координат процесса: радиуса цилиндра (r), угловой координаты (φ) и оси цилиндра (z).

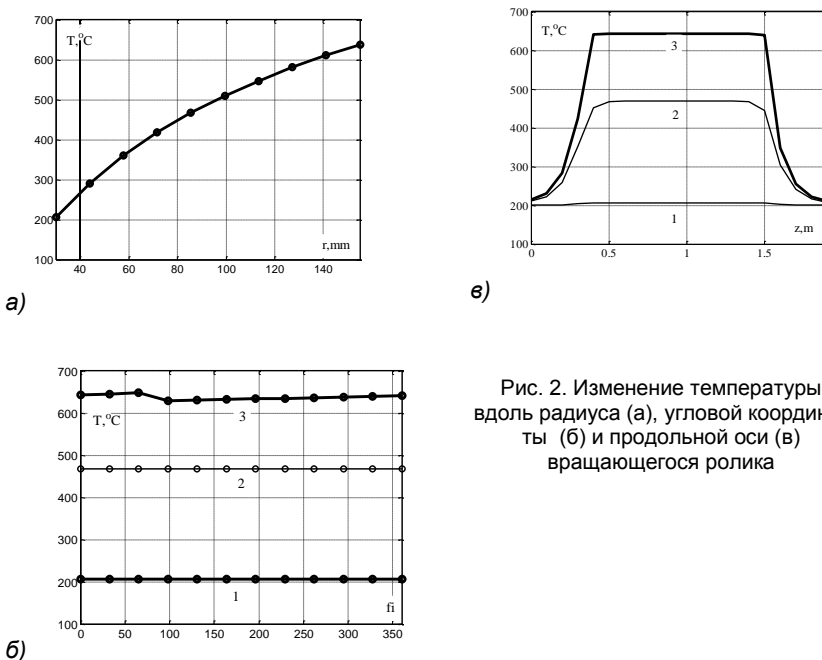


Рис. 2. Изменение температуры вдоль радиуса (а), угловой координаты (б) и продольной оси (в) вращающегося ролика

Полученные в результате расчета температурные поля, позволяют определить распределение термических напряжений в ролике. Квазистационарная задача термоупругости решается на основе использования термоупругого потенциала перемещений Φ [3], производные которой по координатам дают непосредственно перемещения. Значения функции Φ могут быть найдены при решении уравнения Пуассона

$$\Delta\Phi = \frac{1+\mu}{1-\mu}\alpha T, \quad (2)$$

где Δ – оператор Лапласа, μ – коэффициент Пуассона, α – коэффициент линейного расширения. Распределение термических напряжений находится подстановкой найденных значений Φ в выражение (3)

$$\sigma_{ik} = 2G \left[\frac{\partial^2 \Phi}{\partial i \partial k} - \Delta \Phi \cdot \delta_{ik} \right], \quad (3)$$

где $(i, k = x, y, z)$, σ – величина термических напряжений, G – модуль сдвига, $\delta_{ik} = \begin{cases} 0, & i \neq k \\ 1, & i = k \end{cases}$.

Предложенный подход может использоваться при выполнении проектных и наладочных работ и анализе режимов работы технологического оборудования в металлургической и химической отраслях промышленности.

Литература

1. Мизонов В.Е, Виноградов В.Н., Жуков П.В. Исследование переходных процессов теплообмена в толстостенных охлаждаемых цилиндрах с импульсным подводом теплоты, //Вестник ИГЭУ.-2009. вып.3.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ "Расчет многомерных совмещенных процессов измельчения, классификации в сыпучих средах №2010612671 от 19 апреля 2010 года " Авторы: Беляков А. Н., Жуков В.П., Власюк А. А., Барочкин А. Е.
3. Мелан Э., Паркус Г. Термоупругие напряжения, вызываемые стационарными температурными полями. Физматгиз, 1958.

УДК 628.356.001.57

Н.Н. ЕЛИН, профессор,
М.Н. БОГАЧЕВА, аспирант
(ИГАСУ) г. Иваново

Математическая модель процесса тепломассообмена при сушке влажного ила

Математическое моделирование процесса конвективной сушки влажного активного ила представляет собой актуальную задачу, поскольку обработка и утилизация осадков сточных вод в настоящее время является важной экологической проблемой. Сложность взаимосвязанных процессов тепло- и массообмена, протекающих при сушке влажного ила, и отсутствие надежных экспериментальных данных затрудняет их точный расчет на основе дифференциальных уравнений тепломассопереноса [1]. В инженерных расчетах используется нульмерная модель процесса, при которой происходит усреднение по пространству и времени, а значит, снижается точность расчетов. Нами для моделирования рассматриваемого процесса выбран математический аппарат ячеечных моделей, которые успешно используются при описании целого ряда процессов химиче-

ской и строительной промышленности [2]. Схема модели представлена на рис. 1.

Рабочий объем конвективной сушилки представлен двумя одномерными параллельными цепями ячеек. Внутри каждой ячейки одной цепи движется влажный ил, а внутри ячеек другой цепи – сушильный агент, в качестве которого используется горячий воздух.

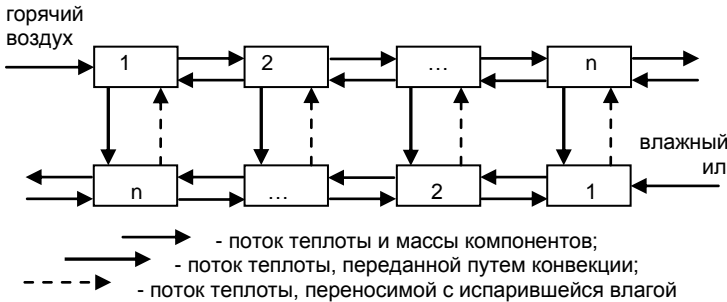


Рис. 1. Одномерная ячейечная модель тепломассообменного процесса

В результате тепломассообменного процесса между горячим воздухом и илом в ячейках изменится теплофизическое состояние сред, которое может быть записано векторами-столбцами. Количество теплоты после каждого перехода продолжительностью Δt составляет:

- в ячейках с воздухом

$$\mathbf{Q}_a^{k+1} = \mathbf{P}_a^k (\mathbf{Q}_a^k + \mathbf{Q}_{af}^k - \Delta \mathbf{Q}_{conv}^k), \quad (1)$$

- в ячейках с влажным илом

$$\mathbf{Q}_s^{k+1} = \mathbf{P}_s^k (\mathbf{Q}_s^k + \mathbf{Q}_{sf}^k + \Delta \mathbf{Q}_{conv}^k - \Delta \mathbf{Q}_{evap}^k), \quad (2)$$

где \mathbf{P}_a^k и \mathbf{P}_s^k - переходные матрицы, которые описывают перемещение компонентов вдоль цепи и распространение теплоты путем теплопроводности; \mathbf{Q}_a^k и \mathbf{Q}_s^k – векторы запаса теплоты в ячейках воздуха и ила соответственно; \mathbf{Q}_{af}^k и \mathbf{Q}_{sf}^k - векторы подачи теплоты от внешних источников; $\Delta \mathbf{Q}_{conv}^k$ - вектор теплоты, переданной от ячейки с воздухом к ячейке с илом путем конвекции; $\Delta \mathbf{Q}_{evap}^k$ - вектор теплоты, переносимой с испарившейся влагой из ячейки с илом в ячейку с воздухом. Переходная матрица в формуле (2) имеет вид:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} 1-d-v_1 & d & 0 & 0 & \dots \\ d+v_1 & 1-2d-v_2 & d & 0 & \dots \\ 0 & d+v_2 & 1-2d-v_3 & d & \dots \\ 0 & 0 & d+v_3 & 1-2d-v_4 & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \end{bmatrix}, \quad (3)$$

где $v_1, v_2 \dots$ - доля массы компонентов, переходящая в следующую по ходу движения ячейку; d - доля теплоты, переносимая путем теплопроводности в соседние ячейки;

$$\Delta Q_{\text{conv}}^k = \alpha^k \cdot F \cdot (t_a^k - t_s^k) \cdot \Delta T, \quad (4)$$

$$\Delta Q_{\text{evap}}^k = m \cdot r = \beta^k \cdot F \cdot (p_m - p) \cdot \Delta T \cdot r, \quad (5)$$

где α^k и β^k - векторы коэффициентов тепло- и массоотдачи соответственно; F – вектор поверхности контакта между ячейками; t_a^k и t_s^k - векторы температур воздуха и влажного ила; p_m – вектор давления насыщенного пара; p – вектор парциального давления водяного пара в воздухе; r - вектор удельной теплоты парообразования.

Ячеечная модель и совокупность равенств (1) – (5) позволяют создать инженерную методику расчета процесса конвективной сушки влажного ила, которая реализована в программной среде MATLAB.

Литература

1. Теоретические методы расчета кинетики сушки... / **С.П. Рудобашта, Г.А. Зуева** // IX Межд. науч. конф. «Теоретические основы энерго-ресурсосберегающих процессов...». – Иваново, 2010. – С. 176-181.
2. **Федосов С.В., Елин Н.Н., Мизонов В.Е.** Моделирование и расчет систем утилизации теплоты уходящих газов в высокотемпературных процессах строительной индустрии / ГОУВПО «Ивановский государственный архитектурно-строительный университет», Иваново, 2010.

Д.А. УЛАНОВ, аспирант,
В.П. ЖУКОВ, профессор,
Е.В. БАРОЧКИН, профессор,
Г.В. ЛЕДУХОВСКИЙ, доцент
(ИГЭУ)

Постановка и решение транспортной задачи в связанных тепловых и электрических сетях

Смысл «Умных сетей» («Smart Grid»), по мнению академика В.Е.Фортова [1], заключается в соединении возможностей информационных технологий с силовой электротехникой. Это дает кратное уменьшение потерь при передаче электрической энергии от генератора к потребителю и увеличение надежности энергоснабжения. С учетом масштабов системы теплофикации в России и существенного влиянием тепловой нагрузки ТЭЦ на эффективность генерации электрической энергии [2] в предлагаемой статье делается попытка развить концепцию «Smart Grid» для совместного анализа тепловых и электрических сетей.

Транспортная задача связанных тепловых и электрических сетей формулируется в следующем виде. Предполагается, что тепловая и электрическая энергии генерируются n производителями (источниками), в качестве которых рассматриваются тепловые электрические станции или котельные. Тепловые и электрические сети заданной структуры обеспечивают передачу тепловой и электрической энергии m промышленным или бытовым потребителям. Поток электрической энергии от i -го производителя к j -му потребителю обозначается N_{ij} , поток тепловой энергии - Q_{ij} . Суммарные нагрузки каждого потребителя N_j, Q_j считаются заданными. Удельные затраты на генерацию и транспорт электрической (c_{ij}^N) и тепловой (c_{ij}^Q) энергии от i -го производителя j -му потребителю определяются суммой затрат на генерацию и транспорт единицы энергии между этими элементами системы. В качестве целевой функции оптимизации выбирается сумма затрат тепловой энергии или топлива, которая обеспечивает заданные нагрузки потребителей. В ходе решения задачи определяются параметры оптимизации - потоки тепловой Q_{ij} и электрической N_{ij} энергии. Задача оптимальной генерации и транспорта энергии записывается в виде:

$$F = \sum_{i,j} (c_{ij}^N \cdot N_{ij} + c_{ij}^Q \cdot Q_{ij}) \rightarrow \min_{N_{ij}, Q_{ij}}, \sum_i N_{ij} = N_j, \sum_i Q_{ij} = Q_j. \quad (1)$$

Если удельные затраты (c_{ij}^N и c_{ij}^Q) по условиям задачи считаются постоянными величинами (укрупненная оценка структуры и режима работы энергетической системы), то задача (1) относится к классу задач линейно-

го программирования, для решения которых существуют апробированные методы [3].

При генерации электрической энергии на ТЭЦ удельный расход тепловой энергии, расходуемый на выработку электрической энергии, существенно зависит от значений тепловой и электрической нагрузок турбоагрегата $c_{ij}^N = f_i(N_i, Q_i)$ [3], которые определяются суммой заранее неизвестных величин $Q_i = \sum_j Q_{ij}$ и $N_i = \sum_j N_{ij}$. При такой постановке задача

(1) относится к задачам нелинейного программирования, для решения которой далее предлагается использовать метод статистического программирования [3].

Порядок решения задачи (1) иллюстрируется на примере. Полагается, что общее количество производителей тепловой и электрической энергии равно пяти ($n = 5$). Тепловая энергия генерируется тремя теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) и двумя котельными, электрическая энергия – тремя ТЭЦ, на каждой из которых установлены турбоагрегаты ПТ-65/75-130/13 ЛМЗ. Семь потребителей ($m = 7$) тепловой и электрической энергии представлены жилыми районами или промышленными предприятиями. Расстояния между каждым источником (И) и потребителем (П) известно, тепловая нагрузка семи потребителей задается матрицей $Q = [35 \ 29 \ 17 \ 23 \ 58 \ 29 \ 12]$ МВт, а электрическая нагрузка – матрицей $N = [16 \ 12 \ 32 \ 24 \ 12 \ 8 \ 16]$ МВт. Удельные затраты тепловой энергии на выработку электрической энергии выбираются согласно общей тепловой и электрической нагрузке каждого агрегата по энергетическим характеристикам. Потери электрической энергии при передаче считаются одинаковыми для всех линий. Потери тепловой энергии на транспорт приняты равными 1 % передаваемого теплового потока на каждый километр трубопровода тепловой сети.

Рассматривается несколько вариантов схем снабжения потребителей тепловой и электрической энергией: первый вариант соответствует базовой структуре тепловых и электрических сетей, второй – базовой структуре после строительства двух новых трубопроводов тепловой сети. Третий вариант соответствует структуре системы после сооружения связей между всеми потребителями и производителями энергии. Такой идеальный вариант позволит выявить теоретическую возможную экономию топлива в системе, лишенной транспортных ограничений. При сравнении всех вариантов нагрузка потребителей и состав работающего оборудования производителей не меняются.

Алгоритм численного решения задачи (1) методом статистического программирования включает следующие операции.

- Случайным образом генерируются матрицы тепловых и электрических энергетических потоков. Значение элементов каждого столбца нормируется: делится на сумму элементов этого столбца и умножается на

значение нагрузки соответствующего этому столбцу потребителя.

- Сумма элементов каждой строки определяет нагрузку производителя энергии. Вариант отбраковывается, если значение нагрузки выходит из диапазона допустимых значений.

- Сгенерированные матрицы потоков позволяют определить затраты на генерацию и транспорт энергии и значение целевой функции (1), причем наилучшее значение целевой функции каждый раз сохраняется.

- Рассмотренные операции повторяются заданное число раз или до достижения требуемого значения целевой функции.

Сходимость алгоритма проверяется в ходе численных экспериментов: при увеличении числа вариантов от одного до десяти миллионов значение целевой функции изменяется слабо, что свидетельствует о приближении найденного решения к глобальному оптимуму. Анализ полученных результатов показывает, что добавление двух линий связи (трубопроводов тепловой сети) во втором варианте приводит к уменьшению расхода топлива на 1,49 %, а возможность подачи энергии от каждого источника каждому потребителю (третий вариант) позволяет получить экономию топлива 3,84 % по сравнению с первым вариантом.

При решении практических задач совместной оптимизации структуры и режимов работы энергетической системы основные трудности связаны с определением удельных затрат на генерацию и транспорт электрической (c_{ij}^N) и тепловой (c_{ij}^Q) энергии. К примеру, для получения достоверных значений c_{ij}^N в части генерации требуется либо декомпозиция задачи до каждой единицы энергетического оборудования ТЭЦ, либо предварительная разработка оптимальных энергетических характеристик ТЭЦ в целом. Нахождение коэффициентов c_{ij}^Q в части транспорта тепловой энергии сопряжено с теплогидравлическим расчетом тепловой сети. Однако собственно постановка задачи и проиллюстрированный на приведенном выше модельном примере метод ее решения остаются неизменными.

Литература

1. **Фортов В.Е.** Энергетика и финансы: интеграция систем. Инновационное будущее энергетики России// Журнал "Вестник актуальных прогнозов", декабрь. 2010.
2. **Жуков В.П., Барочкин Е.В.** Системный анализ энергетических тепломассообменных установок.-Иваново 2009, 176с.
3. **Вентцель Е.С.** Исследование операций: задачи, принципы, методология. М.: Дрофа, 2004.

Возможные обобщения формулы Коши

В комплексном анализе важную роль играет интегральная формула Коши

$$f(z) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\partial D} \frac{f(\zeta)}{\zeta - z} d\zeta, \quad z \in D \subset \mathbb{C}^1, \quad \zeta \in \partial D,$$

которая позволяет по значениям голоморфной функции $f(z)$ на границе области ∂D «восстановить» ее значения внутри области D . При этом формула обладает следующими двумя свойствами:

1. интегральная формула Коши универсальна, т.е. справедлива для любой ограниченной области $D \subset \mathbb{C}^1$ с достаточно «хорошей» границей и ядро Коши $\frac{1}{\zeta - z}$ не зависит от вида области.

2. Ядро Коши $\frac{1}{\zeta - z}$ голоморфно по переменному z , что обеспечивает голоморфность интеграла типа Коши.

Был поставлен следующий вопрос: существуют ли еще интегральные формулы, решающие ту же задачу.

Ответ положителен в следующем смысле.

Рассмотрим конформное отображение области $\bar{G} = G \cup \partial D$ на $\bar{D} = D \cup \partial D$, осуществляемое с помощью функции $z = \varphi(w)$. При этом отображении формула Коши перейдет в новую интегральную формулу

$$F(w) = f(\varphi(w)) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\partial G} \frac{F(v)\varphi'(v)dv}{\varphi(v) - \varphi(w)},$$

где $z = \varphi(w)$, $\zeta = \varphi(v)$.

Запишем эту формулу в более привычных обозначениях

$$f(z) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\partial D} \frac{f(\zeta)\varphi'(\zeta)d\zeta}{\varphi(\zeta) - \varphi(z)}.$$

Это и есть обобщение формулы Коши.

Эта формула также с голоморфным ядром в силу конформности отображения. Ее можно переписать в виде

$$f(z) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\partial D} \frac{f(\zeta)}{\zeta - z} \cdot \frac{\varphi'(\zeta)(\zeta - z)}{\varphi(\zeta) - \varphi(z)} d\zeta = \frac{1}{2\pi i} \int_{\partial D} \frac{f(\zeta)}{\zeta - z} \cdot \psi(\zeta, z) d\zeta,$$

где $\psi(\zeta, z) = \frac{\varphi'(\zeta)(\zeta - z)}{\varphi(\zeta) - \varphi(z)} = \psi(\zeta, z, \bar{z})$.

Эта функция обладает свойствами:

1. Функция ψ определена на множестве $\{(z, \zeta) : z \in D, \zeta \in \bar{D}\}$, голоморфна по ζ в D при фиксированном $z \in D$, и непрерывна в \bar{D} .
2. $\psi(z, \bar{z}, z) \equiv 1$ в D .

Покажем далее, что формула

$$f(z) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\partial D} \frac{f(\zeta)}{\zeta - z} \cdot \psi(\zeta, z) d\zeta,$$

где функция ψ удовлетворяет свойствам 1 и 2, содержит все возможные интегральные представления с таким ядром.

Действительно, пусть для области D имеет место интегральное представление для голоморфной в D функции $f(z)$

$$f(z) = \int_{\partial D} f(\zeta) \cdot H(\zeta, \bar{\zeta}, z, \bar{z}) d\zeta,$$

где ядро H удовлетворяет естественному условию Липшица по $\zeta \in \partial D$ при фиксированном $z \in D$, т.е. существует число $K > 0$ такое, что:

$$|H(z_0, \zeta_1) - H(z_0, \zeta_2)| \leq K |\zeta_1 - \zeta_2|, \quad \zeta_1, \zeta_2 \in \partial D.$$

Например, непрерывные функции заведомо удовлетворяют этому условию. Вычтем из последней формулы формулу Коши. Тогда

$$\int_{\partial D} f(\zeta) \cdot \left(H - \frac{1}{2\pi i(\zeta - z)} \right) d\zeta = 0$$

для всякой голоморфной в D и непрерывной в \bar{D} функции $f(z)$. Отсюда следует (см. Привалов И.И. Граничные свойства голоморфных функций. Гостехиздат, 1950, стр. 137), что функция

$$g(\zeta, z, \bar{z}) = H(\zeta, z) - \frac{1}{2\pi i(\zeta - z)}$$

голоморфна по ζ в D и непрерывна в \bar{D} . Поэтому

$$H = \frac{1 + 2\pi i g(\zeta, z)(\zeta - z)}{2\pi i(\zeta - z)} = \frac{\psi(\zeta, z, \bar{z})}{2\pi i(\zeta - z)},$$

причем функция ψ обладает свойствами:

1. ψ голоморфна по ζ в D при $z \in D$;
2. $\psi(z, z, \bar{z}) \equiv 1$ в D .

Отметим, что интегральная формула Коши легко следует из основной теоремы о вычетах. С помощью этой теоремы можно доказать и формулу для круга

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{|\zeta|=r} \frac{f(\zeta)\zeta^{p-1}}{\zeta^p - z} d\zeta = \frac{1}{p} \sum_{j=1}^p f(z^{\frac{1}{p}} \varepsilon_j),$$

где $|z| < r$, ε_j - корни степени p из единицы, $p = 1, 2, 3, \dots$

При $p = 1$ имеем формулу Коши для круга. Поэтому данную формулу можно считать некоторым обобщением формулы Коши для круга.

Если положить $f(z) = e^z$, $z = 1$, то при $p = 2$ имеем

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{|\zeta|=r>1} \frac{e^\zeta d\zeta}{\zeta^{-1}(\zeta^2 - 1)} = \frac{1}{2} \left(e + \frac{1}{e} \right).$$

При $p = 3$ имеем

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{|\zeta|=r>1} \frac{e^\zeta d\zeta}{\zeta^{-2}(\zeta^3 - 1)} = \frac{1}{3} \left(e + \frac{2 \cos \frac{\sqrt{3}}{2}}{\sqrt{e}} \right).$$

При $p = 4$ имеем

$$\frac{1}{2\pi i} \int_{|\zeta|=r>1} \frac{e^\zeta d\zeta}{\zeta^{-3}(\zeta^4 - 1)} = \frac{1}{4} \left(e + \frac{1}{e} + 2 \cos 1 \right).$$

Анализ влияния отклонений параметров свежего пара на перерасход топлива

Анализ влияния и регулирования параметров ТЭЦ является актуальной задачей. Такой анализ должен основываться на методике, позволяющей оценить тепловую экономичность энергоблоков комбинированного теплоснабжения. В настоящее время эффективность теплофикационных энергоблоков оценивается или по аналогии с конденсационными одноцелевыми энергоблоками, или с использованием условных показателей (при применении физического или пропорционального методов), или путем сравнения с раздельным энергоснабжением. Недостатки таких методических подходов обусловлены неучетом эксергетических характеристик производимой (и отпускаемой) энергии. Вместе с тем применение эксергетической методологии (учитывающей работоспособность энергии) позволяет получить для функционирующих ТЭЦ более строгие термодинамические оценки тепловой экономичности, на основе которых возможен объективный анализ влияния и регулирования параметров на перерасход топлива.

В статье представлен анализ перерасходов топлива при отклонении параметров свежего пара от номинальных значений с использованием эксергетической методологии. Анализ перерасхода топлива производился на разработанном вычислительном комплексе [1]. Полученные данные подтверждены натурными экспериментами проводившихся на Новосибирской ТЭЦ-2 и Новосибирской ТЭЦ-5.

Вычислительный эксперимент заключался в следующем: для теплофикационного энергоблока на базе турбины Т-100 допускалось отклонение параметров свежего пара (температуры t_0 и давления P_0) до 5% от номинального значения. Результаты эксперимента представлены на рис. 1.

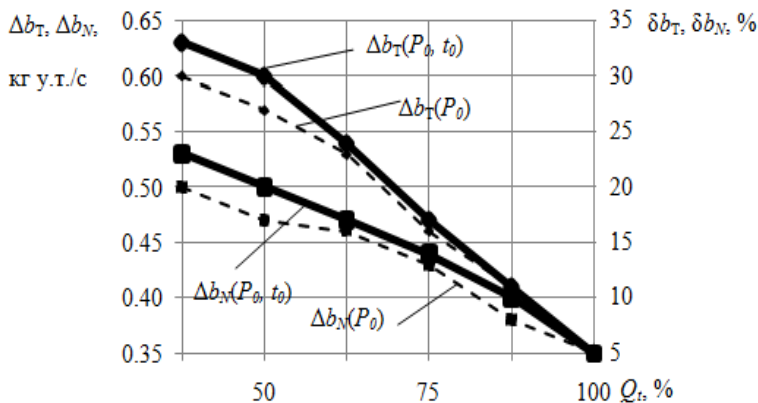


Рис. 1. Перерасход топлива на отпуск тепловой и электрической энергии при отклонении давления острого пара $\Delta b_T(P_0)$, $\Delta b_N(P_0)$ и совместном отклонении температуры и давления острого пара $\Delta b_T(P_0, t_0)$, $\Delta b_N(P_0, t_0)$ от номинальных значений для энергоблока на базе турбины Т-100. Δb_T , Δb_N - удельный перерасход топлива на отпуск теплоты и электроэнергии

Из рис. 1 следует вывод о том, что наиболее значимым является отклонение P_0 , так как больший вклад в перерасход топлива вносит именно этот параметр. Вклад температуры острого пара (t_0) менее заметен.

Абсолютный перерасход топлива (за время регулирования) для теплофикационных энергоблоков может составлять 0,3-0,65 кг у.т./с на производство теплоты и 0,3-0,6 кг у.т./с на производство электроэнергии в зависимости от нагрузки, при этом максимальный отпуск теплоты характеризуется минимальным перерасходом топлива.

При этом перерасход топлива тем больше, чем ниже тепловая нагрузка на агрегате и зависимость эта близка к прямопропорциональной. При снижении нагрузки в два раза – в 1,7-2 раза увеличивается перерасход топлива, рис. 1.

Подобный эксперимент был произведен для энергоблоков (Т-25, Т-50, Т-100, Т-180, Т-250), результаты эксперимента представлены на рис. 2.

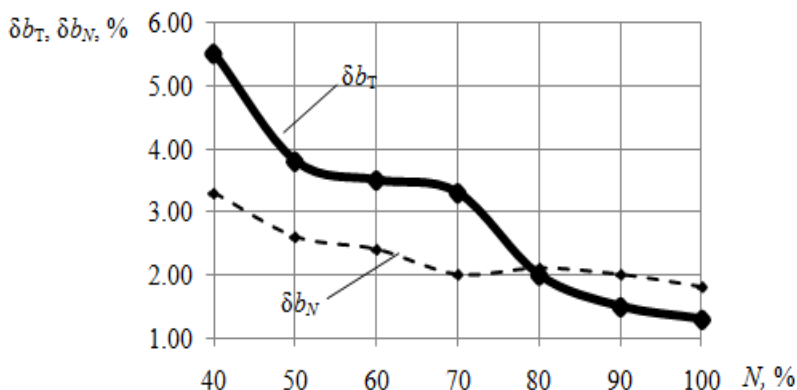


Рис. 2. Относительный перерасход топлива для теплофикационных турбин при снижении нагрузки. $\delta b_T, \delta b_N$ - относительный удельный перерасход топлива при выработке тепловой и электрической энергии соответственно

Рисунок 2 показывает что, в достаточно большом диапазоне снижения нагрузки турбины наблюдается постоянный перерасход топлива в районе 1,5...2% по отпуску электроэнергии (δb_N) и теплоты (δb_T) при отклонении параметров свежего пара, вместе с тем на малых нагрузках (~40% от номинала) происходит рост перерасхода топлива до 3,5%...5,5%. Надо отметить, что нагрузки ~40% от номинала способны нести лишь котлы, работающие на газе.

Литература

1. Использование вычислительного комплекса ОРТЭС для технико-экономических исследований ТЭС / Ноздренко Г. В., Щинников П. А. // Научный вестник НГТУ, 2005. – №1(19) . – с.51-62.
2. РД 34.11.321-96 Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций. : М.: Ротапринт ВТИ, 1997. – с. 20;
3. Эксергетический анализ влияния параметров регулирования пылеугольных теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива / Щинников П. А, Новиков С. И., Дворцовой А. И. // Научный вестник НГТУ, 2009. –№4(37) . – с.163-169;

АВТОРСКИЙ ИНДЕКС

А

АВДЮНИН Е.Г. 150, 171, 181
 АРОНСОН К.Э. 57
 АРСЕНОВ В.Г. 169
 АСТАШОВ Н.С. 32, 70

Б

БАЛОВА С.А. 230
 БАННИКОВА С.А. 154
 БАРАНЕЦ В.Э. 84
 БАРАНЦЕВА Е.А. 300, 319
 БАРОЧКИН А.Е. 311
 БАРОЧКИН Е.В. 54, 331
 БЕЛЯКОВ А.Н. 322
 БОГАТОВА Т.Ф. 22
 БОГАЧЕВА М.Н. 328
 БУДАКОВ И.В. 73
 БУДАНОВ В.А. 73
 БУРОВ В.Д. 3, 6, 8, 11, 13
 БУХМИРОВ В.В. 145, 157, 163, 164, 167
 БУШУЕВ Е.Н. 121, 127

В

ВАНЬКОВ Ю.В. 194
 ВАРАКСИНА Н.В. 6
 ВАСЕНИН А.Б. 278
 ВАСИЛЬЕВ С.В. 166
 ВАСИН А.В. 52
 ВАФИН Т.Ф. 105
 ВЕРЕНИН А.А. 70
 ВИНОГРАДОВ А.В. 99
 ВИНОГРАДОВ А.Л. 75
 ВИНОГРАДОВ В.Н. 325
 ВЛАСОВ С.М. 124
 ВОЛКОВ И.Б. 32
 ВОЛЬМАН М.А. 82
 ВОРОБЬЕВ Д.В. 90

Г

ГАБИТОВ Р.Н. 236, 241
 ГАЛАНОВА А.И. 253
 ГАЛИЕВА А.А. 317
 ГАЛКИН В.В. 293
 ГАЛКОВСКИЙ В.А. 216
 ГАСЬКОВ А.К. 164
 ГЕНВАРЁВ А.А. 166, 184, 191
 ГНЕЗДОВ Е.Н. 210, 225, 239
 ГНЕЗДОВ Н.Е. 210
 ГНЕЗДОВА Н.В. 225
 ГОЛУБЕВ А.В. 256
 ГОРБУНОВ В.А. 202, 207, 213, 218, 219, 241
 ГОРИНОВ О.И. 198, 207, 213, 219, 230, 232, 236, 241

Г

ГОРОХОВА Е.Р. 317
 ГРИГОРЬЕВ Е.Ю. 60
 ГРИЦЕНКО А.Н. 188
 ГРОШЕВ А.И. 186
 ГУБАРЕВ А.Ю. 41

Д

ДАВЫДОВ В.В. 251
 ДАРЬЕНКОВ А.Б. 278
 ДВОРЦЕВОЙ А.И. 337
 ДОБРОВ С.В. 28
 ДОБРОТИН С.А. 325
 ДОВЕРМАН Г.И. 25
 ДОЛГУШИН И.А. 38
 ДОЛИНИН Д.А. 213
 ДОРОФЕЕВ В.Н. 222, 227

Е

ЕВДОКИМОВ С.А. 285
 ЕЛИН Н.Н. 205, 303, 305, 328
 ЕРМОЛАЕВ К.Д. 232

Ж

ЖАДАН А.В. 115
 ЖАМЛИХАНОВ Т.А. 25
 ЖУЙКОВ А.В. 130
 ЖУКОВ В.П. 311, 322, 331
 ЖУКОВ П.В. 325

З

ЗАЙЦЕВ С.А. 236
 ЗАКОЖУРНИКОВ С.С. 186
 ЗАКОЖУРНИКОВА Г.С. 186
 ЗАРЯНКИН А.Е. 19, 60, 79
 ЗАХАРЕНКОВ Е.В. 25
 ЗАХАРОВ В.М. 161
 ЗАХАРОВА А.В. 259
 ЗВЕРЕВА Е.А. 239
 ЗИНОВЬЕВ Б.С. 334
 ЗУЕВ К.И. 291

И

ИВАНОВА Н.Б. 87
 ИЗМАЙЛОВА Е.В. 194
 ИЛЬЧЕНКО А.Г. 90, 94, 96

К

КАЗАКОВ Ю.Б. 319
 КАРАНДАЕВ А.С. 285, 293, 297
 КАРНИЦКИЙ Н.Б. 102
 КАРПЫЧЕВ Е.А. 112
 КАСЬЯНОВ В.А. 118
 КОЗЮЛИНА Е.В. 107, 118
 КОЛЕГОВ А.В. 107
 КОЛОБАНОВ П.А. 263

КОМИССАР Г.Б. 32
 КОНДРАШИН А.В. 139
 КОНОВАЛОВ А.В. 153
 КОРМАШЕВА Е.Р. 175, 178
 КОРОЛЁВ А.Г. 105
 КОРОЛЕВА М.П. 334
 КОРОТКОВ А.А. 54
 КОРЯГИН А.Н. 147
 КОСЕНКО В.А. 210, 239
 КРАШЕНИННИКОВ В.С. 133
 КРУГОВЫХ Д.Е. 13
 КРУПИН С.В. 300
 КРУПНОВ Е.И. 175, 178
 КРУТИКОВ К.К. 266
 КУДИНОВ А.А. 41
 КУЛИКОВ А.Л. 263
 КУРБАНОВА С.И. 22

Л

ЛАПАТЕЕВ Д.А. 161
 ЛАРИН А.Б. 107
 ЛАРИН Б.М. 109, 112
 ЛЕДУХОВСКИЙ Г.В. 28, 32, 54, 331
 ЛЕЗНОВ В.С. 314
 ЛЕЗНОВА Н.Р. 303, 305

М

МАГЕР А.С. 19
 МАЛИКОВ Д.Е. 77
 МАРШАЛОВ Е.Д. 251, 270
 МАХОВ О.Н. 142, 159
 МИЗОНОВ В.Е. 300, 303, 305, 308
 314, 319
 МИТРОФАНОВ А.В. 308
 МИТЮШОВ А.А. 67
 МИХЕЕВ Г.Г. 70
 МОСТОВОЙ С.Е. 285
 МОШКАРИН А.В. 25, 35
 МУЗЕЕВ Р.Э. 90
 МУРЗИН Н.В. 181

Н

НАГОРНАЯ О.Ю. 207, 219
 НАУМОВ Ю.В. 260
 НЕРЕЗЬКО А.В. 102
 НИКИТИН А.Л. 166
 НИКИШОВ В.Ф. 222, 227
 НИКОНОВ А.Н. 245, 275, 281
 НОВИКОВ С.И. 249, 253, 288
 НОСКОВ В.В. 60

О

ОБАЛИН М.Д. 263
 ОВСЯННИКОВ М.Ю. 181
 ОГУРЦОВ А.В. 308
 ОГУРЦОВ Ал.В. 317
 ОГУРЦОВ В.А. 317

ОМЕТОВА М.Ю. 205
 ОПАРИН М.Ю. 112
 ОРИЩЕНКО Е.А. 164
 ОРЛОВ А.Г. 49
 ОРЛОВ Г.Г. 49
 ОСТЕРМАН Д.Г. 272

П

ПАНКОВ С.А. 46
 ПАНОВ А.В. 210, 239
 ПАРАМОНОВ А.Н. 60
 ПЕТРЯКОВ С.А. 297
 ПЛЕТНИКОВ С.Б. 136
 ПОПОВ А.В. 22
 ПОПОВА Е.Е. 57
 ПОРОШИН Н.Р. 303
 ПОСПЕЛОВ А.А. 28
 ПРИХОДЬКО А.С. 184
 ПРОНИН В.Ю. 222, 227
 ПРОНИН Д.А. 281
 ПРОНИН Н.Н. 191
 ПРОРОКОВА М.В. 163
 ПУСТОВАЛОВ П.А. 8
 ПУШКОВ А.В. 133

Р

РЕМЕНЮК А.В. 57
 РОГАЛЕВ А.Н. 19, 79
 РОГОВА А.А. 65
 РОДИОНОВ Г.А. 157, 163
 РОЖКОВ В.В. 266
 РОСЛЯКОВ А.Н. 311
 РЫБАКОВ Д.Б. 11
 РЫБКИНА Г.В. 205
 РЫЖКОВ А.Ф. 22
 РЯБОВ Д.М. 49

С

САМЫШИНА О.В. 230
 САФРОНОВ А.В. 249, 288
 САХАРОВ С.А. 259
 СЕВАЛЬНЕВ А.Т. 150
 СЕДОВ Д.В. 96
 СЕМЕНОВ В.К. 82, 84, 87
 СЕМИН Е.С. 232
 СЕННИКОВ В.В. 184
 СЕРЕБРЯКОВ А.В. 278
 СМИРНОВ В.В. 191
 СМИРНОВ Н.Н. 161
 СОЗИНОВ А.В. 145
 СОЗИНОВ В.П. 147
 СОЗИНОВА Т.Е. 145
 СОЙКО Г.В. 3
 СОКОЛОВ В.А. 259
 СОЛНЫШКОВА Ю.С. 167
 СОЛОВЬЕВА С.Е. 118
 СТАВРОВСКИЙ Е.С. 154

СУББОТИН В.И. 142, 159, 175, 178

Т

ТАЛАНОВ В.Д. 136
ТАЛАНОВ С.В. 136
ТВЕРСКОЙ Ю.С. 245, 260
ТИМОШИН Л.И. 175, 178
ТИМОШИН Л.И.
ТИТОВ В.Г. 278
ТОКОВ А.Ю. 99
ТРОЯНОВСКИЙ А.Б. 171
ТРУХАЧЕВ В.Н. 87
ТУМАНОВА А.В. 210, 239

У

УЛАНОВ Д.А. 331

Ф

ФЕДОСЕЕВ С.В. 241
ФИЛИППОВ В.А. 319
ФОКИН А.М. 216
ФРАНЦЕВА А.А. 43

Х

ХВАТОВ О.С. 278
ХОВАНОВ А.А. 94
ХРАМШИН В.Р. 293, 297

Ц

ЦАНЕВ С.В. 8
ЦЕМОШЕВИЧ С.Л. 285

Ч

ЧИЖ В.А. 102
ЧИЧИРОВА Н.Д. 124
ЧУСОВ А.О. 82
ЧУХИН Н.И. 157

Ш

ШАИСЛАМОВ А.Ш. 153
ШАРОВ И.И. 75
ШАТСКИХ Р.О. 109
ШЕЛАТОНОВА К.А. 300
ШЕЛЕПОВА Я.И. 102
ШЕЛЫГИН Б.Л. 25, 35, 46
ШИЛЯЕВ П.В. 293
ШУВАЛОВ С.И. 67, 70
ЩЕБНЕВ В.С. 84

Щ

ЩИННИКОВ П.А. 337

Ю

ЮНУСОВ Р.Я. 166
ЮСУПОВ Б.В. 153

Я

ЯКИМЫЧЕВ П.В. 305
ЯЛХОВСКИХ Д.С. 218
ЯРОЩУК А.В. 288

BERTHIAUX H. 300, 314
GATUMEL C. 300, 314
OTWINOWSKI H. 322
TANNOUS K. 308
WYLECIAL T. 322

СОДЕРЖАНИЕ

Секция "ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ"	3
Секция "ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА"	142
Секция "ТЕПЛООБМЕН В ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТАНОВКАХ"	198
Секция "СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ"	245
Секция "МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИЯХ"	300

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Международной научно-технической конференции
**«СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ»**
(XVI Бенардосовские чтения)

Печатются в авторской редакции

II том
Теплоэнергетика

Подписано в печать 27.04.2011. Формат 60x84 ¹/₁₆.
Усл. печ. л. 19,99. Уч.-изд. л. 20,8. Тираж 180 экз. Заказ .
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»
153003, Иваново, ул. Рабфаковская, 34.
Типография ООО «ПресСто»
153025, г. Иваново, ул. Дзержинского, 39