

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ УКРАИНЫ
МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА УКРАИНЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ АГЕНТСТВО ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИНВЕСТИЦИЙ
УКРАИНЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ АГЕНТСТВО ПО ВОПРОСАМ НАУКИ, ИННОВАЦИЙ
И ИНФОРМАТИЗАЦИИ УКРАИНЫ
НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНЫ
ИНСТИТУТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕПЛОФИЗИКИ НАН УКРАИНЫ
ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ
«ЭНЕРГОСАНТЕХПРОЕКТ» (РОССИЯ)

ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Материалы XXIII международной конференции

(4–8 июня 2013 г., г. Ялта, пгт. Кореиз)

*Под редакцией
кандидата технических наук
А. И. Сигала*

КИЕВ
ИПЦ АЛКОН
2013

Редакционная коллегия:

*канд. тех. наук А. И. Сигал,
канд. физ.-мат. наук Д. Ю. Падерно,
канд. тех. наук Н. Ю. Павлюк*

Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики :
П 78 Материалы XXIII международной конференции (4–8 июня 2013 г., г. Ялта, пгт. Кореиз) / Институт промышленной экологии. – К. : ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2013. – 214 с.
ISBN 978-966-8449-52-9

В сборнике помещены труды участников XXIII международной конференции (4–8 июня 2013 г., г. Ялта, пгт. Кореиз), а также другие материалы по теме, поданные в оргкомитет специалистами отрасли.

Доклады посвящены общим проблемам энергоэкологии, экологическим проблемам теплоэнергетики, проблемам эксплуатации объектов промышленной и муниципальной энергетики, современным технологиям сжигания топлив, экологически чистым и энергосберегающим технологиям, процессам сжигания промышленных и бытовых отходов, проблемам энерго-экологического мониторинга, обзору устройств учета и контроля потребления тепловой энергии, анализу автономных источников теплоснабжения, вопросам снижения выбросов парниковых газов, уменьшения загрязнения окружающей среды энергообъектами.

УДК 504.03+620.9
ББК 28я43+31.19я43

ISBN 978-966-8449-52-9

© Институт промышленной экологии, 2013

Сигал А. И. ПРЕДЛАГАЕТСЯ К РАССМОТРЕНИЮ КОНЦЕПЦИЯ ГИБРИДНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ УКРАИНЫ	9
Дунайло С. Л., Кремена С. В. ПРАВОВІ АСПЕКТИ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ СУБ'ЄКТІВ ГОСПОДАРЮВАННЯ У СФЕРІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.....	21
Лір В. Е., Биконя О. С. ПЕРСПЕКТИВИ ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ УГОДИ ПРО АСОЦІАЦІЮ УКРАЇНИ ТА ЄС В СФЕРІ ЕНЕРГЕТИКИ.....	27
Мацевитый Ю. М., Тарелин А. А. О МЕЖДУНАРОДНОМ ИННОВАЦИОННОМ СОТРУДНИЧЕСТВЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОЛОГИИ	30
Хіврич Ю. Є. СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ КОМУНАЛЬНОЇ ТА ПРОМИСЛОВОЇ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ.....	33
Островский В. М. РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАЙОНОВ	36
Островский В. М. РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И СООРУЖЕНИЙ ГОРОДСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАЙОНОВ	38
Дмитриев Г. М. ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОГЕНЕРАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ В ОТРАСЛЯХ ЭКОНОМИКИ КАК ВАЖНЕЙШИЙ ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ БЕЛАРУСИ.....	40
Шпак Н. И. НОВОЕ В ЗАКОНОДАТЕЛЬНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ЗАКУПОК (КАСАТЕЛЬНО КВАЛИФИКАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ К УЧАСТНИКАМ).....	47

Куруленко С. С. ПИТАННЯ АДАПТАЦІЇ ДО ЗМІН КЛІМАТУ ПРИ ФОРМУВАННІ СОЦІАЛЬНО-ЕКОНОМІЧНИХ ПЛАНІВ РОЗВИТКУ РЕГІОНІВ	50
Михеев Я. И. МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЕСТРА ДЛЯ УЧАСТИЯ ВО ВТОРОМ ПЕРИОДЕ ДЕЙСТВИЯ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА	54
Єрмаков В. М. ЗЕЛЕНІ ІНВЕСТИЦІЇ В УКРАЇНІ	57
Гаринчик С. В., Соколов И. Г. СОВРЕМЕННЫЕ МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ УСЛУГИ БЮРО ВЕРИТАС В СФЕРЕ ДОСТИЖЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ЭКОНОМИКИ.....	61
Тарадай А. М. ОПЫТ КОРПОРАЦИИ «ТЕПЛОЭНЕРГИЯ» ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ХАРЬКОВСКОЙ ОБЛАСТИ, НАПРАВЛЕННОМУ НА СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА	64
Гуля А. М. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦКС ДЛЯ СЖИГАНИЯ НА ТЭЦ УГЛЕЙ УКРАИНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	69
Кучин Г. П., Скрипко В. Я., Бикоріз Є. Й., Капітонов В. І. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТВЕРДОПАЛИВНИХ КОТЛІВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ З НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНИМ КИПЛЯЧИМ ШАРОМ	74
Никитин Е. Е. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ В КОММУНАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	76
Сигал И. Я., Смихула А. В., Лавренцов Е. М., Марасин А. В. ТЕХНОЛОГИИ МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЛОВ И ОПЫТ ИХ ОСВОЕНИЯ	80
Сигал А. И., Кучин Г. П., Скрипко В. Я., Быкорез Е. И., Пузанов И. В. ДВУХСЛОЙНОЕ ТЕПЛОПОГЛОЩАЮЩЕЕ, АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЛОВ	85
Фіалко Н. М., Пресіч Г. О., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Глушак О. Ю., Слюсар М. А. ОЦІНЮВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ТЕПЛОВОЛОГІСНОГО ЗАХИСТУ ГАЗОВІДВІДНОГО ТРАКТУ ГАЗСПОЖИВАЛЬНОЇ КОТЕЛЬНОЇ УСТАНОВКИ	88

Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковський Ю. В., Алёшко С. А., Меранова Н. О., Полозенко Н. П., Бутовський Л. С., Абдулін М. З., Мельник П. М. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ В ЛЕСТНИЧНО ЭШЕЛОНИРОВАННОЙ РЕШЕТКЕ СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ.....	93
Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковський Ю. В., Саригло А. Г., Юрчук В. Л. ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ МЕМБРАННОГО ТРУБНОГО ПУЧКА НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	97
Фіалко Н. М., Шеренковський Ю. В., Майсон М. В., Бутовський Л. С., Полозенко Н. П., Стрижеус С. М., Хомук С. В., Мілко Є. І. ОСОБЛИВОСТІ ТЕЧІЇ ПАЛЬНОГО І ОКИСНИКА В ЦИЛІНДРИЧНОМУ СТАБІЛІЗАТОРНОМУ ПАЛЬНИКОВОМУ ПРИСТРОЇ З ПЛАСТИНЧАТИМИ ІНТЕНСИФІКАТОРАМИ ПОТОКУ	100
Кучин Г. П., Скрипко В. Я., Бикоріз Є. Й., Пузанов І. В. РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ РЕСУРСУ РОБОТИ ВОДОГРІЙНИХ ГАЗОВИХ КОТЛІВ ТИПУ НИИСТУ-5	104
Логвин В. О., Скрипко В. Я., Бикоріз Є. Й., Капітонов В. І. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ГОРІННЯ НИЗЬКОЯКІСНОГО ВУГІЛЛЯ В ТОПЦІ З НТКШ	106
Каныгин А. В. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛООБМЕНА С ПОМОЩЬЮ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ГАЗОДИНАМИКИ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ТОПКАХ ЖАРОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫХ КОТЛОВ	110
Фіалко Н. М., Шеренковський Ю. В., Майсон М. В., Абдулін М. З., Бутовський Л. С., Полозенко Н. П., Стрижеус С. М., Єніна А. О., Тимощенко О. Б. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ СУМІШОУТВОРЕННЯ В ПАЛЬНИКОВОМУ ПРИСТРОЇ З ЦИЛІНДРИЧНИМ СТАБІЛІЗАТОРОМ ПОЛУМ'Я	114
Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковський Ю. В., Альошко С. О., Абдулін М. З., Бутовський Л. С., Озеров А. А. КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕЧІЇ ТА ТЕПЛООБМІНУ В СИСТЕМАХ ОХОЛОДЖЕННЯ МІКРОФАКЕЛЬНИХ ПАЛЬНИКОВИХ ПРИСТРОЇВ	117

Фіалко Н. М., Шеренковський Ю. В., Майсон М. В., Абдулін М. З., Хомук С. В., Єніна А. О., Новицький В. С., Тимошенко О. Б. ПІДВИЩЕННЯ ІНТЕНСИВНОСТІ ПРОЦЕСІВ ПЕРЕНОСУ В ЦИЛІНДРИЧНОМУ СТАБІЛІЗАТОРНОМУ ПАЛЬНИКУ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ПРЯМОКУТНИХ КІЛЬЦЕВИХ НІШ	122
Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковський Ю. В., Алёшко С. А., Мєранова Н. О., Полозенко Н. П., Абдулін М. З., Бутовський Л. С., Мельник П. М. ВЛИЯНИЕ КОЛИЧЕСТВА СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ НА ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ В ЭШЕЛОНИРОВАННЫХ СТАБИЛИЗАТОРНЫХ РЕШЕТКАХ	125
Верещетин В. А. ОПЫТ ВТИ ПО СОЗДАНИЮ И ОСВОЕНИЮ МАЛОТОКСИЧНЫХ ГАЗОМАЗУТНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ	128
Абдулін М. З., Жученко А. М., Сірий О. А. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІ ТЕХНОЛОГІЇ НА ВОГНЕТЕХНІЧНИХ ОБ'ЄКТАХ УКРАЇНИ ТА АСПЕКТИ ЇХ ВПРОВАДЖЕННЯ.....	131
Письменный Е. Н., Вознюк М. М. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРОВ ИЗ ПЛОСКООВАЛЬНЫХ ОРЕБРЕННЫХ ТРУБ	135
Фіалко Н. М., Степанова А. И., Навродская Р. А., Шеренковський Ю. В. ОСОБЕННОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННЫХ УСТАНОВОК РАЗЛИЧНОГО ТИПА	138
Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковський Ю. В., Сарногло А. Г., Иваненко Г. В. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА ТЕЧЕНИЕ И ТЕПЛОПЕРЕНОС В МЕМБРАННОМ МОДУЛЕ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ ...	144
Даниленко А. Г. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ	147
Чернокрылюк В. В. ИТАЛЬЯНСКАЯ ОТОПИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА RIELLO: ОБОРУДОВАНИЯ, ДОСТИЖЕНИЯ, ПРЕДЛОЖЕНИЕ	150
Сігал О. І., Д Падерно. Ю., Корінчук К. О., Логвин В. О КОМПЛЕКСНІ ДОСЛІДЖЕННЯ КОТЛІВ РІЗНИХ ТИПІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВИХІДНИХ ВИМОГ ДО ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНИХ УСТАНОВОК.....	152

Корінчук К. О. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ПОКАЗНИКІВ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТЕПЛОВИХ ПУНКТИВ	156
Адаменко І. О. ПРО КОМПАНІЮ ВІЛО В УКРАЇНІ	164
Серебрянский Д. О., Семенюк М. В. РОЗРАХУНОК ЧАСУ ПЕРЕБУВАННЯ ТА ДОВЖИНИ РУХУ ЧАСТОК В АПАРАТАХ З СИСТЕМОЮ КАНАЛІВ З ЗАМКНЕНИМИ КОНТУРАМИ УСТАНОВОК ГАЗООЧИЩЕННЯ	166
Седнин В. А., Седнин А. В., Левшеня А. И., Кушнер Д. Л. ПАРОГАЗОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ МИНИТЭЦ НА МЕСТНЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА	169
Корінчук Д. М. ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА ВИСОКОКАЛОРИЙНОГО ТЕРМІЧНО ОБРОБЛЕНОГО ТВЕРДОГО БІОПАЛИВА.....	172
Тугов А. Н. СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К УТИЛИЗАЦИИ ТБОВ КРУПНЫХ ГОРОДАХ.....	173
Павлюк Н. Ю. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТБО В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА В СТРАНАХ ЕС	177
Меллер В. Я. ТВЕРДЫЕ БЫТОВЫЕ ОТХОДЫ – ИСТОЧНИК ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	182

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

• РАБОТЫ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ИНСТИТУТОМ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ	187
• КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНЫЙ, РАБОТАЮЩИЙ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ, ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн)	190
• КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫЙ ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн)	191
• УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ И СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА КОТЛАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНТАКТНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ	193
• МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ ПОДОВЫЕ ГОРЕЛКИ ТИПА МПИГ ДЛЯ КОТЛОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДО 10 ГКАЛ/ЧАС	195

• ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТОПОЧНОГО ТЕПЛООБМЕНА В КОТЛАХ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ (ВТОРИЧНЫХ) ИЗЛУЧАТЕЛЕЙ	197
• РЕЦИРКУЛЯЦИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ	199
• МОДЕРНИЗАЦИЯ КОТЛІВ ПТВМ-50	200
• ЭКОНОМИЯ ГАЗА И ПРОДЛЕНИЕ РЕСУРСА КОТЛОВ ТВГ-8, ТВГ-8М, КВГ-7,56	202
• ПЕРЕОБОРУДОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГОРЕЛОК КОТЛОВ ТИПА ДЕ И ДКВР С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА (ОСОБЕННО В ОСЕННЕ-ВЕСЕННИЙ ПЕРИОД)	203
• СКРУББЕРЫ ИНТЕНСИВНОЙ ПРОМЫВКИ (СИП)	206
• СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ КОТЕЛЬНОЙ ЗА СЧЕТ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВА УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ	208
• ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ ФИЛЬТР	209
• ВИПРОБУВАЛЬНА ЛАБОРАТОРІЯ ІТТФ НАН УКРАЇНИ	211
• ЦИКЛОФИЛЬТР	212

УДК 620.9.64:658.26

А. И. Сигал

Институт промышленной экологии, г. Киев

ПРЕДЛАГАЕТСЯ К РАССМОТРЕНИЮ КОНЦЕПЦИЯ ГИБРИДНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ УКРАИНЫ

Концепция основывается на совмещении традиционного теплоснабжения от котельных и ТЭЦ, в основном на природном газе, с электроотоплением, с использованием имеющегося в Украине профицита электрической энергии, особенно в ночное время.

Предлагаемая система может быть централизованной, умеренно-децентрализованной и индивидуальной.

Централизованная безаккумуляционная система представляет собой соединенные с системой централизованного теплоснабжения емкости, снабженные ТЭНами соответствующей мощности и расположенные в узлах пересечения сетей теплоснабжения с линиями электропередач. Нагреваемая вода отдается в сети ЦТ, которые и служат аккумулятором теплоты.

Умеренно-децентрализованная система основана на установке баков-аккумуляторов, снабженных ТЭНами, в подвалах зданий, при строительстве оснащенных электроплитами.

Такие здания предусматривают подвод 10 кВт·ч на каждую квартиру, что достаточно для отопления в ночное время и частично (через прерыватель отопления на время включения электрической плиты) в дневное.

Индивидуальная система базируется на ограничении стандартной системы (газового) централизованного теплоснабжения 15 °С с локальным электроотоплением используемых помещений нагревателями или кондиционерами до комфортной температуры.

Подробнее остановимся на объемах замещения и стоимости такого отопления.

Сейчас цена 1 кВт·час тепловой энергии (с учетом амортизационных отчислений) для предприятий коммунальной теплоэнергетики (газ 1309,2 грн. за 1000 м³) обходится в 20 коп., для бюджетной сферы (газ 4687,4 грн. за 1000 м³) – в 59 коп., на различных видах угля (138–230 грн./т) – 32–35 коп.

На электроэнергии (2-зонный тариф Е и I) 56–66 коп.

На электроэнергии (3-зонный тариф Е и I) 52–61 коп.

Как видно, с ростом цены газа до 5500 грн. за 1000 м³ цена 1 кВт·ч возрастет (в случае полной компенсации затрат) до 64 коп., что делает вполне экономически оправданным электроотопление за 52–66 коп.

Если же рассматривать дотационные схемы, то после повышения цен на 50 % газовое отопление обойдется в 30 коп., в то время как электрическое в 60 коп. и в этом случае все равно выгодно в том же объеме дотировать собственную энергетику, чем российскую газовую промышленность либо опустить для ТКЭ цены до себестоимости, что позволит практически свести баланс.

По ориентировочным оценкам электроэнергией можно заместить до 10 млрд. м³ природного газа (весь потенциал), однако техническая возможность использования без строительства новых ЛЭП оценивается в 15 % от потенциала, т.е. около 1,5 млрд. м³ или до 20 % газа используемого в коммунальной теплоэнергетике на нужды централизованного теплоснабжения.

Предприятия коммунальной теплоэнергетики потребляют 8,5–9 млрд. м³ природного газа для отопления населения и около 10,5 млрд. м³ (в зависимости от средней температуры зимы) с учетом отопления бюджетной сферы.

В Украинской системе теплоснабжения эксплуатируется 35 424 котельных, в которых установлено 80 070 котлов. Из них 15 871 котел проработал более 20 лет.

Природный газ составляет 85 % в объеме топлива для котельных, а на ТЭС и ТЭЦ в производстве именно тепловой энергии газ составляет около 72 %.

Таким образом, в то время как ряд стран, например, Литва, готовы, т.е. имеют техническую возможность отказаться от российского газа, мы к этому сегодня технически не готовы.

Однако нельзя сказать, что ничего не сделано. По данным Минстата, удельные затраты на выработку 1 Гкал теплоты снизились за 10 лет с 2004 по 2014 гг. со 170 до 162 кг ут./Гкал. Это означает, что если взять за основу лучшие европейские показатели для не конденсационного режима 150 кг ут./Гкал (95 % КПД), то мы использовали 40 % имеющегося у нас потенциала энергосбережения, доведя усредненный КПД всех котельных Украины до 88 %. (Эта цифра вызывает у автора некоторое сомнение, но является официальной отчетностью Минстата).

Жилищно-коммунальное хозяйство потребляет около 61 млн. т ут/год, в том числе, централизованное теплоснабжение (котельные и ТЭЦ) – 23,4 млн. т/год. Автономное отопление, горячее водоснабжение и га-

зовые плиты 21 млн. т/год. Если пересчитать величину потребления централизованным теплоснабжением из условного топлива в природный газ, то получим 20,5 млрд. м³, что вдвое превышает реальное потребление газа на эти нужды, говорить же о том, что угольные ТЭЦ и мазутные котельные, также котельные на древесине и пеллетах уже достигли выработки теплоты, равной котельным на природном газе, видимо, преждевременно.

Однако при всем недоверии к официальным цифрам видно, что отпуск теплоты котельными с 2004 г. по 2010 г. сократился на 20 % с 119 млн. Гкал до 98 млн. Гкал. Хорошо это или плохо?

Если сравнивать долю централизованного теплоснабжения в Европе и в Украине, то видно, что Украина входит в пятерку лидеров имеющих 60 и более % централизации. Но мы, к сожалению, забыли, что централизация теплоснабжения лишь инструмент для снижения потребления газа, которым нужно умело пользоваться. Так из стран лидеров централизации теплоснабжения только Украина использует для отопления более 85 % природного газа.

Высокая доля централизации в Латвии, Финляндии и Литве позволяет широко использовать для теплоснабжения древесину, Дания и Швеция лидируют в области использования для теплоснабжения тепловых насосов и мусоросжигательных заводов (ТЭЦ на возобновляемых энергоресурсах), Эстония и Польша используют, соответственно, горючие сланцы и каменные угли и т.д.

В нашей же Стране небалансный энергоресурс в значительной мере уничтожается, а штрафные санкции за это носят символический характер, и зачастую меньше, чем стоимость транспорта, необходимого для вывоза этого ресурса к месту использования.

Автором многократно предлагалось ввести штрафные санкции в объеме стоимости природного газа, из которого можно произвести эквивалентное уничтоженному ресурсу количество теплоты, например, к ТЭЦ, сбрасывающим в зимний период тепловую энергию на градирню, за уничтожение древесины в лесах, биомассы на полях, попутного, коксового, доменного и др. газов.

Необходимо также обеспечить конкуренцию в системах теплоснабжения, для чего целесообразно не передавать в концессию и аренду имеющиеся устаревшие котельные, а облегчить возможность для нового источника любой формы собственности при конкурентной цене продать тепло в сеть. Это должно привести к строительству новых современных высокоэффективных источников теплоснабжения.

Не секрет, что тепловые сети городов очень изношены и их полная замена экономически непосильна для Страны в ближайшие годы. Временным выходом из этой ситуации может быть установка на многоэтажных зданиях индивидуальных тепловых пунктов. Если это сделать на всех таких зданиях, запитанных от одной котельной, то можно существенно (иногда в разы) снизить давление в сетях и, тем самым, продлить срок службы трубопроводов.

Концепция локализации теплоснабжения также ведет к уменьшению подключенных нагрузок на имеющихся котельных. Снижение нагрузок приводит к снижению эффективности котельных, повышению удельных затрат на выработку теплоты, удорожанию тепловой энергии для конечного потребителя. Основным методом борьбы с этим явлением является закольцовка котельных, и строительство переемычек между тепловыми сетями.

Что касается монополизма теплоснабжающих организаций, то он фактически меньше, чем юридически. С одной стороны, мы имеем лишь одного поставщика тепловой энергии в каждую квартиру, с другой, никто не запрещает отапливать жилье электронагревателями. Некоторым удается устанавливать поквартирные газовые котлы, газовые водонагреватели, солнечные коллекторы и др. Следует помнить, что всякое несанкционированное вторжение в систему теплоснабжения (без проекта и его согласования) может привести к необратимым последствиям, например, взрывам газа в многоэтажных домах, что неоднократно случалось. Фактически же конкуренция в виде возможности источника теплоснабжения любой формы собственности продать теплоту в сеть в настоящее время отсутствует.

В системах централизованного и теплоснабжения значительные перерасходы газа отмечаются в начале и конце отопительного сезона в октябре и марте–апреле. Именно в это время жители все чаще жалуются на перетопы, не понимая, что снижение температуры в системе теплоснабжения (качественно – количественное регулирование) ведет к снижению температуры воды в системе горячего водоснабжения и может представлять опасность образования легионеллы – биологического загрязнения воды.

Чтобы снизить теплототери, в это время было бы целесообразно укомплектовать бойлерные электродкотлами и баками – накопителями тепловой мощностью в 7–10 % нагрузки декабря, что часто будет достаточно для отопления в осенне-весенний период.

Если укрупнено рассмотреть вопросы электроотопления, то можно отметить, что этот ресурс является наиболее приемлемым для

замещения природного газа в Украине. Во – первых, это самый экологически чистый ресурс, позволяющий воспользоваться им в подвальных, крышных, пристроенных котельных и др. Во – вторых, Украина имеет 6–7 ГВт ночного провала суточного графика, что приводит к необходимости неполной загрузки блоков АЭС и регулирования путем отключения ежедневно до 11 энергоблоков ТЭС, что ведет к перерасходу в 400 тут в сутки и за отопительный сезон снижает производство электроэнергии более чем на 200 млн. кВт·ч. Если оценить существующий ночной провал в отопительный период в 3,5 млрд. кВт·ч, то его хватит для производства 2,5 млн. Гкал теплоты и обеспечит экономию соответственно более 400 млн. м³ газа.

С учетом возможного повышения выработки электроэнергии на электрических станциях в иное время суток экономия газа за счет его замещения электроэнергией может достигнуть 1 млрд. м³.

Этот путь приобретает повышенную актуальность в связи с амбициозными планами Украины уже через 2 года нарастить в разы экспорт электроэнергии в Европу и интегрировать Украинскую энергосистему с европейской ENTSO-E. Нарастивание экспорта электроэнергии с сегодняшних 10 млрд. кВт·ч до потенциально возможных 30 млрд. кВт·ч приведет и к возрастанию провала, т.к. Европа находится с нами практически в одном часовом поясе, в пределе еще на 5 ГВт, что создаст очень сложную ситуацию в энергетике.

Логичным выходом является предлагаемая автором концепция гибридного теплоснабжения Украины на базе использования профицита электрической энергии в ночной период и объединения традиционного централизованного теплоснабжения в дневной период с электрообогревом в ночной.

Использование этого ресурса сегодня могло бы дать экономию от 1,5 до 3 млрд. м³ газа в зависимости от прямого 1:1, или не прямого 1:3 (через тепловые насосы) использования электроэнергии.

Ситуация на электроэнергетическом рынке Украины является нетипичной для Европы. Сравнивая в евро/кВт экономическую целесообразность отопления, электроэнергией и природным газом оказывается, что в Австрии и Греции топить газом в 2,1 раза выгоднее, чем электроэнергией, в Польше, Бельгии и Великобритании выгоднее в 2,8–3,3 раза соответственно, а в Германии даже в 4,2 раза.

В России и Белоруссии ситуация кардинально меняется, а оплаты сравниваются, т.е. 1 кВт тепловой энергии на газе и электрической энергии стоят примерно одинаково – порядка 7 евроцентов. Только для

Украины, единственной страны в Европе, картина кардинально меняется – себестоимость электроотопления 2 евроцента за 1 кВт·ч в 6 раз ниже, чем природного газа 12 евроцентов за 1 кВт·ч.

Именно поэтому Украина может и должна иметь свой технологически и технически подкрепленный и проработанный путь замещения природного газа в теплоснабжении электроэнергией.

Первыми шагами на этом пути могли бы стать:

- замещение 500 газовых котлов на 1600 электродкотлов мощностью 0,12 МВт – покрытие 200 МВт, замещает 0,145 млрд. м³ газа;
- замещение 50 млн. м³ газа за счет аккумуляционного электрокабельного отопления.

Эксперимент, поставленный ДК «Газ Украины» в системе теплоснабжения г. Житомира на котельной центральной городской больницы № 2 по ул. Сабурова в 2013 г. подтвердил возможность и экономическую целесообразность такого теплоснабжения.

При цене ночной электроэнергии в 0,36 грн./кВт и тепловой мощности электродкотла 300 кВт с учетом цены газа 4715 грн. тыс. м³ для бюджетной сферы экономия составила 237 тыс. грн./год, а срок окупаемости при капитальных вложениях в 720 тыс. грн. чуть более 3 лет.

Другим значительным источником замещения природного газа, как энергоносителя являются твердые бытовые отходы (ТБО). Их калорийность в последние годы ежегодно возрастает, а себестоимость 1 Гкал составляет около 80 грн. в то время, как себестоимость 1 Гкал на природном газе около 800 грн.

При сохранении прежней цены отпущенной тепловой энергии срок окупаемости ТЭЦ на ТБО с полной системой газоочистки пятого поколения составит 12–14 лет. Многие крупные города Европы используют для отопления только 30 % свежего топлива и до 70 % ТБО.

В Украине для производства тепловой энергии используется значительное количество малых, до 3 мВт водогрейных котлов, что составляет более 87 % котельного парка, они потребляют до 2 млрд. м³ природного газа и имеют низкий (зачастую менее 80 %) КПД. Таких котлов около 8 тыс. шт. и хотя они вырабатывают всего около 12 % теплоты замена около 5 тыс. из них обеспечивает экономию природного газа до 600 млн. м³.

Интересно, что соизмеримую экономию газа можно получить, заменив лишь половину этих котлов, т.е. около 2500, на что необходимо затратить примерно 2 млрд. грн. Такой эффект достигается за счет того, что половина котлов работает непрерывно, а другая включается

кратковременно при похолодании ниже –10 °С или находится в резерве и их низкий КПД не очень влияет на интегральный годовой КПД котельной.

Парк котлов от 3 до 20 МВт составляет около 10 % и покрывает до 20 % нагрузок, а котлы большой мощности от 20 до 100 МВт и выше обеспечивают производство, соответственно 20 и около 50 % теплоты. Естественно, энергосбережению именно на этих котлах и должно уделяться наибольшее внимание. Однако в системах коммунального теплоснабжения таких котлов всего несколько сотен и их КПД достаточно велик (89–91 %). Их реконструкция может сэкономить до 100 млн. м³ природного газа, а мероприятия будут иметь срок окупаемости до 10 лет, однако именно эти мероприятия нужно проводить незамедлительно т.к. они обеспечивают надежность и бесперебойность систем теплоснабжения.

Существенным направлением повышения эффективности котлов средней производительности (6–30 МВт) является установка теплоутилизаторов. Европейские стандарты стимулируют установку конденсационных котлов и утилизаторов теплоты, обеспечивающих охлаждение продуктов сгорания ниже точки росы. Это в первую очередь штрафные санкции за тепловое загрязнение окружающей среды (более 60 °С) и оплата за выброс парниковых газов (СО₂).

В нашей Стране утилизация теплоты развивается уже несколько десятилетий, но только сейчас в условиях жесткого дефицита газа приобретает некоторое распространение. Безусловными лидерами являются тепловые сети Чернигова, Ровно, Запорожья, Донецкой области. Проявляют интерес Харьков и Киев.

Особенностью внедрения теплоутилизации в Украине является двухступенчатая схема (не конденсационная и конденсационная части), при которой в 90 % случаев устанавливается только первая ступень, позволяющая повысить коэффициент использования топлива на уставших котлах до паспортного.

Одним из существенных факторов, сдерживающих внедрение утилизаторов теплоты, является отсутствие в цикле охлажденной жидкости для низкотемпературного теплосъема. Определенным выходом может быть установка подогревателя дутьевого воздуха, однако, из балансных соображений в этом случае эффект от утилизации теплоты сокращается вдвое с 7–8 % до 3–4 %, а затраты (с учетом второго аппарата) почти вдвое растут, что увеличивает срок окупаемости с 2–2,5 лет до 3–4 лет.

Для оснащения около 20 тыс. котлов такого типа теплоутилизаторами необходимо затратить до 1 млрд. гривен и это позволит сэкономить более 500 млн. м³/год природного газа.

Среди предложенных систем утилизации теплоты можно отметить как конструкции, разработанные автором, так и другие конструкции, разработанные в ИТТФ НАНУ, конструкции КПИ с использованием частично оребренных труб, конструкции из тонких нержавеющей трубок производства Литвы и др.

В информационном плане необходимо как можно быстрее сформировать доступную электронную базу коммунальной теплоэнергетики для анализа динамики сокращения потребления природного газа и контроля эффективности внедряемых методов и оборудования на протяжении всего времени жизни проекта.

Такая база должна содержать информацию на момент начала Проекта в объеме перечня установленного оборудования, проведенных модернизаций, КПД, потерь в сетях, подключенных нагрузок и т.д. Далее в базу вносятся предложения по реконструкции, включая замену котлов, сколько целесообразно заменить и на какие, горелочных устройств, насосов, тягодутьевого оборудования, КИП и автоматики, ХВО, утилизации теплоты, замены сетей, установке ИТП и т.д.

Экономический блок той же базы позволит оценить необходимые для реконструкции вложения и срок окупаемости. Уровень доступа к такой базе данных тоже должен быть различен, от уровня жителя, который должен иметь свободный доступ к информации о котельной, которая отопляет его квартиру и видеть, когда менялось оборудование и сколько оно стоило, до мэра города, который должен иметь доступ к информации обо всех котельных своего города и сознательно принимать решение об инвестировании в первую очередь именно в этот Проект. Профильное министерство должно «видеть» все котельные и теплосети Страны, а конкретный инвестор динамику развития своего Проекта и сроки возврата инвестиций.

Основным сдерживающим фактором развития коммунальной теплоэнергетики, прихода на этот рынок эффективных собственников является тарифная политика, в основе которой плановая убыточность отрасли.

Так что же является так называемой справедливой ценной теплоты для населения? Попробуем убрать все компенсационные механизмы и оценить максимальный необходимый ежемесячный платеж для семьи из 3-х человек проживающих в квартире площадью 50 м³ не утеплен-

ного дома. Для создания комфортных условий потребуется около 30 кВт тепловой энергии в час или 40 000 кВт за отопительный сезон. При цене газа около 400 долл. США за 1 тыс. м³ необходимо около 1600 долл. США за отопительный сезон. Предположим, что эти платежи население будет гасить равномерно в течение всего года. Тогда только на топливо необходимо 140 долл. США в месяц, а с учетом производства теплоты, стоимости воды и электроэнергии – порядка 250 долл. США в месяц на семью или 80 долл. США на 1 человека.

На протяжении 20 лет система ТКЭ пытается решить проблему постепенным повышением тарифов. Однако при имеющейся динамике роста курса доллара это путь в никуда, т.к. тариф уже должен был бы возрасти в 3 раза, а он возрос на 50–60 % из-за инфляции гривны с 5 до 12 грн./1 долл. США, как и впрочем и заработная плата.

При сегодняшнем курсе доллара семья должна объективно платить около 3000 гривен, а оплачивает 300–500 гривен, т.е. 10–20 % необходимого. Усредненный доход такой семьи около 1–8 тыс. грн. и повысить им платеж до реального покрытия затрат не представляется возможным. Очевидно, что технические средства, позволяющие сократить потребность газа вдвое и сэкономить для этой семьи 1,5–2 тыс. грн./мес. более эффективны, чем путь повышения оплат на ту же сумму.

Рассмотрим пути уменьшения затрат на отопление как со стороны собственника жилья, так и со стороны поставщика тепловой энергии.

Собственник жилья может установить плотные окна (экономия до 20 % теплоты) вложения от 10 тыс. грн. (min). Следует учитывать, что установка таких окон в современных домах может привести к проблемам с вентиляцией, однако подробное рассмотрение этого вопроса не является темой настоящей статьи. Можно утеплить здание (экономия до 30 %) вложения для квартиры min 25 тыс. грн. Необходимо иметь в виду, что такое локальное утепление фасада также может вести к образованию грибка в жилье и страдает недолговечностью, но рассмотрение методов и технологий утепления жилья также не входит в рассмотрение данной работы.

Таким образом, собственник может интегрально снизить потребность в топливе на 35–40 % максимум, доведя необходимый платеж до 1200–1800 грн./мес.

Каковы же возможности теплоснабжающей организации? Мы сейчас рассмотрим лишь возможности энергосбережения без смены вида топлива, т.е. предполагаем, что вид топлива и сама система теплоснабжения остается неизменной.

Газовый котел, горелка, автоматика обеспечивает эффективность преобразования топлива в тепловую энергию от 78–80 % в худшем случае до 89–90 % в лучшем (с учетом срока эксплуатации, режимов нагрузки, технического состояния оборудования и т.д.).

Возьмем усредненные 85 %, тогда переход к нормативным 92 % даст 7 % экономии. (Необходимые вложения – 1 МВт котел на 100-квартирный дом, который стоит около 300 тыс. грн., т.е. 3 тыс. грн. на 1 квартиру). За новым или модернизированным котлом можно установить утилизатор теплоты, обеспечив глубокую утилизацию продуктов сгорания и подняв эффективность с 90 до 97–99 % по низшей теплоте сгорания. Эти 8 % экономии обойдутся нашему жильцу примерно в такие же деньги 2,5–3 тыс. грн. на 1 квартиру.

Итак, мы покидаем котельную, сэкономив в ней 15 % газа и затрат около 6 тыс. грн с каждой отапливаемой квартиры и перемещаемся в теплосети.

Обычно потери в сетях превышают 17–20 % при нормативных 13 %. Патовая ситуация с потерями в теплосетях была заложена в 70-е годы прошлого века принятием стандарта, согласно которого услуга по теплоснабжению населения считалась оказанной надлежащим образом при обеспечении в помещении температуры в 18 °С. Для сравнения, стандарты Европы и США предусматривают комфортную для человека температуру в интервале от 22 до 24 °С, что, видимо, соответствует биологическим потребностям организма. Ситуация усугубилась после 1992 года в связи с массовой приватизацией жилья и установкой жильцами дополнительных отопительных приборов (радиаторов) для обеспечения искомых 24 °С. Более 10 лет существовала ситуация, когда жильцы платили за отопление из расчета 18 °С, а фактически получали 24 °С, т.е. в 1,5 раза больше тепловой энергии, дисбаланс которой и относили на потери в теплосетях. (В эти года автор неоднократно предлагал понизить тариф на тепловую энергию для населения, а не повышать его, но обеспечить оплату всего отпущенного реального количества теплоты). Проблемы последних лет с установкой теплосчетчиков на ряд домов, где отмечается массовый вандализм, т.к. по счетчикам нужно платить больше, чем по расчету, подтверждают такой подход.

Считая расстояния между домами (длины труб) около 500 м и стоимость перекладки предизолированной трубы в двухтрубном исчислении 250 тыс. \$ на это расстояние, это инвестиция еще в 25 тыс. грн. за счет того же жильца, обеспечивающая еще 7 % экономии топлива.

Внутри здания в системе индивидуального теплоснабжения можно сэкономить до 20 %, однако для жилых зданий такая экономия достижима только в переходные периоды (весна, осень) и в среднем по году экономия не превысит 8 %. Необходимые вложения в теплоснабжение 100-квартирного дома не менее 200 тыс. грн., т.е. 2 тыс. грн. на 1 квартиру. Итого, в сетях мы можем суммарно сэкономить 13 % топлива инвестировав 27 тыс. грн. с каждой квартиры.

Подводя итоги суммируем: экономия в здании – до 40 %; в сетях до 13 %; в котельной до 15 %. Итого до 68 % экономии топлива и снижение ежемесячного платежа рассматриваемой квартиры до реальных 500–600 грн.

Необходимый объем инвестиций на утепление жилья 35 тыс. грн., на модернизацию котельной 6 тыс. грн., на сокращение потерь в теплосетях 27 тыс. грн. Суммарно около 70 тыс. грн. с каждой квартиры.

При предоставлении жильцу без процентного кредита на 20 лет это около 300 грн/мес погашения, что опять же вполне реально и значительно более экономически привлекательно, чем бесконечная компенсация разности в стоимости Российского газа и Украинской тепловой энергии.

Еще одним источником экономии газа может стать контроль качества топлива и автоматизация пропорционирования соотношения топливо-окислитель.

В настоящее время низшая теплотворная способность природного газа колеблется в диапазоне от 7800 ккал/м³ до 8600 ккал/м³, т.е. на 10 %. На фоне этого борьба тепловиков за повышение КПД на 2–3 % выглядит странно. Предлагается использовать опыт тепловых электростанций и на базе крупных теплоснабжающих организаций создать лаборатории контроля качества топлива, которые будут измерять Q_n^p несколько раз в сутки и согласовывать свои результаты с газовиками.

Другой неприятной стороной таких колебаний качества газа является неправильное пропорционирование соотношения газа – воздух (качаем и измеряем мы объем в м³) и пережог до 5–6 % топлива из-за высокого или низкого α .

Сэкономить газ помогут системы автоматического регулирования с датчиком кислорода в уходящих газах. В зависимости от показаний датчика содержания кислорода в уходящих газах, установленного в газоходе за котлоагрегатом управляющий контроллер приведет в действие исполнительный механизм и откорректирует положение воздушной заслонки горелочных устройств.

На рынке сегодня достаточно предложений подобной техники, но несмотря на окупаемость менее одного отопительного сезона на сегодня менее 10 % котлов оснащены такими устройствами.

Подводя итоги можно отметить, что наиболее экономически выгодными являются мероприятия по автоматизации (0,5 тыс. грн./тыс. м³ сэкономленного газа), модернизации котлов (2,5 тыс. грн./тыс. м³), установка теплоутилизаторов (3,5 тыс. грн./тыс. м³), электроотопление (5,5 тыс. грн./тыс. м³) и замена котлов до 3,15 МВт (8 тыс. грн./тыс. м³).

Срок окупаемости этих мероприятий 1–2 года при автоматизации установке, электроотопления, горелок и утилизаторов (цена газа 400 \$ за 1 тыс. м³).

В целом же Украина имеет потенциал замещения природного газа в коммунальной энергетике до 44 %, 29 % из которых приходится на электроэнергию, 6 % на биомассу, 9 % на твердые бытовые отходы и 1 % на уголь.

Экономить мы можем до 50 % из которых 24 % за счет утепления зданий, 11 % за счет замены теплотрасс, 8 % за счет установки ИПТ, 4 % за счет замены горелок, модернизации котлов и автоматики, 2 % за счет утилизации теплоты и 1 % за счет замены котлов.

Замещение и экономия, совместно выполненные в полном объеме, способны свести потребление природного газа в коммунальной теплоэнергетике и социальной сфере до 1,5 млрд. м³ в год, т.е. до 15 % от нынешнего потребления.

Необходимые капитальные вложения в достижение этого результата составляют 455 млрд. грн., в т.ч. 163 млрд. грн. (36 %) на утепление зданий, 91 млрд. грн. (20 %) на электроотопление с использованием тепловых насосов, 62,4 млрд. грн. (14 %) на замену теплотрасс, 65,6 млрд. грн. (15 %) на установку ИПТ, 51 млрд. грн. (11 %) на сжигание мусора, 8,5 млрд. грн. (2 %) на замену котлов и 4,7 млрд. грн. (1 %) на их модернизацию.

Как видно из экономических соображений, именно два последних мероприятия и внедряются наиболее часто.

С учетом изложенного выше можно считать целесообразным:

1. Дооснастить теплоутилизаторами 12 % больших котлов, которые вырабатывают 87 % тепловой энергии, в рамках инвестиционных программ теплоснабжающих предприятий. Капитальные вложения около 2 млрд. грн., сокращение потребления природного газа не менее 250 млн. м³.

2. Местным советам определиться с концептом развития городского коммунального теплоснабжения и утвердить принятые решения на сессиях городских советов.

3. Минэкономики, Минфину, Минэнергоуглю рекомендовать определиться с протекционистскими мерами по внедрению электроотопления для ТКЭ и для населения.

4. Ввести оплату за неиспользованную присоединенную тепловую нагрузку.

5. Определить механизм и пути включения в энергобаланс коммунальной энергетики ночной электрической энергии, твердых бытовых отходов, синтез-газа из торфа.

6. Принять меры по унификации устанавливаемого вновь котельного оборудования мощностью до 3,15 МВт и поддержки отечественного производителя.

7. Определить банк-посредник и механизм льготного кредитования энергосберегающих проектов под залог инвестиционной составляющей в тарифе.

УДК 620.9.64:658.26

С. Л. Дунайло, С. В. Кремена

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг України, м. Київ

ПРАВОВІ АСПЕКТИ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ СУБ'ЄКТІВ ГОСПОДАРЮВАННЯ У СФЕРІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Стаття розкриває особливості нормативно-правового забезпечення державного регулювання інвестиційної діяльності суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, а також відображає роль Національної комісії, яка здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, у становленні цього процесу.

В більшості випадків діяльність підприємств сектору ЖКГ є збитковою. Основні фонди підприємств ЖКГ характеризуються високим рівнем морального та фізичного зносу. Так, станом на початок 2013 ро-

ку порівняно з попереднім, на 3,44 % зростає частка ветхих і аварійних теплових мереж, яка склала 18,12 % від їх загальної протяжності. Частка котлів з терміном експлуатації більше двадцяти років становить близько 20 % від загальної кількості установлених.

Через погіршення стану теплових мереж щороку збільшуються втрати теплової енергії, а також витрати теплоносія. Зокрема, втрати теплової енергії на підприємствах житлово-комунального господарства у 2012 році збільшились проти 2011 року на 0,32 % і досягли 13,21 % обсягу виробленої теплової енергії.

Не зважаючи на значний потенціал з реконструкції та модернізації об'єктів галузі, коштів державного бюджету, а тим більше власних коштів самих підприємств, на виконання таких заходів хронічно не вистачає. За останні роки сфера ЖКГ накопичила чимало проблем, вирішення яких потребувало комплексного підходу та державної підтримки.

Фактично першим кроком у започаткуванні системного вирішення накопичених проблем у ЖКГ було створення Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сфері комунальних послуг, яка є державним колегіальним органом, підпорядкованим Президентові України і підзвітним Верховній Раді України (Указ Президента України від 23 листопада 2011 року № 1073/2011 та Закон України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг» від 9 липня 2010 року).

Першим із завдань Комісії є збалансування інтересів суб'єктів господарювання, споживачів та держави. Саме з цією метою зазначеним Законом України до повноважень Комісії віднесено, зокрема, забезпечення створення сприятливих умов для залучення інвестицій у розвиток інфраструктури ринку комунальних послуг, а також здійснення контролю за виконанням суб'єктами природних монополій та суб'єктами господарювання на суміжних ринках інвестиційних програм, спрямованих на оновлення основних фондів, підвищення ефективності та зменшення втрат у процесі провадження діяльності, що підлягає регулюванню.

До певного часу при підготовці зазначених інвестиційних програм необхідно було керуватися лише вимогами, викладеними у пункті 24 «Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання ... », затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 01.06.2012 № 869.

Найбільшим недоліком існуючого на момент створення Комісії правового поля стосовно зазначеного питання було те, що існуючі положення були доволі декларативні в частині фінансового забезпечення

реалізації запланованих заходів. Тобто, фактично грошей на виконання інвестиційних програм завжди було недостатньо з різних причин.

Ініційовані Комісією зміни до законодавства дозволяють усунути цей недолік.

Так, Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо регулювання інвестиційної діяльності у сфері житлово-комунального господарства» від 23 лютого 2012 року № 4434-VI, який набрав чинності з 20 червня 2012 року, вносить, зокрема, наступні зміни до Закону України «Про тепlopостачання»:

- введене нові терміни, а саме «інвестиційна програма – комплекс заходів, затверджений в установленому порядку, для підвищення рівня надійності та забезпечення ефективної роботи систем централізованого тепlopостачання, який містить зобов'язання суб'єкта господарювання у сфері централізованого тепlopостачання щодо будівництва (реконструкції, модернізації) об'єктів у цій сфері, поліпшення якості послуг, з відповідними розрахунками та обґрунтуваннями, а також зазначенням джерел фінансування та графіка виконання», та «поточні рахунки із спеціальним режимом використання для проведення розрахунків за інвестиційними програмами (далі – спеціальні рахунки) – рахунки суб'єктів господарювання у сфері централізованого тепlopостачання, призначені для накопичення та використання коштів виключно для виконання інвестиційних програм у зазначеній сфері»;
 - визначено, що Порядок розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері тепlopостачання встановлюється спільним рішенням центрального органу виконавчої влади з питань житлово-комунального господарства, центрального органу виконавчої влади у сфері інвестиційної діяльності та Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг.
- Відповідними змінами доповнено повноваження органів місцевого самоврядування у сфері тепlopостачання, а саме:
- погодження інвестиційних програм стосовно об'єктів тепlopостачання, що перебувають у комунальній власності, крім тих, що виробляють теплову енергію на теплоелектроцентралях, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії;
 - сприяння провадженню інвестиційної діяльності у сфері тепlopостачання.

На виконання зазначених змін, Комісією спільно з Міністерством регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства було розроблено Порядок розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання (далі – Порядок), затверджений наказом Мінрегіону України від 14.12.2012 № 630 та постановою Комісії від 14.12.2012 № 381, який зареєстрований в Міністерстві юстиції України 11.01.2013 за № 97/22629.

Дія Порядку поширюється на суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках, які в установленому законодавством порядку отримали відповідну ліцензію (далі – ліцензіати) на право здійснювати господарську діяльність з виробництва теплової енергії (крім діяльності з виробництва теплової енергії на теплоелектроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях і когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії), її транспортування магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами та постачання.

Розроблений Порядок установлює механізм розроблення, затвердження, погодження, схвалення інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання з метою визначення обґрунтованості запланованих ними капіталовкладень та/або витрат у структурі інвестиційної складової тарифів на теплову енергію за регульованим тарифом на принципах економічної доцільності, а також цільового використання коштів цими суб'єктами.

Згідно з положеннями Порядку Інвестиційна програма:

- затверджується ліцензіатом згідно з його установчими документами;
- погоджується відповідним органом місцевого самоврядування;
- схвалюється на відкритому засіданні Комісією.

Таким чином, на сьогодні законодавчо визначені гарантії щодо забезпечення виконання інвестиційних програм у сфері централізованого теплопостачання. Саме це дасть змогу підприємствам реально планувати та виконувати заходи, включені до інвестиційних програм.

Враховуючи практику розгляду інвестиційних програм ліцензіатів у сфері теплопостачання, що надходять на розгляд до Комісії, виникла необхідність внесення змін до Порядку в частині спрощення підготовки і чіткого визначення переліку необхідних документів для формування інвестиційних програм ліцензіатів.

З цією метою на офіційному сайті Комісії оприлюднено проект постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у

сфері комунальних послуг «Про внесення змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг від 14 грудня 2012 року № 381».

Внесення змін до Порядку дозволить схвалювати інвестиційні програми ліцензіатів до моменту встановлення тарифів, що забезпечуватиме відшкодування економічно обґрунтованих планових витрат, на обсяг коштів для їх фінансування визначених в межах амортизаційних відрахувань, нарахованих ліцензіатом за звітний період, що передувє схваленню інвестиційної програми.

На даний момент існує ще кілька законодавчо неврегульованих питань щодо визначення механізму державного регулювання інвестиційної діяльності підприємств-ліцензіатів. Зокрема, до таких проблемних питань можна віднести наступні:

- впровадження механізму залучення кредитів (позик) для фінансування заходів інвестиційних програм ліцензіатів;
- контроль за виконанням ліцензіатами інвестиційних програм;
- механізм зарахування коштів для виконання заходів інвестиційних програм на спеціальні рахунки, а також використання зазначених коштів і здійснення контролю за їх витрачанням;
- запровадження законодавчого механізму стимулювання раціонального використання енергоносіїв підприємствами (ЕСКО).

Але Комісією вже чітко окреслено майбутні шляхи їх вирішення. Зокрема, з метою заповнення «білих плям» у діючому законодавстві стосовно зазначених питань Комісія:

- розробила проект постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг «Про затвердження порядку узгодження запозичень для провадження ліцензованої діяльності суб'єктами господарювання у сфері теплопостачання»;
- приймає активну участь у розробленні Порядків, які найближчим часом будуть встановлюватись Кабінетом Міністрів України, а саме:
 - зарахування коштів на спеціальний рахунок (рахунки суб'єктів господарювання у сфері централізованого теплопостачання, призначені для накопичення та використання коштів виключно для виконання інвестиційних програм у зазначеній сфері), використання зазначених коштів і здійснення контролю за їх витрачанням;
 - контролю за реалізацією інвестиційних програм у сфері теплопостачання, а також граничний рівень вартості інвестицій, які

можуть залучатися за інвестиційними програмами, що включаються при розрахунку економічно обґрунтованих витрат, та граничний термін дії інвестиційних програм до моменту повного погашення зобов'язань за ними;

- приймає активну участь у внесенні змін до законодавства України в частині запровадження механізму енергосервісних компаній (ЕСКО).

Також Планом діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, з підготовки проектів регуляторних актів на 2013 рік передбачено розробку проекту постанови Комісії щодо затвердження Правил користування тепловою енергією та Типових договорів до цих правил на постачання та транспортування теплової енергії.

Станом на початок третього кварталу 2013 року із 244 суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, які підпадають під сферу регулювання Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, 73 ліцензіата подали на розгляд до Комісії інвестиційні програми (далі – ІП) та 43 ліцензіата отримали консультації щодо їх оформлення. За результатами розгляду Комісією інвестиційних програм: 55 ІП повернуто на доопрацювання, 17 ІП знаходяться на завершальному етапі, 4 ІП схвалено на відкритих засіданнях Комісії.

Список використаної літератури

1. Статистичний бюлетень про основні показники роботи опалювальних котелень і теплових мереж України за 2012 рік. Державна служба статистики України, 2012.
2. Положення про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, затверджене Указом Президента України від 23 листопада 2011 року № 1073/2011.
3. Закон України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг».
4. Постанова Кабінету Міністрів України від 01.06.2012 № 869 «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги».
5. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо регулювання інвестиційної діяльності у сфері житлово-комунального господарства» від 23 лютого 2012 року № 4434-VI.
6. Закон України «Про теплопостачання».
7. Порядок розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, затверджений наказом Мінрегіону України від 14.12.2012 № 630 та постановою Комісії від 14.12.2012 № 381, зареєстрований в Міністерстві юстиції України 11.01.2013 за № 97/22629.

Інститут економіки та прогнозування НАНУ, м. Київ

ПЕРСПЕКТИВИ ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ УГОДИ ПРО АСОЦІАЦІЮ УКРАЇНИ ТА ЄС В СФЕРІ ЕНЕРГЕТИКИ

Угода про Асоціацію між Україною та ЄС поглиблює та розширює рамки співробітництва в енергетичній сфері, встановлених положеннями Договору про заснування Енергетичного Співтовариства 2005 року. У випадку конфлікту між положеннями Угоди про Асоціацію та положеннями Договору про заснування Енергетичного Співтовариства 2005 року положення Договору про заснування Енергетичного Співтовариства 2005 року будуть переважати у такому конфлікті.

Україна прийнята до Енергетичного Співтовариства у кінці 2009 року, проте остаточне приєднання країни та підписання відповідного протоколу відбудеться лише після того, як Україна приведе своє законодавство у сфері енергетики відповідно до європейських принципів та стандартів. Приєднання України до Енергетичного Співтовариства забезпечить прозорі та прогнозовані механізми формування тарифів на енергоносії, сприятиме залученню інвестицій в галузь, дасть змогу ефективніше використовувати наявний експортний потенціал.

Важливе значення для України має схвалення 22 квітня 2009 р. Європарламентом Третього законодавчого пакета щодо лібералізації енергетичних ринків ЄС (набув чинності у вересні 2009 р.). Даний пакет, запропонований ЄК ще у 2007 р., спрямований на посилення внутрішнього енергоринку ЄС, ліквідацію монополії, створення рівних конкурентних умов, надання споживачам більшого захисту та забезпечення низьких цін на енергоносії.

Українське законодавство у сфері електроенергетики потребує адаптації до законодавства ЄС. Для цього необхідно проводити системні заміни, що стосуються адаптації до стандартів ЄС.

Необхідно розробити нормативно-правові документи, що регламентуватимуть роботу всіх енергооб'єктів енергокомпаній різних форм власності у складі енергетичної системи України, а також визначати-

муть чітку відповідальність кожної сторони за виконання своїх функцій, у тому числі з урахуванням ринкових відносин¹, а саме:

- посилення конкурентних відносин у сфері виробництва та постачання електричної енергії, зокрема лібералізація системи формування цін і тарифів у зазначеній сфері;
- розроблення прозорої процедури надання дозволів на будівництво нових енергогенеруючих потужностей;
- забезпечення незалежності об'єктів інфраструктури оптового ринку електричної енергії та органу регулювання електроенергетичної галузі;
- створення рівних умов роботи для всіх постачальників електричної енергії, у тому числі забезпечення рівного доступу постачальників електричної енергії до розподільних мереж;
- забезпечення ведення окремого бухгалтерського обліку та складання звітності за різними видами діяльності в електроенергетиці;
- розроблення й затвердження національних стандартів якості надання послуг у сфері електроенергетики;
- розроблення та впровадження ринкових механізмів надання підтримки уразливим категоріям споживачів;
- розширення зобов'язань постачальників електричної енергії щодо надання відповідних послуг;
- зняття обмежень на постачання електричної енергії побутовим споживачам і гарантування вільного вибору постачальників усіма категоріями споживачів електричної енергії;
- здійснення оцінювання й контролю навколишньої атмосфери, а також інших питань екології та захисту довкілля.

Переведення на паралельну роботу ОЕС України з об'єднанням енергетичних систем європейських країн можливе в разі виконання основних робіт в ОЕС України щодо забезпечення технологічних вимог ЄС, які стосуються:

- 1) регулювання частоти та потужності;
- 2) регулювання напруги і управління реактивною потужністю;
- 3) оперативно-технологічного керування (збирання, опрацювання та передавання технологічної інформації, протиаварійне управління тощо);
- 4) функціонування вимірювального обладнання основної мережі, а також систем обліку електричної енергії.

¹ Першочергові заходи щодо інтеграції об'єднаної енергетичної системи України до об'єднаних енергетичних систем ЄС розроблено у рамках науково-дослідної роботи «Розвиток мережі груп аналізу політики у системі органів виконавчої влади України»

Протягом останнього десятиліття увага до якості електроенергії значно зросла в країнах ЄС. Попит на електроенергію гарантованої якості має кілька фундаментальних причин:

- електроенергія стала розглядатися як товар, для якого гарантована якість створює стимул і для покупця, і для продавця. Постачальники енергії в найближчому майбутньому будуть здатні диференціювати пропозиції за ціною енергії в залежності від рівня її якості;
- велику кількість електроенергії можна заощадити, якщо постійно стежити за її якістю;
- зростаюча увага до якості електроенергії полягає у скасуванні держконтролю на ринку електроенергії у багатьох країнах світу.

Робота, спрямована на вирішення проблеми підвищення рівня енергоефективності та енергобезпеки при поставках електроенергії, зараз активно ведеться і в країнах Євросоюзу. Нормативи Ради Європейських органів, що регулюють електроенергію (CEER 2005).

Розглянувши вимоги ЄС щодо діяльності в електроенергетичній сфері потрібно зазначити, що для роботи за європейськими нормами вітчизняним підприємствам та державним органам влади необхідно передбачити суттєві зміни в енергетичній сфері.

Для забезпечення відповідної якості та надійності постачання електроенергії в Україні є необхідним впровадження нових технологій на основі концепції «інтелектуальних енергетичних систем». Відповідно необхідним є впровадження нових інтелектуальних лічильників та систем моніторингу, комерційного обліку електроенергії та прогнозування роботи енергетичної системи України.

Впровадження нових технологій в сфері енергозабезпечення передбачає значних інвестицій та створення відповідного організаційно-економічного механізму. Саме інвестиції є ключовим фактором побудови гнучких, узгоджених і ефективних електричних мереж на основі нових архітектурних схем та інноваційних технічних рішень.

Підписання та набрання чинності Угоди про Асоціацію між Україною та ЄС може призвести до переваг у сфері міжнародної торгівлі енергоносіями, зокрема у сфері диверсифікації імпорتنих поставок природного газу зі спотових ринків ЄС, де ціна газу нижча ніж за контрактними цінами. Однак, реалізації цього варіанту перешкоджатиме відсутність елементів або технічний стан енергетичної інфраструктури. У сфері торгівлі електроенергією відкриття ринків ЄС не означатиме

реалізацію експортного потенціалу української електроенергетики не тільки через технічний стан об'єднаної енергетичної системи, але і через невідповідність української енергосистеми стандартам показників надійності енергопостачання та якості електроенергії, а також екологічності об'єктів енергосистеми ЄС. Для запобігання існуючих ризиків Угода про Асоціацію між Україною та ЄС потребує збільшення термінів імплементації директив та регламентів ЄС (враховуючи існуючі темпи інституційних змін в Україні), а також посилення гарантій інвестицій з боку ЄС для модернізації української енергетичної інфраструктури.

УДК 620.9; 504.064

Ю. М. Мацевитий, А. А. Тарелин

*Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного
НАН Украины, г. Харьков*

О МЕЖДУНАРОДНОМ ИННОВАЦИОННОМ СОТРУДНИЧЕСТВЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОЛОГИИ

Вопросы модернизации энергетического сектора и перехода от экстенсивных к интенсивным методам производства с использованием инновационных организационно-технических решений и внедрением новейших экологически чистых, ресурсосберегающих технологий являются ключевыми не только для Украины, но и для наших соседей – Российской Федерации и Беларуси.

Кардинальное снижение энергоёмкости и материалоемкости продукции и техногенной нагрузки на окружающую среду может быть обеспечено за счет инновационных решений и подходов по повышению эффективности производства электроэнергии, развитию и внедрению энергосберегающих технологий в производственную сферу (ТЭС, ТЭЦ и заводы-производители). Особую интегрирующую роль в решении указанных проблем и содействии трансферу идей и технологий могут играть современные инновационные структуры, объединяющие усилия научных и производственных коллективов, такие как: технологические и научные

парки, научно-производственные территориальные кластеры и технологические платформы национального и международного уровней.

Для решения задач инновационного развития экономики Харьковского региона и государства в целом в начале 2012 года был создан научный парк «Наукоград – Харьков», который призван решать задачи по стимулированию научно-технической и инновационной деятельности в областях тепловой, ядерной и нетрадиционной энергетики, машиностроения, энергоэффективности и ресурсосбережения и др.; по созданию благоприятных условий для коммерциализации продуктов научно-технической и инновационной деятельности ученых, аспирантов, студентов и специалистов посредством эффективного и рационального использования имеющегося научного потенциала, исследовательской и производственной материально-технической базы; по защите интересов авторов и исполнителей инновационных проектов.

В своей деятельности Научный парк опирается на сотрудничество с НАН и МОН Украины, Министерством энергетики и угольной промышленности, Госинформнауки и Государственным агентством по инвестициям и управлению национальными проектами Украины, а также участвует в международных научно-технических программах.

Участники и партнеры научного парка «Наукоград-Харьков» – это ведущие научные и учебные организации Харькова (ИПМаш и ННЦ ХФТИ НАНУ, ХНУ им. Н. В. Каразина, НТУ ХПИ, НАУ «ХАИ» и др.), промышленные предприятия и проектно-конструкторские организации (ОАО «Турбоатом», ГП «ФЭД», УГНТЦ «Энергосталь» и др.), которые могут обеспечить полный цикл реализации инновационных проектов, начиная от научных исследований, выполняя конструкторские разработки и генеральное проектирование, заканчивая поставками и освоением оборудования.

Такие инновационные проекты по созданию и промышленному освоению современных технологий, производств и оборудования в сферах энергетики, ресурсо- и энергосбережения, экологии, обезвреживания и утилизации отходов могут реализовываться при поддержке инвестиционных компаний, венчурных фондов, Государственного фонда фундаментальных исследований и предлагаемого в Проекте нового Закона «Об инновационной деятельности» Государственного фонда прикладных исследований, а также негосударственных фондов грантовой поддержки научных исследований и научно-технических разработок.

Для реализации инновационного потенциала своих участников и партнеров, а также усиления взаимодействия между наукой и производ-

ством Научный парк инициировал процесс формирования технологических платформ и кластеров национального и международного уровня таких как: «Экологически чистая энергетика высокой эффективности»; «Утилизация отходов и экология»; «Реновация и энергореставрация зданий и сооружений социальной сферы»; «Аэрокосмическая техника».

В частности, для реализации научно технических и инновационных проектов в сфере промышленного производства энергооборудования нового поколения, работающего на природном газе, угле, биомассе, различных отходах производства с использованием последних разработок в области материаловедения, энергомашиностроения, энергетики и с учетом современных требований к экологической безопасности предлагается формировать международную технологическую платформу «Энергоэффективность и ресурсосбережение».

Для участия в работе этой технологической платформы приглашаются промышленные предприятия, научные и проектные организации, вузы и структуры инновационной направленности Украины, России и Беларуси, часть из которых являются нашими многолетними партнерами (ЦКТИ, ИМАШ РАН, ОАО «ВТИ», НИЦ «Курчатовский институт», ОИВТ РАН, ФГУП ВЭИ, СЦЭНЭФ, СПбГУ, МГТУ им. Баумана, МАИ, МЭИ со стороны Российской Федерации; ГНУ Физико-технический институт, ГНУ Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова, ГНУ Объединенный институт машиностроения, ГНУ Научно-исследовательский центр проблем ресурсосбережения, Белорусский национальный технический университет – Беларусь).

Среди предложенных научным парком инновационных проектов для международной технологической платформы в области энергетики, энергоэффективности и ресурсосбережения отметим следующие:

- Повышение надежности эксплуатации турбин с использованием разработанной в ИПМаш НАНУ системы вибродиагностики, прошедшей опытную эксплуатацию на Запорожской ТЭС, Киевской и Харьковской ТЭЦ-5.
- Комплекс водоподготовки для ТЭС, позволяющий снижать занося проточных частей солями, экономить химические реагенты (до 80–90 %) и получать попутно материалы, которые могут быть использованы в других производствах, обеспечивая промышленный симбиоз, при котором отходы одного предприятия (в данном случае ТЭС) являются сырьем для других.
- Создание проточной части радиально-осевых турбин для турбодетандеров с привлечением методов численного исследования

пространственных вязких течений, что обеспечивает существенное улучшение их характеристик.

- Новые инновационные подходы к интенсификации добычи нефти, газа и газового конденсата, а также технологии получения, переработки и сжигания жидких топлив, которые приводят к улучшению качества, их октанового числа, снижению в них содержания серы, что способствует улучшению экологической обстановки в стране.
- Технологии утилизации с получением сопутствующих товарных продуктов («Извлечение ванадия и никеля из золошлаков сжигания твердого и жидкого топлива на ТЭС»; «Утилизация гальванических шламов машиностроительных заводов»; «Извлечение цинка и железа из шламов металлургического производства»).

В заключении отметим, что инновационный прорыв по модернизации энергетической отрасли с учетом современных экологических аспектов можно успешно реализовать только в результате интеграции науки, образования и производства, создания необходимых условий для привлечения инвестиций, трансфера технологий и государственно-частного партнерства при поддержке муниципальных областных и государственных органов власти, а также при активизации имеющихся возможностей по международному сотрудничеству.

УДК 620.9.64:658.26

Ю. С. Хіврич

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг України, м. Київ

СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ КОМУНАЛЬНОЇ ТА ПРОМИСЛОВОЇ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ

Виробництво

Найпоширеніші технології виробництва теплової енергії шляхом спалювання вихопного палива, окрім очевидних переваг, мають ряд недоліків, першим і найвагомим з яких є постійне здорожчання палива.

I. Світові тенденції останніх років – використання **теплових насосів**. Це широке поняття включає цілий ряд пристроїв для вловлювання низькопотенціального тепла в навколишньому середовищі з подальшою передачею його теплоносію в системах теплозабезпечення.

Джерела тепла: ґрунт, вода (у спеціальних свердловинах або басейнах), повітря, стічні води тощо.

Переваги теплового насосу: доступність джерел теплової енергії, економічність, екологічність. Недоліками зазначеного пристрою є: висока вартість обладнання (реальний термін окупності проектів 8–12 років), обмежена потужність (не дозволяє використовувати у системах теплопостачання великої потужності). Але вже зараз в своїй діяльності теплові насоси використовують ряд підприємств, наприклад, ОКП «Донецьктеплокомуненерго».

II. Національна тенденція в теплозабезпеченні – все ширше використання **енергії біомаси**. Основне джерело – відходи виробництва (дер'яна стружка, пелети, солома, відходи харчової промисловості тощо).

Переваги: технологія використання є доступною. Недолік: ККД нижчий, ніж в інших установках, та низька температура згорання сировини. Підвищення ККД досягається шляхом організації процесу піролізу і газогенерації в установці.

Одиниця теплової енергії, вироблена на біомасі, в середньому в 1,5–2 рази дешевша ніж з використанням природного газу. В своїй діяльності альтернативні види палива використовують ряд підприємств, наприклад ПАТ «Облтеплокомуненерго» (м. Чернігів), КП Теплозабезпечення (м. Коростень).

III. **Каскадні котельні** – це групи котлів, з'єднаних між собою, які забезпечують кількість тепла, необхідну в конкретному часовому проміжку. Вирішують проблему недовантаження теплогенеруючих установок внаслідок відключення споживачів або зниження споживання теплової енергії. Використання призводить до зменшення споживання палива, скорочення енергоспоживання котельні (через застосування менш енергоємного обладнання) і зниження собівартості виробництва теплової енергії.

IV. Реконструкція котлів за рахунок впровадження нових конструкторських елементів, а саме: додаткових конвективних поверхонь нагрівання і нових модернізованих пальників. Зокрема, модернізація котлів НДІСТУ-5 (в Україні експлуатується близько 35 тисяч котлів НДІСТУ-5, теплопродуктивність яких не перевищує 0,6 Гкал/год., а ККД – 75–80 %) за рахунок установки додаткових однорядних конвективних поверхонь нагрівання і щільникових пальників. Це забезпе-

чує підвищення ККД на 10–12 % при витратах у 3–4 рази менших ніж заміна на нові котли.

Транспортування

V. Суттєве зменшення втрат теплової енергії в теплових мережах можливе при застосуванні **попередньо ізольованих трубопроводів (ПІТ)**, які мають нижчий відсоток втрат теплової енергії через поверхню і більший термін експлуатації на відміну від звичайних трубопроводів. У значному обсязі заміну трубопроводів у теплових мережах на ПІТ проводить ПАТ «Київенерго».

Споживання

VI. Зниження кінцевого споживання на виробництві є вкрай індивідуальним, основні задачі: скорочення потреби в теплоті, як найповніше використання теплової енергії. В тому числі у комунальному секторі – утеплення огорожувальних конструкцій, організація **рекуперації повітря** (процес нагрівання холодного припливного повітря теплим витяжним).

Системи оптимізації

VII. Більше половини потенціалу енергозбереження містить в собі оптимізація процесів виробництва, розподілення і споживання енергії. Технічно вона забезпечується електронними системами обліку і регулювання, відповідно до нагальних потреб таумов. Приклад – система кількісного регулювання температурного графіку теплової мережі. На відміну від способу якісного регулювання (змінення температури теплоносія в подавальному трубопроводі в залежності від температури навколишнього середовища) при кількісному регулюванні змінюється кількість теплоносія (для утримання його температури в зворотному трубопроводі на постійному рівні). Переваги: все відбувається автоматично, котли завантажені оптимально, витрати теплоносія регулюються продуктивністю насосу. ККД насосу є оптимальним, адже його продуктивність контролюється частотним перетворювачем, який змінює частоту напруги на обмотках двигуна насосу для підтримання температури теплоносія в зворотному трубопроводі.

Відправна точка для подібної системи – **енергетичний аудит**. Енергоаудит – єдиний спосіб визначити шляхи підвищення енергоефективності на підприємстві. Сучасні інтелектуальні системи, здатні проводити безперервний енергоаудит, складають основу для систем **енергетичного менеджменту**. На основі даних аудиту підприємствами повинні вирішуватися питання оптимізації конкретних процесів. Для чого організують служби енергетичного менеджменту.

РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАЙОНОВ

Вопросы разработки и реализации инвестиционных программ регламентируются Федеральным законом ФЗ-190 от 27.07.2010 «О теплоснабжении». На стадии рассмотрения находится проект постановления Правительства РФ «О правилах согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения».

В соответствии с данными нормативными документами инвестиционная программа модернизации системы теплоснабжения должна решать следующие задачи:

- Повышение надежности и качества теплоснабжения
- Повышение энергетической эффективности и экономичности системы
- Обеспечение подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения

Другим законодательным аспектом является увязка разрабатываемых инвестиционных программ со Схемой теплоснабжения, обязательной для каждого городского поселения и муниципального образования.

Основываясь на опыте разработки инвестиционных программ городских поселений и муниципальных районов в регионах Российской Федерации, ЗАО «ЭНЕРГОСАНТЕХПРОЕКТ» предлагает комплексный подход к разработке программ модернизации системы теплоснабжения.

Отправной точкой в процессе является тщательный анализ существующего положения путем анализа нормативных балансов производства и потребления энергетических ресурсов, анализ бухгалтерской и управленческой отчетности, проведения визуального и инструментального обследования системы теплоснабжения – котельных и теплосетевых объектов.

На основании проведенного обследования определяется фактический баланс производства и потребления энергетических ресурсов, по-

зволяющий установить реальный экономический эффект при реализации комплекса энергосберегающих мероприятий.

Анализ существующего положения и перспективы присоединения новых нагрузок, отраженные в материалах Схемы теплоснабжения, позволяют сформировать проекты, направленные как на обеспечение надежности и экономичности теплоснабжения существующих потребителей, так и на подключение новых нагрузок.

После формирования перечня инвестиционных проектов, их объема и графика финансирования, определяются ключевые показатели эффективности реализации инвестиционной программы предприятия, рассчитываются показатели эффективности инвестиций и тарифные последствия.

При реализации инвестиционной программы необходимо решить ряд организационных вопросов: это проведение конкурсных процедур для формирования кооперации проектировщиков, подрядчиков и поставщиков, постановка целей и задач проекта, контроль за их выполнением.

Финансовый блок задач предусматривает решение вопросов включения мероприятий инвестиционной программы в тарифные и бюджетные источники, привлечение внебюджетного финансирования в форме договоров кредитования, лизинга, акционерного капитала и т.п. У ЗАО «ЭНЕРГОСАНТЕХПРОЕКТ» опыт сотрудничества с банковской группой по привлечению финансовых средств на начальных стадиях реализации проектов при окупаемости 5–8 лет.

К задачам оперативного планирования относятся вопросы общей координации работ при реализации инвестиционной программы, план-факторный анализ достигнутых показателей, сопровождение и ежегодная корректировка программы на основании:

- корректировки Схемы теплоснабжения;
- изменения макроэкономических показателей;
- структуры источников финансирования.

В. М. Островский

ЗАО «ЭНЕРГОСАНТЕХПРОЕКТ», г. Москва, РФ

РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И СООРУЖЕНИЙ ГОРОДСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАЙОНОВ

Практика работы в локальных проектах показала отсутствие объективных критериев оценки работоспособности (безопасности) систем и объектов, оценки возможностей эксплуатирующих компаний для привлечения долгосрочных кредитов. Указанные критерии отсутствуют как в компаниях, так и на всех уровнях власти т.е., отсутствует система объективной оценки и последующих мер понуждающих эксплуатирующие компании и власти эффективно и своевременно модернизировать действующие и строить новые объекты и системы жизнеобеспечения. В результате имеем опережающие темпы износа основных средств над привлечением средств в их модернизацию.

В качестве индикаторов состояния системы теплоснабжения могут быть приняты следующие группы показателей:

- Показатели надежности теплоснабжения
- Энергетической эффективности
- Показатели экономической эффективности

Показатели надежности определяются в соответствии с Проектом постановления Правительства РФ «О правилах согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения» и МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации» и включают в себя оценку надежности электро-, водо-, топливоснабжения источников тепла, уровня резервирования, технического состояния тепловых сетей и т.п.

Показатели энергоэффективности включают в себя:

- Удельные расходы топлива и тепловые потери

- Удельные расходы воды и электроэнергии
- Коэффициент штатной численности производственного персонала

Кроме оценки нормативных показателей энергоэффективности важным аспектом является определение фактических технико-экономических показателей, позволяющих оценить объем реальной экономии от реализации инвестиционных программ, для понимания реальной экономии, которую получают теплоснабжающие организации, потребители и бюджет.

К экономическим показателям эффективности системы теплоснабжения относятся себестоимость выработки и передачи тепловой энергии, а также минимальный уровень тарифов, обеспечивающий надежное и качественное теплоснабжение потребителей.

Важным моментом реализации системы технико-экономических показателей является их постоянный мониторинг, позволяющий определить эффективность реализации инвестиционной программы.

Мы предлагаем независимым экспертным компаниям по направлениям разработанный перечень показателей, технического состояния и эффективности работы системы, объекта. На основании технико-экономического анализа полученных данных можно выстраивать стратегические и тактические цели по разработке и реализации проектов и программ модернизации и на всех уровнях власти производить мониторинг, планировать финансирование и предоставление финансовых гарантий в рамках государственно-частного партнерства или муниципально-частного партнерства.

Централизация процесса формирования и реализации проектов модернизации инженерной инфраструктуры структуре, подконтрольной региональной администрации позволит:

- эффективно планировать региональный бюджет
- оценивать тарифные последствия для региона реализации инвестиционных программ и управлять ими;
- производить оперативный мониторинг и сводный анализ инвестиционных проектов;
- стимулировать реализацию региональных градостроительных планов;
- стандартизировать технические и организационно-финансовые решения, что позволит снижать издержки;
- обеспечивать методические, экспертные и финансово-инвестиционные инструменты для стратегического планирования и реализации проектов модернизации.

Г. М. Дмитриев

*ГП «Институт энергетики НАН Беларуси»,
г. Минск, Республика Беларусь*

ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОГЕНЕРАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ В ОТРАСЛЯХ ЭКОНОМИКИ КАК ВАЖНЕЙШИЙ ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ БЕЛАРУСИ

В начале 1990-х гг. экономика Республики Беларусь была самой энергоемкой среди стран СНГ. В связи с этим, в течение последних пятнадцати лет в стране активизирована работа в сфере энергосбережения и оптимизации топливно-энергетического баланса. Результатом предпринятых мер стало снижение энергоемкости внутреннего валового продукта более чем в 3 раза к уровню 1990 г. и сокращение экологически вредных выбросов и, прежде всего, парниковых газов.

Такие весомые результаты в сфере повышения эффективности энергоиспользования в народном хозяйстве достигнуты, в первую очередь, благодаря системному подходу по энергосбережению на всех уровнях управления от предприятий до концернов, министерств и ведомств. Динамика изменения ВВП, потребления ТЭР приобрела устойчивый характер с 1997 года.

Одним из наиболее ощутимых результатов проводимой в республике работы в области повышения энергоэффективности является ежегодный рост ВВП без увеличения потребления энергоресурсов. Это хорошая тенденция и принимаются меры, чтобы ее закрепить.

В настоящее время Республика Беларусь вышла на качественно новый уровень социально-экономического развития, и это во многом произошло благодаря техническому перевооружению и модернизации производственного сектора с использованием самых современных и наукоемких технологий.

Создана единая система работы по экономии энергетических и материальных ресурсов, обеспечивающая снижение себестоимости продукции, повышение ее качества и конкурентоспособности.

Основным первичным видом энергоресурсов в республике является природный газ, доля которого в балансе котельно-печного топлива

превышает 75 %, а в белорусской энергосистеме – 95 %. Цены на природный газ постоянно растут.

В Беларуси политика энергосбережения – это стратегическое направление деятельности в развитии экономики. Достаточно назвать директиву № 3 Президента страны А. Г. Лукашенко, стратегию энергетической безопасности, и программные документы Правительства.

Их реализация осуществляется по многим направлениям. Но главное – это существенное снижение энергоемкости ВВП за счет увеличения доли наукоемких и энергоэффективных производств, технологий и техники. Производство в стране носит теплотехнологический характер. Ежегодно потребляется свыше 110 млн. Гкал тепла, получаемого за счет прямого сжигания топлива, и 38,4 млрд. кВт часов электроэнергии. Это достаточно расточительно, так как тепла потребляется в 3,3 раза больше, чем электроэнергии. Поэтому важным направлением стало обеспечение устойчивого и эффективного энергоснабжения с оптимальным сочетанием электрической и тепловой энергии. Это сочетание оптимизируется за счет современных парогазовых, газотурбинных и газопоршневых технологий – т.е. когенерации с существенным сокращением прямого сжигания топлива.

Когенерация начинает шаг за шагом находить все большее применение на государственных предприятиях, в акционерных обществах, частных фирмах нашей страны. Не секрет, что использование когенерационных установок в первую очередь осуществляется там, где у руководителей и служб главных энергетиков сформировалось четкое и научное понимание физических основ преимуществ комбинированной выработки тепловой и электрической энергий. Такое понимание подготовило их к глубокому осознанию больших экономических и финансовых преимуществ когенерации как наиболее совершенной технологии энергоснабжения производственной и социальной сферы со значительных сокращением топливно-энергетической составляющей в себестоимости их продукции со всеми вытекающими отсюда многими положительными последствиями, включая и экологический аспект.

Активное внедрение когенерации на технологическом потреблении топлива создают реальные возможности превратить отсталую энергетическую базу предприятий и организаций, потребляющих тепловую энергию, в мощный ускоритель инновационного обновления всех сфер производства, товаров и услуг с уверенным выходом на мировой рынок.

Энергетическая проблема в Беларуси проявляется особенно остро. Обладая такими энергоемкими отраслями промышленности как хими-

ческая и нефтехимическая, производство строительных материалов и удобрений, страна, не располагает серьезными топливно-энергетическими ресурсами, тратит значительную часть национального дохода на закупку топлива. Естественно, электроэнергетика является крупнейшим потребителем топлива. Но в республике все остальные отрасли, в том числе и регионы, в связи с тепло-технологическим характером белорусской экономики и достаточно суровыми климатическими условиями также располагают собственным энергохозяйством. О его роли и значимости, наряду с электроэнергетикой, свидетельствуют данные, приведенные в таблице.

Таблица

Потребление и производство топливно-энергетических ресурсов в энергетическом хозяйстве страны

Параметр	Размерность	Электроэнергетика	Энергетика отраслей	Всего
Потребление котельно-печного топлива	млн т у. т. (доля в %)	14,3 (45,8)	16,9 (54,2)	31,2 (100)
Производство тепловой энергии	млн Гкал (доля в %)	37,6 (33,7)	74 (66,3)	111,6 (100)
Производство электроэнергии	млрд кВт·ч (доля в %)	32,5 (95,4)	1,5 (4,6)	34,0 (100)
Технологические потери в электросетях	%	10,6	–	
Установленная электрическая мощность	МВт (доля в %)	8264 (94,9)	446,7 (5,1)	8710,7 (100)

Данные в таблице показывают, что энергетика отраслей потребляет топлива на 18 % больше, чем электроэнергетика. Она производит и потребляет тепловой энергии в виде пара, горячей воды, термических и сушильных агентов 74 млн. Гкал в год, что в два раза выше, чем в электроэнергетике. Она же потребляет около 37 млрд. кВт·ч электроэнергии, а производит лишь 1,5 млрд. кВт·ч (при установленной мощности 446,7 МВт против 8264 МВт в электроэнергетике).

По производству тепла энергетика отраслей опережает электроэнергетику на 32,6 %.

Электроэнергетика, как базовая отрасль экономики, имеет четкую отработанную структуру управления и располагает высококвалифици-

рованными кадрами. Энергетика же отраслей не имеет единого научно-технического центра управления. Она разобщена и подведомственна более чем 30 органам государственного управления (министерства, ведомства, облисполкомы и Минский горисполком, концерны).

Уровень квалификации персонала в энергетике отраслей недостаточен для подготовки и реализации современных научно-технических и технологических решений. Отрасли, не имея высокоэффективных решений в подведомственных энергохозяйствах, ограничиваются заменой теплотехнического оборудования на аналогичное, но более современное с минимальным финансированием таких работ. Именно поэтому тепловая энергия производится в основном по морально и физически устаревшим технологиям с прямым сжиганием топлива. Десятки тысяч котельных, печей, сушилок имеют низкий КПД и оборудованы техникой середины XX века, что, безусловно, усложняет и решение экологических проблем.

В силу сложившейся ситуации Институт энергетике принимает активные шаги по ориентации энергетических кадров отраслей в части осознания важнейшей роли когенерации в экономике предприятий и страны в целом.

В этой сфере, как нигде, велик потенциал энергосбережения, снижения энергоемкости ВВП страны и объемов импорта топлива. Модернизация энергетике отраслей дает реальный шанс решить проблему в короткий срок, при меньшей по сравнению с электроэнергетикой потребности в инвестициях и при максимуме экономии топлива.

Реализация этого шанса заключается в повсеместном применении в существующих теплоисточниках и технологическом оборудовании предприятий совместной комбинированной выработки электроэнергии и тепла. В настоящее время в мировой энергетике малые и средние газомоторные и газотурбинные модули и энергетические комплексы значительно превосходят по эффективности и экономическим характеристикам традиционные паротурбинные ТЭЦ даже на сверхкритических параметрах пара. Такое оборудование на базе газомоторных, газотурбинных и парогазовых технологий позволяет на том же количестве тепловой энергии, потребляемого предприятием, вырабатывать в 3–6 раз больше дешевой электроэнергии при меньших удельных расходах топлива, чем в паротурбинном цикле существующих ТЭЦ системы Минэнерго, и существенно меньших выбросах экологически вредных газов.

При сжигании в когенерационной установке каждого кубометра природного газа при высокой температуре его продуктов сгорания

получают вначале электроэнергию, а затем на охладившихся дымовых газах – тепло с требуемыми для производства параметрами пара и горячей воды. Самый высокий электрический КПД имеют современные газопоршневые агрегаты (ГПА) в мощностном ряде, характерном для предприятий (30 кВт – 9 МВт), в диапазоне 37–47 % при полном КПД использования тепла топлива 88–94 %.

Электрический КПД современных газотурбинных установок (ГТУ) в мощностном ряде, характерном для предприятий, находится в диапазоне 28–34 %, при полном КПД использования тепла топлива 81–86 %.

Обратим внимание, что электрический КПД ГПА выше, чем у ГТУ на 10–13 % (абсолютных), а полный КПД использования тепла топлива – на 7–9 %.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что в когенерационном цикле с каждого сожженного кубометра газа можно получить с ГТУ 28–34 % электрической энергии и 54–49 % тепловой, а с ГПА соответственно 37–47 % электроэнергии и 53–47 % тепла. Следовательно, учитывая, что генерируется большая доля электроэнергии, а в нашей стране электроэнергия в 4 раза дороже тепла (в России в 5–6 раз), доход от когенерационных установок для предприятий, их внедривших, будет составлять не менее 240–300 % по отношению к самым экономичным котельным. Удельный расход топлива при этом на выработку электроэнергии будет составлять 145–165 г на кВт·ч и 158–162 кг на 1 Гкал тепла. (Заметим, что эти показатели в ГПО «Белэнерго» в 2011 г. были равны соответственно 272 г/кВт·ч и 172 кг/Гкал. Подчеркнем, что каждый МВт введенных когенерационных мощностей обеспечивает и снижение выбросов газов в среднем 2,1–2,6 раза.

Для комплексной экономической оценки потенциала энергосбережения за счет когенерации воспользуемся принятым в мировой практике интегральным показателем – коэффициентом когенерации (теплофикации). Коэффициент когенерации – это отношение тепла, отпущенного от теплового двигателя в когенерационном цикле, ко всему отпущенному теплу данным энергоисточником, т.е. с учетом дополнительного отпуска тепла котельной и другими теплоисточниками (теплогенераторами, топками и др.). Согласно теоретическим исследованиям ученых [2, 3] и многолетней практике применения когенерации в различных странах мира [4], его величина находится в пределах 0,30–0,85. В настоящее время среднегодовые значения этого коэффициентов в ГПО «Белэнерго» равны 0,70 (на отдельных ТЭЦ энергосистемы 0,84–0,96), что обеспечивает экономию топлива свыше 1 млн. т у. т. в

год. В странах Европейского союза господствует концепция комбинированного производства тепла и электричества как наиболее прогрессивная технология, пользующаяся стратегическим приоритетом. Коэффициент когенерации в странах Европейского союза составляет в среднем 0,67 [4]. В громадной по территории России, начавшей первой в мире теплофикацию почти 90 лет назад, этот коэффициент едва достигает 0,35. Но Россия – крупнейший в мире экспортер первичных энергоресурсов. В сравнительно компактной и небольшой Беларуси величина этого коэффициента в среднем всего 0,22, в энергетике же отраслей – всего 0,06, т.е. меньше в 11 раз. Для сравнения в системе теплоснабжения Дании величина этого коэффициента – 0,76.

Таким образом, анализ приведенных данных показывает, что потенциал энергосбережения в Беларуси за счет когенерации велик и реально реализуем.

Для предприятий, работающих в 3-сменном режиме, с непрерывным циклом производства в когенерационном цикле с применением газопоршневых агрегатов и газотурбинных установок на первом этапе при минимальном коэффициенте когенерации $k = 0,3$ возможно выработать 21 млрд. кВт·ч электроэнергии и сэкономить топлива 3,85 млн. т у. т. в год. Электрическая мощность вводимых когенерационных установок составит 2,9 ГВт (и тепловая 3,05 тыс. Гкал/ч при потребности в инвестициях 2,7 млрд. долларов США). Простой средний срок окупаемости составит 2,2 года (при снижении себестоимости продукции предприятий на 3,1 млрд. долларов США).

Второй этап предусматривает прирост коэффициента когенерации до 0,7. Для остальных предприятий, включая односменные, ввод электрических и тепловых мощностей составит соответственно 4,5 ГВт и 4,9 тыс. Гкал/ч с экономией топлива в 4,7 млн. т у. т. (Потребность в инвестициях составит 4,95 млрд. долларов США). Простой средний срок окупаемости будет 3,3 года.

Таким образом, реализация потенциала энергосбережения в стране за счет когенерации позволит сэкономить 8,5 млн. т у. т. в год и сократить выбросы парниковых газов на 13,3 млн. т в год. Сокращение потребления природного газа составит по стране в целом 7,5 млрд. м³, т.е. 36,6 % от его существующего годового потребления, составляющего 20,5 млрд. м³. Ежегодная экономия валюты превысит 2 млрд. американских долларов. Энергоемкость ВВП страны снизится до величины 143 т н.э./1 тыс. долларов США. По этому показателю наша страна приблизится к государствам европейского сообщества. Одновременно

такое большое снижение энергоемкости ВВП будет сопровождаться значительным уменьшением себестоимости продукции, особенно на предприятиях с высоким удельным потреблением топливно-энергетических ресурсов. Это существенно расширит экспортный потенциал страны, укрепит позиции ее предприятий на мировых рынках.

В качестве примера эффективного использования когенерации на технологическом потреблении топлива можно привести «Белорусский цементный завод» (г. Костюковичи Могилевской обл.).

На нем для сушки сырья применялась традиционная топка с прямым сжиганием газа при температуре до 1600 °С и разбавлением этих газов наружным воздухом до температуры ниже 500 °С, что диктовалось регламентом. С 2003 г. в технологии подготовки и сушки цементно-сырьевой муки впервые в мире использованы уходящие газы с требуемой температурой двух газотурбинных установок электрической мощностью по 16 МВт и тепловой мощностью по 26 МВт каждая. Проектная топка теплопроизводительностью 26 МВт сохранена и служит как резервный теплоисточник. Ежегодная экономия топлива каждой ГТУ составляет около 22 тыс. т у. т. Сокращение выбросов парниковых газов составило 27,7 тыс. т. Себестоимости цемента снизилась на 19 %.

Имеется не один десяток других примеров с высокой эффективностью внедренных энерготехнологических комплексов.

Институт энергетики обладает необходимым кадровым потенциалом и опытом работы в этой области. В зависимости от пожеланий Заказчика мы готовы выполнить комплекс работ (от энергетического аудита, разработки проекта до пусконаладочных работ) и отдельных видов работ по просьбе Заказчика.

ООО «Международная юридическая служба», г. Киев

НОВОЕ В ЗАКОНОДАТЕЛЬНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ЗАКУПОК (КАСАТЕЛЬНО КВАЛИФИКАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ К УЧАСТНИКАМ)

Информационный повод

9 мая 2013 г. вступили в силу изменения к Закону Украины «Об осуществлении государственных закупок» № 2289-VI от 01.06.2010 г. (далее – «Закон»), внесенные соответствующим Законом Украины № 182-VII от 04.04.2013 г. («Закон № 182-VII»). Согласно данным изменениям дополнен список квалификационных требований к участникам торгов, которые могут устанавливаться заказчиком товаров, работ или услуг, приобретаемых за государственные средства. Теперь, для допуска к участию в торгах, заказчик вправе потребовать от потенциального участника наличия собственных производственных мощностей и/или центров обслуживания на территории Украины (второй абзац ч. 2 ст. 16 Закона). Это положение будет действовать до 31 декабря 2015 г.

Перечень документов, подтверждающих соответствие участника этому и другим квалификационным требованиям, определяется заказчиком в документации конкурсных торгов либо в квалификационной документации.

Данная норма еще не имеет официального толкования, однако уже получила критические замечания. Так, по мнению власти, изменения к Закону должны поддержать отечественного производителя при госзакупках, а также стимулировать иностранные компании к созданию производств и сервисных центров на территории Украины¹. Вместе с тем, отмечается коррупционный характер данной нормы, а также то, что возможности участия в госзакупках иностранных компаний будут существенно ограничены².

С чем же, вероятно, придется столкнуться потенциальным участникам госзакупок?

© Н. И. Шпак, 2013

¹ <http://novosti.dn.ua/details/201961/>

² <http://job-sbu.org/v-chem-zaklyuchayutsya-izmeneniya-v-zakone-o-gosudarstvennyih-zakupkah.html>

Кого это касается / не касается?

По общему правилу, квалификационные требования не устанавливаются, а документы, подтверждающие квалификацию участника, не требуются в случаях:

- (а) проведения процедуры запроса ценовых предложений; и
- (б) закупки определенных Законом товаров, работ и услуг (в частности, нефть и нефтепродукты, электроэнергия и услуги по ее передаче и распределению, централизованные поставки тепловой энергии, услуги по централизованному водоснабжению и водоотведению).

Вместе с тем, «под прицелом», вероятнее всего, окажутся проекты и компании (прежде всего частные), осуществляющие деятельность в сферах:

- минимизации загрязнения окружающей среды и выбросов парниковых газов;
- внедрения энергосберегающих технологий и альтернативных источников энергии;
- котлостроения;
- автономного теплоснабжения;
- технологий сжигания топлив;
- процессов поведения с отходами и т.п.

Кроме того, доступ к госзакупкам однозначно будет затруднителен для иностранных компаний, которые осуществляют продвижение своей продукции на украинский рынок через местные компании, без создания собственных производственных мощностей на территории Украины.

Неясность внесенных изменений

Термин «производственные мощности» определяется действующим законодательством как «*мощности субъекта хозяйственной деятельности, используемые в процессе переработки и/или производства товаров*»³.

Действующее законодательство не содержит определения термина «центр обслуживания». На практике под таким «центром», как правило, подразумевается подразделение в структуре компании (либо представительство компании, либо обособленное юридическое лицо), в ведении которого находятся определенные бизнес-процессы данной организации.

³ Наказ Держмитслужби про Порядок здійснення контролю за ввезенням на митну територію України окремих товарів цільового призначення (Порядок, п.1.2) 26.12.2003 № 913

Не более понятным является существовавшее ранее требование к наличию у участника «материально-технической базы», которая определяется как «*основные фонды и оборотные активы в соответствии с Законом «О налогообложении прибыли предприятий»*» (этот закон утратил силу).

Представляется, что отсутствие четких определений в новой формулировке ст. 16 Закона дает распорядителям государственных средств широкие возможности для допуска участников к торгам по собственному усмотрению заказчика.

Является ли применение квалификационных критериев обязательным?

Следует иметь в виду, что, согласно формулировке Закона, установление квалификационных требований к участникам торгов является правом, но не обязанностью заказчика. Кроме того, такое право ограничено частью 3 ст. 16 Закона в отношении ряда субъектов хозяйственной деятельности.

Что делать потенциальным участникам торгов?

- Предоставлять тендерному комитету четкое аргументированное обоснование неприменимости в данном случае (либо к данной компании) соответствующих квалификационных требований
- Иметь обоснование и подтверждение наличия на территории Украины производственных мощностей и/или центров обслуживания
- При общении с тендерным комитетом и подготовке тендерной документации пользоваться услугами квалифицированных специалистов.

Міністерство екології та природних ресурсів України, м. Київ

ПИТАННЯ АДАПТАЦІЇ ДО ЗМІН КЛІМАТУ ПРИ ФОРМУВАННІ СОЦІАЛЬНО-ЕКОНОМІЧНИХ ПЛАНІВ РОЗВИТКУ РЕГІОНІВ

Як і багато інших країн, Україна стикається з різними проблемами, які виникають у результаті зміни клімату. Намагаючись розв'язати ці проблеми й підготуватися до майбутнього, країни починають впроваджувати заходи з адаптації до зміни клімату. Адаптація до зміни клімату означає пристосування у природних чи людських системах як відповідь на фактичні або очікувані кліматичні впливи або їхні наслідки, що дозволяє знизити шкоду та скористатися сприятливими можливостями.

Рамкова конвенція ООН про зміну клімату передбачає виконання її Сторонами вимог щодо формулювання, здійснення і регулярного оновлення національних програм, які містять заходи із запобігання наслідків зміни клімату шляхом вирішення проблеми антропогенних викидів з джерел і абсорбції поглиначами усіх парникових газів, що не регулюються Монреальським протоколом, і заходи із адекватної адаптації до зміни клімату.

Глобальне потепління на 2 °C – межа, яку бажано не переходити задля уникнення катастрофічних наслідків для природи і людини.

Наслідки зміни клімату накопичуються, є глобальними та незворотними (рисунок).

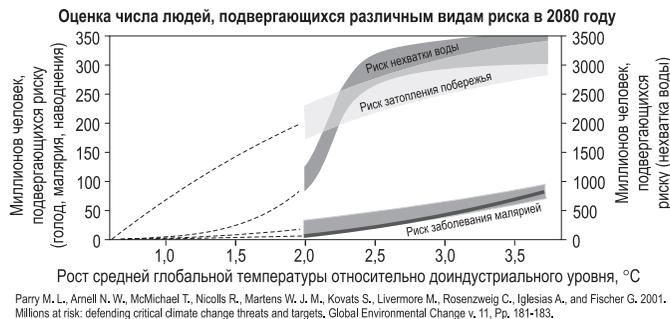


Рисунок. Кількість населення, що буде знаходитись в зоні ризику до 2080 року.

Ризики та уразливість до зміни клімату не однакові в різних країнах та регіонах.

Негативний вплив на розвиток суспільства:

- Зниження продуктивності у сільському господарстві.
- Підвищення ризиків нестачі водних ресурсів.
- Підвищення частоти і інтенсивності екстремальних погодних явищ.
- Руйнування екосистем.
- Підвищення ризиків для здоров'я людей.

Шляхи вирішення проблеми:

- Глобальне скорочення викидів парникових газів:
 - ✓ Справедливе розподілення зобов'язань між усіма державами світу;
 - ✓ Реалізація стратегій низьковуглецевого розвитку.
- Реалізація адекватних адаптаційних заходів, включаючи готовність до надзвичайних ситуацій:
 - ✓ Забезпечення переходу від фрагментарних дій до планомірних заходів;
 - ✓ Включення заходів з адаптації до зміни клімату до програм соціально-економічного розвитку.

Які ризики можуть очікувати Україну в майбутньому⁴

Загроза 1: Підвищення частоти й інтенсивності кліматичних аномалій і екстремальних явищ погоди:

- Повені у західних та північних районах України стають частішими та більш інтенсивними – вплив на населення, ЖКГ, продуктивність с/г, на екосистеми;
- Посухи в південних і південно-східних районах України стають усе частішими та більш інтенсивними – вплив на продуктивність с/г, на екосистеми;
- Хвилі жаркої погоди стають частішими та більш інтенсивними на всій території України – вплив на населення, енергозабезпечення, продуктивність с/г, на екосистеми;
- Зростає вірогідність та інтенсивність шквалів (смерчів), граду, зливних опадів на всій території України – вплив на населення, ЖКГ, продуктивність с/г, на екосистеми;

⁴ Використанні матеріали презентації «Оцінка впливу змін клімату на галузі економіки України», Степаненка Сергія Миколайовича – д.ф.-м.н., проф., зав. кафедрою фізики атмосфери та кліматології Одеського державного екологічного університету

- Зростає амплітуда щорічних врожаїв с/г культур.

Загроза 2: Зміни гідрологічного режиму:

- Зростання сумарної кількості опадів у перші 15–25 років XXI століття у північних та західних регіонах змінюється на зменшення у 30-ті роки і далі:
 - ✓ Найбільш негативні наслідки очікуються в степовій зоні України – до середини XXI століття зменшення водних ресурсів до 40–50 %;
 - ✓ В басейні верхньої частини р. Дніпро, Західно-Українська та Дністровсько-Донецька провінції – після збільшення на 5–15 % зменшення водних ресурсів у 30-ті роки до 40 %;
 - ✓ Зона дефіциту води для забезпечення населення, с/г та промисловості значно розшириться.
- Збільшується кількість опадів у зимній сезон та різко зменшується у літні місяці.
- Збільшується добова інтенсивність опадів.
- Зникнення малих річок.

Загроза 3: Вплив на розміщення с/г культур та їх продуктивність

- Зміщення на 200–300 км на північ зони степу до середини XXI віку, що призведе зміни районування с/г культур, наприклад:
- Змінюються оптимальні строки сівби та збирання традиційних с/г культур, в т.ч. для Полісся та Лісостепу, наприклад:
- Зростає амплітуда щорічних врожаїв с/г культур.
- Зростає вірогідність лесових пожеж, нові шкідники.

Загроза 4: Вплив на здоров'я населення та біокліматичні ресурси

- Хвилі жаркої погоди стають частішими та більш інтенсивними на всій території України.
- Збільшується вірогідність небезпечних гідрометеорологічних явищ (повені, шквали, смерчі).
- Поява нових захворювань.
- Проблеми з забезпеченням населення якісною питною водою.
- Зміни біокліматичних та рекреаційних ресурсів.

Загроза 5: Вплив змін клімату на ЖКХ

- Зміни тривалості опалювального сезону.
- Збільшення витрат на кондиціонування у літній період.
- Збільшення витрат на попередження наслідків повеней, зливних опадів, шквалів тощо.

- Проблеми водозабезпечення населення.
- Збільшення витрат на укріплення узбережних смуг.

Національні дії⁵

- Указ Президента України від 10 грудня 2010 р. № 1119 «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 17 листопада 2010 року «Про виклики та загрози національній безпеці України у 2011 році» у частині абзацу другого підпункту «в» пункту 5 рішення РНБОУ.
- План організації виконання Указу Президента України від 10 грудня 2010 р. № 1119, схвалений на засіданні Кабінету Міністрів України 22 грудня 2010 р. (протокол № 76) доручає Державному агентству екологічних інвестицій України разом із заінтересованими центральними та місцевими органами виконавчої влади розробити та затвердити **Національний план адаптації до зміни клімату** з визначенням джерел фінансування заходів.

Зміст проекту Національного плану адаптації до зміни клімату:

1. Створення організаційних передумов і наукового підґрунтя для реалізації державної політики у сфері адаптації до зміни клімату.
2. Реалізація заходів з адаптації до зміни клімату на загальнодержавному рівні.
3. Формування регіональної політики з питань адаптації до зміни клімату.
4. Визначення специфічних заходів з адаптації до зміни клімату у сфері охорони здоров'я та в галузях (секторах) економіки з метою планування галузевих (секторальних) програм розвитку.

Ключові сектори:

- Контроль екстремальних метеорологічних явищ та стихійних лих і катастроф, пов'язаних зі зміною клімату;
- Сільське господарство та продовольча безпека;
- Водні ресурси;
- Охорона здоров'я;
- Енергетика;
- Будівельна галузь;
- Лісові ресурси.

Рішення Міжвідомчої комісії із забезпечення виконання Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (4 квітня 2013 року)

⁵ Використанні матеріали презентації «Діяльність з адаптації до зміни клімату: проблеми розроблення Національного плану», Трофимової І. В., к.ф.-м.н., Харитонова Р. Ю., к.псих.н. відділ стратегічного планування, Державне агентство екологічних інвестицій України

1. Держкоінвестагентству:

- ✓ забезпечити завершення виконання усіх заходів, передбачених Планом першочергових заходів з адаптації до зміни клімату на 2012 рік;
- ✓ забезпечити взаємодію з центральними та місцевими органами виконавчої влади, НАН України щодо формування проекту Національного плану адаптації до зміни клімату;
- ✓ розробити та забезпечити узгодження в установленому порядку проекту акта Уряду щодо затвердження Національного плану адаптації до зміни клімату.

2. Мінприроди:

- ✓ покращити координацію щодо підготовки Національного плану адаптації до зміни клімату;
- ✓ подати на розгляд Кабінету Міністрів України проект акту Уряду щодо затвердження Національного плану адаптації до зміни клімату.

УДК 502.175

Я. И. Михеев

*Государственное агентство экологических инвестиций Украины,
г. Киев*

МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЕСТРА ДЛЯ УЧАСТИЯ ВО ВТОРОМ ПЕРИОДЕ ДЕЙСТВИЯ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА

С 1 января 2013 года до 31 декабря 2020 года наступает второй период действия Киотского протокола, или возникнут новые обязательства стран в связи с подписанием нового глобального климатического соглашения.

Объемы реализации углеродных единиц Украины в первом периоде действия обязательств Киотского протокола (рис. 1) и ввод в обращение Единиц сокращения выбросов по проектам совместного осуществления на мировом рынке (рис. 2) показывают лидирующее положение Украины на этом рынке.

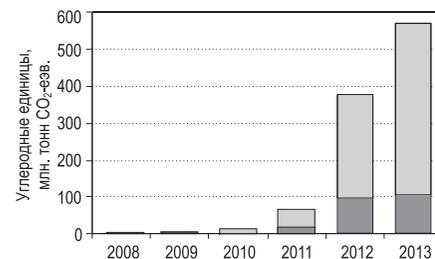


Рис. 1. Объемы реализации углеродных единиц Украины (на 1.06.2013)



Рис. 2. Ввод в обращение Единиц сокращения выбросов по проектам совместного осуществления на мировом рынке (на 29.05.2013)

Переход Европейского Союза на Консолированную систему реестров состоялся в июне 2012 г.

1. Консолированная система не нарушает независимость реестров, входящих в нее, и реестры работают независимо один от другого.

2. Для усиления безопасности транзакций в консолидированной системе принят ряд мер по аутентификации, контрольных кодов и пр. Код счета дополнен в конце двухбайтной контрольной суммой, то есть счет NN-TTT-XXXXXXX-0 преобразован в NN-TTT-XXXXXXX-YY, где NN – код страны, TTT – код типа счета, XXXXXXX – собственно код счета, YY – контрольная сумма.

3. Для транзакций из реестров стран, не входящих в ЕС (Украина, Россия, Швейцария и т.д.) ничего не изменилось, то есть возможны транзакции только на счета NN-TTT-XXXXXXX-0, с обязательной информацией о стране реестра.

Особенности ведения реестра во втором периоде Киотского протокола

- Новые правила автоматической проверки стран на соответствие требованиям Киотского протокола / Eligibility Rules and Automated Validation.
- Новая деятельность по землепользованию, болотам / New LULUCF Activity (Wetlands).
- Помощь слаборазвитым странам – 2 % единиц с каждой транзакции / Share of Proceeds (SOP).
- Резерв излишка предыдущего периода и его перенос на последующие периоды / Previous Period Surplus Reserve (PPSR) and Carry-over.

- **Списания по статье 3.7ter, принятой в Дохе, Катар 07.12.2012** / Article 3.7ter Cancellation.
- **Списания по повышению амбиций** / Ambition Increase Cancellation.
- **Улавливание и хранение углерода** / Carbon Capture and Storage (CCS).
- **Изменение форм отчетности во втором периоде** / CP2 SEF Updates.
- **Процедуры по приложению Н** / Annex H Procedures.
- **Процедуры периода проверки (между периодами)** / True-up Period Procedures.
- **Расчет лесохозяйственной деятельности** / Forest Management Calculations.
- **Расчет резерва периода обязательств** / CPR Calculation.
- **Единицы новых рыночных механизмов** / New Market Mechanism Units.

Предпринимаются шаги для создания полноценной системы торговли выбросами, в перспективе имеющей возможность войти в Европейскую. В качестве примера стоит привести проект соответствующего Закона Украины, прошедший первое чтение в парламенте 22 октября 2010 г., предусматривающий значительные штрафы за превышение выбросов парниковых газов.

Проект ЗАКОНУ УКРАЇНИ «Про регулювання у сфері енергозбереження»

- Стаття 35. Санкції
- Розмір штрафу повинен бути пропорційний кількості відсутніх обсягів прав на викиди парникових газів і встановлюється у розмірі п'ятдесяти неоподатковуваних мінімумів доходів громадян за кожну тону CO₂-еквіваленту викидів парникових газів даного оператора установки, на викид яких такий оператор установки не отримав право на викиди парникових газів.

UAA чи UAU?

UAA – український дозвіл (по аналогії з європейським дозволом EUA)

UAU – українська одиниця (по аналогії з Киотськими одиницями)

Ведение реестра в условиях национальной системы торговли разрешениями на выбросы

1. Работа Реестра для ведения Национального плана распределения разрешений на выбросы парниковых газов

- 1.1. Ведение Национального плана распределения разрешений на выбросы парниковых газов для стационарных установок
 - 1.1.1. Ведение счетов операторов установок
 - 1.1.2. Ведение счетов верификаторов
- 1.2. Ведение Национального плана распределения разрешений на выбросы парниковых газов для транспортных операторов
 - 1.2.1. Ведение счетов транспортных операторов
 - 1.2.2. Ведение счетов верификаторов
2. Ведение внутренней схемы торговли разрешениями на выбросы парниковых газов
 - 2.1. Ведение счетов торговых компаний
 - 2.2. Ведение счетов торговых площадок (бирж)
 - 2.3. Обеспечение безопасности и безошибочности проведения операций во внутренней схеме торговли разрешениями на выбросы парниковых газов
 - 2.4. Обеспечение возможности использования Киотских единиц во внутренней схеме торговли на выбросы для выполнения предприятиями своих обязательств

УДК620.9.64:502.5

В. М. Єрмаков

Державне агентство екологічних інвестицій України, м. Київ

ЗЕЛЕНІ ІНВЕСТИЦІЇ В УКРАЇНІ

Національним агентством екологічних інвестицій України у 2009 році було укладено 5 договорів продажу одиниць (частин) установленної кількості (далі – Договір продажу ОУК) з Організацією з розробки нових енергетичних та промислових технологій, японськими енергокомпаніями і Міністерством сільського господарства, харчування та навколишнього середовища Іспанії. Загальна сума коштів, які надійшли від продажу одиниць (частин) установленної кількості викидів парникових газів, передбаченого статтею 17 Киотського протоколу, складає 470 млн. євро.

Згідно з Порядком розгляду, схвалення та реалізації проектів цільових екологічних (зелених) інвестицій та пропозицій щодо здійснення

заходів, пов'язаних з реалізацією таких проектів і виконанням зобов'язань сторін Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (далі – Порядок), затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 22.02.2008 № 221 (Схема зелених інвестицій), схвалено 530 проектів соціального спрямування, в тому числі: 529 проектів цільових екологічних (зелених) інвестицій з теплосанації (утеплення фасадів, заміна вікон і дверей в будівлях) об'єктів соціальної сфери (далі – Проекти) у 24 регіонах України загальною вартістю 1 920,9 млн. грн. і очікуваними щорічними скороченнями викидів парникових газів 65,9 тис. т CO₂-екв., та проект «Технічне переоснащення світильників на основі ламп розжарювання на світильники на основі LED технологій для скорочення викидів парникових газів та покращення соціально-економічних умов ум. Новограді-Волинському Житомирської області» загальною вартістю 23,4 млн. грн. і очікуваними щорічними скороченнями викидів парникових газів 2,0 тис. т CO₂-екв. Зазначені вище проекти відповідають вимогам чинного законодавства (таблиця).

Крім проектів соціального спрямування, для реалізації включені 6 великомасштабних проектів з використанням японських технологій, які також погоджені Японською стороною:

- проект «Будівництво очисних споруд по очищенню шахтних вод шахти ім. П. Л. Войкова, у м. Свердловськ Луганської області» (96,5 млн. грн.);
- проект «Реконструкція котельні кварталу №165 з впровадженням теплових насосів, м. Дзержинськ Донецької області» (62,3 млн. грн.);
- проект «Комплексна модернізація вагонів типу «Е» та його модифікації з впровадженням асинхронного тягового приводу на КП «Київський метрополітен» (985 млн. грн.);
- проект «Технічне переоснащення (заміна рухомого складу) існуючих патрульних автомобілів у МВС України автомобілями з гібридною силовою установкою» (380,7 млн. грн.);
- проект «Реконструкція системи тепlopостачання мікрорайонів «Сонячний» і «Будівельник» в м. Горлівка, Донецька обл. (І черга)» (149,7 млн. грн.);
- проект «Впровадження раціонального споживання енергії з використанням сучасних високоефективних технологій на території ДПУ «Міжнародний дитячий центр «Артек» (І пусковий комплекс)» (194,9 млн. грн.).

Розподіл проектів СЗІ у соціальній сфері за регіонами

№	Місце виконання (регіон)	Кількість проектів	Вартість, грн.	Скорочення викидів ПГ, тонн CO ₂ -екв./рік
1	АР Крим	105	390 791 765	11 990,73
2	Вінницька обл.	3	6 566 544	467,97
3	Волинська обл.	5	46 272 473	1 617,13
4	Дніпропетровська обл.	11	11 366 035	559,60
5	Донецька обл.	62	258 961 668	8 740,17
6	Житомирська обл.	12	81 706 093	3 161,10
7	Закарпатська обл.	7	59 623 517	1 708,95
8	Запорізька обл.	72	157 457 995	6 539,67
9	Івано-Франківська обл.	33	59 468 465	2 232,60
10	Київська обл.	2	18 155 708	1 262,24
11	м. Київ	21	103 285 964	3 279,74
12	Кіровоградська обл.	10	38 253 924	2 034,37
13	Луганська обл.	38	248 717 589	6 538,74
14	Львівська обл.	15	45 758 933	1 734,74
15	Миколаївська обл.	17	50 252 427	1 584,34
16	Одеська обл.	4	62 594 795	1 131,31
17	Полтавська обл.	17	28 281 147	1 190,16
18	Рівненська обл.	0	–	–
19	Сумська обл.	8	39 163 032	1 087,88
20	Тернопільська обл.	8	17 870 798	688,40
21	Харківська обл.	25	84 363 940	4 488,40
22	Херсонська обл.	2	2 409 401	153,20
23	Хмельницька обл.	37	92 569 227	3 595,60
24	Черкаська обл.	1	2 597 845	169,57
25	Чернігівська обл.	0	–	–
26	Чернівецька обл.	15	37 767 135	1 936,21
27	м. Севастополь	0	–	–
Всього:		530	1944 256 420	67 892,82

За Договором продажу ОУК з Іспанською стороною на засіданні спільного Наглядового комітету 11.09.2012 у м. Мадрид (Іспанія) було відібрано для реалізації проектні пропозиції, за якими завершується розробка проектної документації:

- проект з виробництва та постачання теплової та електроенергії за рахунок збору біогазу шляхом переробки тваринницьких органічних відходів;
- проект з модернізації 15 теплових станцій в місті Севастополь;
- проект з будівництва вітроустановок з метою створення автономного вітропарку для енергозабезпечення Дніпровського машинобудівного заводу;
- проект зі збору метану та виробництва електроенергії за будьяким із наступних міст: Луганськ, Дніпродзержинськ Енергодар, Мелітополь, Бердянськ.

На сьогодні завершено роботи з теплосанації на 205 об'єктах освіти та охорони здоров'я (з них 44 проекти – у АР Крим, 10 проектів – у Харківській області, 23 проекти – у Івано-Франківській області, 30 проектів – у Луганській області, 31 проект – у Запорізькій області, 5 проектів – у Тернопільській області, 7 проектів – у Сумській області, 13 проектів – у Хмельницькій області, 14 проектів – у Полтавській області, 1 проект – у Вінницькій області, 5 проектів – у Закарпатській області, 4 проекти – у Львівській області, 4 проекти – у м. Києві, 2 проекти – у Одеській області, 1 проект – у Черкаській області та 11 проектів у Чернівецькій області), стан реалізації яких проінспектовано незалежною міжнародною аудиторською компанією «ТЮФ Рейнланд».

Схема зелених інвестицій (СЗІ)

Класична версія – процедура розгляду проектів СЗІ в Україні



СОВРЕМЕННЫЕ МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ. УСЛУГИ БЮРО ВЕРИТАС В СФЕРЕ ДОСТИЖЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ЭКОНОМИКИ

Множество международных форумов по устойчивому развитию, в том числе климатических конференций, состоявшихся за последние годы, оставили открытыми насущные и требующие безотлагательного решения вопросы: кто возглавит битву за глобальное изменение климата, какие программы должны и будут внедряться и на каких законных основаниях?

Бюро Веритас в этих дебатах играет уникальную роль. С одной стороны, мы предоставляем консультации по вопросам разработки различных стандартов и схем правительствам и законодательным органам, с другой – получаем информацию от наших клиентов об их практической реализации. Интересно то, что результаты всех международных встреч оказались более обнадеживающим, чем может показаться на первый взгляд. Вполне очевидно, что для многих отсутствие глобального политического консенсуса означает конец принятых обязательств по сокращению углерода и сроков их реализации. Однако необходимо признать, что есть и другие заинтересованные стороны, те, которые стремятся заполнить этот пробел. Осуществляя свою деятельность, международное техническое общество Бюро Веритас наряду с национальными и региональными правительствами, корпорациями и другими неправительственными организациями принимает участие в разработке и внедрении высокоэффективных инициатив по сокращению углеродных выбросов. И, вопреки распространенному мнению, многие из этих инициатив осуществляются в быстрорастущих странах.

Многие причины, начиная с быстрого экономического роста до роста населения, вынуждают эти страны столкнуться лицом к лицу с такими проблемами, как нехватка воды и загрязнение воздуха, что создает необходимость действовать на местном уровне, действовать решительно и без промедления.

Диапазон эти «местных» и отраслевых схем, которые в ближайшие годы будут формировать передовую линию в борьбе против изменения климата, варьируется от чисто добровольных до строго регулируемых.

Руководители крупных мировых бизнесов со своей стороны тоже не дремлют, ставя перед своими компаниями амбициозные цели по сокращению выбросов своих ПГ, и предпочитают заявлять об этом открыто и прозрачно.

Верификация третьей стороной находится в самом сердце углеродных схем

Бюро Веритас работает с крупнейшими компаниями и промышленными органами в самых различных отраслях, начиная с морских грузоперевозок и заканчивая тяжелой промышленностью и строительством. Совместно мы определяем те инновационные направления в управлении продуктами и производственными процессами наших клиентов, которые приведут к сокращению выбросов ПГ.

Бюро Веритас также является спонсором Проекта публикации углеродных данных (the Carbon Disclosure Project), который является добровольной инициативой по оказанию помощи компаниям в подготовке их отчетности по углеродным выбросам. Важнейшую роль в этих инициативах играют независимая верификация и сертификация, так как в добровольных схемах нашим клиентам особенно важно продемонстрировать прозрачность и надежность предоставляемых ими данных, чтобы иметь возможность аккуратно оценить результаты своей деятельности и внедриться в процесс постоянного совершенствования.

Верификация третьей стороной лежит в сердце таких регулируемых процессов, как схемы торговли углеродом: углеродные кредиты во всем мире являются аналогичными, так как проекты, генерирующие эти кредиты, а также сокращения, достигнутые в результате внедрения этих проектов, подвергаются обязательной независимой проверке – валидации и верификации – со стороны таких органов, как Бюро Веритас.

Повышение прозрачности и внедрение новых подходов

Что день грядущий нам готовит?

Во-первых, так как международные соглашения относительно далеки и неопределенны, вполне очевидно, что в ближайшей перспективе главным источником сокращений парниковых газов будут добровольные схемы. Вероятно, будет появляться больше «местных» схем, вне-

ряемых на локальном уровне, а также инициатив, предпринимаемых на уровне компаний. Схемы, которые были успешно внедрены в отдельно взятой стране или регионе, будут возобновляться в других странах и регионах. В результате, в течение ближайших пяти лет вероятно появление еще большего количества углеродных рынков в Азии, Латинской Америке и Африке.

Во-вторых, следует отметить, что многим компаниям удалось добиться значительных сокращений выбросов ПГ путем упразднения очевидно неэффективных мероприятий, и их следующим шагом на пути продвижения к статусу углеродной нейтральности будет необходимость в еще более эффективном управлении ресурсами в производственном процессе. Это в свою очередь потребует применения новых подходов в измерении результативности и оценки эффективности.

В-третьих, инициативы, исходящие снизу, должны поддерживаться правительствами и международными органами.

Так, Международной Организацией Стандартизации (International Standard Organization – ISO) были разработаны серии специальных стандартов, помогающих систематизировать процедуры и унифицировать требования к определению количества выбросов ПГ, подготовки и ведению отчетности и мониторингу, их верификации, а также органов, призванных ее осуществлять. ISO 14064, ISO 14065, ISO 14066, ISO 14067 and ISO 14069 обеспечивают согласованный международный формат для измерения выбросов ПГ, верификаций заявлений по ним и аккредитации органов, осуществляющих эту деятельность.

И, так как компании, НГО и правительства находятся в совместном поиске новых решений проблем устойчивого развития, обеспечение прозрачности и достоверности становится необходимой платформой для их сотрудничества. На этом фоне независимая оценка, верификация и сертификация приобретают возрастающую ценность. Постоянное развитие услуг, связанных с устойчивым развитием, включено в стратегию Бюро Веритас. Наш инженерный опыт, глубокое знание отраслей и осуществление деятельности на глобальном уровне поможет нашим клиентам достигать устойчивого развития, внедрять новые продукты, процессы и услуги, которые в свою очередь будут позитивно влиять на мир вокруг них.

ОПЫТ КОРПОРАЦИИ «ТЕПЛОЭНЕРГИЯ» ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ХАРЬКОВСКОЙ ОБЛАСТИ, НАПРАВЛЕННОМУ НА СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА

Главным вопросом, главной движущей силой в экономичном теплообеспечении зданий Украины должно быть снижение потребления дорогого импортного газа.

Сопоставляя технико-экономически различные направления теплообеспечения можно принимать решения типа: что лучше – утеплять здания или делать новые системы на новых видах топлива; заменять негодные теплотрассы на современные или делать индивидуальные системы и т.д. и т.п.

Первым в вопросе теплообеспечения во всем мире ставится положение о «теплом доме», т.е. таком здании, в котором все тепловые потери сведены до минимума за счет правильно выбранных типов и материалов ограждающих конструкций в новом строительстве и в реконструируемых (утепляемых) зданиях. Ни для кого не секрет, что наши нормативы 60–90-х годов были значительно выше (в 1,5–3 раза) по теплопроводности ограждающих конструкций. Стены и перекрытия зданий проектировались заведомо «холодные», требующие для своего отопления значительно больших энергозатрат по сравнению с аналогичными зданиями за рубежом. Методы теплоизоляции трубопроводов тепло- и водоснабжения, воздухопроводов, дымовых труб безнадежно устарели и отстали от мировой практики. Сейчас уже есть определенные достижения в изменении нормативов и внедрении в производство реальных методов утепления зданий.

Наглядным примером нерациональности применения ненадежных конструкций является состояние тепловых сетей. Будучи одной из самых передовых стран мира по развитию общепризнанного наиболее экономичным централизованного комбинированного теплоснабжения от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), Украина вынуждена заниматься децентрализацией теплоснабжения только из-за некачественной прокладки тепловых сетей. Весь мир уже около полувека проектирует, монти-

рует и эксплуатирует тепловые сети, выполненные только из предварительно изолированных пенополиуретаном (ППУ) трубопроводов. Мы же в течении 60–90-х годов строили тепловые сети, применяя заведомо негодные технические решения (минеральные ваты, гидрофобный мел, битумоперлит, керамзит и т.д.). В результате применения своих «оригинальных» решений мы имеем все системы теплоснабжения или вообще непригодные к эксплуатации, или имеющие недопустимые утечки 15–30 % против 1–1,5 % при прокладке общепринятой в мировой практике предизолированной трубы. Ошибочным результатом такого состояния труб следует ложный вывод о непригодности и неэкономичности всей системы централизованного теплоснабжения и необходимости замены ее на индивидуальное отопление.

Наши передовые разработчики, конструктора и изготовители котлов создают лучшие образцы оборудования с высочайшим КПД. В то же время из-за недостатков в утеплении и утечек мы имеем очень низкий КПД систем в целом.

Задача утепления существующих жилых и общественных зданий должна быть первоочередной. Мы имеем опыт утепления ряда объектов и достижения реальной экономии газа более 30 %.

Мировой опыт свидетельствует о невозможности решить вопрос полного охвата всех жилых зданий утеплением без привлечения инвестиций самих владельцев жилых зданий. Для создания условий инвестирования владельцами каждой квартиры нужно обеспечить специальную систему кредитования и возврата вложенных средств с учетом применения государственных гарантий для жильцов домов коммунальной собственности. До установки счетчиков тепла в каждой квартире представляется целесообразным внедрение в практику ценообразования дифференцированных тарифов для утепленных и неутепленных домов и квартир. *Утеплить квартиру – плати по сниженному тарифу.* Из сказанного выше видно, что «пассивное теплообеспечение» может дать значительное снижение (не менее 30 %) расхода топлива на источнике тепла.

Реальным направлением развития современного теплообеспечения является замена импортного газа на уголь и местное биотопливо. Украина имеет богатейший опыт работы систем централизованного и индивидуального теплоснабжения на угле. До 60-х годов прошлого столетия большинство ТЭЦ и котельных Украины работали на угле, при этом сжигание угля на ТЭЦ происходило по высокотехнологичным схемам. Уголь измельчался в дробилках и в виде угольной пыли

подавался в топки. В Харьковской области есть опыт сжигания угля в «кипящем слое» и другие примеры.

Открытие в Украине и СССР месторождений дешевого газа в середине прошлого столетия повлекло повсеместный перевод всех ТЭЦ и котельных с угля на газовое топливо. Как правило, перевод с твердого на газовое топливо повлек за собой демонтаж всего топливоприготовительного оборудования и большей части котлов. Поэтому не может быть и речи о так называемом переводе газовых котлов на уголь. Любый желающий заниматься переводом с газового на твердое топливо должен четко понимать принципиальную разницу между сжиганием разных видов топлива и системами очистки продуктов сгорания газа и угля, т.е. экологическую разницу.

Для сжигания газового топлива нужна одноэтажная котельная. В случае сжигания угля котельная имеет трехэтажную компоновку: 1 этаж – золоудаление; 2 этаж – сжигание угля в топке; 3 этаж – углеподача. Компоновка котельной может варьироваться, но принципиальная схема не меняется. Естественно, несерьезно говорить о замене на всех котельных любой мощности газового топлива на уголь. Мы не можем возвращаться в прошлое и создавать в городах склады угля и шлака возле каждой котельной. При этом необходимо будет устанавливать и специальные очистительные установки для соблюдения экологических требований. Поэтому основное направление замены газового топлива на уголь – это переоборудование действующих ТЭЦ и крупных районных котельных с устройством соответствующих складов, подъездных путей, систем углеподачи, золоудаления и очистки выбросов.

На малых котельных в городах и небольших населенных пунктах применение твердого топлива (брикетов, пиллет и т.п.) следует развивать в действующих газовых котельных. Такое решение позволит нам при наличии твердого топлива замещать им газовое, а в случае необходимости оперативно переключаться на газ. Комбинированные схемы «газовые – твердотопливные котлы» позволяют нам достигать степени замены газового топлива от 0 % до 100 %. В Харьковской области мы имеем уже несколько таких котельных.

Хотим мы этого или не хотим, но для существующих городов теплообеспечением является централизованное теплоснабжение. Общеизвестно, что самым «слабым звеном» централизованного теплоснабжения являются тепловые сети. Поэтому замена всех действующих тепловых сетей на предварительно изолированные пенополиуретаном остается одной из главных задач современного теплообеспечения. Приведение теп-

ловых сетей в соответствии с современным требованиям даст снижение расхода топлива на нужды отопления в целом по стране до 15 %.

Одним из принципиальных вопросов теплообеспечения является широкое внедрение современных схем работы централизованного и индивидуального теплоснабжения. Не нужно искать противоречий, достоинств и недостатков централизованных и индивидуальных систем теплоснабжения. Следует не выискивать преимуществ одной или другой системы. Нужно их объединить в единое целое, при этом использовать лучшее одной и другой системы. Объединение централизованной и индивидуальных квартирных систем отопления предлагается выполнить путем связи централизованной системы с индивидуальной по независимой схеме через пластинчатые теплообменники на вводе в каждое здание и «разделительные стрелки» в каждой квартире. При этом каждая квартира имеет свою самостоятельную систему отопления с электрическим источником тепла. Возможно также применение теплоаккумулирующих схем и учет электроэнергии по трехставочному тарифу.

Развитием экономичного теплообеспечения является модернизация всех существующих практически нерегулируемых одноконтурных систем отопления с превращением их в регулируемые системы с возможностью отключения или регулирования каждого нагревательного прибора в каждом помещении. При этом следует обязательно оснастить все домовые и квартирные системы отопления счетчиками тепла.

Наличие счетчика тепла – это основной стимул экономии тепла и, следовательно, собственных расходов абонента. При наличии счетчика тепла у каждого жильца появляется стимул для утепления ограждающих конструкций своей квартиры и всего здания.

Мусоросжигание – это экология, энергосбережение, экономика (ЭЭЭ). В восьмидесятых годах в СССР и, в частности в Украине, велась планомерная работа по строительству мусоросжигательных заводов, в первую очередь, для решения экологических вопросов, а попутно и использованию тепла для целей теплоснабжения. Мусоросжигательные заводы в Украине были построены в г. Севастополе, г. Харькове, г. Киве, Кривом Роге. Был также спроектирован и закуплено оборудование для мусоросжигательного завода в г. Донецке. Заводы достаточно успешно решали экологическую проблему – сжигание мусора, в меньшей мере решали вопросы теплоснабжения. Так Харьковский завод, входящий в состав объединения Харьковтеплоэнерго, проработав более 20 лет, утилизировал около 50 % всего реального бытового мусора города. Эта цифра зачастую вызывает очень нездоровую реакцию у оппонентов. Но

факт есть факт, конечно, если сравнивать фактические показатели сжигаемого на заводе мусора с количеством ранее поступающего на свалку, то 50 % не получается. Цифра значительно ниже. Однако, все объясняется очень просто. Мусор, поступивший на свалку, учитывался по талонам без взвешивания, а мусор, поступавший на завод, обязательно взвешивался. Понятно, что его сразу же стало меньше в целом по годовой отчетности на долю поступающую на завод.

Что касается теплоснабжения от Харьковского мусоросжигательного завода, то в проектом решении его не было. В процессе эксплуатации ОПО «Харьковтеплоэнерго» решило и вопрос теплоснабжения, построив теплотрассу до овощной фабрики и ЖБК, а также соорудив новую «пиковую котельную» на заводе. Тепло от завода, кстати, очень дешевое тепло, подали, но, увы, наладить стабильную эксплуатацию не успели. «Борцы за экологию» против мусоросжигания победили.

К величайшему сожалению Харьковский завод был 10 лет тому назад остановлен, разрезан на металлолом, в том числе и все новое оборудование (3 комплекта котлов, купленных в Донецке), а в последние годы демонтировали и само здание завода. Осталась только труба. Победили противники мусоросжигания, только победа оказалась Пиррова. Свалок или, по-научному, полигонов не хватает. Город засыпан мусором. Экологически чистые процессы типа высокотехнологичного производства биогаза, пиролиза и т.д. дальше разговоров и помпезных выставок не идут. Однако, похоже, одумались наши власть предержащие и уже звучат заявления на очень высоком уровне о необходимости строительства в Украине новых мусоросжигательных заводов.

Использование мусоросжигательных заводов в качестве источников тепла – это обычная практика во всем цивилизованном мире. Примеры Дании, Франции, Австрии, Швейцария, Чехия, Словакия. Мусоросжигание успешно развилось и в высокотехнологичной Японии. Конечно, все решено на значительно более высоком уровне проектирования, строительства и эксплуатации. Заводы в Вене, Токио, Лионе и других местах стоят фактически в парковой зоне. Об их наличии догадываются только по веренице мусоровозов. По тепловой части заводы через теплораспределительные станции, оборудованные пластинчатыми теплообменниками, присоединены к городским тепловым сетям. Для Украины, стремящейся к наиболее эффективному энергоснабжению, мусоросжигательные заводы наилучший и реальный путь.

Что касается развития других нетрадиционных источников тепла таких как: тепловые насосы, гелиоустановки, термальные воды, энер-

гия ветра, тепло фекальных стоков, то, безусловно, нужно всячески приветствовать и поддерживать их появление и развитие. Нынешняя ценовая политика диктует изменение отношения к элетроотоплению, особенно зданий и сооружений с переменным режимом работы. Широкое распространение должны получить системы электроотопления с баками-аккумуляторами. Однако, нужно четко видеть реальность массового внедрения в обозримом будущем новых решений и их долю производства тепла в общем объеме теплоснабжения. Это очень важно, так как «лучшее всегда враг хорошего». Наша первоочередная задача – привести в соответствие мировым уровням имеющиеся традиционные теплосистемы.

Современное теплообеспечение требует пересмотра отношения к централизованному горячему водоснабжению. Нынешнее положение цен на топливо и электроэнергию зачастую создает предпосылки для замены централизованного горячего водоснабжения на индивидуальное от квартирных электронагревателей.

Жизнь не стоит на месте. Меняются материалы, оборудование, состояние цен, принципиальные технические решения по преобразованию энергоносителей в тепловую энергию и многое другое, что требует от специалистов-теплоснабженцев принятия и внедрения соответствующих новых технических решений.

УДК 662.66

А. М. Гуля

*Филиал Харьковское ЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром»,
г. Харьков*

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦКС ДЛЯ СЖИГАНИЯ НА ТЭЦ УГЛЕЙ УКРАИНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сегодня энергосистема Украины нуждается в развитии маневренных, экологически чистых энергогенерирующих мощностей, работающих на отечественном угле и эффективно участвующих в суточном регулировании графиков электрической нагрузки. Энергетика Украины

идет по пути модернизации крупных угольных энергоблоков 150-300 МВт, которые составляют основу тепловой генерации Украины.

Наряду с традиционными пылеугольными котлами, технология сжигания угля в топках котлов циркулирующего кипящего слоя (ЦКС) в настоящее время признана одной из наиболее перспективных в мире для развития современной угольной энергетики. Это подтверждается интенсивным вводом новых котельных мощностей по этой технологии ведущими мировыми энергетическими фирмами, такими как Foster Wheeler, Alstom, Babcock&Wilcox, Lurgi Lentjes, Rafako и др.

Бурное развитие технологий ЦКС обусловлено требованиями к более широкому диапазону регулирования нагрузки, сокращению использования дорогостоящего высокорекреационного топлива на подсветку и повсеместным ужесточением экологических требований по защите атмосферы от выбросов оксидов серы и азота, которые очень трудно соблюдать при сжигании углей в традиционных пылеугольных котлах по факельной технологии.

С 01.02.2011 г. Украина является членом Европейского Энергетического Сообщества, взяв на себя ряд обязательств, в числе которых Директива 2001/80/ЕС «Об ограничении выбросов некоторых загрязняющих веществ в атмосферу от крупных установок сжигания». Директива предусматривает оснащение энергогенерирующих предприятий системами газоочистки и снижение удельных выбросов до уровня европейских нормативов в период до 01.01.2018 г.

Эффективная эксплуатация угольных ТЭС и ТЭЦ с высокими экологическими показателями напрямую зависит от выбора технологии сжигания твердого топлива.

Высокие температуры и тепловые напряжения топочного объема, необходимые для воспламенения угольной пыли при факельном сжигании, способствуют образованию в топке котла окислов азота в большом количестве, а содержащиеся в твердом топливе соединения серы преобразуются в оксиды серы, выбрасываемые с уходящими газами. Таким образом, угольная ТЭЦ становится источником сверхнормативных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу городов.

Технология ЦКС обеспечивают протекание топочных процессов при температуре порядка 850–950 °С с одновременной подачей в зону горения известняка. Относительно низкая температура горения существенно снижает образование окислов азота по сравнению с факельным сжиганием. Многократная циркуляция топлива с сорбентом обеспечивает качественное воспламенение и выгорание углерода топлива, а

также эффективное химическое связывание серы топлива элементами известняка (до 95 %). В совокупности это приводит к радикальному снижению NO_x и SO_x , концентрация которых в дымовых газах достигается на уровне 200 мг/м³ без применения дорогостоящих и труднокомпонуемых систем **серо-азотоочистки**.

Зарубежный опыт эксплуатации угольных ТЭЦ и ТЭС с факельным сжиганием подтверждает возможность достижения экологически безопасных концентраций загрязняющих веществ в уходящих газах только при условии оборудования их современными установками серо-азотоочистки. Однако стоимость таких установок сопоставима со стоимостью основного оборудования ТЭЦ. Ориентировочная сумма затрат на оборудование энергоблока 200 МВт **серо-азотоочисткой** составляет \$ 25 млн.

Существенным при работе на угле является вопрос размещения золошлаковых отходов, которые в значительном количестве накапливаются при сжигании твердого топлива. Положительным фактором применения котлов ЦКС является возможность использования в строительной индустрии сухой золо-гипсовой смеси после котлов.

Значительное влияние на режимы и надежность работы энергосистемы Украины оказывает состояние и технико-экономические показатели работы городских ТЭЦ. Доля теплоэлектроцентралей в структуре полезного отпуска электроэнергии в энергорынок (ОРЭ), в среднем по году, превышает 6 %. Объем полезного отпуска электроэнергии от ТЭЦ составляет более 10 млрд. кВт·ч в год., а отпуск тепловой энергии 19,5 млн. Гкал в год.

Украинские ТЭЦ, использующие в качестве топлива природный газ и мазут, испытывают финансовые трудности с 2006 года, — после того, как началось подорожание импортного природного газа для Украины с \$ 50 до \$ 500 за 1 тыс. м³. Высокая стоимость импортного природного газа приводит к значительному росту себестоимости электрической и тепловой энергии. При этом цены на энергетический уголь в Украине колеблются незначительно, в пределах мирового уровня цен \$ 50–100 за тонну.

Конкурентоспособность комбинированного производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ напрямую зависит от таких факторов, как применяемое топливо, технология сжигания, единичная мощность основного оборудования его параметры и физическое состояние, экологические показатели.

Нельзя забывать об огромных объемах тепловой энергии, производимой в коммунальном секторе, который одномоментно заменить индивидуальным теплоснабжением невозможно.

Сегодня наиболее рациональным является выполнение реконструкции и замены отработавшего ресурс основного оборудования ТЭС и ТЭЦ с одновременным переходом на сжигание рядовых углей украинских месторождений. Предлагаемые проектные решения позволяют выполнять модернизацию оборудования с повышением технико-экономических показателей до современного уровня.

Для решения задачи модернизации наше предприятие предлагает в габаритах существующего здания ТЭЦ устанавливать новые, маневренные, экологически чистые котлы ЦКС, на основании опыта и при участии американской компании «B&W» (США). Данная технология предполагает сжигание отечественных углей ухудшенного качества, в том числе бурого, отходов обогащения угля, а также биомассы, продуктов нефтепереработки и другого низкосортного топлива.

Котлы ЦКС, разработанные «B&W», имеют ряд преимуществ перед котлами других мировых производителей котельного оборудования. Такие котлы имеют наибольшую степень внутритопочной циркуляции твердых частиц, чем обеспечивают глубину выгорания топлива и связывания серы. Такой котел обладает большей маневренностью, более компактен, проще в управлении. Оценка этих преимуществ, а также испытания по сжиганию украинских антрацитов в опытной установке «B&W» были выполнены Харьковским ЦКБ на этапе выбора технологии в 1995 году.

Массовые характеристики и компоновка котла ЦКС фирмы «B&W» близки к установленным на ТЭС пылеугольным котлам такой же производительности. Капитальные вложения в строительство котельной установки с котлами ЦКС предлагаемой конструкции ниже, чем на строительство традиционных пылеугольных котлов с установкой серо- и азотоочистки, что подтверждено в ТЭО объектов.

Примером может служить разработанная для ГП ПО «ЮМЗ им. А. М. Макарова» концепция перевооружения ТЭЦ, которая предполагает строительство энергоблока 175 МВт украинского производства в габаритах существующего машинного зала. Такой энергоблок включает паровой котел ЦКС, спроектированный и изготовленный предприятием «Котлотурбопром» (г. Харьков), паровую турбину на высокие параметры пара с промперегревом производства ОАО «Турбоатом» и электрический генератор производства ГП «Электротязмаш».

Удельный расход условного топлива нетто на производство электроэнергии энергоблока в конденсационном режиме ориентировочно со-

ставит 340–360 гут/кВт·ч, а в среднегодовой перспективе 290 гут/кВт·ч, маневренность, достигаемая без применения подсветочного топлива, – от 100 до 30 %. Техничко-экономические показатели такой ТЭЦ сопоставимы с качеством работы действующих пылеугольных энергоблоков ТЭС на высокие параметры пара и превзойдут их по экологическим показателям. Это дает возможность говорить о конкурентных преимуществах нового энергоблока ТЭЦ на Энергорынке и его круглогодичной загрузке.

Благодаря использованию рядовых углей и инновационного оборудования проект является коммерческим с высокими технико-экономическими и экологическими показателями. Удельные капиталовложения по энергоблоку составляют – 1240 \$/кВт. Срок окупаемости – 5,2 года при неизменных тарифах на тепловую энергию в течение всего времени эксплуатации.

Подобные проекты являются типовым решением для перевода на уголь газовых ТЭЦ. Для этого проработана широкая линейка котлов ЦКС производительностью от 160 до 500 т/ч. Перспективно использование подобных решений для замены выработавших ресурс котлов угольных энергоблоков 200–225 МВт и модернизации энергоблоков СКД 300–325 МВт.

Внедрение технологии ЦКС и увеличение доли таких мощностей в общем балансе производства электроэнергии будет способствовать выполнению Украиной взятых на себя обязательств согласно Директиве 2001/80/ЕС, а электроэнергия, выработанная по экологически чистой технологии, будет пользоваться спросом на энергорынке Украины и в странах Энергетического Сообщества.

Строительство таких энергоблоков в структуре действующих городских ТЭЦ позволит не только решать проблему топливной зависимости ТЭЦ и добиваться снижения коммунальных тарифов на тепло-снабжение за счет использования более дешевого топлива, но также решать проблемы и технологической зависимости.

Инжиниринг на базе имеющегося лицензионного соглашения с фирмой «B&W» (действует на территории СНГ), его изготовление, а также современные системы автоматизации энергоблока готовы выполнить предприятия, входящие в корпорацию «МАСТ-ИПРА».

Харьковский Котельно-механический завод (также входящий в корпорацию «МАСТ-ИПРА») имеет соответствующее современное оборудование и многолетний опыт по изготовлению промышленных котлов, узлов и элементов энергетических котлов, в том числе на

сверхкритические параметры пара. Изготовление всего технологического оборудования на украинских предприятиях даст работу машиностроительной, трубопрокатной и металлургической отраслям экономики.

Таким образом, мы предлагаем проект, реализация которого обеспечит повышение экономической эффективности централизованного теплоснабжения городов Украины с переходом на использование отечественных энергоресурсов, а также повышением конкурентоспособности ТЭЦ на Энергорынке Украины.

Разработаны технико-коммерческие предложения для ряда предприятий в Украине, таких как: Луганская ТЭС, Славянская ТЭС, ГП ТЭЦ-2 «Эсхар» и другие. Предприятие «Котлотурбопром» работает на международном рынке по внедрению технологии ЦКС. Заключены договора, выполняются работы по разработке ТЭР реконструкции ТЭЦ в Казахстане.

Предприятие «Котлотурбопром» работает по созданию серийного производства твердотопливных котлов для коммунальной энергетики, в том числе в кипящем слое на угольном топливе и биомассе. Наше предприятие готово участвовать в коммунальных отраслевых программах по таким котлам, в том числе с привлечением технологий зарубежных фирм, таких как Babcock&Wilcox и Rafako.

УДК 662.61.662.75

Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, Є. Й. Бикоріз, В. І. Капітонов

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТВЕРДОПАЛИВНИХ КОТЛІВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ З НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНИМ КИПЛЯЧИМ ШАРОМ

Реконструкція вугільних котельних малої потужності за технологією киплячого шару передбачає демонтаж існуючих чавунних секційних і сталевих зварних з ручними топками котлів, монтаж нових котлів з топками киплячого шару і допоміжного устаткування в існуючій бу-

© Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, Є. Й. Бикоріз, В. І. Капітонов, 2013

дівлі котельної, що реконструюється, будівництво критого механізованого складу з механічними системами вуглеподачі і шлакозоловидалення. Капітальні витрати на таку реконструкцію лежать в межах від 0,4 до 0,8 млн. грн. в поточних цінах залежно від стану будівельних конструкцій будівлі котельної, ступеня механізації і автоматизації технологічних процесів, наявності механізованого вугільного складу, систем вуглеподачі і шлакозоловидалення.

Економічна ефективність реконструкції визначається в основному економією палива за рахунок підвищення ККД (зниження втрат теплоти від механічної і хімічної неповноти згорання, з димовими газами, від зовнішнього охолодження і з фізичним теплом шлаку).

За середніми оцінками експлуатаційний ККД існуючих вугільних котельних малої потужності з ручним обслуговуванням не перевищує 40 %, а ККД котлоагрегатів з киплячим шаром за даними проведених випробувань і досвіду експлуатації складає ≈ 80 %. З урахуванням цього нижче наведено розрахунок економічної ефективності капітальних вкладень на 1 Гкал/год. встановленої потужності при реконструкції вугільних котельних малої потужності при спалюванні антрацитного штибу.

При спалюванні вугілля з нижчою теплотою згорання $Q_n^p = 4500$ ккал/кг в котлі з топкою ручного обслуговування з ККД котлоагрегата $\eta_k = 0,4$ та питомій тепловій потужності $Q_k = 2$ Гкал/год. розрахункова витрата палива розраховується по формулі $B_k = \frac{Q_k \cdot 10^3}{Q_n^p \cdot \eta_k}$

та складає 1,11 т/год. Витрата палива на 2 МВт в рік розраховується по формулі $V_{рік} = B_k \cdot 5300$ і складає 5883 т/рік. При ціні на паливо $C_n = 1742$ грн./т витрати на паливо розраховуються по формулі $V_n = V_{рік} \cdot C_n$ і складають $V_n = 10,23$ млн. грн./рік.

При спалюванні вугілля з нижчою теплотою згорання $Q_n^p = 4500$ ккал/кг в котлі з топкою киплячого шару з ККД котлоагрегата, $\eta_k = 0,8$ та питомій тепловій потужності $Q_k = 2$ Гкал/год. розрахункова витрата палива складає 0,56 т/год. Витрата палива на 2 МВт в рік складає 2951 т/рік. При ціні палива $C_n = 1742$ грн./т витрати на паливо складають $V_n = 5,14$ млн. грн./рік. Економія на паливі визначена за формулою $E_n = V_{n3} - V_{n4}$ складає $E_n = 5,09$ млн. грн./рік.

Питомі капітальні витрати за проектними даними складають: 0,75 млн. грн./Гкал/год. Термін окупності капітальних витрат розраховується по формулі $\tau = \frac{K \cdot 12}{E_n}$ і складає 1,8 міс.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ В КОММУНАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Одним из барьеров на пути решения проблемы повышения энергетической эффективности систем теплоснабжения городов является неполнота, низкая достоверность, а в отдельных случаях и искажение информации о реальных показателях, характеризующих работу этих систем. Это может повлечь за собой значительный материальный и финансовый ущерб, связанный с принятием неоптимальных управленческих решений.

В этой связи актуальным и своевременным является разработка и внедрение в коммунальной теплоэнергетике систем энергетического менеджмента на основе идеологии международного стандарта ISO 50001 «Energymanagementsystems-Requirementwithguidanceforuse» (Системы энергетического менеджмента – требования и руководство по применению). Эти системы предназначены для решения нескольких задач [1], главной из которых является контроль, анализ и управление эффективностью использования ТЭР. Ниже эта задача рассматривается применительно к тепловому району города, который включает в себя котельную, тепловые сети и определенное количество подключенных к ним зданий.

Система оперативного контроля, анализа и управления эффективностью использования топливно-энергетических ресурсов (СОКАТЭР) в тепловом районе города представляет собой комплекс технических, методических, информационных и программных средств, которые предназначены для работы в определенной организационной среде.

Организационной средой для работы СОКАТЭР является подразделение (группа, отдел, департамент) энергетического менеджмента, которое должно функционировать в составе городской администрации и теплоснабжающей организации.

Технической базой СОКАТЭР являются стационарные и портативные средства измерения, средства вычислительной техники и средства передачи данных. Основным элементом технической базы являются газо-тепло-электро-водосчетчики котельной и теплосчетчики зда-

ний. При отсутствии или неисправности некоторых теплосчетчиков зданий используются расчетные данные.

Функционирование СОКАТЭР заключается в следующем:

- на основании показаний газо-тепло-электро-водосчетчиков котельной и теплосчетчиков зданий на оперативных интервалах времени вычисляется комплекс рассмотренных ниже фактических показателей эффективности использования ТЭР и качества теплоснабжения.
- Определяются нормативные значения рассматриваемых показателей.
- Сравниваются фактические и нормативные показатели. При существенном расхождении фактических и нормативных величин осуществляется диагностика причин выявленных отклонений.
- С целью устранения выявленных нарушений осуществляется необходимое управляющее воздействие. Далее цикл повторяется.

В процессе оперативного контроля на основании показаний счетчиков определяется следующий комплекс показателей энергоэффективности и качества теплоснабжения:

- коэффициент эффективности использования топлива (природного газа);
- удельный расход электроэнергии на транспортировку теплоносителя;
- потери тепловой энергии в тепловой сети, определяемые как разность отпущенной и потребленной тепловой энергии [2];
- потери теплоносителя в тепловой сети;
- теплотребление каждого здания;
- фактический температурный график;
- фактический расход теплоносителя;
- коэффициент корреляции между количеством тепловой энергии и температурой наружного воздуха;
- ожидаемое потребление природного газа в зависимости от прогнозируемой температуры наружного воздуха;
- показатели фактической эффективности внедрения энергосберегающих мероприятий.

К числу типичных диагностируемых нарушений относятся: неоптимальный избыток воздуха в топках котлов или повышенные присосы воздуха в газоходах, наличие отложений в трубах котлов, ухудшение свойств теплоизоляции и наличие неплотностей в трубах тепловых сетей, неправильная работа регуляторов тепловой нагрузки зданий,

ухудшение теплоизоляционных характеристик ограждающих конструкций зданий и целый ряд других причин. Большинство нарушений могут быть выявлены путем сопоставления значений различных параметров, а также фактических и нормативных значений этих параметров [3]. В отдельных случаях необходимы дополнительные измерения с помощью портативных средств измерения (газоанализатор, тепловизор, и др.).

После выявления причины снижения экономичности или качества теплоснабжения должны быть выработаны и реализованы соответствующие управляющие воздействия, направленные на нормализацию ситуации. Примерами необходимых управляющих воздействий является наладка режима горения котлов, восстановление их газоплотности и теплоизоляции, повышение качества работы оперативного персонала, техническое обслуживание регуляторов тепловой нагрузки зданий, тепло-гидравлическая наладка тепловой сети, восстановление теплоизоляционных характеристик ограждающих конструкций зданий и целый ряд других мероприятий.

Информационная база, необходимая для функционирования СОКАТЭР, включает в себя показания приборов учета природного газа, тепловой, электрической энергии, воды, данные о температуре наружного воздуха и воздуха внутри помещений, установленном температурном графике работы котельной, присоединенных тепловых нагрузках зданий и соответствующей расчетной температуре наружного воздуха, объеме тепловой сети, калорийности природного газа, данные режимных карт котлов, данные о количестве дней неработоспособного состояния теплосчетчиков.

Предусмотрен как автоматизированный, так и ручной ввод данных в компьютер. Программное обеспечение разработано в среде Microsoft Office Excel с использованием VisualBasicforApplication (VBA). Программное обеспечение может быть легко модифицировано с учетом специфических особенностей того или иного теплового района.

Система оперативного контроля, анализа и управления эффективностью использования ТЭР внедрена в одном из тепловых районов города Коростеня. Котельная оснащена газо-тепло-электро-водосчетчиками, а все здания – ИТП с теплосчетчиками. Данные по телефонным каналам собираются на компьютер энергетического менеджера. Часть данных ежедневно вводится вручную. В теплоснабжающей организации создана группа энергетического менеджмента. Ниже проиллюстрированы некоторые выходные формы программы СОКАТЭР.

Удельное потребление тепловой энергии в зданиях рассматриваемого микрорайона существенно различается (рис. 1), при этом теплопотребление одной части зданий ниже расчетной величины, а другой – выше.

Характер корреляции одной зависимости между среднесуточной температурой наружного воздуха и суточной выработкой тепловой энергии котельной (рис. 2) свидетельствует о низком уровне соответствия этих величин ($R^2 = 0,65$), что объясняется отсутствием автоматизированной системы погодного регулирования тепловой нагрузки.

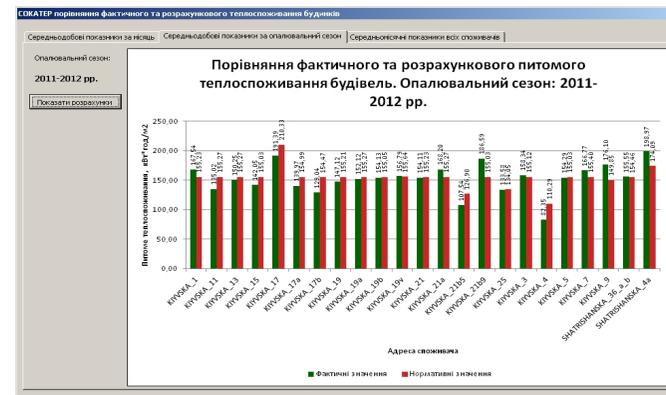


Рис. 1. Удельное потребление тепловой энергии в различных зданиях микрорайона

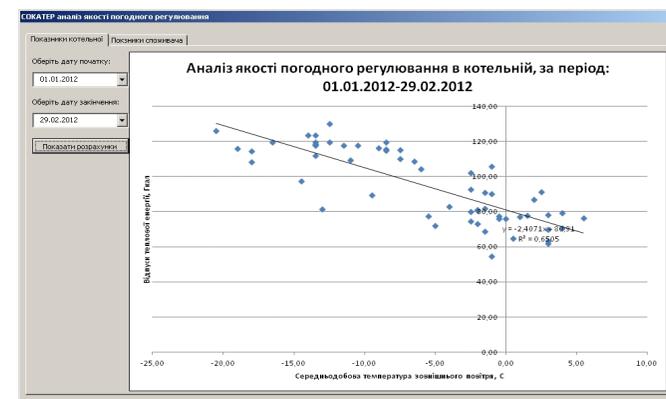


Рис. 2. Корреляционная зависимость между среднесуточной температурой наружного воздуха и суточной выработкой тепловой энергии котельной

Анализ выходных форм СОКАТЭР позволяет выработать управляющие воздействия, направленные на обеспечение нормального режима эксплуатации контролируемой системы теплоснабжения. В частности, анализ рассмотренных выше форм (рис. 1, 2) свидетельствует о необходимости установки на котлах систем автоматического регулирования соотношения «топливо–воздух» и проведения тепло-гидравлической наладки тепловых сетей с целью перераспределения расходов теплоносителя между домами.

Система СОКАТЭР предназначена для внедрения в централизованных системах теплоснабжения городов. Она представляет интерес для местных, региональных и центральных органов исполнительной власти, в сфере компетенции которых находятся вопросы энергоэффективности и теплообеспечения.

Список использованной литературы

1. Никитин Е. Е. Создание систем энергетического менеджмента в сфере теплообеспечения населенных пунктов // Научно-технический журнал «Энергетика: экономика, технологии, экология» Национального технического университета Украины «Киевский политехнический институт». – 2012. – № 2. – С. 61–69.
2. Никитин Е. Е. К вопросу определения тепловых потерь в тепловых сетях по показаниям приборов учета тепловой энергии // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2013. – № 1. – С. 26–32.
3. Башлыков А.А. Проектирование систем принятия решений в энергетике. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 120 с: ил.

УДК 621.182

И. Я. Сигал, А. В. Смихула, Е. М. Лавренцов, А. В. Марасин

Институт газа НАН Украины, г. Киев

ТЕХНОЛОГИИ МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЛОВ И ОПЫТ ИХ ОСВОЕНИЯ

Котельный парк Украины существенно отличается от большинства Европейских стран. Отечественные отопительные котлы в большинстве находятся в эксплуатации более 30 лет, имеют КПД на 5–7 % ниже современных, отстают от них по автоматизации и дизайну, но опережа-

ют по надежности и срокам эксплуатации, простоте ремонта и обслуживанию.

Около 50 % котлов 4–10 МВт занимают котлы ТВГ-8 (ТВГ-8М), ТВГ-4р, разработанные Институтом газа НАН Украины и их усовершенствованные модели КВГ-4,65, КВГ-7,56 [1, 2, 3]. Как показал опыт эксплуатации котлов ТВГ-КВГ в течение 40 и более лет, подовые горелочные устройства требуют обслуживания в течение отопительного сезона (прочистка газовых отверстий) и выходят из строя в расчетный срок. Конвективная поверхность нагрева также выходит из строя после расчетного периода эксплуатации (14 лет), а экранные поверхности нагрева работают без аварий и после 30 лет эксплуатации [4]. К настоящему времени КПД котлов ТВГ-КВГ составляет 89–90 %, что недостаточно для сегодняшнего технического уровня и состояния цен на газ. Институтом газа НАН Украины разработана современная реконструкция котлов ТВГ-8 (ТВГ-8М) с целью увеличения КПД до 94–95 % и сокращения расхода природного газа, которая включает замену:

– заводских подовых горелочных устройств первого поколения, главным критерием которых была дешевизна и простота изготовления, на современные 3-го поколения МПИГ-3 с профилированными соплами, в которых выдерживается геометрия сечения сопла (для прохода природного газа) на весь срок их эксплуатации. Кроме того, предусмотрены специальные направляющие для подвода воздуха к каждому соплу (дополнительное воздухораспределительное устройство) и усовершенствована амбразура-щель. Все это позволило снизить коэффициент избытка воздуха в топке (повышается КПД котла), увеличить срок службы горелок в несколько раз и повысить надежность эксплуатации;

– конвективной поверхности нагрева из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм на новую из труб $\varnothing 32 \times 3$ мм с увеличением поверхности нагрева, что позволяет повысить КПД котла за счет снижения температуры уходящих газов на номинальной нагрузке до около 100 °С, снизить гидравлическое и аэродинамическое сопротивление.

Три котла прошли опытное освоение в течение 3 лет эксплуатации после модернизации. Согласно проведенных испытаний службой наладки СВП «Киевские тепловые сети», КПД котла ТВГ-8М, реконструированного по предлагаемой технологии, повышается в среднем на 4,4 % до 94–95 %, при этом годовая экономия природного газа составит 172 млн. м³ при среднем режиме работы котла.

Подобная реконструкция котлов НИИСТУ-5 (замена горелок на МПИГ-3 и добавление конвективной части) испытана в течение более 5 лет и дала прирост КПД на 8–15 %, до 90–91 % [5].

Эксплуатация большинства паровых котлов 2–20 МВт, установленных при СССР, в режимах менее 50 % производительности приводит к уменьшению их ресурса и ускоренному выходу из строя горелочных устройств, которые не предназначены для длительной экономичной надежной работы на минимальной нагрузке. Работа таких котлов как, например, ДЕ, на пониженных нагрузках сопровождается вибрацией, угрозой срыва факела и разрушения обмуровки котла. Поэтому необходима замена штатных горелочных устройств на современные с большим диапазоном устойчивого регулирования и высокими технико-экономическими показателями.

Предложена концепция горелочного устройства с двумя газовыми коллекторами и разработаны специальные двухколлекторные горелочные устройства, позволяющие эксплуатировать котел в широком диапазоне нагрузок от 10 до 120 % с высокими технико-экономическими и экологическими показателями. Замена горелок не требует переоборудования котла – горелки устанавливаются в ту же амбразуру, которая имеется в котле. Основным преимуществом такой горелки является наличие 2-х газовых коллекторов (фактически, двух газовых горелок: одна на 30 %, а другая на 70 % производительности), что позволяет эксплуатировать малую горелку на режимах до 30 % производительности, не подавая газ в основной газовый коллектор, а основную – на режимах от 30 до 100 %. Горелочное устройство такого типа успешно прошло 3-годовалую промышленную эксплуатацию в котле ДЕ-16/14 Лужанского спиртзавода, где обеспечило высокий КПД котла на различных режимах производительности, ранее наблюдаемые вибрации котла полностью ликвидированы. Разрабатываются двухколлекторные горелки для котлов ДКВР.

Разработаны и внедрены на 90 котлах ПТВМ-50, ПТВМ-100, ГМ-50-140 и др. в Киеве, Львове, Москве, Казани, Риге, Вильнюсе, Софии и др. городах горелки двустадийного горения, позволяющие снизить выбросы оксидов азота на 40–50 %, а также незначительно повысить КПД котлов до 1 %. Разработана также схема модернизации котлов ПТВМ-50, ПТВМ-100 с установкой дополнительных подовых горелок в холодной воронке котла, что обеспечит улучшение работы котлов на малых нагрузках и повышает их КПД на 1,2–1,5 % [6, 7, 8].

В таблице приведены перспективы экономии природного газа при реконструкции котлов по разработанным Институтом газа НАН Украины схемам в Украине.

Таблица

Группы котлов 0,1-210 МВт и экономия газа при их реконструкции

№	Группа котлов, мощность, МВт	Тип котлов, к-во ед.	Повышение КПД, %	Уменьшение расхода природного газа, млн.м ³ /год		Снижения выбросов в атмосферу, тыс. т/год	
				по котлу	по группе котлов	CO ₂	NO _x
1	Котлы большой мощности 50–210 МВт	ПТВМ-100 (30 ед.) ПТВМ-50 (70 ед.)	1,2–3,0	1,10 0,55	82	164	5,8
2	Котлы средней мощности 4–10 МВт	ТВГ-8 ТВГ-8М КВГ-7,56 КВГ-4,56 (2500 ед.)	4–5	0,14	350	602	–
3	Котлы малой мощности 0,1–1,0 МВт	НИИСТУ-5 и др. (15 000 ед.)	10–12	0,04	600	1200	–
	Всего:				1032	1966	5,8

Как видно из данных таблицы, годовая экономия природного газа при внедрении разработанных мероприятий составит 1032 млн. м³, окупаемость разработанных мероприятий – до двух лет.

Выводы

1. Разработаны новые технологии и освоены в опытной эксплуатации методы модернизации, позволяющие более эффективно использовать природный газ в существующих котлах:

1.1. Технология модернизации котлов ТВГ, КВГ и НИИСТУ-5 позволяет повысить технико-экономические и экологические характеристики этих котлов до современного мирового уровня с продлением срока их эксплуатации на 10–14 лет. При этом обеспечивается КПД котлов ТВГ и КВГ в пределах 94–95 %, НИИСТУ в пределах – 91–92 %. Окупаемость разработанной

**А. И. Сигал, Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, Е. И. Быкорез,
И. В. Пузанов**

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ДВУХСЛОЙНОЕ ТЕПЛОПОГЛОЩАЮЩЕЕ, АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЛОВ

В теплоснабжающих предприятиях жилищно-коммунального хозяйства Украины потребляется более 8 млрд. м³ природного газа в год. Установленные котлы далеко не полностью исчерпали возможности улучшения использования в них природного газа, т.к. КПД котлов колеблется 75–91 %.

С целью эффективного использования топлива и улучшения теплоснабжения необходимо повышение КПД отопительных котлов.

Одним из мероприятий повышения КПД отопительных котлов является интенсификация лучистого теплообмена между продуктами сгорания и экранными поверхностями. Интенсификация теплообмена в топке котла может быть достигнута путем нанесения двухслойных теплопоглощающих покрытий на водоохлаждаемые поверхности, расположенные в топке.

Двухслойное теплопоглощающее антикоррозионное покрытие должно обладать высокой поглощательной способностью, минимальным термическим сопротивлением, коррозионной стойкостью и термостойкостью.

В процессе исследования было изготовлено и использовано покрытие в котором в качестве связующего компонента применялся кремнийорганический лак КО (ТУ 6-02-67-74), пигмент – сажа марки К-354 по ГОСТ 7885-77, окись железа с дисперсным составом 10–63 мкм по ГОСТ 8135-74 и мелкодисперсный металлический алюминий (алюминиевая пудра марки ПАП-1, ГОСТ 5494-95

Испытания эффективности покрытия подтвердили, что оптимальным является состав покрытия – лак КО-075 (80–90 мас. %), пигмент –

технологии – 1–1,5 года, а при необходимости очередной замены горелок и конвективной части котлов ТВГ-КВГ – 6–8 месяцев (осуществляется при выполнении текущего капитального ремонта котла, что всего на 30 % увеличивает его стоимость).

1.2. Малозатратная технология модернизации существующих горелочных устройств котлов ДЕ, ДКВР и ПТВМ позволяет обеспечить работу котлов в пределах от 10 до 120 % с высокими технико-экономическими и экологическими показателями.

2. При реконструкции наиболее распространенных типов котлов в Украине (ТВГ, КВГ, ДКВР, ДЕ, НИИСТУ, ПТВМ) по технологиям, разработанным Институтом газа НАН Украины, годовая экономия природного газа составит около 1 млрд. м³. Окупаемость внедрения технологий не более 2-х лет.

3. Разработаны также типовые решения по модернизации паровых котлов ТЭЦ производительностью до 230 МВт, позволяющие снизить образование оксидов азота на 40–70 % без снижения КПД котлов.

Список использованной литературы

1. А.с. 173396 СССР. Водогрейный котел / И. Я. Сигал, Е. М. Лавренцов, Э.П. Домбровская. – Оубл. Б.И., 1965, № 15.
2. А.с. 197915 СССР. Котел для нагрева жидкости / И. Я. Сигал, Э. П. Домбровская, Е. М. Лавренцов, Д. Т. Вексельман.– Оубл. Б.И., 1967, № 4.
3. Сигал И. Я., Лавренцов Е. М. Газовые теплофикационные водогрейные котлы малой производительности // Водоснабжение и санитарная техника. – 1968. – № 12. – С. 5–7.
4. Лавренцов Е. М., Сигал И. Я., Смихула А. В., Березанский В. В., Овчар В.В. Модернизация водогрейных котлов ТВГ // Энерготехнологии и ресурсосбережение – 2010. – № 6. – С. 70–76.
5. Власюк А. В., Шепель Я. Я., Менайлов А. Н., Кучин Г. П., Скрипко В. Я., Зембицкий П. Ю., Лавренцов Е. М. Повышение эффективности работы отопительных котлов мощностью до 1 МВт // Новости теплоснабжения. – № 2, 2001. – С. 16–19.
6. Сигал И. Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. – Л.: Недра, 1988. – 312 с.
7. Смихула А. В., Сигал И. Я. Продление ресурса и модернизация муниципальных водогрейных котлов средней и большой мощности // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: Тр XVI конференции стран СНГ с международным участием, 2006 г. – С. 38–40.
8. Сигал И. Я., Смихула А. В., Дубоший А. Н., Домбровская Э. П. Повышение эффективности и продление ресурса котлов типа ПТВМ // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: Тр XVIII конференции стран СНГ с международным участием, 2008 г. – С. 122–126.

(10–20 мас. %) смесь: сажа (45–55 мас. %), окись железа (37–50 мас. %) и алюминиевая пудра (5–10 мас. %).

Технология приготовления эмали для высокотемпературного антикоррозионного теплопоглощающего покрытия следующая.

Эмаль приготавливают вручную непосредственно перед использованием.

Сухие просеянные пигменты (сажа, окись железа и алюминиевая пудра) взвешивают в соотношении, указанном в рецептуре эмали. Затем алюминиевую пудру засыпают в тару такой вместимости, чтобы можно было добавить необходимое по рецептуре количество раствора пленкообразующего.

В алюминиевую пудру марки ПАП-I по ГОСТ 5494-95 вливают небольшую часть основы (лака КО) из количества, необходимого по рецептуре, и перемешивают компоненты, затем добавляют еще часть лака и вновь перемешивают, после чего в полученную однородную массу добавляют оставшееся количество основы. Смесь подогревают до 30–40 °С и выдерживают в течение 2–3 часов. Как было установлено лишь такой технологический режим позволяет добиться однородности смеси (без необратимых изменений состава и без слоя несмоленной алюминиевой пудры на поверхности).

После выдержки смеси в нее вводилась мелкодисперсная сажа марки К-354 по ГОСТ 7885-86 с дисперсным составом 14–16 мкм и оксид железа по ГОСТ 8135-74 с дисперсным составом 10–63 мкм и перемешивают смесь до получения однородной суспензии и доводят до рабочей вязкости разбавителем.

Затем эмаль фильтруют через медную сетку № 15 или марлю, сложенную в три-четыре слоя. Вводить сухие пигменты в основу не рекомендуется так как в этом случае трудно добиться равномерного распределения их в основе.

Эмали с алюминиевой пудрой без добавления отвердителей пригодны к применению в течение длительного времени. Однако при хранении в них происходит осаждение пигментов и они могут загустевать. Это не является признаком непригодности эмали к применению. После тщательного перемешивания и при сохранении остальных свойств эмали, допускается разбавлять ее добавочным количеством растворителя. Длительное хранение приводит к окислению алюминиевой пудры в эмалевую основу состав рекомендуется хранить не более 5 суток.

Для получения качественных покрытий необходимо перед их нанесением подготовить поверхность. Подготовку поверхностей теплооб-

мена следует проводить по ГОСТ 9.402-80. В нашем случае наиболее приемлемым способом является механический. При нем поверхность очищается ручным механическим инструментом с помощью прутковых круглых щеток. Щетки устанавливаются на машинах с электрическим или пневматическим приводом. С помощью щеток легко очищать поверхность от ржавчины и битумного покрытия. Окалину с помощью щеток не всегда удается очистить.

Более производительными является пескоструйная и дробеструйная очистка. В качестве очищающего агента следует применять песок, наждачный порошок или металлическую мелкую дробь. Подготовленная поверхность должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.402-80.

Поверхность перед окрашиванием не должна содержать на себе следов жира и влаги. В естественных условиях после механической очистки на металлических поверхностях такие следы отсутствуют. В случае жировых отложений их необходимо удалить с помощью щеток или салфеток, смоченных уайтспиритом. Если на трубах имеется влага их необходимо высушить, пропуская по ним горячую воду или проветривать топку.

После нанесения эмали и ее высыхания наносится 35–40 % раствор в органическом растворителе полиметилфенилсилоксиновой смолы толщиной 2–5 мкм, при этом сушку двухслойного покрытия осуществляют в течение одного часа при температуре 150–200 °С. После высыхания наносят слой полиметилфенилсилоксиновой смолы толщиной 2–4 мкм и сушат трехслойное покрытие в течение 2,5–3 часов при температуре 350–400 °С.

Проведенные испытания и расчеты показали, что благодаря нанесению разработанного двухслойного теплопоглощающего покрытия на экранные поверхности отопительных котлов температура уходящих газов снижается в среднем на 10 °С, КПД котла повышается на 1–1,5 %.

Выводы

1. Разработан состав двухслойного теплопоглощающего антикоррозионного покрытия.
2. Разработана технология нанесения теплопоглощающего покрытия.
3. Показано, что нанесение разработанного покрытия на экранные поверхности топки котла улучшает его эксплуатационные характеристики.

**Н. М. Фіалко, Г. О. Пресіч, Р. О. Навродська, С. І. Шевчук,
О. Ю. Глушак, М. А. Слюсар**

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ОЦІНЮВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ТЕПЛОВОЛОГІСНОГО ЗАХИСТУ ГАЗОВІДВІДНОГО ТРАКТУ ГАЗОСПОЖИВАЛЬНОЇ КОТЕЛЬНОЇ УСТАНОВКИ

Надійна робота газовідвідних трактів, і особливо димових труб котельні, характеризується відсутністю конденсатуутворення всередині газоходів і труб. Виникнення небезпеки випадіння конденсату з димових газів настає з наближенням температури стінки або температури газового потоку до температури точки роси, яка залежить від вологовмісту газів чи їхньої відносної вологості. Вказане наближення може бути зумовлене суттєвим зниженням температури відхідних димових газів через невідповідність режиму роботи котлоагрегату до його розрахункових параметрів. Це може виникати при значному зменшенні навантаження котельні або внаслідок застосування утилізаторів теплоти відхідних газів.

Запобігання конденсатуутворенню і забезпечення надійної роботи всього газового тракту котельної установки досягається відповідним тепловологісним обробленням димових газів, яке спрямоване на їхнє осушування, тобто на зменшення їхньої відносної вологості.

Вся різноманітність систем осушування димових газів, тобто систем тепловологісного захисту газовідвідного тракту котельної установки, зводиться до реалізації двох основних способів – підігріванню газів в поверхневому теплообміннику (газопідігрівачі) та підмішуванню до газів газоподібного теплоносія (газів або повітря). Найефективніше система тепловологісного захисту буде функціонувати при осушуванні димових газів одночасно двома шляхами – підвищенням їхньої температури і зниженням температури точки роси. Останнє досягається зменшенням вологовмісту димових газів як підмішуванням сухого повітря, так і зниженням температури димових газів з відповідним утворенням водяного конденсату у газоохолоджувачі з наступним його

відведенням з газового тракту котельної установки. При застосуванні газоохолоджувача температура точки роси димових газів, що виходять з нього, – вторинна точка роси – буде на 10–15 °С нижче, ніж первинна (на вході в газоохолоджувач). Ураховуючи, що через зменшення температурного напору між димовими газами і зовнішнім повітрям температура внутрішньої поверхні стінки димової труби знижується менш інтенсивно, ніж температура точки роси, необхідний підігрів газів виявляється меншим у порівнянні з підігрівом димових газів без їхнього попереднього охолодження.

В попередніх роботах Інституту технічної теплофізики НАН України стосовно систем тепловологісного захисту газовідвідного тракту газоспоживальної котельної установки розглядалися:

- режими роботи різних способів осушування димових газів перед їхнім надходженням до цегляних та металевих димових труб [1];
- економічні характеристики систем осушування відхідних газів котельної установки з теплоутилізатором і цегляною димовою трубою [2];
- умови і чинники конденсатуутворення в газовідвідному тракті котельної установки [3];
- особливості систем із застосуванням газогазового теплообмінника як газопідігрівача [4];
- розрахункові дослідження тепловологісних станів димових газів для різних режимів роботи котельної установки [5].

В даній роботі розглядаються особливості визначення теплової ефективності системи тепловологісного захисту як частини узагальноної системи в залежності від вхідних і вихідних параметрів теплоносіїв у наявних функціональних елементах системи; узагальнена система складається з ефективних елементів тепловологісного оброблення димових газів для їхнього осушування.

Схему потоків та умови співвідношення величин теплоносіїв в узагальненій системі тепловологісного захисту газовідвідного тракту котельної установки представлено на рисунку.

Позначення функціональних елементів узагальноної системи тепловологісного захисту: КП₁ – камера підмішування гарячих димових газів; ГО – газоохолоджувач – теплообмінник; охолоджуючі теплоносії – вода, повітря; КП₃ – камера підмішування сухого повітря; ГП – газопідігрівач – поверхневий теплообмінник; підігрівуючі теплоносії – пара, гаряча вода, димові гази, тепле повітря; КП₅ – камера підмішування сухого теплого повітря.

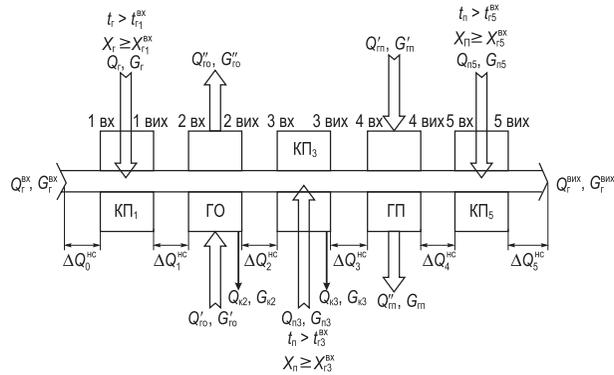


Рисунок. Принципова схема підключення до газів відповідного тракту функціональних елементів узагальненої системи тепловологісного захисту з відповідним підключенням потоків теплоносіїв

Позначення теплових та вологісних параметрів теплоносіїв у відповідних елементах системи: Q – кількість теплоти, кВт; G – витрата теплоносія, кг/с; t – температура теплоносія, °С; X – вологовміст теплоносія, кг/кг с.г. або кг/кг с.п.

Індекси нижні: г – димові гази; п – повітря; к – конденсат; го – газоохолоджувач; гп – газопідігрівач; 1...5 – порядковий номер елемента системи; *індекси верхні:* вх, вих – вхідний, вихідний параметри; нс – навколишнє середовище.

Значення теплових і вологісних параметрів осушуваних димових газів на вході кожного функціонального елемента системи залежить від значень параметрів димових газів на виході попереднього елемента і значення втрати теплоти у навколишнє середовище $\Delta Q_{нс}$ на ділянці газового тракту між цими функціональними елементами, тобто на з'єднувальному елементі. Причому $i = 0...5$ – порядковий номер функціонального елемента системи, а нульовий номер відноситься до ділянки газового тракту між виходом з котлоагрегату та входом в перший функціональний елемент системи. Слід зазначити, що витрата димових газів у газовому тракту узагальненої системи тепловологісного захисту змінюється в залежності від витрат підмішуваних теплоносіїв у елементах КП₁, КП₃ та КП₅ і кількості відведеного конденсату з димових газів у елементах ГО та КП₃.

Схема узагальненої системи тепловологісного захисту передбачає наявність можливих теплообмінних елементів і потоків теплоносіїв через

них. В реальних умовах в залежності від значень теплових та вологісних параметрів осушуваних димових газів на вході в систему і вхідних параметрів підведених теплоносіїв, система оснащується необхідними функціональними елементами з відповідними трактами потоків теплоносіїв.

Розглянемо широкоживаний варіант системи, коли підведені до неї теплоносії є вироблені у власній котельній установці або підмішуються до осушуваних димових газів, або після системи відводяться в установку, або надходять до системи з навколишнього середовища, тобто зовнішнє постачання теплової енергії до системи не здійснюється. Тоді при використанні теплоти конденсату $Q_{к2}$ і $Q_{к3}$ у контурі теплової схеми котельні величина збільшення витрат теплової енергії на власні потреби установки становитиме:

$$\sum \Delta Q_{вп} = Q_{г} + (Q'_{гп} - Q''_{гп}) + Q_5 - Q_{к2} - Q_{к3} + \sum \Delta Q_i^{нс}. \quad (1)$$

У разі відведення конденсату за межі котельної установки, зокрема до дренажного контуру, значення $Q_{к2}$ і $Q_{к3}$ будуть зі знаком «+».

У формулі (1) не враховано значення теплової енергії, отриманої у газоохолоджувачі, $\Delta Q_{го}$, оскільки останній виконує функцію теплоутилізатора (водопідігрівача або повітропідігрівача). Значення кількості теплової енергії, отриманої у теплоутилізаторі, $\Delta Q_{го}$ є додатковою кількістю теплоти, виробленою котельною установкою, $\Delta Q_{ку}$:

$$\Delta Q_{го} = Q''_{го} - Q'_{го} = \Delta Q_{ку}. \quad (2)$$

Система тепловологісного захисту є складовою частиною котельної установки і споживачем частини виробленої установкою теплової енергії. Величина коефіцієнта корисної дії установки, оснащеною системою, $\eta_{ку}^c$ залежатиме від значення коефіцієнта корисної дії установки без застосування системи $\eta_{ку}^{bc}$ та від величини змінення коефіцієнта корисної дії установки внаслідок застосування системи $\Delta \eta_{ку}$:

$$\eta_{ку}^c = \eta_{ку}^{bc} + \Delta \eta_{ку}. \quad (3)$$

Оцінювання теплової ефективності тепловологісного захисту газів відповідного тракту котельної установки можна здійснювати за величиною змінення ККД котельної установки $\Delta \eta_{ку}$ через:

– відповідне збільшення теплопродуктивності установки $Q_{ку}$ в залежності від значень кількості теплоти, виробленої у теплоутилізаторі, $\Delta Q_{ку}$;

Список використаної літератури

1. Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Пресіч Г. О., Меранова Н. О. Дослідження режимів роботи димових труб котельень за умов глибокого охолодження димових газів // Промышленная теплотехника. – 2003. – Т. 25. – № 4 (приложение). – С. 72–74.
2. Фіалко Н. М., Пресіч Г. О., Навродська Р. О., Гнедаш Г. О. Ефективність системи осушування відхідних газів котельень // Сб. Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики. – Севастополь, 2003. – С. 88–91.
3. Фіалко Н. М., Пресіч Г. О., Навродська Р. О., Гнедаш Г. О. Основні аспекти теплового захисту газівідвідних трактив котельних установок // Сб. Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики. – Севастополь, 2004. – С. 108–113.
4. Фіалко Н. М., Пресіч Г. О., Навродська Р. О., Гориславец Т. М., Гнедаш Г. О., Іваненко Г. В. Система теплового захисту газівідвідного тракту котельної установки // Сб. Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики. – Севастополь, 2005. – С. 101–105.
5. Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Навродская Р. А., Степанова А. И., Пресич Г. А., Шевчук С. И., Глушак О. Ю. Повышение долговечности газоотводящих трактов котельных установок при применении современных теплоутилизационных технологий // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2011. – № 3. – С. 65–69.

УДК 662.61:621

**Н. М. Фіалко¹, В. Г. Прокопов¹, Ю. В. Шеренковский¹,
С. А. Алёшко¹, Н. О. Меранова¹, Н. П. Полозенко¹,
Л. С. Бутовский², М. З. Абдулин², П. М. Мельник³**

¹Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

²Национальный технический университет Украины «КПИ», г. Киев

³Национальный авиационный университет, г. Киев

ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ В ЛЕСТНИЧНО ЭШЕЛОНИРОВАННОЙ РЕШЕТКЕ СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ

К эффективным методам сжигания газообразного топлива относится, как известно, его микрофакельное сжигание в системе стабилизаторов пламени. Для конструирования микрофакельных горелочных устройств

© Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский, С. А. Алёшко, Н. О. Меранова, Н. П. Полозенко, Л. С. Бутовский, М. З. Абдулин, П. М. Мельник, 2013

- відповідне збільшення загальних витрат теплової енергії на власні потреби установки для забезпечення роботи системи $\Sigma \Delta Q_{\text{вп}}$;
- відповідне збільшення загальних витрат електричної енергії, що додатково споживається установкою на переміщення осушуваних димових газів та теплоносіїв у системі, $\Sigma \Delta N_{\text{птн}}$.

З перерахуванням кількості електричної енергії у еквівалентне значення теплової енергії отримаємо:

$$\Delta \eta_{\text{ку}} = \frac{\Delta Q_{\text{ку}} - \left(\sum \Delta Q_{\text{вп}} + \frac{860}{\eta_{\text{деп}}} \sum \Delta N_{\text{птн}} \right)}{B Q_n^p}, \quad (4)$$

де B – витрата природного газу на виробництво теплової енергії;

Q_n^p – теплота згоряння природного газу;

$\eta_{\text{деп}}$ – коефіцієнт корисної дії джерела теплопостачання.

При підмішуванні теплоносіїв до потоку осушуваних димових газів загальна витрата димових газів збільшується, а при конденсації водяної пари з димових газів – дещо зменшується. Ці змінення необхідно враховувати при визначенні величини $\Sigma \Delta N_{\text{птн}}$.

Аналіз залежностей (3) та (4) показує, що наявність в системі тепловологісного захисту газоохолоджувача-теплоутилізатора забезпечує збільшення величини $\Delta \eta_{\text{ку}}$ і відповідне збільшення ККД котельної установки $\eta_{\text{ку}}^c$. При відсутності в системі теплоутилізації, тобто $\Delta Q_{\text{ку}} = 0$, $\Delta \eta_{\text{ку}}$ зі знаком « \rightarrow » буде відповідно зменшувати значення $\eta_{\text{ку}}^c$.

Слід відмітити, що система захисту може бути оснащена кількома теплообмінниками, що виконують функцію газоохолоджувача-теплоутилізатора, послідовно розміщеними в газоході осушуваних газів і включеними їхніми нагріваними сторонами у контури різного призначення (водяний циркуляційний контур системи теплопостачання, розімкнений водопідготувальний контур системи хімоводоочищення та ін.).

Ефективним є застосування агрегованих систем тепловологісного захисту, оскільки при цьому забезпечується зменшення витрат теплової енергії, виробленої котельною установкою, на власні потреби $\Sigma \Delta Q_{\text{вп}}$ завдяки зменшенню загальних витрат теплоти у навколишнє середовище $\sum \Delta Q_i^{\text{hc}}$ та зменшенню енергетичних витрат на переміщення теплоносіїв $\Sigma \Delta N_{\text{птн}}$.

важным является изучение различных способов воздействия на протекающие рабочие процессы в данных устройствах. Настоящая работа посвящена исследованиям, касающимся одного из таких способов, который состоит в применении эшелонированного расположения стабилизаторов пламени, т.е. их смещения друг относительно друга вниз по потоку. В статье анализируются особенности течения топлива и окислителя в лестнично эшелонированных решетках плоских стабилизаторов.

Исследования проводились на основе математического моделирования с использованием пакета прикладных программ ANSYS. Решению подлежала следующая система дифференциальных уравнений

$$\frac{\partial(\rho U_j U_i)}{\partial x_j} = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial(\tau_{ij})}{\partial x_j}, \quad i, j = 1, 2, 3, \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\rho U_j)}{\partial x_j} = 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\rho_k U_j)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\frac{v}{Sc_k} + \frac{v_T}{Sc_T} \right) \frac{\partial \rho_k}{\partial x_j} \right], \quad k = 1, 2, \dots, N^* - 1, \quad (3)$$

где x_j – декартова координата, $j = 1, 2, 3$; U_j – компонента вектора скорости в направлении оси x_j ; P – статическое давление; τ_{ij} – компоненты тензора напряжения; ρ , ν – плотность и коэффициент кинематической вязкости; ν_T – коэффициент турбулентной кинематической вязкости; ρ_k – парциальная массовая плотность k -ой компоненты, $\rho_k = \rho \cdot W_k$; W_k , Sc_k – массовая концентрация и число Шмидта k -ой компоненты, $Sc_k = \nu/D_k$, где D_k – коэффициент диффузии k -ой компоненты; Sc_T – турбулентное число Шмидта; N^* – количество компонент смеси.

Данная система уравнений замыкалась с использованием k - ϵ модели турбулентности в модификации RNG.

Ниже основные особенности течения рассматриваются на примере лестнично эшелонированной решетки, состоящей из трех стабилизаторов пламени (рис. 1).

На рис. 2, 3 приведены характерные результаты выполненных исследований, которые отвечают следующим значениям исходных параметров: $U_{\text{вх}}^{\text{B}} = 6,8$ м/с; $U_{\text{вх}}^{\text{Г}} = 24$ м/с; $L_{\text{II}} = 0,2$ м; $L_{\text{CT}} = 0,215$ м; $L_{\text{K}} = 1,5$ м; $H = 0,075$ м; $B_{\text{K}} = 0,225$ м; $B_{\text{CT}} = 0,03$ м; $L_{\text{CM}} = 0,06$ м; $L_0 = 0,02$ м; $d = 0,0045$ м; $S/d = 3,55$, где S – шаг расположения газоподающих отверстий; топливо – природный газ, окислитель – воздух.

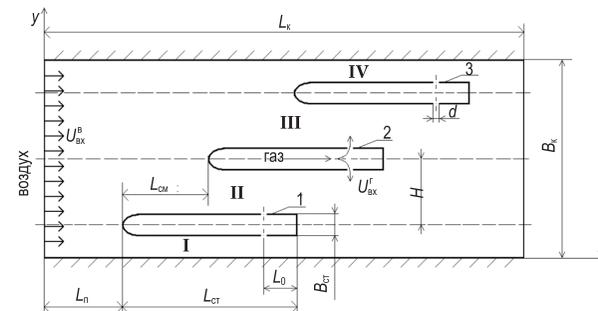


Рис. 1. К постановке задачи для эшелонированной решетки стабилизаторов: 1, 2, 3 – первый, второй и третий стабилизаторы пламени; I, IV – пристеночные каналы; II, III – межстабилизаторные каналы.

На рис. 2, 3 приведены характерные результаты выполненных исследований, которые отвечают следующим значениям исходных параметров: $U_{\text{вх}}^{\text{B}} = 6,8$ м/с; $U_{\text{вх}}^{\text{Г}} = 24$ м/с; $L_{\text{II}} = 0,2$ м; $L_{\text{CT}} = 0,215$ м; $L_{\text{K}} = 1,5$ м; $H = 0,075$ м; $B_{\text{K}} = 0,225$ м; $B_{\text{CT}} = 0,03$ м; $L_{\text{CM}} = 0,06$ м; $L_0 = 0,02$ м; $d = 0,0045$ м; $S/d = 3,55$, где S – шаг расположения газоподающих отверстий; топливо – природный газ, окислитель – воздух.

Согласно полученным данным в рассматриваемой физической ситуации картина течения имеет ряд общих особенностей с таковой при отсутствии эшелонированного расположения стабилизаторов. А именно, в обоих случаях в межстабилизаторных и пристеночных каналах ввиду стеснения потока скорость течения повышается, имеет место внедрение струй газа в сносящий поток окислителя, в закормовых областях стабилизаторов наблюдаются зоны обратных токов, за стабилизаторной решеткой вниз по потоку происходит выравнивание эпюр скорости и формирование стабилизированного течения в канале. Однако, как показали проведенные исследования, имеют место и существенные отличия в закономерностях течения для двух рассматриваемых ситуаций. Так, при прочих равных условиях, распределение расходов воздуха в межстабилизаторных и

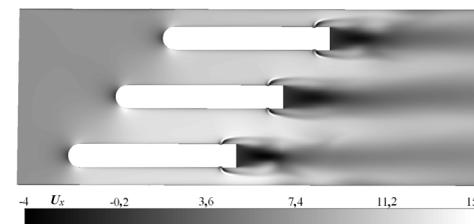


Рис. 2. Поле продольной составляющей вектора скорости в сечении XOY, проходящем через центры газоподающих отверстий.

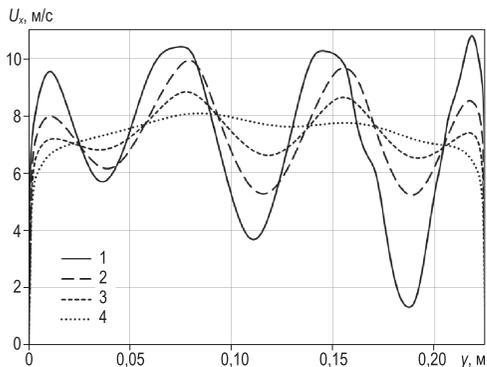


Рис. 3. Распределение продольной составляющей вектора скорости в поперечном сечении канала на различном расстоянии x от стабилизаторной решетки: 1 – $x = 0,075$ м; 2 – $0,2$ м; 3 – $0,4$ м; 4 – $0,8$ м.

расходов по сравнению с ситуацией, отвечающей расположению торцов стабилизаторов в одной плоскости. При этом расход воздуха G_I в пристеночном канале I оказывается выше расхода G_{IV} в пристеночном канале IV на 18,3 %. Что же касается межстабилизаторных каналов, то расход G_{II} в канале между первым и вторым стабилизатором превышает расход G_{III} , в канале между вторым и третьим стабилизатором на 10,9 %.

Картина течения за решеткой стабилизаторов также несколько отличается при наличии и отсутствии эшелонированного расположения стабилизаторов. А именно, течение является практически симметричным относительно оси канала в случае расположения торцов стабилизаторов в одной плоскости, и существенно несимметричным при эшелонированном расположении стабилизаторов.

На рис. 3 в качестве примера для эшелонированной стабилизаторной решетки показано распределение продольной составляющей U_x вектора скорости в поперечном сечении канала на различном расстоянии от стабилизаторной решетки. Как видно, на относительно небольшом удалении от решетки (линия 1 на графике) данное распределение характеризуется значительной несимметричностью.

Таким образом, проведенные исследования показали, что структура течения топлива и окислителя в эшелонированной решетке стабилизаторов пламени обладает рядом специфических особенностей, существенно отличающих ее от ситуации, когда торцы стабилизаторов уста-

пристеночных каналах является различным при наличии и отсутствии эшелонированного расположения стабилизаторов. В последнем случае расходы воздуха в межстабилизаторных каналах (каналы II и III на рис. 1) равны между собой. Одинаковыми являются также и расходы воздуха в пристеночных каналах (каналы I и IV на рис. 1).

В случае эшелонированной решетки стабилизаторов происходит определенное перераспределение указанных расходов по сравнению с ситуацией, отвечающей расположению торцов стабилизаторов в одной плоскости. При этом расход воздуха G_I в пристеночном канале I оказывается выше расхода G_{IV} в пристеночном канале IV на 18,3 %. Что же касается межстабилизаторных каналов, то расход G_{II} в канале между первым и вторым стабилизатором превышает расход G_{III} , в канале между вторым и третьим стабилизатором на 10,9 %.

новлены в одной плоскости. Выявленные закономерности являются одним из важнейших элементов информационной базы для создания микрофакельных горелочных устройств с эшелонированным расположением стабилизаторов пламени.

УДК 536.25

**Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский,
А. Г. Сарюгло, В. Л. Юрчук**

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ МЕМБРАННОГО ТРУБНОГО ПУЧКА НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

В данной статье приводятся некоторые результаты численного моделирования турбулентного движения вязкой несжимаемой жидкости при наличии конвективного теплообмена в коридорном пакете мембранных труб, используемого в качестве основного конструктивного элемента комплексных система утилизации тепла отходящих газов промышленных стекловаренных печей.

Направление потока газов (см. рис. 1) соответствовало поперечному обтеканию трубных рядов пучка (вдоль оси X на рисунке 1), границы периодического элемента перпендикулярные оси X были проточными, на них задавались периодические граничные условия.

Изменение некоторых характерных параметров течения

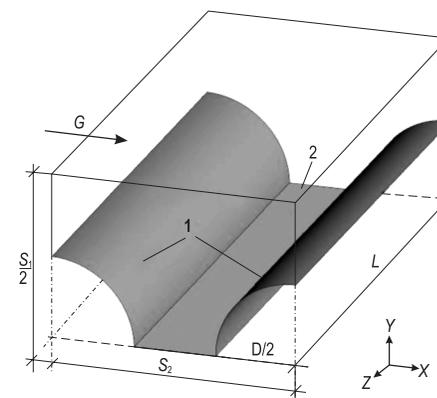


Рис. 1. Симметричный периодический элемент мембранной трубной поверхности: 1 – трубы; 2 – межтрубная мембрана.

и теплообмена при обтекании исследуемых мембранных теплообменных поверхностей для различных вариантов компоновки трубного пучка представлена на рисунке 2 полями температуры T , поперечной и продольной составляющими скорости V_x , V_y потока и картиной линий тока для случая $Re = 10^4$.

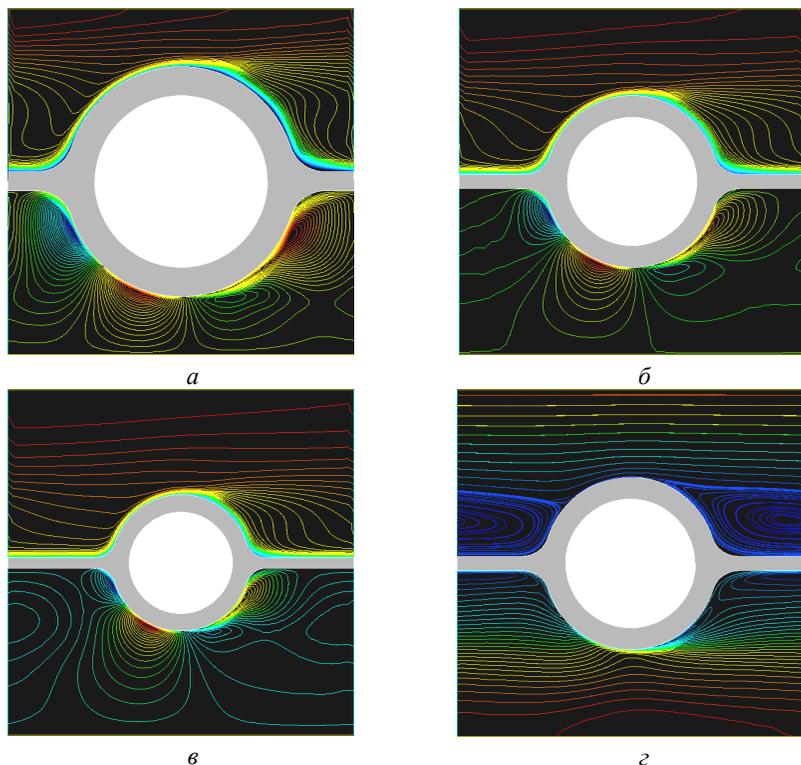


Рис. 2. Влияние геометрических характеристик на картину обтекания удаленной трубы в мембранном трубном пакете для варианта компоновки $s_1 \times s_2 = 1,5 \times 1,5$ – *a*, $2,0 \times 2,0$ – *б*, $2,5 \times 2,5$ – *в* при $Re = 10^4$. В верхних полуплоскостях приведены поля распределений температуры потока, T , в нижних – поля поперечной составляющей скорости потока V_y . Поля линий тока и продольной составляющей скорости V_x соответственно для случая $s_1 \times s_2 = 2,0 \times 2,0$ и $Re = 10^4$ показаны на рисунке *z*.

Проведенный анализ течения показывает, что плотность труб в пакете, прежде всего, оказывает влияние на динамику возникновения и протяженность вторичных вихрей в зонах примыкания мембран к тру-

бам. Зона вторичного вихря расположенного за точкой отрыва, т.е. в передней по ходу потока части мембраны, оказывается больше зоны обратного течения, реализующейся в области примыкания ребра к следующему по ходу цилиндру. При этом для разреженных пакетов ($s_1/D > 2$) небольшие вторичные отрывные зоны возникают, уже начиная с $Re=500$, а для плотных ($s_1/D \leq 2$) – начиная с $Re = 250-300$.

В отличие от гладкотрубного пучка, вторичные отрывные зоны в мембранных пучках возникают одновременно в передней и задних частях мембраны, примыкающих к трубам. Для пучков гладких труб, возникновение вторичного вихря в зоне передней критической точки имеет место при меньших значениях Re , а в зоне задней критической точки вторичный вихрь возникает с дальнейшим ростом числа Рейнольдса.

Развитие температурных полей с ростом разреженности пучка (с увеличением s_1/D) обнаруживает тенденцию к охлаждению газового потока в зонах отрыва. В области ядра потока температурное поле все более выравнивается вдоль течения и приобретает слоистый характер (рис. 2, *a*, *б*, *в*). Для плотных трубных пакетов влияние труб, как тепловых стоков, более ощутимо, что находит свое отражение в практически линейном изменении температуры ядра потока вдоль оси.

Проведенные исследования также показали, что повышение плотности трубного пакета, при сохранении расхода, также приводит к росту напряжения трения.

Для плотных трубных пакетов уровень тепловых потоков в безотрывной зоне течения несколько выше, а в области отрыва меньше, чем в случае разреженных пакетов.

Выводы

На основе компьютерного моделирования с использованием сопряженной постановки задачи теплопереноса установлены закономерности течения и теплообмена при поперечном обтекании мембранных трубных пучков в широком диапазоне изменения геометрических параметров. При этом плотность труб в пакете влияет, прежде всего, на динамику возникновения и протяженность вторичных вихрей в межтрубных областях. Для разреженных пакетов ($s_1 > 2$) маломасштабные вторичные вихри возникают в местах стыка мембран с трубами, начиная со значений $Re = 500$, а для более плотных ($s_1 \leq 2$) – с $Re = 250-300$.

Список использованной литературы

1. Лисейкин И. Д. Теплоотдача и аэродинамическое сопротивление мембранных конвективных поверхностей нагрева // Теплоэнергетика. – 1974. – № 12. – С. 66–69.
2. Левченко Г. И., Лисейкин И. Д., Копелиович А. М. Методика расчета температурного режима мембранных конвективных поверхностей нагрева с использованием безразмерных температур // Энергомашиностроение. – 1976. – № 2. – С. 4–8.
3. Вески А. Ю., Гольдберг А. И., Копелиович А. М., Марченков В. В. Конвективный теплообмен и температурный режим мембранного экономайзера // Энергомашиностроение. – 1979. – № 12. – С. 9–11.
4. Гомон В. И. Утилизация теплоты запыленных отходящих газов стекловаренных печей / В. И. Гомон, А. И. Ратушняк, В. Т. Чернецкий, А. Ф. Хрипун // Стекло и керамика, – 1989. – № 4. – С. 3–5.
5. Пат. 3363665 США, Heat exchanger using thermal convection tubes; Заявл. 11.05.1970; Опубл. – П.И.1972.

УДК 662.61:621

Н. М. Фіалко¹, Ю. В. Шеренковський¹, М. В. Майсон¹,
Л. С. Бутовський², Н. П. Полозенко¹, С. М. Стрижеус³, С. В. Хомук³,
Є. І. Мілко¹

¹Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

²Національний технічний університет України «КПІ», м. Київ

³Національний авіаційний університет, м. Київ

ОСОБЛИВОСТИ ТЕЧІ ПАЛЬНОГО І ОКИСНИКА В ЦИЛІНДРИЧНОМУ СТАБІЛІЗАТОРНОМУ ПАЛЬНИКОВОМУ ПРИСТРОЇ З ПЛАСТИНЧАТИМИ ІНТЕНСИФІКАТОРАМИ ПОТОКУ

До важливих способів підвищення ефективності спалювання палива в стабілізаторних пальникових пристроях відноситься інтенсифікація їх робочих процесів шляхом використання додаткових, турбулізуючих потік елементів [1–3].

В рамках даної роботи досліджуються закономірності течії пального та окисника у циліндричному пальнику за наявності та відсутності на його зривній кромці пластинчатих інтенсифікаторів горіння.

© Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренковський, М. В. Майсон, Л. С. Бутовський, Н. П. Полозенко, С. М. Стрижеус, С. В. Хомук, Є. І. Мілко, 2013

При проведенні розрахункових експериментів витрата палива (природний газ) на пальниковий пристрій складала $10 \text{ м}^3/\text{год}$, а коефіцієнт залишку повітря – 1,1. Геометричні характеристики відповідного пальника подано на рис. 1.

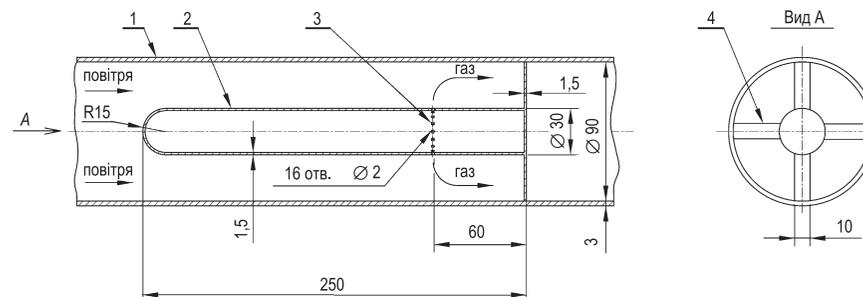


Рис. 1. Поздовжній розріз стабілізаторного циліндричного пальника з плоскими інтенсифікаторами горіння:
1 – циліндричний канал; 2 – циліндричний стабілізатор полум'я; 3 – газоподавальні отвори; 4 – плоский інтенсифікатор

На рис. 2 наведено картину ліній току в пальниковому пристрої для двох ситуацій, що зіставляються. Як видно, наявність інтенсифікаторів суттєво змінює структуру потоку. За їх відсутності має місце рециркуляційна зона відносно незначних розмірів тільки в закормовій області стабілізатора. При встановленні ж інтенсифікаторів рециркуляційні зони виникають і за кожним з них. Причому їх розміри значно перевищують розміри відповідної зони безпосередньо за стабілізатором. Щодо останньої, то вона також збільшується у порівнянні з ситуацією відсутності інтенсифікаторів. Так, за даними, наведеними на рис. 3, довжина рециркуляційної зони в закормовій області стабілізатора при наявності інтенсифікаторів збільшується майже в 1,5 рази. При цьому в даній зоні зростає також і швидкість руху продуктів горіння. Отже, встановлення інтенсифікаторів слугує покращенню умов

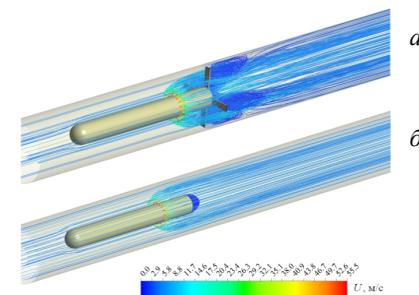


Рис. 2. Лінії току при наявності (а) та відсутності (б) інтенсифікаторів потоку

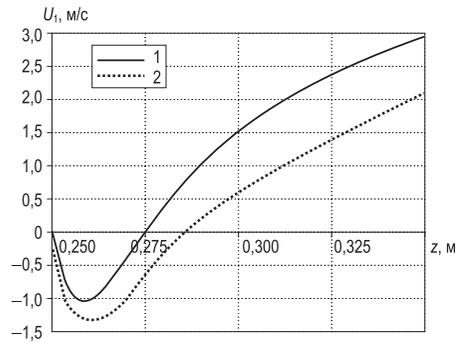


Рис. 3. Розподіл осьової компоненти швидкості вздовж вісі турбулентного сліду за циліндричним стабілізатором при наявності (2) та відсутності (1) інтенсифікаторів потоку

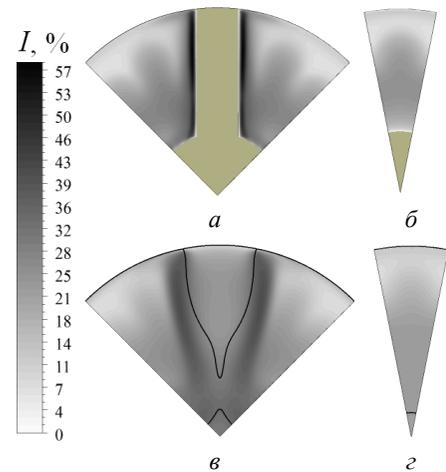


Рис. 4. Поля інтенсивності турбулентності при наявності (а), (в) та відсутності (б), (г) інтенсифікаторів потоку в поперечних перерізах пальника, розміщених на зривній кромці стабілізатора та за нею: а, б – $z = 0,25$ м (зривна кромка стабілізатора); в, г – $z = 0,27$ м

стабілізації полум'я завдяки збільшенню розмірів відповідних зон рециркуляції, а також рівня швидкостей в них.

Як видно з наведених даних, встановлення інтенсифікаторів на зривній кромці стабілізатора забезпечує суттєву турбулізацію потоку (рис. 4, 5).

При цьому найбільші відмінності у величинах інтенсивності турбулентності I , що відповідають умовам наявності та відсутності інтенсифікаторів, мають місце поблизу границь зон рециркуляції (суцільні лінії на рис. 4, 5 відповідають границям зон рециркуляції).

При встановленні турбулізаторів максимальні значення I в перерізі $z = 0,25$ м, що проходить через зривну кромку стабілізатора, зростають в 1,8 рази і досягають 58 % (рис. 4, а, б). З віддаленням від зривної кромки вниз за потоком розходження ΔI_{\max} максимальних значень величин інтенсивності турбулентності в фіксованому перерізі $z = \text{const}$ для двох ситуацій, що зіставляються, зменшуються. Так, якщо в перерізі розташування зривної кромки ці розходження досягають 32 %, то на відстані 20 мм від зривної кромки вони становлять 20 %, а на відстані 50 і 150 мм – лише 15 % і 8 % відповідно (рис. 4, 5). Звертає на себе увагу також

те, що зони підвищених значень інтенсивності турбулентності за стабілізатором значно більші за розміром в умовах, коли на його зривній кромці встановлюються інтенсифікатори потоку.

Відповідно до результатів досліджень втрати тиску, зумовлені наявністю інтенсифікаторів потоку, є відносно незначними. Так, якщо у разі відсутності інтенсифікаторів вони становлять 11,4 Па, то за наявності – 24,9 Па.

Таким чином, в циліндричних пальникових пристроях з пластинчастими інтенсифікаторами потоку, встановленими на затупленій задній кромці стабілізатора, суттєво турбулізується потік при значному збільшенні периметру запалювання факелу і порівняно невеликому підвищенні гідравлічного опору пальника.

Список використаної літератури

1. Дослідження характеристик течії в системі плоских стабілізаторів полум'я з пластинчастими турбулізаторами потоку / Фіалко Н. М., Альошко С. А., Ракитько К. В. та ін. // Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики: матеріали XXI між. конференції, Ялта 7–11 юнія 2011 г. – Київ, 2011. – С. 175–177.
2. Особливості структури течії в решітці стабілізаторів полум'я з полум'яперекидними перемичками / Фіалко Н. М., Альошко С. А., Майсон М. В. та ін. // Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики: матеріали XXI між. конференції, Ялта 7–11 юнія 2011 г. – Київ, 2011. – С. 183–187.
3. Експериментальні дослідження структури течії у пальникових пристроях стабілізаторного типу з застосуванням кутових турбулізаторів потоку / Бутовський Л. С., Фіалко Н. М., Прокопов В. Г. та ін. // Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики: матеріали XXII між. конференції, Ялта 8–12 юнія 2012 г. – Київ, 2012. – С. 141–145.

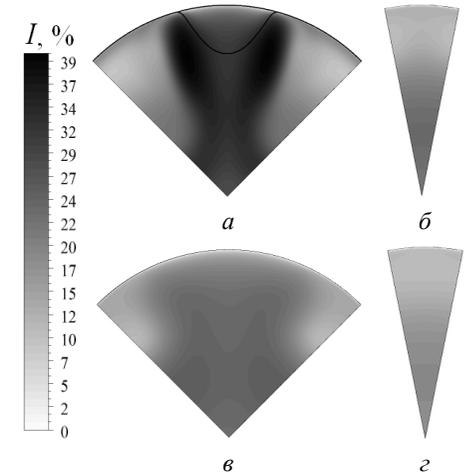


Рис. 5. Поля інтенсивності турбулентності при наявності (а), (в) та відсутності (б), (г) інтенсифікаторів потоку в поперечних перерізах пальника $z = \text{const}$, розміщених за зривною кромкою стабілізатора: а, б – $z = 0,3$ м; в, г – $z = 0,4$ м

Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, Є. Й. Бикоріз, І. В. Пузанов

Інститут технічної теплофізики НАНУ, м. Київ

РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ РЕСУРСУ РОБОТИ ВОДОГРІЙНИХ ГАЗОВИХ КОТЛІВ ТИПУ НИИСТУ-5

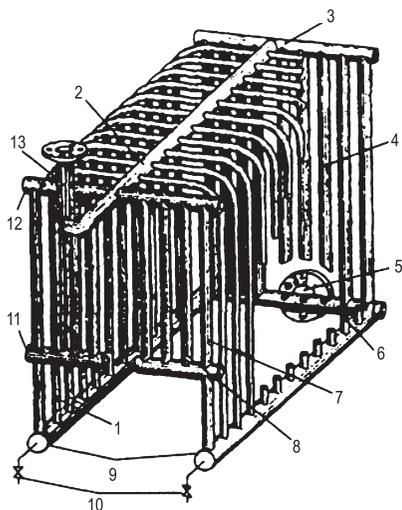


Рис. 1. Трубна частина котла НИИСТУ-5:

колектори: 1 – виходу води до споживача; 2 – верхній; 3 – верхній заднього топкового екрану; 5 – входу води в котел; 6 – нижній заднього топкового екрану; 9 – нижніх бічних топкових екранів; 11 – нижні переднього топкового екрану; 12 – верхній переднього топкового екрану;

труби топкових екранів: 4 – заднього; 7 – бічного; 8 – переднього; 10 – клапанів на продувочних лініях; 13 – перепускні труби

Водогрійний котел НИИСТУ-5 складається з пакету котла, колосникової системи, повітроходу, фронту і топки, двох керованих димових шиберів, теплоізоляції, каркаса, запірної і запобіжної арматури, контрольних вимірювальних приладів.

Трубна частина котла (рис. 1) складається з крайніх, середніх і задніх секцій. Середні секції опалювального котла складаються з одного верхнього колектора, двох нижніх того ж діаметру і трьох правих і лівих Г-подібних екранних труб. Передня секція складається з двох частин, верхні колектори (12) яких вварені у верхній колектор (2) опалювального котла, а два нижні (11) для поліпшення циркуляції сполучені перепускними трубами (13) відповідно з правим і лівим нижніми колекторами (9) опалювального котла (5). Верхні і нижні колектори правої і лівої частин передньої секції сполучені між собою передніми екранними трубами.

До вертикальних ділянок труб бічних екранів опалювального кот-

ла приварені сталеві смуги, створюючі газонаправляючі перегородки. Такі ж смуги приварені до екранних труб задньої секції котла. Середніх секцій в цих опалювальних котлах може бути від двох до п'яти.

На даний час кількість діючих в Україні котлів тепловою потужністю 0,32; 0,40; 0,55; 0,82 МВт оцінюється величиною 15 тис. одиниць. Переважна більшість цих котлів мають ККД 85 %, що не відповідає нормативним вимогам (сучасні котли потужністю до 1 МВт мають ККД не менше 91 %).

Проведені авторами обстеження ряду котлів виявили істотні недоліки як при експлуатації, так і в конструкції котла. Так, через щілини між сталевими смугами, що приварені до екранних труб, мають місце перетікання продуктів згорання газу з топки в нижню частину газоходів, тобто частина продуктів згорання не бере участь в конвективному теплообміні, який відбувається в проходах. Низькі швидкості продуктів згорання в газоходах, невеликий температурний градієнт між продуктами згорання і трубами, недостатня конвективна поверхня – все це обумовлює неефективність конвективного теплообміну в котлі.

Недосконалість котла НИИСТУ-5 переведеного на газоподібне паливо обумовлено тим, що спочатку котли були розраховані на спалювання твердих палив, при якому виникає винесення дрібних частинок палива і необхідність установки за котлом циклону і димососа. Цим пояснюється шатроподібна конструкція топки котла.

Технічне рішення по вдосконаленню водогрійного котла НИИСТУ-5 полягає у встановленні додаткової водотрубною частини котла (рис. 2), чим забезпечується можливість підвищення теплообміну, а в результаті збільшення ККД котла в цілому та його економічності, тобто в водогрійний котел встановлюється додаткова вертикальна трубна теплообмінна по-

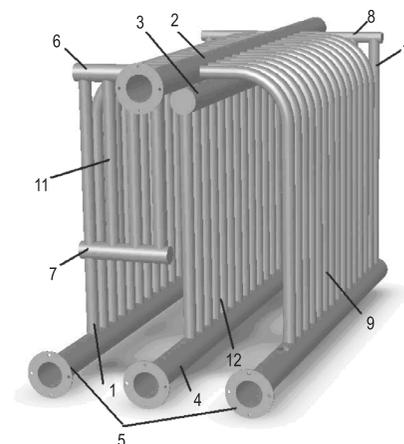


Рис. 2. Трубна частина модернізованого котла НИИСТУ-5

колектори: 2 – верхній; 3 – верхній вставки; 4 – нижній вставки; 5 – входу води в котел; 6 – верхній переднього топкового екрану; 7 – нижній переднього топкового екрану; 8 – верхній заднього топкового екрану;

труби топкових екранів: 1 – правого; 9 – лівого; 10 – заднього; 11 – переднього; 12 – вставки

верхня. Таким чином додаткова поверхня не затіняє труби лівого та правого екранів котла.

Модернізований водогрійний котел працює наступним чином: при спалюванні палива в топці димові гази, щб омивають внутрішню сторону лівого та правого екрану котла, а також додатковий вертикальний трубний екран, підіймаються вверх до верхнього колектору і через вікна поступають до конвективних газоходів котла. Далі димові гази омивають тиллові частини лівого та правого екранів, звідки відводяться з котла. Вода, що протікає через труби екранів та двухсвітний екран забирає тепло димових газів і нагрівається. Вода для підживлення подається до котла через патрубок у сполученні між собою колектори, з яких по трубах панелей і через верхні колектори, патрубки і верхній екран поступає до двухсвітнього екрану по трубах якого вона догрівається і відводиться з котла.

Висновок

Запропоноване технічне рішення забезпечує збільшення теплообмінної поверхні котла, тобто здійснюється збільшення ККД роботи котла (в залежності від умов його експлуатації) на 2–4 %, а також підвищується ефективність використання природного газу.

УДК 662.61.662.75

В. О. Логвин, В. Я. Скрипко, Є. Й. Бикоріз, В. І. Капітонов

Інститут технічної теплофізики НАНУ, м. Київ

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ГОРІННЯ НИЗЬКОЯКІСНОГО ВУГІЛЛЯ В ТОПЦІ З НТКШ

Експериментальна модель топки з НТКШ призначена для формування киплячого шару за допомогою повітророзподільної решітки 2 (рис. 1), та спалювання на ній низькоякісного вугілля з вологістю не вище 8 % і зольністю до 70 % та фракцій максимальним розміром палива не більше 13 мм.

© В. О. Логвин, В. Я. Скрипко, Є. Й. Бикоріз, В. І. Капітонов, 2013

Повітророзподільна решітка виділена на функціональній схемі (рис. 1) в окремий елемент по причині того, що її форма та конструкція має вирішальний вплив на ефективність роботи топки і загалом усієї установки, тобто, від конструктиву решітки залежить вибір обладнання, що має забезпечувати необхідний аеродинамічний режим роботи топки.

До експериментальної установки входять елементи, що забезпечують функціональність топки. Так, теплообмінник газотрубний 3 забезпечує необхідний теплосум від димових газів з перепадом температури $\Delta T_{\max} = 700 \text{ K}$ (від 1123 K до 423 K). Температура води за теплообмінником не повинна перевищувати 323 K. Блок шлаковидалення зістиковано зі з'ємним шлакозбірником 4. Заданий аеродинамічний режим підтримується високонапірним вентилятором 5 (В-Ц6-28-5) з тиском в номінальному режимі роботи 4400 Па і діапазоном продуктивності по повітрю 300–2800 м³/год. Для регулювання витрат повітря і підтримки необхідного тиску на повітророзподільній решітці перед топкою розташований патрубок регулювання витрат повітря. Розпалювання в топці проводиться за допомогою спеціального газового запальника 6, до якого через редуктор з балону 7 подається бутан-пропанова скраплена суміш. Для підготовки палива використовуються фракційні сита (блок паливopідготовки 9). Через механічний підживлювач твердого палива 8 паливо подається на повітророзподільну решітку.

Димові гази, охолоджені до 473 K в теплообміннику 3, подаються спочатку в двоканальний відцентровий фільтр 10 для попередньої сепарації твердих часток золи та пилу, з якого зола надходить до паливного бункера, а потім в шестиканальний відцентровий фільтр 11. Димові гази за допомогою димососа 12 (ВЦ 10-28 № 1,5) подаються в димову трубу 13. Димосос встановлюється з метою підтримання заданого тиску (розрідження) над повітророзподільною решіткою в об'ємі топки. Теплообмінник 3 забезпечується водою з підживлювача 14. Підігріта вода з теплообмінника надходить до водозбірника 15.

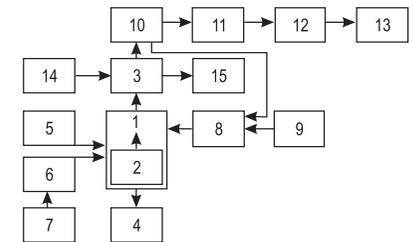


Рис. 1. Функціональна блок-схема експериментального стенду:

1 – топка з НТКШ; 2 – повітророзподільна ковпачкова решітка; 3 – теплообмінник; 4 – шлакозбірник; 5 – вентилятор; 6 – запальник; 7 – балон зі скрапленим газом; 8 – підживлювач твердого палива; 9 – паливopідготовка; 10 – двоканальний відцентровий фільтр; 11 – шестиканальний відцентровий фільтр; 12 – димосос; 13 – димова труба; 14 – подача води; 15 – водозбірник

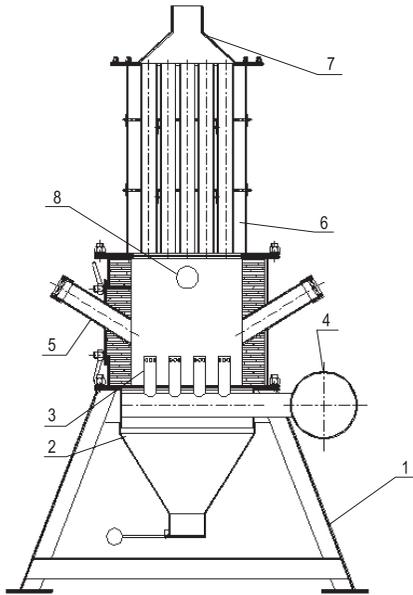


Рис. 2. Схема вогневої установки для дослідження процесів горіння у киплячому шарі:

1 – основа; 2 – зольний бункер; 3 – повіторозподільча решітка; 4 – патрубок для підводу дуттьового повітря; 5 – двері з пристроєм для спостереження за горінням; 6 – димогарна конвективна частина; 7 – патрубок для виходу димових газів; 8 – отвір для шнека подачі палива

5 – аеродинамічний опір 1-го ступеня очистки димових газів; 6 – тиск димових газів за 1-им ступенем очистки димових газів; 7 – витрата дуттьового повітря); 8 – прилад показу та реєстрації температури КСП-4 (температура киплячого шару, димових газів за топкою та конвективною частиною); 9 – мікроманометр ММН-240 (тиск димових газів); 10 – газоаналізатор TESTO (склад димових газів за установкою).

У якості первинних датчиків температури для приладу КСП-4 використовуються термопары марки ХА.

Витрати води вимірюються об'ємним методом. Для вимірів температури води використовується переносний термометр з діапазоном виміру 273–373 К.

Дослідження по спалюванню низькоякісного вугілля в топці з НТКШ проводяться з метою визначення можливості спалювання низькоякісного твердого палива в топках котлів малої потужності. Для проведення експериментів була розроблена та виготовлена експериментальна вогнева модель топки. У ході експериментів визначені достатні та необхідні умови ефективної роботи топки: розпалювання вугілля; температурні та аеродинамічні режими стабільного горіння в НТКШ. А також визначені умови зниження викидів оксидів сірки та азоту з продуктами спалювання. Схема вогневої установки для дослідження процесів горіння у киплячому шарі наведені на рис. 2.

На рис. 3 наведено схему теплотехнічних вимірювань: 1–7 – мановакууметри двотрубні U-образні (1 – тиск дуттьового повітря на установку; 2 – аеродинамічний опір решітки киплячого шару; 3 – тиск димових газів у топці; 4 – аеродинамічний опір конвективної частини;

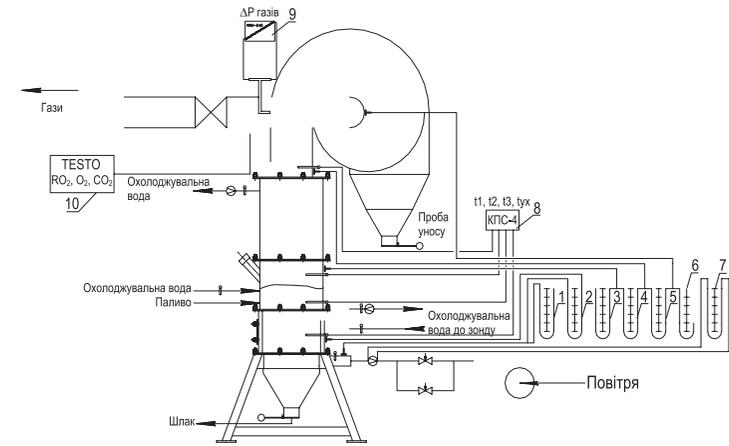


Рис. 3. Схема теплотехнічних вимірювань

Порівняння залежностей опору решітки і КШ від швидкості повітря сумішей котлового шлаку та вугілля марки Д при температурах 288 та 1123 К показують, що при однокових швидкостях псевдозріднення опір решітки та КШ при температурі 1123 К у середньому у 0,8 разів менший від опору решітки та КШ при температурах 288 °С. Висота шару при температурах 1123 К більша в середньому в два рази, ніж висота шару при температурах 288 К.

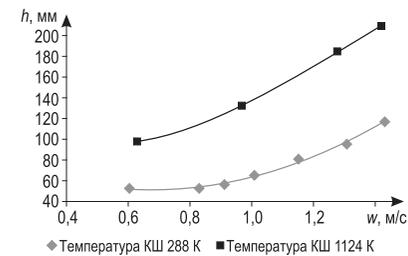


Рис. 4. Залежність висоти шару від швидкості повітря при різних температурах для суміші шамоту (90 %) та вугілля (10 %)

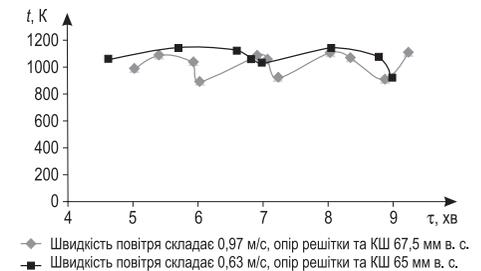


Рис. 5. Температурні режими при спалюванні вугілля марки Д при різних потужностях

Проведення експерименту на різних режимах роботи лабораторного стенду показали залежність швидкості вигорання палива від швидкості повітря.

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛООБМЕНА С ПОМОЩЬЮ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ГАЗОДИНАМИКИ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ТОПКАХ ЖАРОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫХ КОТЛОВ

Вопрос о комплексном подходе к проектированию топочных и горелочных устройств котельных агрегатов поднимался в отечественной и зарубежной литературе на протяжении длительного времени. Однако изучению условий работы поверхностей нагрева, равно как и формированию температурных зон в топочном пространстве жаротрубно-дымогарных котлов, оснащенных блочными вентиляторными горелками, уделяется недостаточно внимания.

Целью данной работы явилось изучение условий работы поверхностей нагрева жаровой трубы – топки водогрейного котла. Объектом для изучения послужила топка котла тепловой мощностью 630 кВт, поскольку водогрейные отопительные котлы такой единичной мощности широко используются предприятиями коммунальной теплоэнергетики.

Жаровые трубы – топки жаротрубно-дымогарных котлов, – имеют цилиндрическую форму, и при транзитном (инверсионном) движении дымовых газов оборудуются аксиальным или боковым выходом продуктов сгорания.

Исследования проводились по следующему плану:

– анализ имеющихся экспериментальных данных о работе цилиндрических камер сгорания, сжигающих газ при диффузном горении;

– тепловой расчет жаровой трубы – топки с аксиальным выходом продуктов сгорания по методике, разработанной профессором А. М. Гурвичем [1];

– анализ показателей, полученных в тепловом расчете и при компьютерном моделировании, путем сравнения их с имеющимися экспериментальными данными.

Экспериментальные и расчетные данные [2–5], полученные при работе топочных устройств, оснащенных газовыми диффузионными горелочными устройствами, представлены в табл. 1.

Общие теплотехнические характеристики цилиндрических топочных устройств для сжигания газового топлива

Характеристики	Наименование топочного устройства				
	Камера сгорания, Институт газа АН УССР	Лабораторная камера сгорания С 492, Великобритания	Камера сгорания «Hargell furnace», Великобритания	Топка котла серии Vitomax 200, Viessmann, Германия	Топка жаротрубного котла 630 кВт (расчет)
1. Топливо	природный газ	пропан	метан	природный газ	природный газ
2. Тепловая мощность горелки, кВт	11,7	82	59,1	2285	685
3. Адиабатическая температура горения, °С	1917	1620	1341	1837	1929
4. Температура на выходе из топки, °С	1026	853	343	1210	1166
5. Коэффициент избытка воздуха	1,08	1,4	1,71	1,15	1,08
6. Средняя скорость движения продуктов сгорания, м/с	0,82	1,1	1,7	7,3	4,8
7. Число Рейнольдса	483	2167	3681	22146	9600
8. Коэффициент общей отдачи тепла, $\mu = Q_{в}/V \cdot Q_{п} \eta_{г}$	0,425	0,51	0,76	0,40	0,42
9. Тепловое напряжение поверхности нагрева, $\cdot 10^3$ ккал/м ² ·ч	25,2	45,1	54,7	262,7	152,6
10. Тепловое напряжение топочного объема, $\cdot 10^3$ ккал/м ³ ·ч	531,1	442,8	806,9	1231,7	1172,3

По приведенным данным можно сказать, что современные топочные устройства жаротрубно-дымогарных котлов работают при значениях коэффициента общей отдачи тепла μ в пределах 0,40–0,51. Данные, полученные для камеры сгорания «Harwell furnace» (Великобритания), свидетельствуют о том, что данное устройство по своим характеристикам является камерой сгорания форсированного типа и работает в условиях, отличных от условий работы жаровой трубы-топки, оснащенной блочной вентиляторной горелкой. Для камеры сгорания «Harwell furnace», при располагаемой тепловой мощности горелки, характерны высокие значения числа Рейнольдса, коэффициента общей отдачи тепла и тепловой напряженности топочного объема.

Значения температур продуктов сгорания, полученные при моделировании топочных устройств с помощью универсального программного комплекса *Fluent*, представлены в табл. 2. Моделирование выполнялось с использованием физической модели DO при решении задач в программном комплексе *Fluent* по 1-му (*First Order Upwind*) и 2-му (*Second Order Upwind*) способу [6]. Моделирование показало хорошую сходимость результатов при использовании обоих способов решения (разность температур не превысила 28 °С).

Таблица 2

Температура дымовых газов на выходе из жаровых труб – топков котла тепловой мощностью 630 кВт (данные моделирования)

Наименование модели и решение	Конструкция топки	
	Топка с аксиальным направлением выхода продуктов сгорания	Топка с боковым направлением выхода продуктов сгорания
Модель DO:		
– 1-е решение	1199 °С	1193 °С
– 2-е решение	1214 °С	1221 °С

Значения температур дымовых газов на выходе из топки с аксиальным выходом продуктов сгорания, полученные при моделировании, отличны от данных, полученных в ходе теплового расчета не более чем на 48 °С при одинаковых исходных теплотехнических показателях работы топочного устройства. Такая сходимость является удовлетворительной для тепловых расчетов топочных устройств [1].

Суммарная величина тепловых потоков на поверхностях нагрева в топках обоих типов представлена на рисунок. В случае с топкой с акси-

альным выходом продуктов сгорания (рисунок *а*), зоны максимальных тепловых потоков занимают заметную площадь и смещены в тыльную часть топки. Разность между максимальной и минимальной величинами тепловых потоков достигает пятикратных значений ($1,5 \cdot 10^5$ Вт/м² против $3 \cdot 10^4$ Вт/м²).

В случае с топкой с боковым выходом продуктов сгорания (рисунок *б*) зоны максимальных тепловых потоков более локализованы, но также располагаются в области, прилегающей к тылу топки.

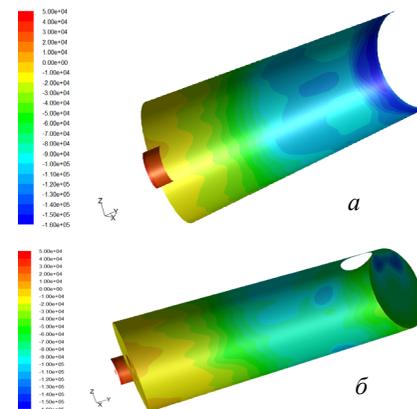


Рисунок. Суммарный тепловой поток на поверхностях нагрева топков с аксиальным (*а*) и боковым (*б*) расположением выхода продуктов сгорания, Вт/м²

Выводы

1. Осуществлено моделирование процесса сжигания природного газа в топках жаротрубно-дымогарного котла тепловой мощностью 630 кВт с помощью универсального программного комплекса *Fluent*.

2. Проверена достоверность результатов, полученных при расчете жаровой трубы-топки с аксиальным выходом продуктов сгорания котла тепловой мощностью 630 кВт по методике теплового расчета, предложенной А. М. Гурвичем.

Расчеты показали удовлетворительную сходимость с результатами моделирования (расхождение температур на выходе из топки не более 100 °С). При этом теплотехнические характеристики исследуемой топки соответствуют аналогичным экспериментальным показателям для устройств такого типа.

3. Моделирование процесса горения и теплообмена в топках жаротрубно-дымогарных котлов выявило следующие особенности их работы:

- неравномерное распределение тепловых нагрузок, локализация зон с высокими значениями (до $160 \cdot 10^3$ Вт/м²) тепловых потоков в тыльной части топки (при средних значениях тепловых потоков $70\text{--}90 \cdot 10^3$ Вт/м²) в топках с аксиальным выходом продуктов сгорания;
- более равномерное распределение зон тепловых потоков на поверхностях нагрева топки с боковым отводом продуктов сгорания.

4. Полученные данные могут использоваться для совершенствования технико-экономических показателей и повышения надежности работы жарубно-дымогарных котлов, использующих газовое топливо.

Список использованной литературы

1. Гурвич А. М. Теплообмен в топках паровых котлов. Теория и расчет. – М.–Л.: Государственное энергетическое издательство, 1950. – 175 с.
2. Сигал И. Я., Лавренцов Е. М., Косинов О. И., Домбровская Э. П. Газовые водогрейные промышленно-отопительные котлы., под общей редакцией канд. техн. наук И. Я. Сигала. – Киев.: Техника, 1967. – 143 с.
3. Combustion Laboratory Unit C492, P A Hilton Ltd.Horsebridge Mill, King's Somborne, Stockbridge, Hampshire, SO20 6PX, England.
4. Wilkes N. S., Guilbert P. W., Shepherd C. M., Simcox S. The application of HARWELL-FLOW3D to combustion problems. – UKAEA Atomic Energy Research Establishment Computer Science and Systems Division Harwell, UK, 1989. – 253 pp.
5. Миrowski А. Отопительные и технологические котельные, Методические указания – Viessmann, 2002. – 48 с.
6. FLUENT 6.3, User's Guide, Fluent. – Lebanon.: Incorporated Centerra Resource Park10 Cavendish Court NH 03766, USA, 2007. – 2501 pp.

УДК 662.61:621

**Н. М. Фіалко¹, Ю. В. Шеренковський¹, М. В. Майсон¹,
М. З. Абдулін², Л. С. Бутовський², Н. П. Полозенко¹,
С. М. Стрижеус³, А. О. Єніна³, О. Б. Тимощенко¹**

¹Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

²Національний технічний університет України «КПІ», м. Київ

³Національний авіаційний університет, м. Київ

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ СУМІШОУТВОРЕННЯ В ПАЛЬНИКОВОМУ ПРИСТРОЇ З ЦИЛІНДРИЧНИМ СТАБІЛІЗАТОРОМ ПОЛУМ'Я

Забезпечення високого ступеня змішування пального і окисника в гирлі пального пристрою є одним із засобів інтенсифікації процесів горіння. В стабілізаторних пального пристроях при багато-

© Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренковський, М. В. Майсон, М. З. Абдулін, Л. С. Бутовський,
Н. П. Полозенко, С. М. Стрижеус, А. О. Єніна, О. Б. Тимощенко, 2013

струменевій подачі палива в зносячий потік окисника з бічної поверхні стабілізатора таке змішування може бути реалізовано шляхом вибору відповідної відстані між газоподавальними отворами і зривною кромкою стабілізатора [1].

У даній роботі розглядаються характерні дані математичного моделювання процесів сумішоутворення у пального пристрої з циліндричним стабілізатором полум'я при варіюванні у широких межах відстані L_1 між зривною кромкою стабілізатора та газоподавальними отворами ($0,015 \text{ м} \leq L_1 < 0,14 \text{ м}$). Одержані результати відповідають таким вихідним параметрам: витрата палива (метану) складає $10 \text{ м}^3/\text{год}$; коефіцієнт залишку повітря приймався рівним 1,1; абсолютна температура газу та повітря на вході в пального пристрій 300 К ; довжина та діаметр стабілізатора полум'я приймалися рівними $0,25 \text{ м}$ та $0,03 \text{ м}$ відповідно; діаметр газоподавальних отворів дорівнював $0,002 \text{ м}$, а кутовий крок їх розташування – $22,5^\circ$; діаметр циліндричного каналу складав $0,09 \text{ м}$.

Розрахункові експерименти базувалися на вирішенні системи диференціальних рівнянь осереднених за Рейнольдсом, яка включає: рівняння неперервності для суміші в цілому, рівняння руху та рівняння неперервності для компонентів суміші. Замикання відповідної системи рівнянь здійснювалося з використанням RNG k - ϵ моделі турбулентності.

Дані на рис. 1–3 ілюструють типові поля масової концентрації метану Y_{CH_4} у пального, що розглядається, для $L_1 = 0,14 \text{ м}$; $0,1 \text{ м}$; $0,06 \text{ м}$ та $0,015 \text{ м}$. На цих рисунках зони I відповідають підвищеному вмісту повітря; в них масова концентрація метану нижче нижньої концентраційної межі займання $Y_{\text{CH}_4} < 0,028$. Зона II характеризується підвищеним вмістом палива, тут масова концентрація метану вище верхньої концентраційної межі $Y_{\text{CH}_4} > 0,089$. Зона III відповідає значенням величини Y_{CH_4} у концентраційних межах запалення.

Як свідчать результати комп'ютерного моделювання, при $L_1 = 0,14 \text{ м}$ та $0,1 \text{ м}$ у поперечному перерізі, що проходить через зривну кромку стабілізатора, велика частина суміші пального і окисника знаходиться в концентраційних межах запалення (рис. 1, а, б та рис. 2 а, б, рис. 3). І лише поблизу зовнішньої стінки каналу має місце підвищений вміст повітря. За цих умов можлива інтенсифікація процесу горіння і реалізація механізму спалювання близького до кінетичного.

При менших значеннях L_1 ($L_1 = 0,06 \text{ м}$ і $0,015 \text{ м}$) значну центральну частину вказаного перерізу займає суміш з підвищеним вмістом газу або окисника (рис. 1, в, г та рис. 2, в, г). При цьому механізм спалювання па-

лива буде набувати характеристики менш інтенсивного дифузійного горіння.

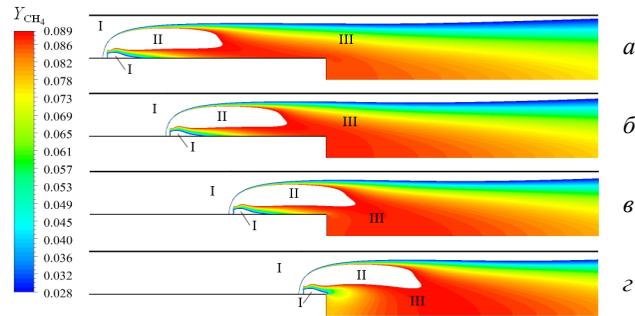


Рис. 1. Поля масової концентрації метану в поздовжньому перерізі пальника з циліндричним стабілізатором, що проходить через центр газоподавального отвору, при різних значеннях відстані від зривної кромки до газоподавальних отворів L_1 : а) $L_1 = 0,14$ м; б) $L_1 = 0,1$ м; в) $L_1 = 0,06$ м; г) $L_1 = 0,015$ м

Таким чином, в умовах, що розглядаються, інтенсифікація процесів горіння шляхом реалізації механізму спалювання палива близького до кінетичного, тобто високоінтенсивного горіння, можлива за рахунок розміщення газоподавальних отворів відносно зривної кромки стабілізатора на порівняно значних відстанях $L_1 \geq 0,1$ м.

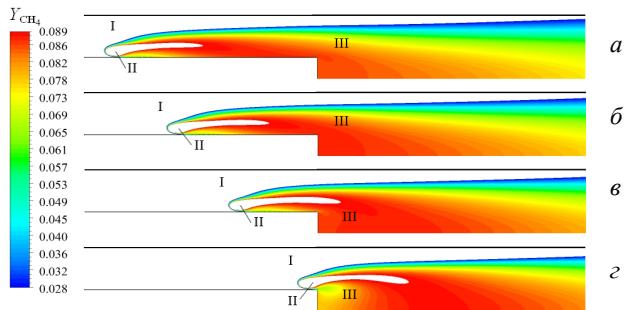


Рис. 2. Поля масової концентрації метану в поздовжньому перерізі пальника з циліндричним стабілізатором, що проходить посередині між газоподавальними отворами, при різних значеннях відстані від зривної кромки стабілізатора до газоподавальних отворів L_1 : а) $L_1 = 0,14$ м; б) $L_1 = 0,1$ м; в) $L_1 = 0,06$ м; г) $L_1 = 0,015$ м.

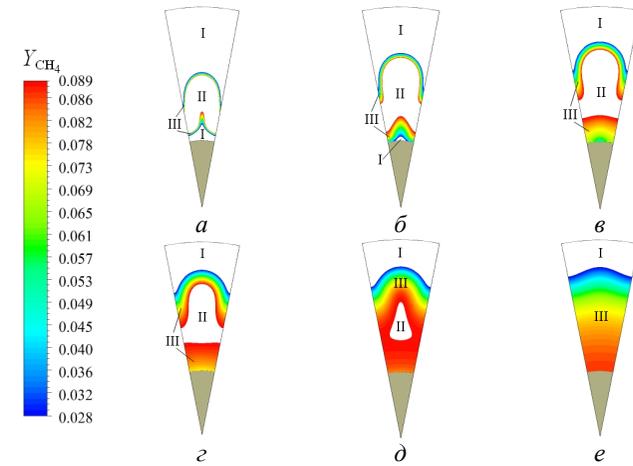


Рис. 3. Поля масової концентрації метану при $L_1 = 0,14$ м в поперечних перерізах пальника з циліндричним стабілізатором $z = \text{const}$: а) $z = 0,115$ м; б) $z = 0,125$ м; в) $z = 0,140$ м; г) $z = 0,160$ м; д) $z = 0,180$ м; е) $z = 0,25$ м (зривна кромка стабілізатора).

Список використаної літератури

1. Компьютерное моделирование процесса смесеобразования в горелочных устройствах стабилизаторного типа с подачей газа внедрением в сносящий поток воздуха / Фялко Н. М., Бутовский Л. С., Прокопов В. Г. и др. // Промышленная теплотехника. – 2011. – Т. 33, № 1. – С. 51–56.

УДК 662.61:621

**Фялко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В.,
Альошко С. О., Абдулін М. З., Бутовський Л. С., Озеров А. А.**

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕЧІЙ ТА ТЕПЛОБМІНУ В СИСТЕМАХ ОХОЛОДЖЕННЯ МІКРОФАКЕЛЬНИХ ПАЛЬНИКОВИХ ПРИСТРОЇВ

Аналіз особливостей експлуатації пальникових пристроїв різних типів свідчить про те, що до основних чинників зниження їх ресурсу

© Фялко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В., Альошко С. О., Абдулін М. З., Бутовський Л. С., Озеров А. А., 2013

відноситься недосконалість систем охолодження. Дослідження процесів переносу в системах охолодження мікрофакельних пальникових пристроїв становлять значний інтерес для практики конструювання та експлуатації даних пристроїв. При цьому особливо важливими є дослідження, що проводяться на основі математичного моделювання, оскільки вони дозволяють отримувати детальну польову інформацію щодо основних характеристик протікання процесу.

Дана робота присвячена висвітленню особливостей методики математичного моделювання досліджуваної фізичної ситуації, що відповідає умовам спалювання палива в котельних установках при застосуванні мікрофакельних пальникових пристроїв з плоскими стабілізаторами полум'я, оснащеними спеціальними системами охолодження.

В плані постановки задачі наводиться опис принципової схеми системи самоохолодження вказаних мікрофакельних пальникових пристроїв (рис. 1).

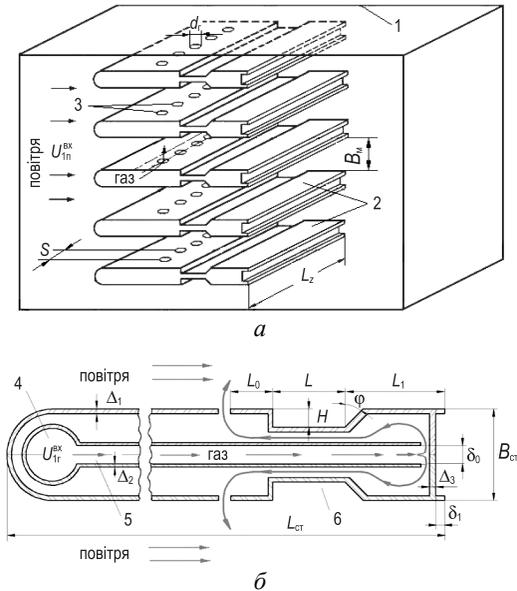


Рис. 1. До постановки задачі: схеми мікрофакельного пальникового пристрою стабілізаторного типу (а) і його системи охолодження з обдувом торцевої поверхні стабілізатора плоским імпульсним струменем (б): 1 – плоский канал; 2 – стабілізатори полум'я; 3 – газоподавальні отвори; 4 – газоподавальний колектор; 5 – канал для охолоджувального газу; 6 – нішева порожнина.

При математичному моделюванні для кожного стабілізатора полум'я враховувалась взаємозв'язаність процесів переносу, що відбуваються у внутрішній порожнині стабілізатора, з його зовнішнього боку і в розділяючих ці зони стінках стабілізатора. Тобто, мало місце сумісне врахування процесів течії і теплообміну всередині стабілізатора, теплопровідності в елементах його конструкції, а також процесів розвитку струменів газу в зносячому потоці окисника, сумішоутворення палива та окисника і власне горіння палива з зовнішнього боку стабілізатора.

Таким чином, стосовно виокремленого стабілізатора розгляду підлягала трикомпонентна спряжена задача, яка формулюється для взаємозв'язаних процесів переносу, що реалізуються в трьох суміжних підобластях.

Математична модель досліджуваного процесу включає рівняння руху, рівняння нерозривності, рівняння енергії для реагуючих турбулентних потоків, рівняння збереження маси компонентів реагуючої суміші, рівняння стану для багатокомпонентної суміші та рівняння теплопровідності для стінок конструкції стабілізаторів. Для опису радіаційного теплопереносу застосовувався метод сферичних гармонік у $P1$ наближенні. Моделювання процесу горіння метану здійснювалося з використанням функції густини ймовірності (PDF -модель).

Граничні умови до системи рівнянь реагуючого турбулентного потоку задавались таким чином: у вхідних перерізах приймалися постійні значення відповідних величин (швидкостей, концентрацій, температур тощо), у вихідних перерізах – м'які граничні умови; на твердих границях задавались умови прилипання для швидкостей і рівності нулю перших похідних по нормалі до цих поверхонь від концентрації компонент суміші. Як теплові умови на поверхнях топки і каналу, в якому встановлюється стабілізаторна решітка, приймалися граничні умови першого роду, на поверхнях стабілізатора – умови спряження.

У роботі для замикання системи рівнянь проведено верифікацію моделей турбулентності. З цією метою результати відповідних натурних експериментів зіставлялись з даними числових розв'язків поставленої задачі, одержаними з використанням різних модифікацій моделей турбулентності. За результатами виконаних досліджень встановлено, що найменші відхилення порівнюваних даних мають місце для RNG k - ϵ моделі турбулентності (див. таблицю).

Основним положенням методики поетапного моделювання є розділення вихідної трикомпонентної спряженої задачі на дві двокомпонентні. Тобто формулюються дві окремі двокомпонентні спряжені за-

дачі: перша – власне для кожного стабілізатора, включаючи його внутрішню порожнину з системою охолодження та стінки, друга – для підобласті, яка охоплює всю розрахункову область за виключенням внутрішніх порожнин стабілізаторів. Узгодження розв’язків цих задач здійснюється завдяки ітераційному процесу, покликаному забезпечити виконання умов спряження на границях кожної з вказаних розрахункових підобластей.

Таблиця

Зіставлення даних експериментів і результатів математичного моделювання для різних моделей турбулентності

Експериментальні роботи	Величини, що зіставляються	Середні відносні відхилення δ_n для різних моделей турбулентності, %						
		SA	Standard k- ϵ	RNG k- ϵ	Realizable k- ϵ	Standard k- ω	SST k- ω	RSM
Хаген Р.Л., Данак А. М. [1]	Швидкість, $U_1/U_1^{вх}$	6,9	1,8	1,6	1,6	9,5	4,9	10,9
Грайхен К., Корнилов В. І. [2]	Коефіцієнт тиску, C_p	38,0	4,7	4,7	9,5	19,0	9,5	28,5
Хівада М., Мабуші І. [3]	Коефіцієнт тиску, C_p	13,3	5,9	0,7	2,2	15,5	8,9	9,6

У роботі проведено спеціальні дослідження, присвячені оцінці достовірності результатів комп’ютерного моделювання. З цієї метою для різних елементів математичної моделі виконано зіставлення експериментальних і розрахункових даних.

Для ситуації течії і теплообміну в нишевих порожнинах різної конфігурації виконані зіставлення з натурними експериментами Дьяченко А. Ю., Терехова В. І., Яригіної Н. І. [4]. На рис. 2 як приклад представлено розрахункові та експериментальні дані розподілу по міделевому перетину нишевої порожнини коефіцієнта тепловіддачі α . Як впливає з наведених результатів, відхилення зіставляються величин виявляються відносно невеликими.

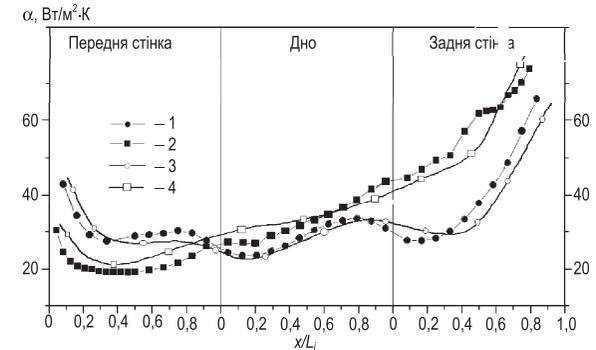


Рис. 2. Розподіл коефіцієнта тепловіддачі в міделевому перетині трапецеєвидної ниші: 1, 3 – експеримент Дьяченко А. Ю., Терехова В. І., Яригіної Н. І. [4]; 2, 4 – числовий розв’язок; 1, 2 – $\phi = 30^\circ$; 3, 4 – $\phi = 90^\circ$.

Велика увага в роботі приділялася оцінці достовірності даних про значеннях температури стінок стабілізаторів полум’я. Рис. 3. ілюструє зміну температури центральної зони торця стабілізатора залежно від гідродинамічного параметра q ($q^* = \rho_r \cdot V_r^2 / \rho_n \cdot V_n^2$, де V_r, V_n – швидкості газу і повітря; ρ_r, ρ_n – густина газу та повітря). Згідно з наведеними результатами розбіжності розрахункових і експериментальних даних не перевищують 7 %.

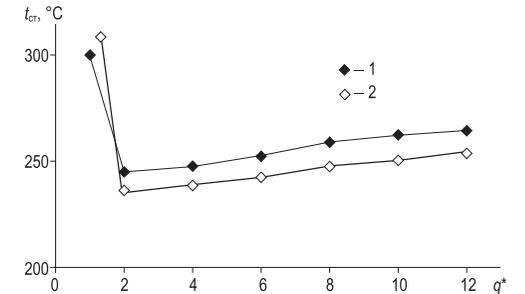


Рис. 3. Залежність температури центральної зони торця стабілізатора від гідродинамічного параметра q^* : 1 – експеримент Джамала І. [5]; 2 – числове рішення.

Список использованной литературы

1. Хаген Р.Л. Перенос импульса при турбулентном отрывном обтекании прямоугольной впадины / Р.Л. Хаген, А.М. Данак // Прикладная механика. – 1966. – Т. 3, № 3. – С. 189–195.
2. Грайхен К. Некоторые свойства турбулентного течения в каверне в условиях дозвукового обтекания / К. Грайхен, В.И. Корнилов // Теплофизика и аэромеханика. – 1996. – Т. 3, № 4. – С. 321–335.
3. Hiwada M. Three-Dimensional Flow and Heat Transfer in a Rectangular Cavity / M. Hiwada, I. Mabuchi, M. Cumada // Heat Transfer Jap. Res. – 1985. – V. 14, № 1. – P. 75–96.

Таким чином, зона найбільшого впливу ніші на турбулізацію потоку локалізується поблизу місця її розташування, що є важливим для займання палива та стабілізації полум'я.

Щодо величини відхилень значень інтенсивності турбулентності за наявності та відсутності нішової порожнини, то вони можуть бути значними. Так, у зовнішньому потоці в перерізі $z = 0,235$ м (рис. 2, *г*), що відповідає задній стінці ніші, інтенсивність турбулентності поблизу зовнішньої поверхні стабілізатора майже вдвічі перевищує відповідні значення за відсутності ніші і становить приблизно 23 %.

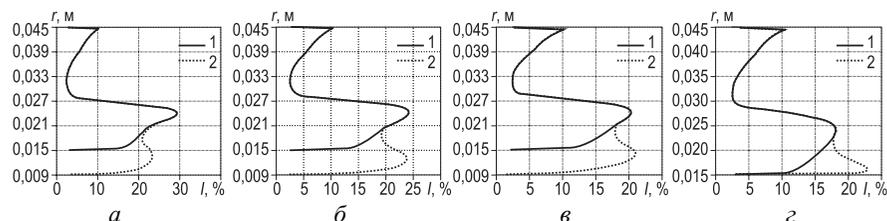


Рис. 2. Розподіл інтенсивності турбулентності по радіусу пальника при відсутності (1) та наявності (2) прямокутної кільцевої ніші в поздовжньому перерізі пальника, що проходить через центр газоподавального отвору, при різних значеннях осевої координати z : $a - z = 0,2125$ м (чверть довжини ніші); $b - z = 0,22$ м (середина ніші); $v - z = 0,2275$ м (три чверті довжини ніші); $z - z = 0,235$ м (задня стінка ніші)

За результатами виконаних досліджень також одержано, що втрати тиску, пов'язані з наявністю кільцевої прямокутної ніші, є незначними і для умов, які розглядаються, не перевищують 6 % від загальної втрати тиску в пальнику за відсутності ніші.

Список використаної літератури

1. Взаимодействие разномасштабных турбулентных отрывных потоков / А. Ю. Дьяченко, Я. И. Смольский, В. И. Терехов, Н. И. Ярыгина // XIV Минский Международный Форум по Теплообмену МИФ-14. Институт теплообмена, Минск, Беларусь. 10–14.09.2012. – 6 с.
2. Герценштейн С. Я. О влиянии частоты возмущений и толщины пограничного слоя на теплообмен при обтекании кубической каверны / Герценштейн С. Я., Краснопольский Б. И. // Изв. РАН. МЖГ. – 2010. – № 1. – С. 32–39.
3. Леонтьев А. И. Вихревая интенсификация тепло-и массообменных процессов с помощью луночных технологий (численное и физическое моделирование) / Леонтьев А. И., Исаев С. А. // Труды 5-ой Национальной конференции по теплообмену (РНКТ-5), Москва. – 25–29 октября 2010. – М.: Изд-во МЭИ (ТУ). – Т. 6. – С. 102–105.

4. Вихревая интенсификация теплообмена в микроканалах с овальными лунками / Исаев С. А., Леонарди Э., Тимченко В., Усачов А. Е. // Третья международная конференция «Теплообмен и гидродинамика в закрученных потоках». 21–23 октября 2008 г. Москва. – 2008. – С. 1–10.
6. А. Ю. Дьяченко Обтекание турбулентным потоком поперечной каверны с наклонными боковыми стенками. Ч. 1. Структура потока / А. Ю. Дьяченко, В. И. Терехов, Н. И. Ярыгина // Прикладная механика и техническая физика. – 2006. – Т. 47, № 5. – С. 68–76.

5. Дьяченко А. Ю. Обтекание турбулентным потоком поперечной каверны с наклонными боковыми стенками. 2. Теплообмен / А. Ю. Дьяченко, В. И. Терехов, Н. И. Ярыгина // Прикладная механика и техническая физика. – 2007. – Т. 48, № 4. – С. 23–29.

6. Анализ влияния нишевой полости на аэродинамическое сопротивление канала / Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Алешко С. А. и др. // Промышленная тепло-техника. – 2012. – Т. 34, № 1. – С. 72–76.

7. Математическое моделирование взаимодействия вихревых структур в прямоугольной нише / Фиалко Н. М., Иваненко Г. В., Прокопов В. Г. и др. // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: материалы XXII межд. конференции, Ялта 8–12 июня 2012 г. – Киев, 2012. – С. 148–150.

УДК 662.61:621

**Н. М. Фиалко¹, В. Г. Прокопов¹, Ю. В. Шеренковский¹,
С. А. Алешко¹, Н. О. Меранова¹, Н. П. Полозенко¹,
М. З. Абдулин², Л. С. Бутовский², П. М. Мельник³**

¹Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

²Национальный технический университет Украины «КПИ», г. Киев

³Национальный авиационный университет, г. Киев

ВЛИЯНИЕ КОЛИЧЕСТВА СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ НА ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ В ЭШЕЛОНИРОВАННЫХ СТАБИЛИЗАТОРНЫХ РЕШЕТКАХ

В данной статье рассматриваются закономерности течения в лестнично эшелонированной решетке стабилизаторов пламени при варьировании их количества. Анализируется ситуация, когда прочие характеристики решетки стабилизаторов, такие как их форма, размеры, ко-

© Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский, С. А. Алешко, Н. О. Меранова, Н. П. Полозенко, М. З. Абдулин, Л. С. Бутовский, П. М. Мельник, 2013

эффицент загромождения проходного сечения канала и т.д., остаются при проведении сопоставлений одинаковыми. В таких условиях изменение количества стабилизаторов отвечает изменению мощности микрофакельного горелочного устройства.

В качестве основного метода исследования использовалось математическое моделирование. Характерные результаты проведенных численных исследований представлены на рис. 1, а, б и в табл. 1. Исходные данные для математического моделирования следующие: $U_{\text{вх}}^{\text{в}} = 6,8$ м/с; $U_{\text{вх}}^{\text{г}} = 24$ м/с; $L_{\text{п}} = 0,2$ м; $L_{\text{ст}} = 0,215$ м; $L_{\text{к}} = 1,5$ м; $H = 0,075$ м; $B_{\text{к}} = 0,225$ м; $B_{\text{ст}} = 0,03$ м; $L_{\text{см}} = 0,06$ м; $L_0 = 0,02$ м; $d = 0,0045$ м; $S/d = 3,55$, где S – шаг расположения газоподающих отверстий; $k_f = 0,4$. (Обозначения геометрических характеристик решетки приведены на рис. 2). Рассмотрению подлежала ситуация, отвечающая сжиганию природного газа в стабилизаторной решетке, которая включала 3 или 4 стабилизатора.

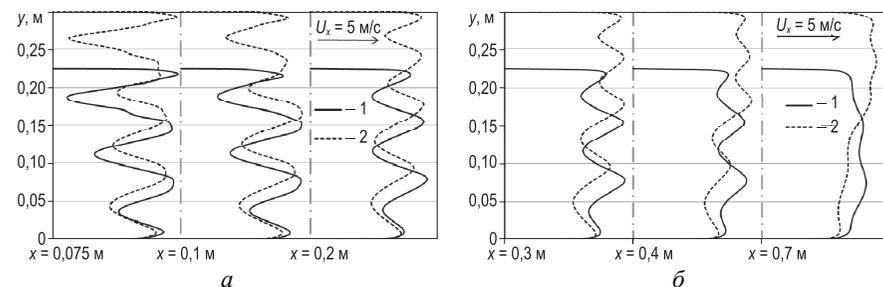


Рис. 1. Эпюры продольной составляющей U_x вектора скорости для трехстабилизаторной (линии 1) и четырехстабилизаторной (линии 2) решеток стабилизаторов пламени на фиксированном расстоянии $x = \text{const}$ за последним из них по потоку: а – $x = 0,075$ м; 0,1 м; 0,2 м; б – $x = 0,3$ м; 0,4 м; 0,7 м.

Таблица 1

Расход воздуха в каналах решеток стабилизаторов пламени, м³/час

Количество стабилизаторов	№ канала				
	I	II	III	IV	V
3	7,57	15,86	14,29	6,38	–
4	7,55	15,91	14,77	14,22	6,34

Как свидетельствуют полученные данные, важнейшие особенности структуры течения при различном количестве стабилизаторов пламени сохраняются.

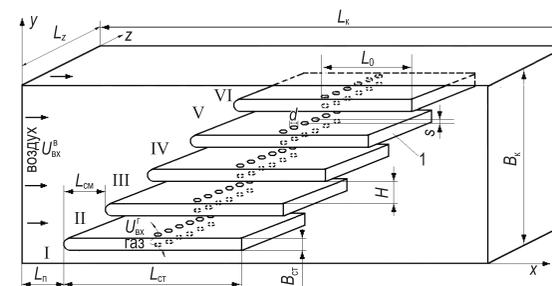


Рис. 2. К постановке задачи для эшелонированной решетки стабилизаторов: 1 – стабилизаторы пламени; I, VI – пристеночные каналы; II, III, IV, V – межстабилизаторные каналы.

Рассмотрим вкратце закономерности распределения расходов воздуха в каналах стабилизаторной решетки, состоящей из 3 и 4 стабилизаторов. Как видно из табл. 1, чем больше смещен межстабилизаторный канал вниз по потоку, тем меньшим оказывается в нем расход воздуха. Что же касается пристеночных каналов, то данный расход в первом по потоку канале заметно превышает таковой для последнего по течению канала. В решетке, состоящей из 3 и 4 стабилизаторов, указанные расходы весьма близки по величине в пристеночных каналах, а также в первом и последнем по потоку межстабилизаторных каналах. Обращает на себя внимание также тот факт, что в случае 4 стабилизаторов снижение расхода в каждом следующем стабилизаторном канале оказывается меньшим по величине.

Рассмотрим далее для решеток, состоящих из 3 и 4 стабилизаторов, особенности течения на некотором расстоянии от них вниз по потоку. Соответствующие данные представлены на рис. 1, а, б. Как видно, эпюры скорости U_x , отвечающие двум анализируемым ситуациям, существенно отличаются. Так, если в случае трех стабилизаторов местоположения минимумов скорости U_x примерно соответствуют осевым сечениям стабилизаторов, а максимумов – осевым сечениям межстабилизаторных каналов, то для четырех стабилизаторов положение указанных экстремумов заметно смещается в направлении последнего по потоку стабилизатора. Это обстоятельство свидетельствует о наличии перетоков по сечению канала в данном направлении. При этом на достаточно большом удалении от стабилизаторной решетки (см. $x = 0,7$ м на рис. 1, б) в целом более низкие скорости наблюдаются в зоне, отвечающей местоположению первого по потоку стабилизатора.

Важно также подчеркнуть, что согласно полученным данным выравнивание профиля скорости для трехстабилизаторной решетки происходит на меньшем расстоянии от нее, чем в случае четырехстабилизаторной решетки.

В заключение отметим, что как показали проведенные исследования, количество стабилизаторов пламени в эшелонированной решетке оказывает существенное влияние на картину течения в рассматриваемой ситуации, что необходимо учитывать при конструировании микрофакельных горелочных устройств различной мощности.

УДК 662.61:621

В. А. Верещетин

ОАО «ВТИ», Россия

ОПЫТ ВТИ ПО СОЗДАНИЮ И ОСВОЕНИЮ МАЛОТОКСИЧНЫХ ГАЗОМАЗУТНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

В статье приведены результаты испытаний горелочных устройств на энергетических и водогрейных котлах. Проверено влияние режимных и конструктивных параметров на снижение выбросов загрязняющих веществ.

Одним из перспективных путей снижения выбросов оксидов азота (NO_x) при сжигании газа является создание горелок, конструкция которых позволяет подавлять образование NO_x непосредственно в процессе горения.

Для установки на барабанных и водогрейных котлах во ВТИ была разработана газомазутная горелка, рассчитанная на пропуск воздуха в смеси с рециркулирующими дымовыми газами.

Схема горелки представлена на рис. 1. Испытания таких горелок на котле КВГМ-50 Шатурской ГРЭС-5 показали, что только за счет конструктивных решений концентрация NO_x сократилась на ~ 40 % и не превосходит 90 мг/нм^3 ($\alpha = 1,4$).

Подача рециркулирующих дымовых газов в горелки в смеси с общим воздухом, с $r = 10 \div 11$ % дополнительно снижает концентрацию NO_x еще в два раза (рис. 2). В целом установка горелок конструкции

ВТИ в сочетании с вводом в них газов рециркуляции позволяет обеспечивать уровень концентрации оксидов азота до $40\text{--}45 \text{ мг/нм}^3$.

Положительные результаты получены и на котле Е-160-3,9-440 ГМ ГЭС-1 ОАО «Мосэнерго», где горелки были расположены в два яруса по две на фронтальной стенке.

Приведенная концентрация оксидов азота в уходящих газах при ступенчатом сжигании и доле рециркуляции дымовых газов, равной примерно 16 %, при работе котла с номинальной нагрузкой на природном газе составила 64 мг/м^3 , что существенно ниже нормативных требований.

Дальнейшее развитие конструкции горелок было связано с использованием эффекта ступенчатости горения, который дает ввод газов рециркуляции по отдельному каналу. В этом случае поток инертных газов отделяет на начальном участке факела наружный поток воздуха от внутреннего, который интенсивно смешивается с топливом и газами рециркуляции. В результате опытно-конструкторских исследований была разработана комбинированная горелка, схема которой показана на рисунке 3.

Горелки такой конструкции были установлены на котлах ТГМП-314 ТЭЦ-23 ОАО «Мосэнерго» на фронтальной и задней стенах топki встречно, в два яруса по 8 горелок в ярусе. Дополнительно на котле было орга-

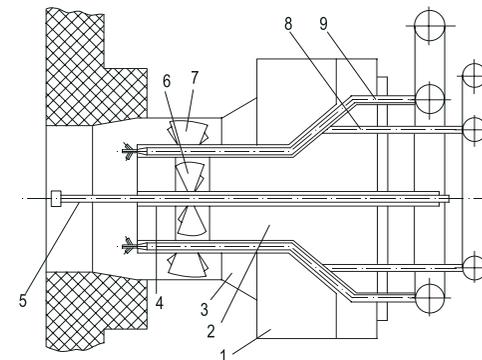


Рис. 1. Газомазутная горелка ВТИ: 1 – воздухоподводящий короб; 2 – центральный канал; 3 – периферийный канал; 4 – труба под форсунку; 5 – мазутная форсунка; 6 – центральный аксиальный завихритель; 7 – периферийный аксиальный завихритель; 8 – газораздающие трубки I ступени; 9 – газораздающие трубки II ступени

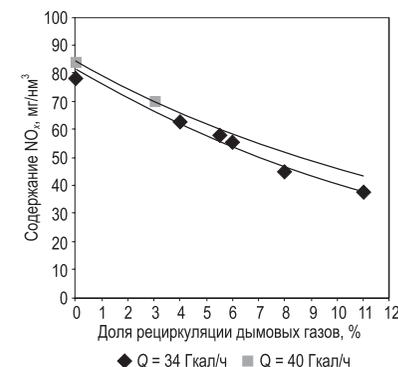


Рис. 2. Зависимость содержания оксидов азота от доли рециркуляции дымовых газов в горелки конструкции -ВТИ котла КВГМ-50

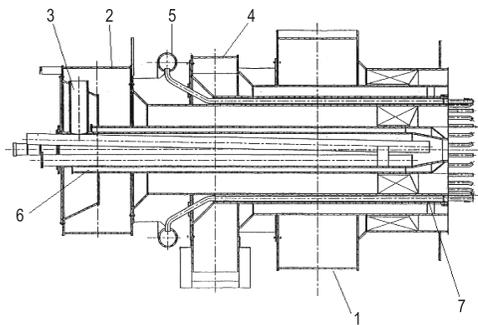


Рис. 3. Комбинированная газомазутная горелка:

1, 2, 3 – воздух; 4 – газы рециркуляции; 5, 6 – природный газ; 7 – газораздающие трубы

ния и ввода дымовых газов рециркуляции, только за счет разработанных и внедренных в эту горелку мероприятий, приведенная концентрация оксидов азота $C_{NO_x}^{прив}$ составляет всего 307 мг/нм^3 (кривая 1, $\beta = 0 \%$).

За счет дополнительного использования средств подавления образования оксидов азота ($\gamma = -8 \%$, $\beta = 32 \%$, $\alpha_{эж} = 1,09$) удалось добиться снижения приведенной концентрации оксидов азота в уходящих газах котла до 100 мг/нм^3 (рис. 3, кривая 2).

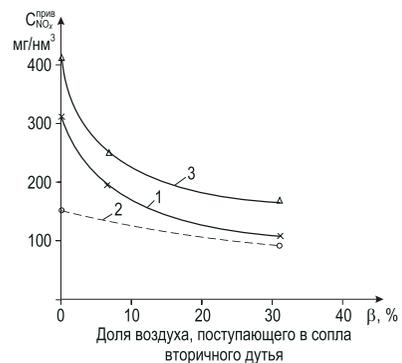


Рис. 4. Зависимость приведенной концентрации оксидов азота от доли воздуха, поступающего в сопла вторичного дутья. $D_{оп} = 0,9D_{ном}$:
1 – топливо – газ, $\gamma = 0 \%$; 2 – топливо – газ, $\gamma = 6-8 \%$; 3 – топливо – мазут, $\gamma = 0 \%$

низовано ступенчатое сжигание топлива для снижения выбросов NO_x за счет подачи 30–35 % воздуха через 16 сопел вторичного дутья, смонтированных встречно на фронтальной и задней стенах топки.

На рис. 4 представлены величины приведенной концентрации оксидов азота ($C_{NO_x}^{прив}$) на нагрузке $\sim 0,9D_{ном}$, которые показывают, что даже без двухступенчатого сжигания и ввода дымовых газов рециркуляции, только за счет разработанных и внедренных в эту горелку мероприятий, приведенная концентрация оксидов азота в уходящих газах котла до 100 мг/нм^3 (рис. 3, кривая 2).

В заключении следует сказать, что также были проведены испытания для проверки работы горелок на мазуте. Установлено, что, как и при сжигании природного газа, горелочные устройства при сжигании мазута генерируют в 2,5–3 раза меньше оксидов азота, чем горелки других конструкций, установленные на аналогичных котлах, даже без применения дополнительных средств подавления NO_x . При использовании горелок ВТИ не ухудшаются другие экологические показатели, например, по концентрации бенз(а)пирена и сажи.

М. З. Абдулін¹, А. М. Жученко², О. А. Сірий¹

¹Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; ²НПО «СНТ», г. Киев

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ВОГNETEХНИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ УКРАИНЫ ТА АСПЕКТЫ ИХ ВПРОВАДЖЕННЯ

Одним из наиболее распространенных органических топлив сегодня является природный газ. Простота использования в промышленности как основного топлива, экологичность, легкость автоматизации, развитость инфраструктуры обумовили широкое применение данного топлива в промышленности и в энергетике, кроме того, использование газа дает возможность поддерживать высокий уровень культуры производства на энергогенерирующих предприятиях.

Для обеспечения эффективного сжигания топлива на различных типах вогнетехнического оборудования (ВО) применяются сотни типов пальниковых устройств, рабочий процесс которых является совокупностью сложных физико-химических процессов.

Как известно, пальниковый прибор (ПП) предназначен для подачи до места горения определенных количеств пального и окислителя, создания условий их перемешивания и зажигания. Кроме того, палежник должен обеспечить стабилизацию факела, что достигается различными конструктивными приемами. Практика эксплуатации ВО показывает, что палежник является одним из наиболее важных элементов технологического процесса. Его правильный выбор, рациональная установка на агрегате, выполнение условий эксплуатации обумовливают эффективность работы, а иногда, даже, работоспособность всего агрегата. Важно отметить, что эффективность пальниковой конструкции определяется не только ее конструкцией, а и работой таких вспомогательных узлов как: подвид пального и окислителя, амбразура пального, система розжига и контроля факела, управление подачей топлива и окислителя, видвид продуктов сжигания, система безопасности.

На основе современной технологии сжигания СНТ (струменевонішева технология) модернизируется устаревшее оборудование с значительным повышением уровня экономичности, экологической безопасности, надежности и качества продукции.

Важливим аспектом при цьому є визначення можливостей підвищення потужності та коефіцієнта регулювання ВО, що модернізуються на основі пальників СНТ.

Також важливо в даному випадку скоротити термін окупності на більш короткий строк за рахунок мінімізації втручання в конструкцію агрегату.

Нижче наведені дані по результатам модернізації котлів ДКВР-6, що відпрацювали вже свій фізичний ресурс та морально застаріли (див. рис. 1). Впровадження струменево-нішевої технології на котлах цього типу дозволило вивести всі модернізовані об'єкти на високий рівень енергоефективності. Аналізуючи отримані результати, слід зазначити досить широкий діапазон ефективного регулювання потужності ВО. Цей факт підкреслює можливості технології, які вигідно її відрізняють від розповсюджених сьогодні пальників із закруткою потоку, а саме: можливість розпалу з мінімальної потужності без зриву та проскоку полум'я; висока ефективність роботи в широкому діапазоні навантажень об'єкта; завдяки ефективній схемі газорозподілу, яка дозволяє працювати при коефіцієнті надлишку повітря близько 1,02, вдалось знизити рівень викидів оксидів азоту.

Актуальним питанням при проведенні маловитратної модернізації ВО є можливість установки ПП СНТ на існуючі посадочні місця або амбразури ВО з мінімальним втручанням в конструкцію (без руйнування обмурівки і демонтажу охолоджуючих екранних кілець).

Більшість газових пальників, встановлених на котлах що модернізуються, працювало за схемою «закрутки потоку окислювача» і монтувалось в амбразури круглої форми. ПП СНТ мають прямокутний перетин і тим самим дещо обмежені в габаритах, що знижує потужність одиночного пальникового пристрою (при збереженні швидкості окислювача). Збільшення швидкості окислювача потребує вдосконалення геометрії амбразури та проведення складних випробувань по куту нахилу і глибині посадки ПП у зв'язку із загрозою перегріву протилежної стінки. Існуючі типорозміри ГУ СНТ не завжди у повній мірі забезпечують оптимальну гідродинаміку течії окислювача палива та продуктів згоряння.

Поставлена мета досягнута за рахунок збільшення площі прохідного перерізу газорозподільних отворів на існуючих модифікаціях пальників в 1,5 рази (див. рис. 1, б, з, е).

Дослідження робочого процесу ПП з діаметрами газороздавальних отворів менше 0,7 мм виявили значні аномалії в процесах сумішоутворення (див. рис. 2) [1, 2].

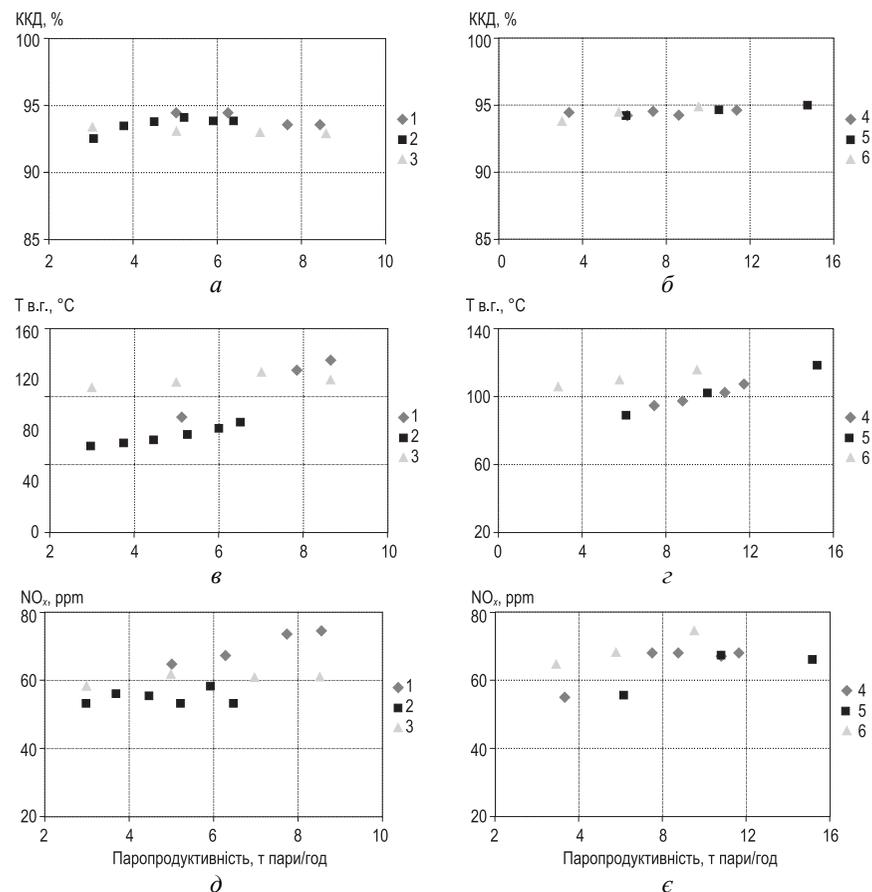


Рис. 1. Характеристики котлів ДКВР-6,5 (а, в, д) та ДКВР-10 (б, з, е), модернізованих ПП СНТ: 1 – м. Суходіл; 2 – м. Горлівка; 3 – м. Запоріжжя; 4 – м. Угерськ; 5 – м. Котовськ; 6 – м. Узлове.

Дослідження робочого процесу ПП з діаметрами газороздавальних отворів менше 0,7 мм виявили значні аномалії в процесах сумішоутворення (див. рис. 2) [1, 2].

Видно, що при зменшенні діаметру отворів до 0,6, а особливо до 0,5 мм виникає суттєва зміна середнього рівня складу паливної суміші за стабілізатором – спостерігається значне збагачення суміші в зоні зворотніх струмів паливом. Збільшення відносного кроку розміщення газоподавальних отворів (S^*) призводить до все більшого відхилення від залежності отриманої для більших діаметрів.

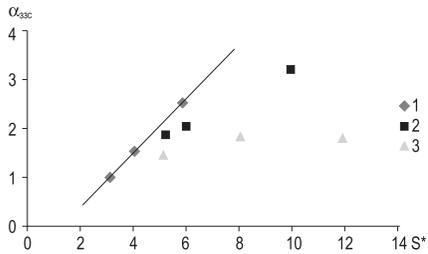


Рис. 2. Вплив величини діаметру газороздавального отворів на процеси сумішеутворення в зоні зворотніх струмів стабілізатора полум'я (швидкість повітря $W_n = 10$ м/с, ширина стабілізатора $B = 20$ мм, гідродинамічний параметр

$$q = \frac{\rho_r \cdot W_r^2}{\rho_b \cdot W_b^2} = 12):$$

1 – $d = 0,75$, 2 – $d = 0,6$, 3 – $d = 0,5$ мм.

В якості висновку слід зазначити наступне: впровадження нових типорозмірів пальникових пристроїв СНТ при модернізації котлів ДКВР-10 дозволили вивести застаріле вогнетехнічне обладнання на високий рівень економічності та екології при збереженні відомих переваг технології [3, 4].

Список використаної літератури

1. Ибрагим Джамал. Особенности рабочего процесса модуля горелочного устройства с поперечной подачей струй газа / автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.04.01 // Джамал Абдель Карим Ибрагим; КПИ. – К., 1997. – 118 с.
2. Абдулин М. З. Струйно-нишевая система смесеобразования и стабилизации пламени / автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.04.01 // Михаил Загретдинович Абдулин; КПИ. – К., 1986. – 173 с.
3. Абдулин М.З., Дворцин Г. Р., Жученко А. М. Технология сжигания – определяющий фактор эффективности огнетехнических объектов / Научно-технический журнал «Новости теплоснабжения». – М., 2008. – № 4. – С. 31–34.
4. Абдулин М. З., Дворцин Г. Р., Жученко А. М., Доманский О. В., Порхун С. Ф. Универсальная технология сжигания – это реальность / Труды Всероссийской научно-практической конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем». Том 1. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – С. 29–32.

При випробуваннях ПП з діаметрами газорозподільних отворів більше ніж 6 мм досягнуто прийнятних результатів після проведення оптимізації геометричних характеристик ПП. Оскільки при збільшенні площі прохідного перерізу для палива відбувається збільшення дальності струменів газу і як наслідок – зміна характеристик процесу газорозподілу, що впливає на ефективність перемішування палива та окисника. Результати впровадження модернізованих СНТ наведені на рис. 1 (б, з, е).

В якості висновку слід зазначити наступне: впровадження нових типорозмірів пальникових пристроїв СНТ при модернізації котлів ДКВР-10 дозволили вивести застаріле вогнетехнічне обладнання на високий рівень економічності та екології при збереженні відомих переваг технології [3, 4].

УДК 621.1.016.4

Е. Н. Письменный, М. М. Вознюк

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт, г. Киев

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРОВ ИЗ ПЛОСКООВАЛЬНЫХ ОРЕБРЕННЫХ ТРУБ

В связи со значительным подорожанием материальных и энергетических ресурсов важной задачей является повышение эффективности и полноты их использования. Одним из путей решения вышеуказанной задачи является использование низкопотенциальной теплоты уходящих дымовых газов котлоагрегатов с помощью высокоэффективного теплообменного оборудования.

Потенциал энергосбережения за счет утилизации теплоты дымовых газов оценивается десятками миллионов тонн условного топлива в год. На сегодняшний день объемы и масштабы внедрения теплоутилизационных установок в Украине крайне недостаточны.

Благодаря разработкам НТУУ «КПИ» и ОКБ ИЭС им. Е.О Патона стало возможным производство нового вида ключевого элемента теплообменной поверхности утилизатора – плоскоооальной трубы с неполным оребрением. Оценка теплоаэродинамической эффективности поверхностей нагрева, выполненных в виде шахматных пучков таких труб, приведена в [1, 2].

На новой элементной основе с помощью специалистов ООО «НПФ «Ганза» была создана типовая модульная конструкция теплоутилизатора, представленная на рисунке.

Данная конструкция отличается простотой, высокой надежностью, низким аэродинамическим сопротивлением, малой металлоемкостью и высокой компактностью. Важно отметить, что технология производства ребристых труб нового типа позволяет использовать в качестве материала ребер и не-

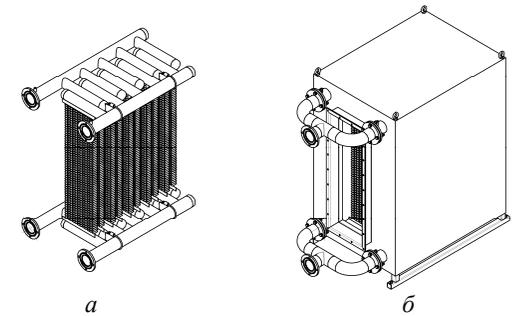


Рисунок. Общий вид утилизатора: а – без обшивки; б – с обшивкой.

сущей трубы как углеродистые, так и нержавеющей стали. Это дает возможность создавать на их основе установки глубокой утилизации теплоты уходящих газов, работающих в условиях конденсации на поверхности нагрева водяных паров.

Теплоутилизаторами из плоскоовальных труб с неполным оребрением может оснащаться практически любой водогрейный котел из парка таких котлов стран СНГ. Имеется опыт установки утилизаторов нового типа за котлами европейского производства, в том числе паровыми, а также за газопоршневыми машинами и газовыми турбинами.

Диапазон тепловых мощностей теплоутилизаторов может составлять от десятков киловатт до нескольких мегаватт.

В течение последних лет производилось оснащение ряда топливоспользующего оборудования опытно-промышленными образцами теплоутилизаторов. Технические характеристики установленных утилизаторов представлены в таблице.

Таблица

Технические характеристики установленных утилизаторов

Тип котла	Тепловая мощность утилизатора, кВт	Аэродинамическое сопротивление, Па	Экономия природного газа, м ³ /ч	Повышение ПД котлоагрегата, %	Глубина (Г), м	Высота (В), м	Ширина (Ш), м	Масса, кг
КСВ-2,0	62	45	7	3,5	0,6	1,0	1,0	250
КВ-2/95	140	55	16	6	0,6	1,1	1,2	300
Колви-3000	180	100	15	4,5	1,3	1,5	1,0	350
Standardkessel HD0101-11 паропроизводительностью 8 т/ч	410	74	51	6	1,7	1,8	1,6	600
ПТВМ-30М	1450	320	157	3,5	0,8	1,5	2,8	1500

Расчет экономии природного газа производился в соответствии с выкладками [3], где авторами показано, что экономия природного газа ΔB составляет:

$$\Delta B = \frac{Q_{ут}}{Q_{ст} \cdot \eta_1},$$

где $Q_{ут}$ – утилизированный тепловой поток;
 $Q_{ст}$ – низшая теплота сгорания топлива;
 η_1 – КПД котла до установки теплоутилизатора.

Исходя из вышесказанного, общая экономия природного газа за счет внедрения теплоутилизаторов на базе плоскоовальных труб с неполным оребрением может достигать до сотен тысяч м³ за отопительный сезон. Следовательно, срок окупаемости инвестиций в такое энергосберегающее оборудование составляет от одного до трех отопительных сезонов.

Работа котлов после установки утилизаторов является стабильной, дополнительные затраты при эксплуатации экономайзеров отсутствуют, что подтверждено актами внедрения.

Выводы: При существующем в Украине потенциале энергосбережения за счет утилизации теплоты дымовых газов крайне целесообразно производить оснащение котлов высокоэффективными утилизаторами теплоты.

За счет простоты конструкции, малой металлоемкости и низкого аэродинамического сопротивления утилизаторов на базе плоскоовальных труб с неполным оребрением их установка возможна практически за всеми котлами, используемыми в коммунальной энергетике Украины.

Список использованной литературы

1. Письменный Е. Н. Новые эффективные развитые поверхности теплообмена для решения задач энерго- и ресурсосбережения / Письменный Е. Н. // Промышленная теплотехника. – 2007. – Т. 29, № 5. – С. 7–16.
2. Письменный Е. Н. Коэффициент эффективности прямоугольного ребра плоско-овальной трубы / Письменный Е. Н., Терех А. М., Семеняко А. В., Багрий П. И. // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2010. – № 2. – С. 70–75.
3. Гершуни А. Н., Нищик А. П. Энергоэкономическая эффективность утилизации теплоты / Гершуни А. Н., Нищик А. П. // Промышленная теплотехника. – 2009. – Т. 31, № 2. – С. 82–86.

Н. М. Фиалко, А. И. Степанова, Р. А. Навродская,
Ю. В. Шеренковский

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ОСОБЕННОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННЫХ УСТАНОВОК РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Рациональный выбор методов оптимизации технологических установок различной степени сложности повышает результативность оптимизации, так как позволяет использовать при разработке конструкции установки параметры, максимально приближенные к оптимальным. Для сложных теплоутилизационных установок, включающих большое количество элементов, при построении математической модели, необходимой для оптимизации такой установки, установить общие аналитические зависимости целевых функций оптимизации от ее параметров не представляется возможным. При оптимизации отдельных элементов теплоутилизационной установки такие функциональные зависимости могут быть установлены с использованием следующих методов.

- Статистических методов планирования эксперимента, с помощью которых практически для всех типов элементов теплоутилизационной установки можно получить функциональные зависимости целевых функций оптимизации от их параметров (уравнения регрессии). В большинстве случаев для элементов теплоутилизационной установки указанные зависимости целесообразно представлять в виде квадратичного полинома, при получении которого используются три варьируемых фактора $n = 3$ [1]:

$$f(x_k) = a_0 + \sum_{k=1}^n a_k x_k + \sum_{\substack{i,k=1 \\ i \neq k}}^n a_{ik} x_i x_k + \sum_{k=1}^n a_{kk} x_k^2.$$

- Методов термодинамики необратимых процессов совместно с эксергетическими методами, с помощью которых для теплоутилизационных систем, использующих в качестве теплоносителей многофазные среды переменной массы, может быть получено локальное дифферен-

циальное уравнение баланса эксергии трехфазной системы с переменной концентрацией одной из фаз [2]:

$$c \frac{de}{dt} = - \frac{\partial}{\partial x_i} \sum_{k=1}^3 \left(\tau_e^{(k)} I_i^{(q_k)} + P_{ij}^{(k)} v_j^{(k)} + e_k I_i^{(k)} + w_k p (v_i^k - v_i^{im}) \right) -$$

$$- T_0 \left[\sum_{k=1}^3 \left(- \frac{I_i^{(q_k)}}{T_k^2} \frac{\partial T_k}{\partial x_i} - \frac{\Phi_j^{(k)}}{T_k} \frac{\partial v_j^{(k)}}{\partial x_i} \right) + \right.$$

$$\left. + \sum_{\substack{l=1 \\ l < k}}^2 \sum_{\substack{k=1 \\ l \neq k}}^3 \left(R_i^{(lk)} \left(\frac{v_i^{(l)}}{T_l} - \frac{v_i^{(k)}}{T_k} \right) + q_{lk} \left(\frac{1}{T_l} - \frac{1}{T_k} \right) \right) \right] + c \frac{d}{dt} \sum_{k=1}^3 w_k c \frac{p^{(k)}}{c_k^2} - \frac{c(e - e_3)}{1 - w_3} \frac{dw_3}{dt}.$$

Уравнение учитывает эксергетические потери в термодинамической системе, связанные с теплопроводностью, вязкостью фаз, межфазным теплообменом, трением между фазами и позволяет получить вектор функции изменения режимных параметров теплоутилизационной системы во времени $\vec{x}_i = \vec{f}(t)$.

- Балансовых методов эксергетического анализа, которые предусматривают составление системы эксергетических, тепловых и материальных балансовых уравнений, дополненной соответствующими гидродинамическими уравнениями и уравнениями теплопередачи. С помощью указанной системы уравнений для теплоутилизаторов определенного типа может быть получена функциональная зависимость целевой функции оптимизации от параметров системы, которая включает значительное количество варьируемых факторов. Такими теплоутилизаторами могут быть, например, газоздушные теплоутилизаторы с теплообменными поверхностями различного вида [3].

$$f(x_k) = \left\{ \ln \left(1 + \frac{\dot{Q}_{ao}^{aa} - \dot{Q}_{ao}^{ai c}}{\dot{N} \dot{Q}_{ao}^{ai c} \left((1 + \sigma_6^{aa}) / \delta_{10}^{aa} F_1 + 1 / \delta_6^{ai c} F_{\infty}^{ai \infty} \right)} \right) + \ln \left(1 - \frac{(\dot{Q}_{ao}^{aa} - \dot{Q}_{ao}^{ai c}) \eta}{\dot{N} \dot{Q}_{ao}^{aa} \left((1 + \sigma_6^{aa}) / \delta_{10}^{aa} F_1 + 1 / \delta_6^{ai c} F_{\infty}^{ai \infty} \right)} \right) \right\} +$$

$$+ \frac{R C^{ai c} (w^{ai c})^2}{2 d_i \dot{n}_d^{ai c} (1,82 \ln \text{Re}^{ai c} - 1,64)^2 M_1^{ai c} \dot{Q}_{ao}^{ai c}} + D \frac{R c^{aa} (w^{aa})^2}{2 M_1^{aa} \dot{Q}_{ao}^{aa} \dot{n}_d^{aa}} \left\} \frac{\dot{Q}_0 m C}{Q}.$$

При наличии указанных функциональных зависимостей целевых функций оптимизации от основных параметров системы, а также соответствующих ограничений и неравенств данная задача оптимизации для отдельных элементов теплоутилизационной установки может рассматриваться в виде:

$$\bar{K}^{iio}(\bar{x}_k, \bar{x}_i, \bar{x}_r = f(\bar{x}_k), \bar{x}_p = f(\bar{x}_i)) \rightarrow \min(\max) \bar{K}(\bar{x}_k, \bar{x}_i),$$

$$\bar{x}_k \in X, \quad 0 \leq |X| \leq N_x \angle \infty; \quad \bar{x}_i \in Y, \quad 0 \leq |Y| \leq N_y \angle \infty,$$

где K – вектор целевых функций; \bar{x}_k, \bar{x}_i – векторы варьируемых конструктивных и режимных параметров; $\bar{x}_r = f(\bar{x}_k), \bar{x}_p = f(\bar{x}_i)$ – векторы функций конструктивных и режимных варьируемых параметров; X, Y – области существования ограничений; N_x, N_y – границы области существования ограничений.

Для оптимизации сложных теплоутилизационных установок, включающих большое количество элементов, можно использовать методы, среди которых выделим следующие:

- структурные и структурно-вариантные методы;
- методы многоуровневой оптимизации.

Структурные методы оптимизации предполагают получение для широкого класса систем необходимых для оптимизации аналитических зависимостей, связывающих изменение эффективности системы в целом с изменением эксергетических потерь отдельных структурных элементов, а также упрощение исходной структурной модели и принятие в связи с этим определенных допущений. В силу указанных причин методы могут оказаться сложными и недостаточно точными даже при решении сравнительно простых задач.

Структурно-вариантные методы оптимизации позволяют исключить недостатки структурных методов, в них аналитические зависимости не выводятся, а вместо них осуществляется определенный вариантный расчет.

В соответствии с основными термодинамическими положениями структурных и структурно-вариантных методов энергетические установки теплоутилизационными системами представляются в виде соответствующих структурных схем, состоящих из ряда дискретных взаимосвязанных потоками эксергии элементов более простой структуры, свойства которых определяют материальное и энергетическое взаимодействие их с остальными элементами теплоутилизационной системы. В сложной термодинамической системе всегда существует элемент или набор элементов, изменение эксергетических потерь в которых наиболее существенно влияет на изменение эффективности системы в целом. Целесообразно выделить такие элементы в теплоутилизационной установке и провести их оптимизацию с помощью указанных выше методов.

В качестве примера приведена структурная схема для котельных с теплоутилизационной установкой, в которой утилизируемая теплота используется для подогрева обратной теплосетевой воды (рис. 1) [4].

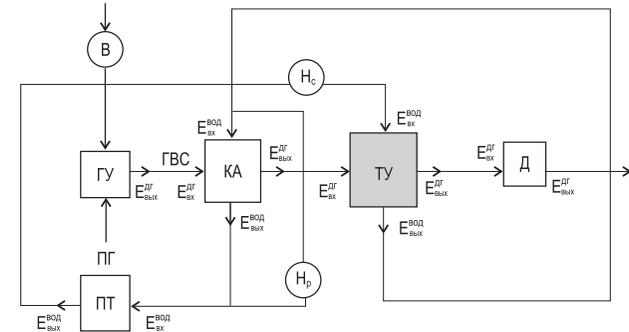


Рис. 1. Структурная схема котельной с теплоутилизационной установкой, в которой утилизируемая теплота используется для подогрева обратной теплосетевой воды:

В – вентилятор; ГУ – горелочное устройство; ПГ – природный газ; ПТ – потребитель теплоты; КА – котлоагрегат; HC – насос сетевой; HP – насос рециркуляционный; ТУ – теплоутилизатор (водонагреватель); Д – дымосос.

На схеме указаны эксергетические потоки между дискретными взаимосвязанными между собой элементами более простой структуры и выделен элемент, изменение эксергетических потерь в котором в соответствии с выполненными тепловыми и эксергетическими расчетами наиболее существенно влияет на изменение эффективности установки в целом.

Методы многоуровневой оптимизации позволяют свести сложную многокритериальную и многопараметрическую оптимизационную задачу к более простым локальным взаимосогласованным оптимизационным задачам каждого уровня. При построении математических моделей каждого уровня используются варьируемые параметры объекта данного уровня, а в качестве постоянных параметров используются оптимальные параметры, которые являются результатами решения локальных оптимизационных задач других уровней. Для построенных таким образом математических моделей на каждом уровне оптимизации решается соответствующая оптимизационная задача и определяются оптимальные значения параметров, которые, в свою очередь, используются в качестве постоянных параметров наряду с варьируемыми

параметрами при построении математических моделей других уровней в соответствии со схемой рекурсивного обхода уровней оптимизации. В случае необходимости получаемые оптимальные параметры уточняются с помощью дополнительных итераций.

Методика многоуровневой оптимизации для теплоутилизационных систем предполагает следующие этапы [5]:

- Разделение термодинамической системы на несколько уровней оптимизации
- Разработка блок-схемы многоуровневой оптимизации
- Разработка схемы рекурсивного обхода уровней оптимизации
- Выбор методов построения математических моделей для каждого уровня оптимизации
- Выбор рекурсивных целевых функций оптимизации и варьируемых параметров для каждого уровня оптимизации
- Определение оптимальных параметров системы

В качестве примера приведена блок-схема многоуровневой оптимизации теплоутилизационной установки стекловаренной печи, предназначенной для предварительного нагрева воздуха, поступающего в регенераторы печи (рис. 2).

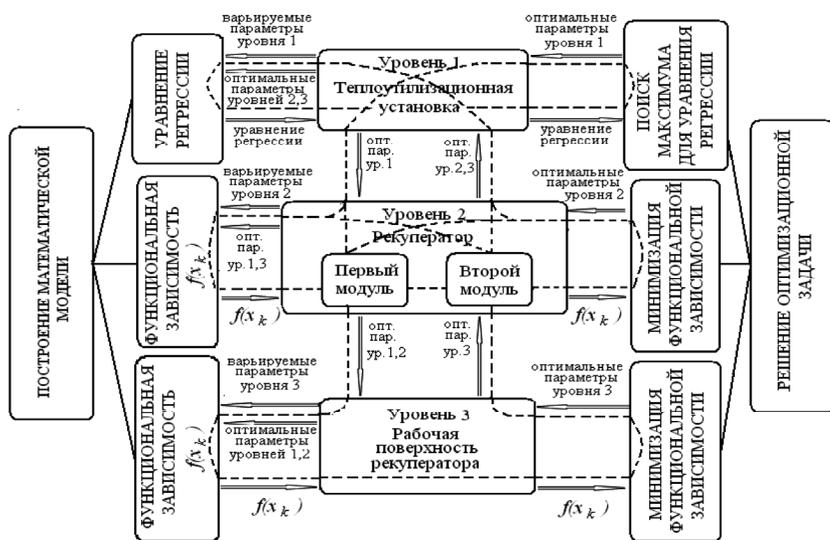


Рис. 2. Блок-схема многоуровневой оптимизации теплоутилизационной установки для стекловаренных печей с поверхностным концевым рекуператором (пунктирной линией обозначена схема рекурсивного обхода уровней оптимизации).

В большинстве случаев оптимизацию теплоутилизационной системы в целом, несмотря на количество элементов в такой системе, целесообразно осуществлять с использованием указанных выше структурно-вариантного метода и метода многоуровневой оптимизации. При этом в случае реализации метода многоуровневой оптимизации в качестве математических моделей, используемых на различных уровнях, могут применяться функциональные зависимости, приведенные выше. Эффективность теплоутилизационной системы зависит от выбора метода оптимизации, так как правильный выбор соответствующего метода позволяет получить параметры, максимально приближенные к оптимальным.

Список использованной литературы

1. Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Степанова А. И., Навродская Р. А., Сариогло А. Г., Шевчук С. И. Эффективность теплоутилизаторов различного типа для стекловаренных печей // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2010. – № 5. – С. 32–39.
2. Фиалко Н. М., Степанова А. И., Навродская Р. А., Шеренковский Ю. В. Анализ теплоутилизационных систем, использующих в качестве теплоносителей многофазные среды переменной массы // Промышленная теплотехника. – 2014. – Т. 35, № 2. – С. 71–78.
3. Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В., Степанова А. И., Навродская Р. А., Новаковский М. А. Эксерго-технологическая эффективность газовоздушных теплоутилизаторов энергетических установок. // Промышленная теплотехника. – 2011. – Т. 33, № 3. – С. 42–49.
4. Фиалко Н. М., Степанова А. И., Навродская Р. А., Шеренковский Ю. В. Эффективность теплоутилизационной установки для котельных, оптимизированной различными методами // Промышленная теплотехника. – 2014. – Т. , № 1. – С. .
5. Фиалко Н. М., Степанова А. И., Навродская Р. А., Шеренковский Ю. В. Эффективность агрегированных теплоутилизационных систем для котельных с поверхностными конденсационными теплоутилизаторами // Промышленная теплотехника. – 2014. – Т. , № 2. – С. .

Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский,
А. Г. Сарюгло, Г. В. Иваненко

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ВЛИЯНИЕ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА ТЕЧЕНИЕ И ТЕПЛОПЕРЕНОС В МЕМБРАННОМ МОДУЛЕ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ

В настоящей статье обсуждаются основные результаты численного моделирования процессов гидродинамики и теплообмена в элементах систем теплоутилизации сбросного тепла стекловаренной печи, представляющих собой модули, набранные из мембранных трубных поверхностей. Расчетная область в виде периодического элемента такой теплообменной поверхности представлена на рис. 1.

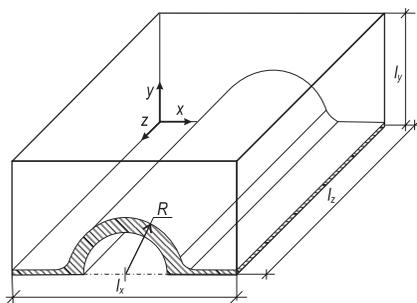


Рис. 1. Симметричный периодический элемент мембранной трубной поверхности теплообмена.

Мембранная теплопередающая поверхность омывалась поперечным потоком газов (вдоль оси X на рис. 1), границы периодического элемента перпендикулярные оси X были проточными, на них задавались периодические граничные условия.

На рисунках 2–5 представлены некоторые характерные результаты параметрических расчетов для различных режимных и геометрических характеристик исследуемых мембранных трубных пучков.

Проведенный анализ полученных данных указывает на наличие прямой зависимости между величиной числа Рейнольдса и картиной распределений температуры (рис. 2), давления (рис. 3), тепловых потоков (рис. 4) и касательных напряжений (рис. 5) вдоль поверхности мембранного модуля в сечениях $Z = 0,5$.

Полученные результаты также показывают, что в межтрубном пространстве вдоль потока газов реализуется режим блокировки течения –

возникают устойчивые вихревые зоны. Причем по мере возрастания числа Рейнольдса интенсивность и размеры циркуляционных зон увеличиваются. В то же время в центральной части канала при малых числах Рейнольдса имеют место попеременные зоны ускорения и торможения потока, а при высоких числах Re – течение в ядре потока существенно выравнивается и оно становится более прямолинейным и слоистым.

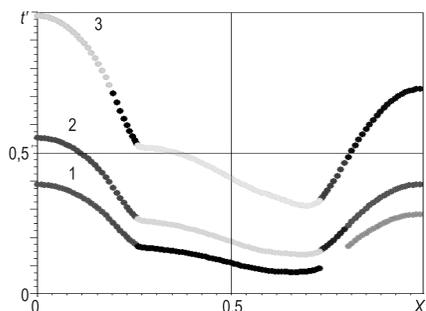


Рис. 2. Распределения относительных температур наружной поверхности стенки мембранной трубы – $t'(X)$ при компоновке пучка $s_1 \times s_2 = 2 \times 2$: 1 – $Re = 5000$; 2 – $10\,000$; 3 – $30\,000$

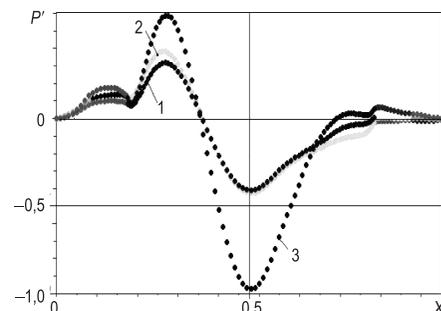


Рис. 3. Распределения относительных давлений (периодическая составляющая) вдоль стенки мембранной трубы – $P'(X)$ при компоновке пучка $s_1 \times s_2 = 1,5 \times 1,5$: 1 – $Re = 5000$; 2 – $10\,000$; 3 – $30\,000$

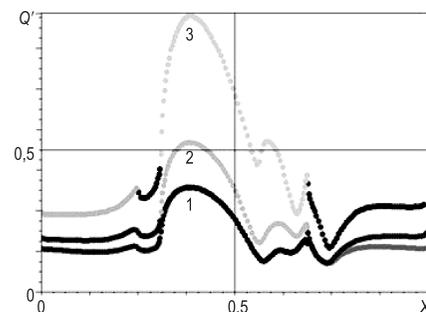


Рис. 4. Распределение относительных тепловых потоков на стенке мембранной трубы – $Q'(X)$ при компоновке пучка $s_1 \times s_2 = 2,5 \times 2,5$: 1 – $Re = 5000$; 2 – $10\,000$; 3 – $30\,000$.

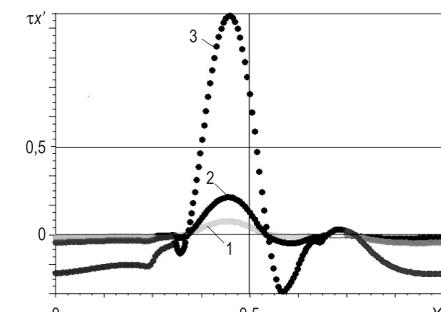


Рис. 5. Распределения относительных касательных напряжений вдоль стенки мембранной трубы – $\tau_x'(X)$ при компоновке пучка $2,5 \times 2,5$: 1 – $Re = 5000$; 2 – $10\,000$; 3 – $30\,000$.

Анализ кривых распределения поверхностного давления, напряжения трения и относительного локального теплового потока, построенн-

ых вдоль стенки периодического модуля, дает более полную картину динамики гидродинамических и тепловых процессов в мембранных трубных пакетах. Важно отметить, что с изменением числа Рейнольдса полученные профили для указанных выше характеристик остаются топологически подобными, несмотря на количественные различия. Так, вне зависимости от величины Re и плотности трубного пакета, локальный максимум давления наблюдается в зоне точки присоединения потока, а локальный минимум – в окрестности точки отрыва. За трубой образуется зона разряжения, в которой формируется возвратное течение, а с ростом Re и вторичные вихревые зоны с течением противоположным течению в первичной вихревой зоне. Уплотнение трубного пакета приводит к росту разрежения в отрывной зоне и постепенному возрастанию давления в точке присоединения.

По мере роста числа Re относительные тепловые нагрузки на трубу монотонно возрастают. В зоне отрыва наблюдается возрастание тепловых потоков, вызванное интенсификацией гидродинамических процессов в области возвратного течения. Для плотных трубных пакетов уровень тепловых потоков в безотрывной зоне течения несколько выше, а в области отрыва меньше, чем в случае разреженных пакетов.

Выводы

Методами численного моделирования с использованием вычислительного комплекса Fluent проведены исследования задачи гидродинамики и теплопереноса при поперечном течении в пакете мембранных трубных поверхностей в широком диапазоне изменения режимных параметров. Показано, что с ростом величины числа Рейнольдса критические точки присоединения и отрыва потока смещаются навстречу друг к другу по образующей труб, так что интенсивность рециркуляции и размеры соответствующих зон в межтрубном пространстве увеличиваются, заметно интенсифицируя при этом теплообменные процессы в теплоутилизационном оборудовании.

Список использованной литературы

1. Лисейкин И. Д. Теплоотдача и аэродинамическое сопротивление мембранных конвективных поверхностей нагрева // Теплоэнергетика. – 1974. – № 12. С. 66–69.
2. Левченко Г. И., Лисейкин И. Д., Копелиович А. М. Методика расчета температурного режима мембранных конвективных поверхностей нагрева с использованием безразмерных температур // Энергомашиностроение. – 1976. – № 2. – С. 4–8.

3. Вески А. Ю., Гольдберг А. И., Копелиович А. М., Марченков В. В. Конвективный теплообмен и температурный режим мембранного экономайзера // Энергомашиностроение. – 1979. – № 12. – С. 9–11.

4. Тебеньков Б. П. Рекуператоры промышленных печей / Б. П. Тебеньков. – М.: Металлургия, 1975.

5. Справочник по наилучшим доступным техническим методам использования энергоресурсов в стекольной промышленности: Производство сортового и тарного стекла: справочник. – М.: РОО «Эколайн», 2005. – 30 с.

УДК 697.341:658.264

А. Г. Даниленко

корпорация «Укртеплоэнерго», г. Киев

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Одним из эффективных направлений энергосбережения в коммунальной энергетике является оптимизация тепловых и гидравлических режимов эксплуатации тепловых сетей. Реализуется данное направление за счет регулярно проводимых режимно-наладочных работ на тепловых сетях. Ключевым элементом этих работ являются корректно проведенные тепловые и гидравлические расчеты сетей.

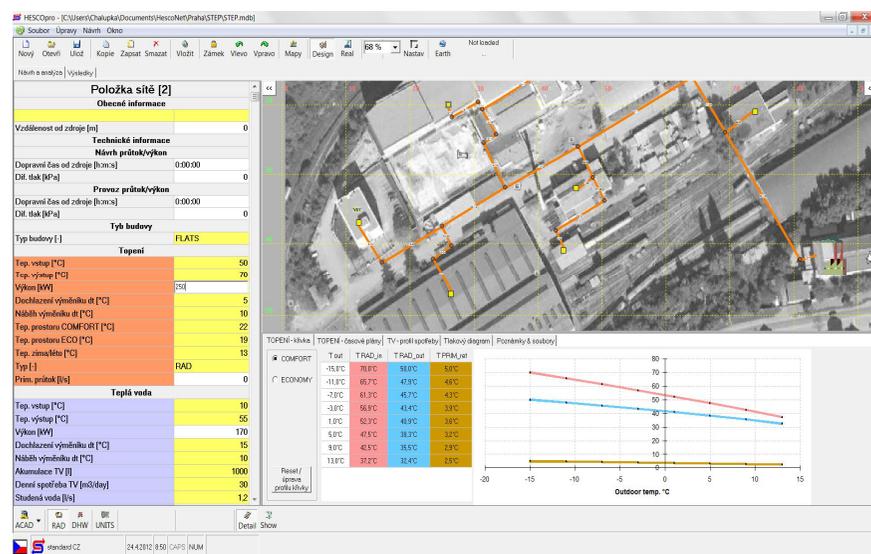
В настоящее время на территории СНГ в теплоснабжающих организациях гидравлические расчеты сетей выполняются либо с помощью самостоятельно написанных простеньких программ, как правило, с помощью Excel, либо с использованием программных комплексов ZuluTeplo (компания Политерм, г. Санкт-Петербург), CitiCom (компания Поток, г. Москва), «Гидросистема» (НТП «Трубопровод», г. Москва) и ряда других. Наиболее адаптированным к условиям коммунальной энергетике Украины является программный комплекс ZuluTeplo 7.0.

Несмотря на это, корпорация «Укртеплоэнерго» совместно с чешской компанией **Sytherm** подготовила к выпуску на украинский рынок нового системного продукта – программного комплекса по паспортизации и наладке тепловых сетей **HescoNet**.

Принципиальной особенностью **HescoNet** является использование при ее разработке последних достижений в области программирования,

а также положительных моментов, отличающих ее от других программных средств. При этом **HescoNet** позволяет: производить проектные, поверочные и наладочные расчеты тепловых сетей; определять оптимальные параметры эксплуатации сети; оперативно решать аварийные и коммуникационные задачи; строить пьезометрические графики; определять потери тепла через тепловую изоляцию и ряд других.

Дружественный интерфейс **HescoNet** позволяет быстро построить расчетную модель тепловой сети. При этом предоставляется возможность использования в качестве подосновы существующих генеральных планов городов, карт Google Maps и карт других систем, фотографий и другой графической информации, а время ввода исходных данных сокращается до минимума.



При наладочном расчете сети **HescoNet** определяет размеры смесительных и дросселирующих устройств, количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться как при известном располагаемом напоре на источнике, так и в случае его автоматического подбора, если заданного напора не достаточно. Так же определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха. При ра-

боте нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергии между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Создаваемая с помощью **HescoNet** математическая модель системы теплоснабжения позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы в целом, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

Проектные расчеты, выполненные помощью **HescoNet**, позволяют оперативно принимать решения по выдаче технических условий на подключение новых потребителей тепла, а формируемые пьезометрические графики значительно повышают наглядность получаемой информации. Высокая скорость и инвариантность проведения расчетов позволяют осуществить переход от качественного к качественно-количественному способу регулирования режима тепловых сетей. Это направление становится особенно актуальным при использовании частотно-регулируемого привода сетевых насосов.

Дополнительной особенностью **HescoNet** является использование при инженерных расчетах экономического критерия выбора того или иного решения. При этом программа рассчитывает экономические последствия действий оперативного персонала и дает рекомендации по их оптимизации.

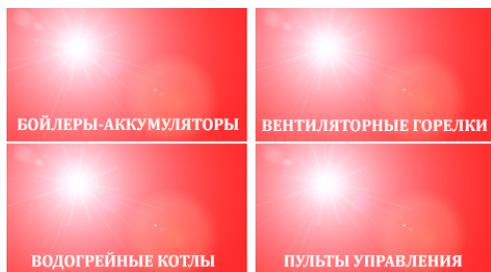
Проведенные расчеты показывают, что оптимизация эксплуатационных режимов тепловых сетей позволит достигнуть эффекта энергосбережения в размере до 15 %

В. В. Чернокрылюк

*Украинское отделение Представительство компании RIELLO S.p.A
в СНГ, г. Киев*

ИТАЛЬЯНСКАЯ ОТОПИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА RIELLO: ОБОРУДОВАНИЯ, ДОСТИЖЕНИЯ, ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Один из крупнейших европейских концернов RIELLO S.p.A, насчитывающий более 90 лет с момента основания, сегодня по праву яв-



Обобщенная линейка продукции RIELLO S.p.A

ляется одним из мировых лидеров по производству горелок (до 50 МВт), котлов малой, средней и большой мощности (до 20 МВт), а также крупным производителем настенных котлов, колонок и сопутствующего оборудования (более подробную информацию можно получить на сайте www.riello.su).

Вентиляторные горелки разработаны для использования в теплогенераторах различного назначения малой и средней мощности. Низкие выбросы оксидов азота (NO_x) при работе горелок позволяют использовать их в тех местах, где есть ограничения по выбросам вредных веществ в окружающую среду.

- Газовые.
- Дизельные.
- Двухтопливные.
- Мазутные.
- Промышленные.
- Контроллер горения – это устройство, которое объединило процесс управления горелкой в единую универсальную систему, позволяющую достигать наибольшей эффективности. При этом настройка и обслуживание горелки значительно упростилось, а точность регулирования повысилась.

• Газовые рампы и мультиблоки – обеспечивают стабильное давление газа перед горелкой и его подачу в требуемом количестве. При

необходимости и при возникновении аварийной ситуации обеспечивают герметичное отключение подачи газа.

За годы работы на территории СНГ получен опыт применения горелок Riello не только на европейских котлах, но и на отечественных котлах жаротрубного и водотрубного типов.

Водогрейные котлы с высоким уровнем КПД. Выпускаются типоразмеры самой различной полезной мощностью до 20 МВт. Высокое качество производства и конкурентоспособная цена позволили занять и уверенно увеличивать сегмент рынка стальных водогрейных котлов Riello. Всего в Украине работает более 300 котлоагрегатов Riello общей тепловой мощностью более 350 МВт.

Функциональные преимущества:

- Высокий среднесезонный КПД;
- Широкий диапазон регулирования мощности
- Высокая надежность;
- Стойкость поверхностей теплообмена котла к коррозии;
- Быстрый выход на рабочий режим из-за пониженной средней температуры корпуса котла;
- Низкий уровень шума;
- Возможность объединения в систему каскадного управления до 4 котлов (при использовании дополнительной автоматики).

Пульты управления

- Климатический пульт серии RIELLO 5000 (климатические).

В основе работы климатического пульта управления заложен принцип погодозависимого регулирования. То есть, изменение температуры теплоносителя в системе отопления происходит в зависимости от изменения температуры окружающей среды.

- Термостатические пульта серии RIELLO 5000.

Предназначен для управления одноконтурным водогрейным котлом, оснащенным одно или двухступенчатой вентиляторной горелкой.

Все перечисленные качества профессиональной техники Riello были замечены и оценены многими потребителями в СНГ и в Украине. Министерство по вопросам жилищно-коммунального хозяйства Украины в 2006-м году внесло оборудование Riello в перечень рекомендованного при строительстве новых и реконструкции существующих котельных отрасли.

Бойлеры – аккумуляторы для котлов предназначены для нагрева и хранения воды хозяйственно-бытового назначения.

- бойлер-аккумулятор RIELLO 7300

- бойлери-аккумулятори для котлов серии RIELLO 7200 PLUS

Благодаря удобной компоновке, достигается значительная экономия места в котельной. Низкие потери тепла через теплоизоляцию в режиме хранения горячей воды играют значительную роль при сравнении с конкурентами. Также в моделях представлена возможность использования бойлеров с теплогенераторами различных производителей.

На всю продукцию в странах реализации концерном получены соответствующие сертификаты и разрешения уполномоченных государственных органов.

УДК 697.34

О. І. Сігал, Д. Ю. Падерно, К. О. Корінчук, В. О. Логвин

Інститут промислової екології, м. Київ

КОМПЛЕКСНІ ДОСЛІДЖЕННЯ КОТЛІВ РІЗНИХ ТИПІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВИХІДНИХ ВИМОГ ДО ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

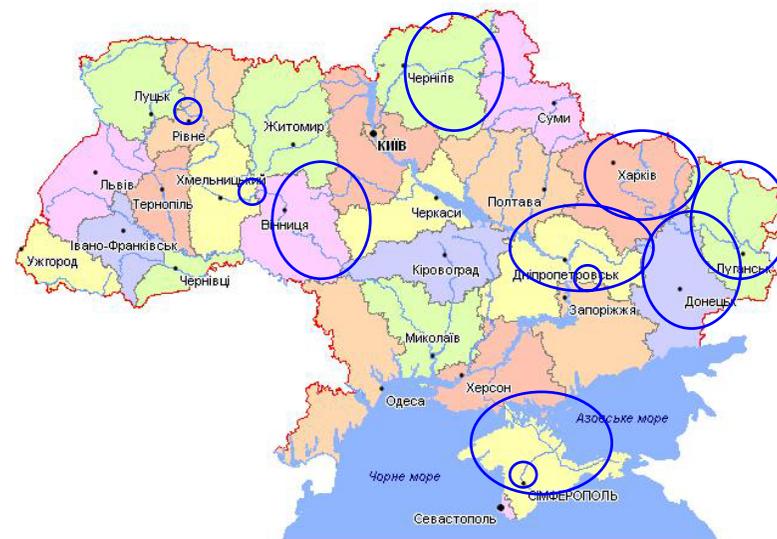
З аналізу даних існуючих регіональних програмта порівнянні їх із запланованими обсягами впровадження згідно Державної цільової програми модернізації систем теплопостачання на 2014–2015 рр., затвердженої постановою КМУ від 17 жовтня 2013 р. № 948, можна зробити висновок, що Регіональні програми модернізації комунальної теплоенергетики не містять достатньої інформації щодо встановлення теплоутилізаторів за котлами, які експлуатуються в комунальній теплоенергетиці, а для більшості регіонів України взагалі немає даних щодо потенціалу їх встановлення. Будь-які інші дані щодо обсягів перспективного впровадження утилізаторів теплоти в Україні не відомі.

Отже, задача визначення обсягів та типорозмірів теплоутилізаційного обладнання, встановлення якого і відповідно серійний випуск в Україні потрібні для забезпечення максимальної економії природного газу в системах комунального теплопостачання, не вирішена та потребує детального дослідження.

Метою проведення науково-технічної роботи було визначення вихідних параметрів роботи найбільш поширених опалювальних котлів в

Україні для уніфікації розробки апаратів утилізації теплоти, та оптимізація потрібної кількості типорозмірів таких апаратів для серійного виробництва.

Інститутом промислової екології проведено дослідження котлів 51 теплопостачального підприємства, що розташовані у 11 регіонах України (рисунок). Загалом були досліджені 2446 котельнь з 7501 встановленими в них котлами різних типів. Кількість котлів, які досліджені в даній роботі, складає 9 % від загальної кількості котлів, що відносяться до комунального господарства України, але за потужністю та споживанням палива частка цих котлів становить близько 25 %.



Розташування об'єктів дослідження на карті України

Визначено, що на теплопостачальних підприємствах, які досліджено у роботі, утилізатори теплоти впроваджено на 48 котельнях в обсязі 92 одиниці. Загалом утилізаторами теплоти обладнано менше 2 % котельнь.

Через велику кількість різних за типами (біля двох сотень різних типів), теплопродуктивністю та режимами роботи котлів майже неможливо узагальнити параметри роботи котлів потужністю до 1 МВт та виокремити типорозміри відповідних теплоутилізаторів. З іншого боку, споживання палива цими котлами складає не більше 9 %, до того ж впровадження утилізаційних установок для котлів потужністю до

1 МВт є недоцільним з економічної точки зору, оскільки строк окупності буде перевищувати 5 років.

На 25 % котелень, які доцільно обладнати утилізаторами теплоти, немає необхідного місця для встановлення додаткового обладнання, а для частини котелень, що складає близько 5 %, немає можливості корисного використання у тепловій схемі цих котелень низькопотенційної теплоти, отриманої від теплоутилізаторів.

В реальних умовах експлуатації котлів їх технічні характеристики значно відрізняються від тих, які заявлені виробником у паспорті котла. Це пов'язано зі зміною теплового навантаження на котли протягом часових (річного та добового) циклів експлуатації системи.

В дослідженні визначені ефективність (експлуатаційний ККД) та параметри роботи котлів за фактичною витратою природного газу за умови задоволення потреб підключених споживачів у тепловій енергії на надання послуг опалення та гарячого водопостачання.

Визначена доцільність встановлення утилізаторів теплоти для котлів за їх фактичним навантаженням. Встановлено, що доцільно впровадити технологію утилізації теплоти димових газів для 612 котлоагрегатів у межах дослідження. Визначені та узагальнені параметри роботи цих котлоагрегатів.

Проведено оцінку інвестиційної привабливості, та визначено, що найбільш інвестиційно привабливим є серійне виробництво апаратів утилізації теплоти для котлів, встановлена потужність яких складає 3 МВт і більше.

Визначені вихідні вимоги до теплоутилізаційних установок, для яких вважається доцільним серійне виробництво. Обрано 5 типорозмірів теплоутилізаторів (таблиця), серійне виробництво яких та встановлення за котлами наявного котельного парку комунальної теплоенергетики країни забезпечить можливість максимальної економії природного газу.

Визначено обсяги серійного виробництва теплоутилізаційного обладнання для комунальної теплоенергетики України за типорозмірами. Загальна кількість утилізаторів теплоти до серійного виробництва – 1800 одиниць.

Розрахована економія природного газу за рахунок впровадження теплоутилізаційних установок обраних для серійного виробництва типорозмірів становить понад 0,3 млрд. м³, або 3 % від обсягу споживання природного газу галуззю комунальної теплоенергетики країни в цілому.

Типорозмір теплоутилізатора	Встановлена потужність котлів	Типи котлів	Орієнтовний обсяг впровадження теплоутилізаторів для України
Т/У-1	2,5–3,15 МВт (3,5–5 МВт)	ДКВР-4-13, КВ-ГМ-2,5 КЕ-4, КСВа-2,5, Riello RTQ 2500 I, Super Rac 2910, ВК-22, Колві-3000, КСВ-2,9Г, КСВа-3,15, Топаз-3000, КБНГ-3,15, КСВТ-3,0, КБНГ-2,5, КВВ-3,15, КВ-ГМ-2,9, ТНР-2,9, Riello RTQ 3000 I, <i>по 2 од. на котел:</i> КВа-3.5-95 (ТГ-3), КСВа-3Г, Топаз-3500 Viessmann Vitomax 200 LW Riello RTQ 3500 I ДКВР-6,5-13, КВГ-4 ТВГ-4Р, Грач КВ-Г-5,2-115	700
Т/У-2	5,8–7,6 МВт (12–15 МВт)	КВ-ГМ-5,8-115СН(МВК-5), КЕ-10, ДКВР-10-13, ДЕ-10-14, КВГ-6,5 <i>по 2 од. на котел:</i> КВ-ГМ-10, ДКВР-20-13 КЕ-25, Б-25/15-ГМ ДЕ-25-14, ТС-35, Loos UNIMAT UT-M	400
Т/У-3	9–10 МВт (20–25 МВт)	ТВГ-8М, ТВГ-8, ДЕ-16-14, Viessmann Vitomax 200 LW, Колві-10000 Р <i>по 2 од. на котел:</i> КВ-ГМ-20	500
Т/У-4	30–35 МВт	ГМ-50-14, ПТВМ-30, ПТВМ-30М, КВ-ГМ-30	100
Т/У-5	58 МВт (100–200 МВт)	КВ-ГМ-50, ПТВМ-50 <i>по 2 од. на котел:</i> КВ-ГМ-100, ПТВМ-100 <i>по 3 од. на котел:</i> ПТВМ-180	100

Список використаної літератури

1. Паспорт житлово-комунального господарства України та областей, Київ, 2013 // Офіційний сайт Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України.

2. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби України (КТМ 204 України 244-94). – К.: ЗАТ «Відпол», 2001.

УДК 697.34

К. О. Корінчук

Інститут промислової екології, м. Київ

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ПОКАЗНИКІВ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТЕПЛОВИХ ПУНКТІВ

У даній статті запропоновано методику розрахунку економії теплової та електричної енергії за рахунок реконструкції теплових пунктів.

Центральний тепловий пункт розподіляє теплову енергію за типами споживання на опалення та гаряче водопостачання, та за допомогою розподільчих мереж транспортує її до споживачів, а також забезпечує керування режимами теплоспоживання та регулює параметри теплоносія. Джерелом викидів парникових газів є котельня, на якій спалюється природний газ для отримання теплової енергії, що надходить у ЦТП, та теплова електростанція, на якій виробляється електроенергія, необхідна для транспортування теплової енергії від ЦТП до споживачів та на власні потреби ЦТП.

При модернізації обладнання центральних теплових пунктів передбачається заміна залежної системи опалення на незалежну низькопотенційним температурним графіком 95/70 °С, зі встановленням двох паралельно включених теплообмінників, розрахованих на 50 % необхідної потужності кожний. Регулювання температури теплоносія здійснюється в залежності від температури зовнішнього повітря за допомогою регулятора теплового потоку та датчика температури навколишнього середовища. Циркуляцію теплоносія здійснюють два циркуляційні насоси: один – робочий, другий – резервний. Заповнення та підживлення системи опалення

здійснюється з водопроводу системи холодного водопостачання. Кількість води, яка йде на підживлення системи опалення, реєструється одним з каналів теплолічильника. Також на вузлі підживлення системи опалення встановлено хімічну обробку води (принцип роботи – Na-катіонування).

У системі гарячого водопостачання передбачена заміна старих кожухотрубних теплообмінників на нові пластинчаті. Кількість теплообмінників гарячого водопостачання згідно п. 16.12 ДБН В.2.5-39:2008 приймається два, паралельно включених, розрахованих на 50 % теплового навантаження кожний. Регулювання температури гарячої води забезпечується регулятором температури. Циркуляція теплоносія здійснюється рециркуляційними насосами ГВП: один – робочий, другий – резервний. Для захисту систем гарячого водопостачання від внутрішньої корозії та накипу передбачена магнітна обробка води.

Передбачено, що всі насоси ЦТП обладнані частотним регулюванням.

Передбачається встановлення сучасного п'ятиканального комерційного вузла обліку споживання теплової енергії на ввіді магістральних теплових мереж до приміщення ЦТП.

Кількість теплоти, необхідної для надання споживачам послуг з опалення та гарячого водопостачання, яка надходить до ЦТП, можна визначити згідно КТМ 204 України 244-94, – К., 2005.

$$Q_{\text{ЦТП}} = Q_0 + Q_{\text{ГВП}} + Q_{\text{втр.труб}}, \quad (1)$$

де Q_0 – кількість теплоти, необхідної для надання споживачам послуг з опалення, Гкал/рік;

$Q_{\text{ГВП}}$ – кількість теплоти, необхідної для надання споживачам послуг з гарячого водопостачання, Гкал/рік;

$Q_{\text{втр.труб}}$ – втрати теплової енергії при транспортуванні трубопроводами, Гкал/рік.

$$Q_0 = Q_0^{\text{н}} + Q_0^{\text{д}} + Q_{\text{втр}}, \quad (2)$$

де $Q_0^{\text{н}}$ – нормативна потреба теплової енергії для опалення споживачів, Гкал/рік;

$Q_0^{\text{д}}$ – додаткові витрати теплової енергії в періоди стояння зовнішніх температур вище точки злому температурного графіка («перетоп»), Гкал/рік;

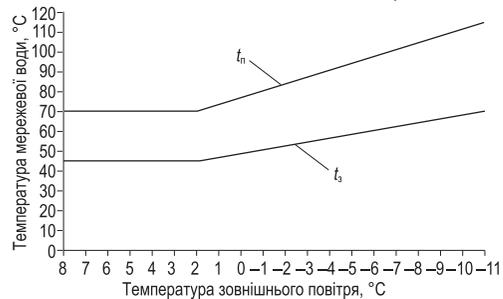
$Q_{\text{втр}}$ – втрати теплової енергії з витоками теплоносія з трубопроводів внутрішньобудинкових мереж системи опалення, Гкал/рік. Приймається 1 % від $Q_0^{\text{н}}$.

$$Q_0^{\text{н}} = N_0 \cdot \frac{(t_{\text{вн}} - t_{\text{сеп}})}{(t_{\text{вн}} - t_{\text{р}})} \cdot n_0 \cdot 24, \quad (3)$$

де N_0 – навантаження системи опалення, Гкал/год;
 $t_{\text{вн}}$ – температура внутрішнього повітря в приміщенні, °С; приймається 18 °С відповідно до нормативу;
 $t_{\text{сер}}$ – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °С;
 t_p – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення, °С;
 n_0 – нормативна тривалість опалювального періоду, діб.
 $t_{\text{сер}}$, t_p та n_0 визначаються для регіону згідно Додатку 1 КТМ 204 України 244-94.

$$Q_0^n = 0,5 \cdot \frac{N_0}{(t_{\text{вн}} - t_p)} \cdot (t_{\text{п}} - t_{\text{зл}}) \cdot \tau_{\text{пер}}, \quad (4)$$

де $t_{\text{п}}$ – середньодобова температура зовнішнього повітря, яка відповідає початку (закінченню) опалювального періоду, °С (зазвичай 8 °С);
 $t_{\text{зл}}$ – температура зовнішнього повітря, яка відповідає точці злому температурного графіку, °С;
 $\tau_{\text{пер}}$ – час стояння температур зовнішнього повітря, вищих $t_{\text{зл}}$, год.
 Згідно РД 153-34.0-20.523-98 «Методичні вказівки складання режимних характеристик систем теплопостачання та гідравлічної характеристики теплової мережі», Частина 1. – М., 1999, зона «злому» (діапазон спрямлення) графіка температур – інтервал температур зовнішнього повітря перехідний (теплий) період опалювального сезону, в якому температура мережевої води, що подається у теплотресту, підтримується постійною. Виникнення зони «злому» і точки «злому» на графіку температур мережевої води обумовлено тим, щодо теплової мережі системи теплопостачання приєднані споживачі з різнохарактерним тепловим навантаженням (опалення і гаряче водопостачання).



t_n – для подаючого трубопроводу; t_s – для зворотного трубопроводу

Рисунок. Температурний графік 115/70 °С

Температура зовнішнього повітря, яка відповідає точці злому температурного графіку, визначається по температурному графіку. Так, для температурного графіку 115/70 °С $t_{\text{зл}} = 2$ °С (рисунок).

Час стояння температур зовнішнього повітря, вищих температури точки злому температурного графіку, ви-

значається за даними «Довідника проектувальника. Теплові мережі. – М.: Стройиздат, 1990» (див. таблицю) за наступною формулою:

$$\tau_{\text{пер}} = \tau_{\text{зл}} \cdot (t_{\text{к}} - t_{\text{зл}}) / 5 + \tau_{\text{нач}}, \quad (5)$$

де $\tau_{\text{зл}}$ – час стояння температур в інтервалі, який включає температуру $t_{\text{зл}}$, год.;
 $t_{\text{к}}$ – кінцева температура інтервалу, до якого належить $t_{\text{зл}}$, °С;
 $\tau_{\text{пер}}$ – час стояння температур від початку опалювального періоду до температури $t_{\text{к}}$, год.;
 5 – крок інтервалу температур, °С.

$$Q_{\text{ГВП}} = Q_{\text{ГВП}}^3 + Q_{\text{ГВП}}^{\text{л}} + Q_{\text{втр}}, \quad (6)$$

де $Q_{\text{ГВП}}^3$ – нормативна потреба теплової енергії для гарячого водопостачання за опалювальний період, Гкал/рік;
 $Q_{\text{ГВП}}^{\text{л}}$ – нормативна потреба теплової енергії для гарячого водопостачання за неопалювальний період, Гкал/рік;
 $Q_{\text{втр}}$ – втрати теплової енергії в розподільчих трубопроводах теплових мереж, циркуляційних стояках і рушниковисушувачах, Гкал/рік. Приймається 1 % від $(Q_{\text{ГВП}}^3 + Q_{\text{ГВП}}^{\text{л}})$.

$$Q_{\text{ГВП}}^3 = N_{\text{ГВП сер}}^3 \cdot n_0 \cdot 24, \quad (7)$$

де $N_{\text{ГВП сер}}^3$ – середньогодинне споживання теплової енергії для гарячого водопостачання в опалювальний період, Гкал/год.;
 $N_{\text{ГВП сер}}^3 = N_{\text{ГВП}} / 2,4$, де $N_{\text{ГВП}}$ – навантаження системи гарячого водопостачання, Гкал/год.

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{л}} = N_{\text{ГВП сер}}^{\text{л}} \cdot (350 - n_0) \cdot 24, \quad (8)$$

де $N_{\text{ГВП сер}}^{\text{л}}$ – середньогодинне споживання теплової енергії для гарячого водопостачання в неопалювальний період, Гкал/год.

$$N_{\text{ГВП сер}}^{\text{л}} = N_{\text{ГВП сер}}^3 \cdot \frac{(55 - t_{\text{х.л}})}{(55 - t_{\text{х.з}})} \cdot \beta, \quad (9)$$

де $t_{\text{х.з}}$ і $t_{\text{х.л}}$ – температура холодної водопровідної води в опалювальний і в неопалювальний періоди, °С (приймається відповідно 5 °С і 15 °С);
 55 – температура гарячої води у системі ГВП, °С;
 β – коефіцієнт, який враховує зниження середньогодинного споживання води на ГВП в неопалювальний період по відношенню до опалювального. Дані беруться у відповідності до СНиП 2.04.01-86:

для адміністративних будівель рівним 0,8 (для курортних і південних міст =1,5); для підприємств =1,0.

$$Q_{\text{втр.труб}} = (L_0 \cdot (q_0^{\text{П.сер}} + q_0^{\text{З.сер}}) \cdot n_0 \cdot 24 + L_{\text{ГВП}} \cdot q_{\text{ГВП}}^{\text{сер}} \cdot 2 \cdot 350 \cdot 24) \cdot 10^{-6}, \quad (10)$$

де L_0 і $L_{\text{ГВП}}$ – сумарна довжина трубопроводу системи опалення і системи гарячого водопостачання відповідно, від ЦТП до споживачів, м;
 $q_0^{\text{П.сер}}$, $q_0^{\text{З.сер}}$, $q_{\text{ГВП}}^{\text{сер}}$ – усереднена норма щільності теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів двотрубних теплових мереж системи опалення для подаючого і зворотнього трубопроводу (Табл. Д.2.6 Додатку 2 КТМ 204 України 244-94 для відповідного температурного графіку) і системи гарячого водопостачання (Табл. Д.2.7 Додатку 2 КТМ 204 України 244-94 для температури теплоносія 55 °С) відповідно, ккал/год·м.

Кількість теплоти, необхідної для надання споживачам послуг з опалення та гарячого водопостачання, яка буде надходити до ЦТП після його модернізації, визначається за методикою, наведеною вище (формули 1–10). Економія теплової енергії після модернізації ЦТП буде досягатися за рахунок:

- ліквідації весняно-осінніх перетопів ($Q_0^{\text{н}} = 0$) шляхом організації незалежної системи опалення та впровадження систем автоматизації, диспетчеризації і температурного регулювання;
- автоматичного зниження температури гарячої води в нічний час у житлових будинках;
- зниження тепловтрат в мережах при переході на низькопотенційний температурний графік.

Таким чином, після модернізації ЦТП:

$$Q_0 = Q_0^{\text{н}} + Q_{\text{втр.}} \quad (11)$$

Економія теплової енергії за рахунок зниження температури гарячої води до +40 °С в нічний час з 00.00 до 06.00 у житлових будинках може бути розрахована наступним чином:

$$\Delta Q_{\text{ГВП}}, \% = \frac{\Delta Q_{\text{ГВП}}}{Q_{\text{ГВП}}} \cdot 100 \% = \frac{G_{\text{ГВП}} \cdot (55^\circ - 40^\circ) \cdot 350 \cdot 6}{G_{\text{ГВП}} \cdot 55^\circ \cdot 350 \cdot 24} \cdot 100 \% = \frac{(55^\circ - 40^\circ)}{55^\circ \cdot 4} \cdot 100 \% = 6,8 \%, \quad (12)$$

де $\Delta Q_{\text{ГВП}}$ – економія теплової енергії за рахунок зниження температури гарячої води в нічний час, Гкал/рік;

$G_{\text{ГВП}}$ – середньогодинна витрата теплоносія на потреби гарячого водопостачання, тис. т/рік.

Для розрахунку $Q_{\text{втр.труб}}$ усереднена норма щільності теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів двотрубних теплових мереж системи опалення визначається для низькопотенційного температурного графіку 95/70 °С згідно даних Табл. Д.2.6 Додатку 2 КТМ 204 України 244-94.

Кількість електроенергії, необхідної на перекачування теплоносія для забезпечення споживачів послугами з опалення та гарячого водопостачання та на власні потреби ЦТП, можна визначити згідно РД 34.09.256-87 «Методичні вказівки з визначення нормативної витрати електроенергії на насосні станції теплових мереж». – М., 1988.

До модернізації ЦТП, електроенергія споживається:

- насосами, встановленими на котельні, на перекачування теплоносія системи опалення від ЦТП до споживачів;
- насосами, встановленими на ЦТП, на забезпечення роботи системи гарячого водопостачання;
- системою освітлення (власні потреби).

$$P_{\text{ЦТП}} = k_{\text{в.п}} \cdot \frac{(G_0 \cdot H_0 + G_{\text{ГВП}}^{\text{З}} \cdot H_{\text{ГВП}}) \cdot n_0 \cdot 24 + G_{\text{ГВП}}^{\text{Л}} \cdot H_{\text{ГВП}} \cdot (350 - n_0) \cdot 24}{367 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ел}}}, \quad (13)$$

де $k_{\text{в.п}}$ – коефіцієнт, що враховує споживання електроенергії на власні потреби, граничне значення коефіцієнта не має перевищувати 1,05. Рекомендується 1,03.

G_0 , $G_{\text{ГВП}}^{\text{З}}$ і $G_{\text{ГВП}}^{\text{Л}}$ – витрата теплоносія у системі опалення та системі гарячого водопостачання у опалювальний і неопалювальний періоди, т/год;

H_0 і $H_{\text{ГВП}}$ – напір у подаючому трубопроводі системи опалення та у трубопроводі системи гарячого водопостачання, м;

$\eta_{\text{н}}$ – ККД насосу, за відсутності фактичних даних рекомендується приймати як у «Методичних вказівках ...» = 76 %;

$\eta_{\text{ел}}$ – ККД електродвигуна, за відсутності фактичних даних рекомендується приймати як у «Методичних вказівках ...» = 96 %.

$$G_0 = \frac{N_0 \cdot 10^3}{t_1 - t_2}, \quad (14)$$

де t_1 – температура теплоносія у подаючому трубопроводі згідно температурного графіку, °С;

t_2 – температура теплоносія у зворотному трубопроводі згідно температурного графіку, °С.

Аналогічно визначається $G_{ГВП}^3$ і $G_{ГВП}^д$ при температурі теплоносія у системі гарячого водопостачання: в опалювальний період – $t_1 = 70$ °С і $t_2 = 48,4$ °С, в неопалювальний період – $t_1 = 70$ °С і $t_2 = 30$ °С:

$$G_{ГВП}^3 = \frac{N_{ГВП} \cdot 10^3}{t_1 - t_2}; \quad G_{ГВП}^д = \frac{N_{ГВП} \cdot 10^3}{t_1 - t_2} \cdot \beta. \quad (15)$$

Напір в подаючому трубопроводі системи опалення та у трубопроводі системи гарячого водопостачання визначається згідно технічного завдання реконструкції теплових пунктів.

Кількість електроенергії, необхідної на перекачування теплоносія для забезпечення споживачів послугами з опалення та гарячого водопостачання та на власні потреби ЦТП, після його модернізації, визначається за методикою, наведеною вище (формули 13–15). Економія електроенергії після модернізації ЦТП буде досягатися за рахунок встановлення нових більш енергоефективних насосів та застосування частотного регулювання.

Фактично ж, економія теплової та електричної енергії за рахунок модернізації ЦТП буде визначатися як різниця теплової та електричної енергії, необхідної для забезпечення споживачів послугами з опалення та гарячого водопостачання та на власні потреби ЦТП до його модернізації, визначеної за наведеною методикою відповідно до фактичних умов роботи ЦТП (а саме: підключеного навантаження, тривалості опалювального періоду та періоду надання послуг ГВП, середньої зовнішньої температури за опалювальний період, тощо), та річного обсягу теплової та електричної енергії за показами тепло- і електролічильників на ЦТП.

Показники ефективності впровадження енергозберігаючих технологій та заходів з економії паливно-енергетичних ресурсів на системах транспортування та розподілу теплової енергії (ЦТП) наведені у Наказі Міністерства з питань житлово-комунального господарства України № 218 від 14 грудня 2007 року «Про затвердження Методичних рекомендацій оцінки економічної ефективності інвестицій в енергозберігаючі проекти на підприємствах житлово-комунального господарства» (Табл. 6.1):

- за рахунок автоматизації та диспетчеризації центральних теплових пунктів – до 15 %;
- за рахунок організації обліку теплової енергії – до 5 %.

Прогнозні обсяги економії теплової енергії за рахунок модернізації обладнання ЦТП за результатами розрахунку узгоджуються із показниками ефективності, наведеними у наказі МінЖКХ № 218 від 14 грудня 2007 року.

Користуючись запропонованою методикою можна також визначити скорочення викидів парникових газів за рахунок модернізації обладнання центральних теплових пунктів (наприклад, для проектів цільових зелених інвестицій), яке визначається як різниця між викидами парникових газів до модернізації ЦТП (базова лінія) та викидами парникових газів після впровадження проекту:

$$\Delta E = E_{\text{baseline}} - E_{\text{project}}, \text{ т CO}_2/\text{рік}. \quad (1)$$

І базові, і проектні викиди парникових газів складаються з викидів за рахунок спалювання природного газу на котельні для отримання теплової енергії, що транспортується через ЦТП, та викидів на тепловій електростанції, на якій виробляється електроенергія, необхідна для транспортування теплової енергії від ЦТП до споживачів та на власні потреби ЦТП.

$$E_{\text{baseline, project}} = E_1 + E_2 = Q_{\text{ЦТП}}/\eta \cdot Cef_{\text{пр.г}} + P_{\text{ЦТП}} \cdot CEF_c, \quad (2)$$

де $Q_{\text{ЦТП}}$ – кількість теплоти, необхідної для надання споживачам послуг з опалення та гарячого водопостачання, яка надходить до ЦТП, ГДж/рік;

η – ефективність, що враховує КПД котлів та втрати в тепломережі при транспортуванні теплоносія від котельні до ЦТП; $\eta = 0,85$;

$Cef_{\text{пр.г}}$ – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для природного газу, т CO_2 /ГДж:

$$Cef_{\text{пр.г}} = K_{\text{пр.г}}^c \cdot 10^{-3} \cdot K_{\text{пр.г}}^o \cdot \frac{44}{12}, \text{ CO}_2/\text{ГДж}, \quad (3)$$

де $K_{\text{пр.г}}^c$ – вміст вуглецю у природному газі, т/ГДж;

$K_{\text{пр.г}}^o$ – коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу, відносні одиниці. Коефіцієнти $K_{\text{пр.г}}^c$ та $K_{\text{пр.г}}^o$ визначаються для відповідних років за даними Національних кадастрів антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990–2009 рр., 1990–2010 рр. та 1990–2011 рр.

$P_{\text{ЦТП}}$ – кількість електроенергії, необхідної на перекачування теплоносія для забезпечення споживачів послугами з опалення та гарячого водопостачання та на власні потреби ЦТП, МВт·год/рік;

CEF_c – коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для споживання електричної енергії для України, т CO_2 /МВт·год. Коефіцієнт CEF_c визначається для відповідних років згідно Наказам Нацеконінвест-агентства України № 62 від 15.04.2011 р.; № 63 від 15.04.2011 р.; № 43 від 28.03.2011 р. та № 75 від 12.05.2011 р.

Запропоновану методику було використано для розрахунку скорочення викидів парникових газів за рахунок реконструкції 15 центральних теплових пунктів загальним тепловим навантаженням 109,15 Гкал/год, які відносяться до котельні за адресою м. Севастополь, вул. Рибаків, 1, в системі КП «Севтеплоенерго» СМР. Сумарне скорочення викидів парникових газів для цього проекту склало 6247,65 т CO_2 /рік. Розрахункова економія теплової енергії склала 7,8–8,5 %, електроенергії – 5 %.

Список використаної літератури

1. КТМ 204 України 244-94. – К., 2005.
2. Рабінович М. Д. Визначення експлуатаційних витрат теплової енергії // ОБВК (Отопление. Водоснабжение. Вентиляция. Кондиционеры). – № 4, 2006.

УДК 697:621.365

І. О. Адаменко

ПРО КОМПАНІЮ WİLO В УКРАЇНІ

ТОВ «WİLO УКРАЇНА» є офіційним представництвом концерну WİLO SE в Україні. Фірма працює 15 років на ринку України, і за цей час зарекомендувала себе як надійний, професійний партнер. Тричі підприємство «WİLO УКРАЇНА» отримало звання «ЛІДЕР ГАЛУЗІ», та має дві нагороди «Підприємство року». Фірма налічує 10 філіалів та 16 сервісних центрів по всій Україні. 13 грудня 2012 року відбулося офіційне відкриття офісно-складського комплексу «WİLO УКРАЇНА». Площа будівлі – понад 3900 м². Офіс «WİLO УКРАЇНА» – це одна з найсучасніших і технологічно довершених споруд. В будівлі реалізовано систему «розумний дім». Унікальність комплексу – децентралізована схема опалення Wilo Geniαх. Це революційне рішення, яке досі не має аналогів у світі. Система визначає потребу в теплі для кожного

приміщення окремо і враховує вплив на температуру таких джерел тепла, як сонячне світло чи тепло від тіл людей.

Насоси WİLO надійно працюють сьогодні на багатьох комунальних та промислових підприємствах, у самих сучасних та визначних будівлях країни, таких, наприклад, як стадіон «Олімпійський», аеропорти «Бориспіль» та «Жуляни»; на водоканалах і тепломережах у містах Київ, Чернігів, Львів, Житомир, Вінниця, Бориспіль, Симферополь, Іллічевськ, на промислових підприємствах, таких як «Миронівський Хлібопродукт», Coca-Cola, Сандора.

Фірма WİLO УКРАЇНА підтримує екологічні ініціативи. Ми входимо до фірм, які збирають відпрацьовані батарейки.

Окрім обладнання WİLO, фірма WİLO УКРАЇНА є ексклюзивним представником в Україні таких компаній, як

Grunbeck

Виробнича програма німецької фірми Gruenbeck Wasseraufbereitung GmbH спрямована на новітні енергоощадні процеси очистки води та задовольняє дедалі зростаючі вимоги з охорони довкілля. Комплексні проекти, які включають стандартне та унікальне обладнання Gruenbeck, успішно реалізовані у багатьох країнах світу, у тому числі і в Україні.

Seerex

Німецька компанія Seerex продукує шнекові насоси для в'язких і абразивних середовищ, які застосовуються у різноманітних галузях промисловості: хімічній, харчовій, нафтогазовидобувній, паперовій. У комунальному господарстві такі насоси використовуються для водопостачання та очисних споруд. Насоси Seerex забезпечують точну безпульсаційну витрату перекачуваного середовища продуктивністю від 0,1 л/год. до 500 куб./год.

Spirotech

Компанія Spirotech (Нідерланди) більш як 40 років виробляє сепаратори повітря і шламу для циркуляційних контурів. Завдяки запатентованій особливій конструкції сепаратори Spirotech допомагають швидко розповітряти систему тепло та холодопостачання, видаляють мікроскопічні часточки шламу, забезпечуючи тим самим підвищення терміну експлуатації та ефективності системи в цілому.

ТОВ «WİLO УКРАЇНА», вул. Антонова, 4, с. Чайки, Києво-Святошинського району Київської області, 08130, Україна Тел.393-73-80 <http://www.wilo.ua>

Д. О. Серебрянський, М. В. Семенюк

Інститут технічної теплофізики, м. Київ

РОЗРАХУНОК ЧАСУ ПЕРЕБУВАННЯ ТА ДОВЖИНИ РУХУ ЧАСТОК В АПАРАТАХ З СИСТЕМОЮ КАНАЛІВ З ЗАМКНЕНИМИ КОНТУРАМИ УСТАНОВОК ГАЗООЧИЩЕННЯ

Необхідним етапом сучасних наукових досліджень є застосування новітніх комп'ютерних технологій, що забезпечують визначення потрібних характеристик апаратів на стадії проектування.

Основним параметром, що впливає на ефективність десульфурації димових газів в апаратах, що засновані на абсорбційно-адсорбційному методі є час контакту реагентів.

Метою аеродинамічного моделювання є вибір варіанту конструкції апарату, що заснований на системі каналів з замкненими контурами для очистки димових газів від діоксиду сірки. Проведення чисельного розрахунок часу перебування та довжини шляху для твердих часток $\text{Ca}(\text{OH})_2$ і золи різного медіанного діаметру в середині апарату.

Для аеродинамічних розрахунків використовувалась створена модель апарата, що відповідає реальному конструкторському виконанню. Метою розрахунку чисельними методами було визначення максимального часу перебування твердих часток всередині апарату в потоці, що рухається шляхом зміни співвідношення ширини транзитного і рециркуляційного каналу апарата в діапазоні 0,2...0,5 (рисунок).

Модель апарата складається з криволінійного каналу ($K_{кр}$), транзитного каналу ($K_{тр}$), рециркуляційного каналу (K_p) та каналу переходу потоку в бункер (K_6).

В якості граничних умов на вході задавалися витрати повітря $Q_{вх}$, $\text{м}^3/\text{год}$, температура газового потоку t , $^{\circ}\text{C}$, густина газового потоку ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$, динамічна в'язкість газового потоку $\mu \cdot 10^{-5}$, $\text{Па}\cdot\text{с}$, а на виході задавався статичний тиск $P_{ст.вих}$, МПа. Вихідні умови до розрахунків наведено в табл. 1.

В табл. 2 наведені показники аеродинамічного опору (ΔP) апарата очистки.

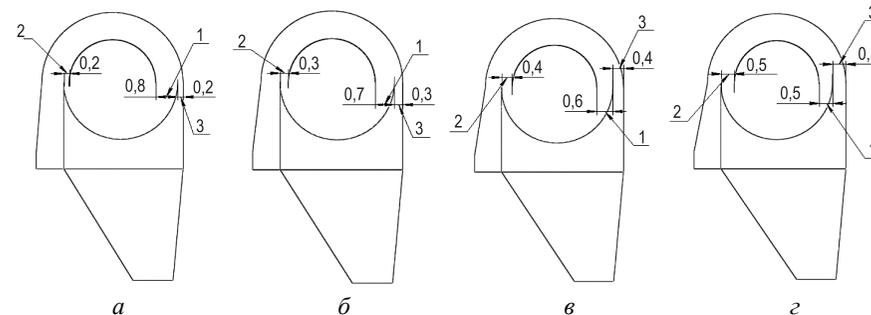


Рисунок. Геометричні розміри моделі апарату: 1 – канал транзитного потоку, 2 – канал рециркуляційного потоку, 3 – канал переходу потоку в бункер
a – співвідношення рециркуляційного та транзитного каналу 0,2;
б – співвідношення рециркуляційного та транзитного каналу 0,3;
в – співвідношення рециркуляційного та транзитного каналу 0,4;
г – співвідношення рециркуляційного та транзитного каналу 0,5

Таблиця 1

Вихідні умови до розрахунків

$K_p/K_{тр}$	$Q_{вх}$, $\text{м}^3/\text{год}$	t , $^{\circ}\text{C}$	$\rho_{газу}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\mu_{газу} \cdot 10^{-5}$, $\text{Па}\cdot\text{с}$	$P_{ст.вих}$, Па
0,2; 0,3; 0,4; 0,5	8000	140	1,9	1,32	101 325

Таблиця 2

Показники аеродинамічного опору апарата очистки

$K_p/K_{тр}$	0,2	0,3	0,4	0,5
ΔP , Па	935	1422	1824	1795

З табл. 2 видно, що найбільший аеродинамічний опір апарату становить 1800 Па, для співвідношення $K_p/K_{тр} = 0,4$.

В табл. 3 наведені числові результати розрахунку часу та довжини руху твердих часток $\text{Ca}(\text{OH})_2$ і золи. В ході моделювання задавалися фізичні параметри часток $\text{Ca}(\text{OH})_2$: густина $\rho = 3320 \text{ кг}/\text{м}^3$, питома теплота $C_p = 783 \text{ Дж}/\text{кг}\cdot\text{К}$ та температура матеріалу $t = 413 \text{ К}$ та золи: густина $\rho = 2300 \text{ кг}/\text{м}^3$, питома теплота $C_p = 1000 \text{ Дж}/\text{кг}\cdot\text{К}$ та температура матеріалу $t = 413 \text{ К}$.

Діапазон моделювання твердих часток складав від 5 до 50 $\mu\text{м}$ з кроком в 5 $\mu\text{м}$. Для кожного діаметру моделювалось 1000 часток та визначалось середнє значення довжини і часу руху в об'ємі каналів апарату в залежності від співвідношення $K_p/K_{тр}$.

В якості одного оберту в каналах апарата виступає лінія, побудована в центрі камери сепарації для кожного з випадків співвідношень $K_p/K_{тр}$, довжина якої складає 3,35 м. Рух потоку здійснюється по траєкторії: криволінійний канал – транзитний канал – рециркуляційний канал.

Таблиця 3

Числові результати розрахунку часу та довжини руху твердих часток $Ca(OH)_2$ і золи

$K_p/K_{тр}$	$Ca(OH)_2$		Зола	
	т, сек	l, м	т, сек	l, м
0,2	1,8	8,70	1,9	9,4
0,3	2,0	8,80	2,0	8,9
0,4	4,1	12,80	4,0	13,6
0,5	2,5	14,21	2,4	14,6

За результатами розрахунку встановлено, що найбільший час перебування часток в апараті спостерігається для співвідношення $K_p/K_{тр} = 0,4$, що становить 4 секунди.

Висновки

1. Проведений чисельний розрахунок часу перебування та довжини шляху для твердих часток $Ca(OH)_2$ та золи ($d_{50} = 5 \dots 50$ мкм) в середині апарату очистки виявив, що середній час перебування твердих часток складає 4 секунди при довжині шляху 12...14 м, для варіанта конструкції апарату зі співвідношенням $K_p/K_{тр} = 0,4$.

2. Чисельний розрахунок моделі апарату очистки проводився на витрату газів, що очищаються 8000 м³/год з температурою газового потоку 140 °С. При цьому аеродинамічний опір апарату склав 1800 Па.

УДК 502.5.504.38:613.5

В. А. Седнин, А. В. Седнин, А. И. Левшеня, Д. Л. Кушнер

Белорусский национальный технический университет, Беларусь

ПАРОГАЗОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ МИНИТЭЦ НА МЕСТНЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА

Из используемых в мировой практике технологий получения электроэнергии из биомассы наиболее приемлемой при строительстве миниТЭЦ является органический цикл Ренкина (ОРЦ) [1]. Максимальная эффективность установок ОРЦ составляет до 25 % электрического КПД в конденсационном режиме. Это объясняется максимально допустимой температурой (250–350 °С) для органических веществ, используемых в качестве рабочего тела. В тоже время, при сжигании таких видов биомассы, как торф, древесина температура продуктов сгорания на выходе из топки котла составляет 900–1000 °С. Очевидно, что повысить эффективность энергоустановки возможно за счет применения высокотемпературной надстройки на базе газотурбинного двигателя. Прямое сжигание топлива в камере сгорания газотурбинной установки осуществит достаточно проблематично. Основные трудности заключаются в необходимости сжигания топлива под давлением и высокий абразивный износ частей турбины. Лишенный этих недостатков – цикл газотурбинной установки с внешним подводом тепловой энергии, когда нагрев рабочего тела (воздуха) осуществляется в высокотемпературном подогревателе, нагреваемые продуктами сгорания. После расширения в турбине воздух сбрасывается в топку котла, что позволяет осуществить регенерацию теплоты холодного источника газотурбинного цикла.

Вариант принципиальной тепловой схемы подобной теплофикационной установки представлен на рисунке, а. Сжатый в компрессоре (1) воздух поступает в высокотемпературный воздухоподогреватель (4) и затем в газовую турбину (2). После расширения в газовой турбине воздух подается в топку (3) котлоагрегата, работающего на биомассе. Продукты сгорания после топки проходят воздухоподогреватель (4), конвективную часть (теплообменник 5) для нагрева термомасла, и экономайзер (водяной теплообменник 6), в котором подогревается теплоноситель, из конденсатора поступающий к потребителю (сетевой подогреватель). Охлажденный теплоноситель поступает в конденсатор

(12). Механическая энергия, полученная в газовой турбине, используется для привода компрессора и электрогенератора. На рис. б, в и г показаны производные варианты данной технологической схемы.

На рис. б представлена схема установки с двумя ступенями ОРЦ. В отличие от исходной схемы (рис. а), теплоноситель после конденсатора I-й ступени ОРЦ поступает в подогреватель (8), и далее в испаритель II-й ступени. После испарителя теплоноситель направляется в подогреватель (6), где снижается его температура до необходимой для функционирования конденсатора I-й ступени. Тепловой поток от подогревателя (6) может быть использован для сушки топлива. Данная схема предпочтительна в случае работы установки большую часть времени в конденсационном режиме.

На рис. в приведена схема, в которой дополнительно перед турбиной установлена камера сгорания (9), в которую осуществляется подвод газообразного газа. Дополнительный подвод природного газа в камеру сгорания перед газовой турбиной позволят повысить эффективность цикла, стабилизировать температуру и облегчить запуск системы.

Вариант схемы с дополнительным подводом пара в газовую турбину (технология STIG) представлен на рис. г. После термомасляного подогревателя продукты сгорания направляются в паровой котел утилизатор (10). Пар подводится перед воздухоподогревателем, после чего парогазовая смесь нагревается и поступает в турбину и далее в котел. Расход пара (соотношение по массе пар/воздух 1: 70–100) существенно не влияет на процесс горения топлива.

Был выполнен численный анализ эффективности приведенных схем при различных коэффициентах расхода воздуха α и степени повышения давления газотурбинном цикле β . Результаты расчетов при температуре нагрева воздуха перед газовой турбиной, равной 850 °С, показали, что области с максимальным значением электрического КПД соответствуют значениям $\alpha = 4,5 \dots 5,5$ и $\beta = 5 \dots 6$.

Эффективность выработки электроэнергии для установки, представленной на рис. а, составляет 28 %, а коэффициент использования топлива 75 %. Применение 2-й ступени на низкокипящем рабочем теле (рис. 2, б) позволяет повысить эффективность до 31 %. Данная схема пригодна для использования в конденсационном режиме (при этом коэффициент использования топлива не превышает 36 %). Увеличение температуры перед турбиной за счет дополнительного подвода природного газа до 950 °С позволяет повысить эффективность выработки ЭЭ до 28,5 %. В варианте д, реализующий технологию «STIG», при уста-

новке парового котла-утилизатора эффективность выработки ЭЭ составит до 28 %, хотя при этом общий КПД снижается до 65 %.

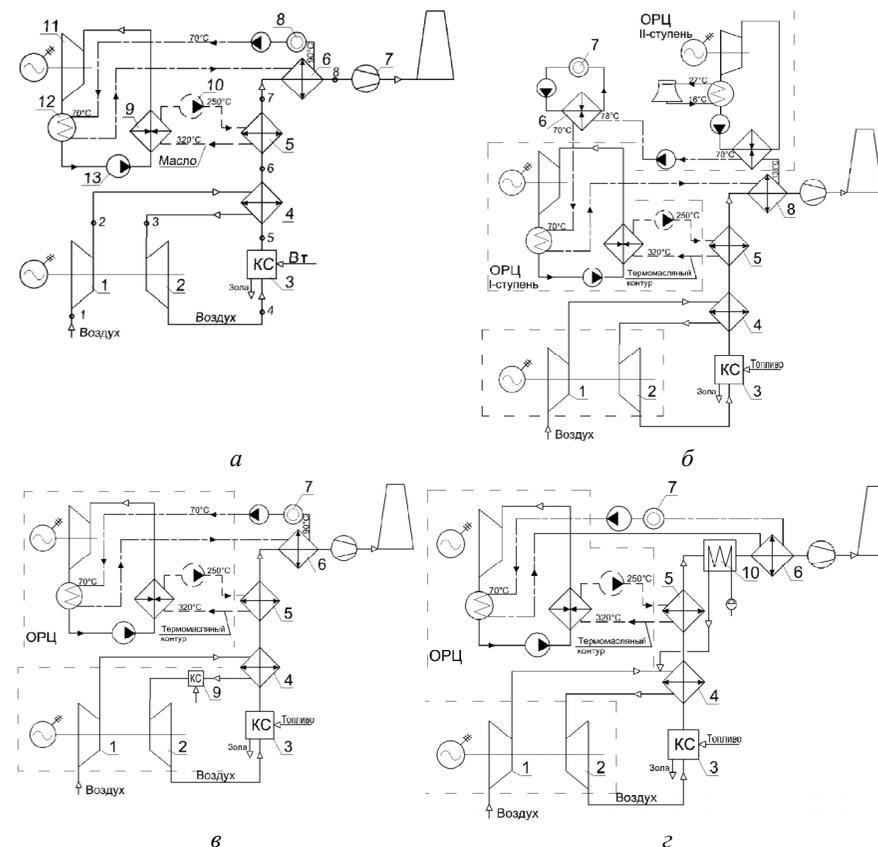


Рисунок. Принципиальные схемы парогазовых миниТЭЦ: а – схема ПГУ с внешним сгоранием топлива и одноступенчатый ОРЦ; б – схема ПГУ с внешним сгоранием топлива и двухступенчатый ОРЦ; в – схема ПГУ с внешним сгоранием топлива и дополнительной камерой сгорания в комбинации с одноступенчатым ОРЦ; д – схема ПГУ с внешним сгоранием топлива и впрыском пара в комбинации с одноступенчатым ОРЦ; 1 – компрессор; 2 – турбина; 3 – топка котла; 4 – высокотемпературный подогреватель; 5 – термомасляный подогреватель; 6 – водяной подогреватель; 7 – потребитель тепловой энергии; 8 – подогреватель; 9 – камера сгорания; 10 – паровой котел утилизатор

Рассмотренные схемы парогазовых установок, работающих на биомассе, обладают рядом преимуществ, к которым можно отнести:

высокую энергетическую эффективность (электрический КПД до 26...35 % при общем КПД до 80 %), возможность сжигания различных видов биомассы, в т.ч. с высоким содержанием смол и высокой влажностью, отсутствие абразивного износа лопаток газовой турбины.

Список использованной литературы

1. Седнин В. А. Комбинированная энергетическая установка на биомассе / В. А. Седнин, А. В. Седнин, А. И. Левшеня, Д. Л. Кушнер // Энергия и менеджмент. – 2011. – № 5 – С. 8–13, 2011. – № 5. – С. 14–17.

УДК УДК 662.71, 621.314

Д. М. Корінчук

Інститут технічної теплофізики НАН України

ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА ВИСОКОКАЛОРИЙНОГО ТЕРМІЧНО ОБРОБЛЕНОГО ТВЕРДОГО БІОПАЛИВА

На сучасних заводах з виготовлення біопалива інтенсивність процесів сушіння біомаси визначає продуктивність всієї лінії. Одним із головних факторів підвищення продуктивності всієї лінії є інтенсифікація процесу зневоднення.

Метою роботи є підвищення продуктивності лінії виробництва біопалива та отримання висококалорійного палива. Це можливе за рахунок підвищення температури теплоносія. Актуальним сьогодні є розробка технологій високотемпературного зневоднення біомаси газами з температурою 600–800 °С. За своєю суттю технологія повинна включати як процеси зневоднення, так і початкового термічного розкладання палива.

Процес термічного розкладання біомаси відбувається в декілька стадій в залежності від температурного діапазону обробки сировини. При температурі сировини 200–300 °С відбувається інтенсивне розкладання геміцелюлози, вміст якої становить біля 20–30 мас. %, далі при температурі 300–400 °С розкладаються лігніни і целюлоза.

В процесі термічного розкладання геміцелюлози відбувається руйнування гідроксильних груп (ОН), що підвищує гідрофобні властивості

матеріалу. Продуктами розкладання геміцелюлози є кисеньвмісні гази: O₂, CO, CO₂, хімічно зв'язана вода (піролізна та реакційна), оцтова кислота та феноли. Частка води у втраченій масі становить біля 70 %. Енерговміст продуктів термічного розкладання незначний і не перевищує 5–10 %. Одночасно відбувається значна втрата (до 30 %) маси біомаси. Відповідно енергетична щільність і теплота згоряння біомаси підвищується і згідно попередніх розрахунків може знаходитися в межах 23–25 МДж/кг.

Процес екзотермічного розкладання геміцелюлози супроводжується виділенням суттєвої кількості теплоти. Так для деревини вона становить 8,0–8,5 МДж/кг або 5–6 % теплоти згоряння. Аналіз втрати маси зразками деревини в залежності від часу та температури обробки показав, що проведення процесу обробки суміші ефективно проводити в межах температури зразків 275–295 °С. Час проведення термічної обробки достатній для розкладання 20–30 % маси зразку становить 40–50 хвилин.

Екзотермічний ефект розкладання дозволяє компенсувати додаткові втрати теплоносія.

Висновки

Суміщення процесів високотемпературного зневоднення і початкового термічного розкладання палива дозволить отримати висококалорійне тверде гідрофобне біопаливо з собівартістю на рівні з традиційними брикетами та гранулами.

УДК 628.47

А. Н. Тугов

ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехнический научно-исследовательский институт», Россия

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К УТИЛИЗАЦИИ ТБО В КРУПНЫХ ГОРОДАХ

На примере Парижа показано, что в крупных городах Европы задействованы все методы утилизации твердых бытовых отходов, включая рециклинг и сортировку на основе раздельного сбора. Однако основным способом решения проблемы с ТБО является их термическая переработка. Установлено, что оптимальной по совокупности экологи-

ческих и технико-экономических показателей и наиболее серийно освоенной технологией энергетической утилизации ТБО по-прежнему остается слоевое сжигание отходов в механических слоевых топках с отпуском потребителям тепловой и электрической энергии.

В странах ЕС в области обращения с твердыми бытовыми отходами (ТБО) принята концепция, основу которой составляет следующая иерархия: предотвращение образования отходов; предварительная обработка отходов для их повторного использования; переработка отходов во вторичные материальные ресурсы; другие методы утилизации отходов, например, утилизация в энергетических целях и, наконец, как самое нежелательное, – размещение ТБО на полигонах [1].

Преимущественное использование того или иного метода переработки ТБО для каждого конкретного государства обусловлено сложившимися историческими условиями, спецификой региона, уровнем экономического развития и т.д. Однако интересно отметить, что подход к переработке ТБО в крупных городах часто существенно отличается от ситуации, сложившейся по стране в целом.

Так, во Франции твердые бытовые отходы сжигают, направляют на вторичную переработку и на захоронение примерно в равных пропорциях: 35, 37 и 28 % соответственно. Однако в самом Париже большая часть ТБО (примерно 84 %) перерабатывается термически [2]. Безусловно, в Париже стараются придерживаться принятой в ЕС иерархии управления твердыми бытовыми отходами. По данным фирмы SYSTOM, которая отвечает за сбор и переработку ТБО, в Париже:

а) наблюдается снижение образования отходов на душу населения (с 486 кг/чел./год в 2001 г. до 420 кг/чел./год в 2011 г.);

б) примерно 4,5 % от общего количества образующихся ТБО после предварительной обработки было направлено для повторного использования (в основном за счет рециклинга стеклотары, который в 2011 г. составил 113 643 т);

в) в 2011 г. переработка ТБО во вторичные материальные ресурсы достигла 578 036 т, в том числе, включая отсортированные бумагу, картон, пластик, металл и т.д. – 221 889 т (что составляет 9 % от общего количества образующихся отходов) и обработанные золошлаковые остатки от сжигания – 356 147 т.

Но, все же, основной объем ТБО (1 732 948 т несортированных смешанных отходов и остатков от сортировки) направляется на сжигание для их утилизации в энергетических целях. В 2011 г. за счет сжигания отходов было отпущено в городские электросети 181 931 МВт·ч

электроэнергии, в тепловые сети в виде пара и горячей воды – 2 426,6 ГВт·ч тепловой энергии.

Так же, как и в Париже, в крупных европейских городах задействованы все методы переработки ТБО. Но термическая переработка ТБО с выработкой электрической и тепловой энергии на текущий момент и на долгосрочную перспективу по-прежнему играет, и, по-видимому, будет играть ключевую роль в решении проблемы с ТБО, особенно для мегаполисов.

Действительно, другого способа цивилизованного решения этой проблемы в крупных городах, кроме как сжигание смешанных ТБО, нет. Однако в России в последние годы в качестве альтернативы их термической переработке предлагается сортировка. В этой связи следует отметить, что многолетний опыт работы существующих российских предприятий по сортировке смешанных ТБО от жилого фонда показал, что доля выделяемых фракций, пригодных для использования в качестве вторичных материальных ресурсов, не превышает 10–15 %, а их сбыт существенно затруднен, несмотря на то, что закупочные цены на них запредельно низкие. По данным [3]: на макулатуру – от 2 до 6 руб./кг; на ПЭТФ, ПНД – от 10 до 14 руб./кг; на стеклобой – от 1 до 2,5 руб./кг; на алюминиевый лом – около 30 руб./кг. В [4] показано, что для более глубокой сортировки смешанных отходов (в статье это высокоавтоматизированный мусоросортировочный комплекс мощностью 100 тыс. т ТБО в год, введенный в эксплуатацию в 2010 г. группой компаний «Ресурсосбережение») необходимы дотации в размере до 1500 руб./т. Необходимо обратить внимание, что за рубежом вопрос о сортировке *смешанных* отходов и раньше и теперь, как правило, не рассматривается. Например, в Париже на сортировку поступают только селективно собранные отходы, крупногабаритные материалы и отходы от специальных пунктов. Более того, «загрязненные» селективно собранные отходы «бракуют» и без какой-либо сортировки напрямую направляют на сжигание. В 2011г. в Париже их количество составило примерно 4 % (6 722 т) от общего количества селективно собранных отходов.

Таким образом, энергетическая утилизация ТБО – это единственный способ решения проблемы с отходами в крупных городах, в том числе в России и Украине. При этом следует отметить, что, формируя концепцию управления ТБО, важным является правильный выбор метода их термической переработки. В этом вопросе необходимо учитывать, прежде всего, европейский опыт, например, обобщенный в справочнике по наилучшим доступным технологиям [5]. Следует также

проводить оценку энергоэффективности сооружаемых предприятий, где реализованы эти технологии. В соответствие с формулой, предложенной в [1], энергоэффективность должна составлять не менее 60 %, а на вновь строящихся и введенных в эксплуатацию после 2008 г. – не менее 65 %. Интересно отметить, что в результате обследования 314 работающих европейских предприятий для термической переработки ТБО, проведенного CEWER (Confederation of European Waste-to-Energy Plant), установлено, что удовлетворяют данному требованию только 206, причем на всех этих предприятиях реализован метод сжигания ТБО в слоевых топках.

В [6] приводится описание разработанных ОАО «ВТИ» технических предложений по созданию типового предприятия для энергетической утилизации ТБО, основу которого составляет именно этот метод. Энергоэффективность такого предприятия находится на уровне 70 %. Важно упомянуть, что более 85 % технологического оборудования может быть изготовлено на отечественных предприятиях, часть из них с использованием инжиниринга зарубежных фирм.

Другие известные уже на протяжении нескольких десятков лет методы термической переработки ТБО, использующие, например, процессы газификации и пиролиза, требуют значительных капитальных и эксплуатационных затрат и, следовательно, процесс переработки ТБО с экономической точки зрения не может рассматриваться как утилизация отходов [1]. Это касается и наиболее часто упоминаемых в последнее время и предлагаемых в качестве альтернативы традиционному сжиганию высокотемпературных технологий с использованием плазматронов. Оценочные расчеты наиболее проработанной технологии, так называемой плазменной газификации фирмы AllterNRG, показывают, что ее энергоэффективность при использовании российских ТБО (с тепловой сгорания 6500 кДж/кг) составляет примерно 55 %.

Список использованной литературы

1. Directive 2008/98/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives (Text with EEA relevance) // Official Journal of European Union, 22.11.2008. – L. 312/3–312/30.
2. Тугов А. Н., Москвичев В. Ф. К вопросу об утилизации отходов в мегаполисах // Твердые бытовые отходы. – 2013. – № 4. – С. 14–18.
3. Бабанин И. В. Чудо-технология найдена? Критический анализ одной точки зрения // Твердые бытовые отходы. – 2013. – № 2. – С. 46–49.
4. Кольчев Н. А. К новому технологическому укладу // Твердые бытовые отходы. – 2013. – № 1. – С. 12–17.

5. Integrated Pollution Prevention and Control/ Reference Document on Best Available Techniques for Waste Incineration / European Commission, 2006. – 638 p.

6. Тугов А. Н., Москвичев В. Ф., Изюмов М. А. Типовое предприятие термической переработки отходов. Концепция создания // Твердые бытовые отходы. – 2009. – № 5. – С. 38–43.

УДК 628.47

Н. Ю. Павлюк

Институт промышленной экологии, г. Киев

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТБО В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА В СТРАНАХ ЕС

Рост образования твердых (муниципальных) бытовых отходов (ТБО) в мире, который сопровождается постоянным увеличением затрат на их сбор, переработку, утилизацию, захоронение, превратился в глобальную проблему нашего времени. Накопление ТБО на свалках приводит не только к изъятию больших территорий из хозяйственного обращения, но и к возникновению серьезных экологических проблем, загрязняя воздух, воду, почву вредными и токсичными веществами. Еще в конце 70-х годов XX века только на территории США было выявлено 20 тыс. несанкционированных свалок, в Дании – 3200, в Нидерландах – 4000. Однако муниципальные отходы, которые в среднем в мире на 47–61 % состоят из органики, на 9–16 % из бумаги, на 8–13 % из пластика, на 5–12 % из стекла и металла, являются ценным вторичным антропогенным ресурсом, который также обладает энергетическим потенциалом. При сжигании 1 т ТБО можно получить 1 300–1 700 кВт·ч тепловой энергии или 300–550 кВт·ч электроэнергии. Поэтому проблема избавления от ТБО, с которой боролись в XX веке, в наше время превратилась в шанс использования материального и энергетического потенциала отходов.

На утилизацию этого потенциала ТБО направлена рамочная директива 2008/98/ЕС Европейского Парламента и Совета от 19 ноября 2008 года «Об отходах и отмене определенных директив 75/439/ЕЭС, 91/689/ЕС и 2006/12/ЕС». В дополнение к рамочной директиве приняты 13 директив о регулировании отдельных видов отходов, 2 дирек-

тивы о регулировании режимов обращения с отходами, 3 европейских справочника по наилучшим доступным технологиям в области обращения с отходами.

Рамочная директива 2008/98/ЕС определила следующую концепцию утилизации ТБО в городах ЕС:

- Возможная организация селективного сбора ТБО с последующей их сортировкой и рециклингом.
- Раздельный сбор крупногабаритных материалов с последующей их сортировкой и рециклингом.
- Сбор опасных отходов (батареек, аккумуляторов, остатков красок, лаков и других химикатов) и различных полимерных материалов, которые усложняют процесс очистки газообразных продуктов сгорания ТБО.
- Термическая переработка ТБО с отпуском тепловой и электрической энергии городскому потребителю.
- Только те отходы, которые невозможно утилизировать, вывозятся на специально оборудованные полигоны, которые исключают загрязнение окружающей среды свалочным газом или фильтратом.

Поскольку ТБО является топливом, сопоставимым по теплотворности с $\frac{1}{4}$ т мазута, торфом или некоторыми марками бурых углей, термическая утилизация отходов на мусоросжигательных заводах (МСЗ) с выработкой тепла и электроэнергии, т.е. организация ТЕЦ на ТБО приобретает все большую привлекательность в связи с ростом цен на ископаемые источники энергии.

В пользу применения ТЕЦ на ТБО свидетельствуют следующие технические данные:

- объем отходов сокращается до 5 %, а вес – до 25 % от начального объема. Таким образом, сокращается потребность в площадях для захоронения;
- современные МСЗ позволяют утилизировать до 80 % запаса энергии отходов;
- отходы сжигания при условии отсутствия в них опасных веществ и тяжелых металлов могут быть использованы при производстве строительных материалов.
- современные МСЗ оборудованы 4–5 ступенчатыми системами очистки, поэтому экологические показатели выбросов соответствуют нормативам Директивы 2000/76/ЕС Европейского парламента и Совета «О сжигании отходов» от 1.12.2000 г.

Поэтому термическая утилизация муниципальных ТБО с использованием энергии более предпочтительна с экологической позиции, чем выработка того же количества энергии на обычной ТЭЦ при сжигании ископаемого топлива плюс захоронение эквивалентного количества отходов.

Несмотря на то, что строительство МСЗ обходится достаточно дорого (стоимость сжигания ТБО в различных странах колеблется от 40 долл./т до 120 долл./т), рост цен на ископаемые энергоносители способствует распространению ТЭЦ на ТБО.

Сейчас в мире действует более 2000 МСЗ. Безусловный лидер энергетической утилизации отходов – Япония. В Японии 75 % ТБО сжигается с выработкой тепловой и электроэнергии.

В США на 89 МСЗ общей установленной электрической мощностью 2,7 ГВт сжигается около 35 млн. тонн ТБО, вырабатывая при этом более 17 ТВт·час электроэнергии.

Третья часть МСЗ работают в ЕС. В Германии, например, на ~ 60 заводах ежегодно сжигается около 16,6 млн. т ТБО, что составляет около 40 % общего объема отходов, произведенных в стране. Полученная энергия в основном служит для получения тепла, незначительная часть идет на производство электроэнергии. Франция имеет 120 заводов по сжиганию отходов мощностью в 12 млн. т в год. В Дании их 34, в Швеции – 30, из которых 6 заводов вырабатывают только тепло, остальные МСЗ работают в режиме ТЭЦ. В некоторых городах тепло, выработанное на МСЗ, покрывает до половины спроса на отопление. В целом в ЕС на МСЗ сжигается около 1/5 общего объема отходов. В результате энергетической утилизации ТБО ежегодно вырабатывается примерно 70 ТВт·час тепловой энергии и более 28 ТВт·час электроэнергии.

Динамика выработки энергии из ТБО, представленная в табл. 1, подтверждает интерес европейских стран к ТЭЦ на антропогенном возобновляемом источнике энергии – твердых муниципальных отходах.

Таблица 1

Выработка тепловой и электрической энергии из ТБО в Европе

Вид выработанной на МСЗ энергии, млрд. кВт·час	2006 г.	2010 г.	2020 г.
Тепловая энергия	23	30	39
Электрическая	12	16	24

Этот подход закреплен в Дорожной карте эффективного использования ресурсов Европы, принятой в 2011 г., согласно которой необходимо обеспечить восстановление энергии из не поддающихся утилизации отходов.

В разных странах ЕС отношение к сжиганию отходов неоднозначно.

В 2010 г. в ЕС более 60 % ТБО утилизировалось: 25% перерабатывалось, 22 % сжигалось и 15 % подвергалось компостированию, остальные 38 % отходов вывозилось на полигоны.

В ряде стран (в Австрии, Германии, и Швейцарии) приняты законы, которые запрещают захоронение необработанных ТБО на полигонах. В этих странах, а также в Голландии, Бельгии, Швеции, Дании, Норвегии отходы на полигоны практически не вывозятся. За последние 15 лет доля отходов, направляемых на захоронение, снизилась на треть: с 68 % (1995 г.) до 38 % (2010 г.).

Рециклинг отходов наиболее применяется в Германии (45 %), Бельгии (40 %), Словении (39 %), Швеции (36 %), Ирландии (35 %), Нидерландах (33 %).

Компостирование ТБО используется в Австрии (40 %), Нидерландах (28 %), Бельгии (22 %), Люксембурге (20 %), Дании (19 %), Испании (18 %).

Сжигание отходов для производства тепла и электроэнергии наиболее распространено в Дании (54 %) и Швеции (49 %), а также в Нидерландах (39 %), Германии (38 %), Бельгии (37 %), Люксембурге (35 %), Франции (34 %).

Ратификация Соглашения об ассоциации между Украиной и Европейским союзом предполагает имплементацию законодательства Украины в сфере охраны окружающей среды, в том числе, в сфере обращения с ТБО.

С целью адаптации законодательства Украины к европейским стандартам разработан проект закона Украины «Про затвердження Загальнодержавної програми поводження з відходами на 2013–2020 роки». Однако в этом законе не предусмотрена утилизация энергетического потенциала отходов. Сжигание ТБО Украины может генерировать до 10 % тепловой энергии, используемой с ЖКХ. В условиях, когда замещение российского природного газа для производства тепла превратилось в вопрос энергетической безопасности Украины, недопустимо игнорировать вторичный возобновляемый энергоресурс, которым Украина располагает в избытке. Для населенных пунктов Украины

перспективная задача – нахождение наиболее простого, экономичного пути полной утилизации отходов с производством максимально возможного количества тепловой и электрической энергии.

Для городов Украины с населением 600–1400 тыс. чел. Возможно создание МСЗ мощностью 150–350 т/год для производства 10–25 МВт·час электроэнергии.

Для реализации этого решения необходимо внести изменения в проект Загальнодержавної програми поводження з відходами на 2013–2020 роки с приоритетных внедрением ТЭЦ на ТБО. Для реализации положений Закона необходимо создать отрасль, способную разработать технологию и организовать производство оборудования для небольших и средних населенных пунктов для комплексной переработки ТБО и утилизации их энергетического потенциала.

Предлагается следующая схема развития отрасли:

1. Создается программа развития отрасли.
2. Разрабатывается технический проект мусоросжигательного оборудования на типоряд для решения проблемы ТБО городов Украины.
3. Разрабатывается или совершенствуется оборудование для механической сортировки отходов.
4. Определяется завод-производитель мусоросжигательного, сортировочного, вспомогательного оборудования, который совместно с технологическим предприятием разрабатывает конструкторскую документацию для производства вышеуказанного оборудования типоряда.
5. Разрабатывается теплоутилизационное оборудование и турбоагрегат для использования в созданном типоряде, определяется их производитель.
6. Разрабатывается газоочистное оборудование для типоряда и определяется его производитель.
7. Разрабатывается типовой проект типоряда заводов по переработке ТБО с учетом сортировки и сжигания.
8. Проект проходит необходимые согласования в министерствах и ведомствах для дальнейшего его внедрения.
9. Определяются источники финансирования для реализации проектов.

Необходима Государственная Программа производства отечественного оборудования для промышленной переработки ТБО в городах с населением 150–200 тысяч человек. Проект подобной программы уже разрабатывался в 1998 году. Разработчик технологической части проекта программы – фирма «Екопрон-Юг» – предлагала производство оте-

чественного оборудования утилизации энергетического потенциала ТБО для малых и средних городов Украины, и закупку импортного оборудования для крупных городов с населением 600 и более тыс. человек.

Это будет достойная реализация европейского подхода к управлению ТБО.

УДК 33.013.6

В. Я. Меллер

ПКФ «Экопрон-Юг, г. Днепропетровск

ТВЕРДЫЕ БЫТОВЫЕ ОТХОДЫ – ИСТОЧНИК ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Проблема утилизации твердых бытовых отходов (ТБО) существует во всем мире. Согласно исследованиям Европейского агентства по охране окружающей среды, уменьшение количества отходов является одной из наиболее важных задач для стран ЕС, ежегодно производящих их около 1,3 млрд. т., в которых доля коммунальных отходов равна 14 %, а на среднестатистического жителя Европы приходится около 400 кг ТБО в год.

Как показывает мировой опыт, самым доступным и одним из наиболее экономически целесообразных возобновляемых источников энергии являются твердые бытовые отходы (ТБО), сжигаемые на тепловых электростанциях ТЭС (ТЭС на ТБО). ТБО – это топливо, которое по теплоте сгорания сопоставимо с торфом и некоторыми марками бурых углей, образуется в местах, где электроэнергия наиболее востребована, т. е. в крупных городах, и имеет гарантированное предсказуемое возобновление, пока существует человечество. Работа ТЭС на ТБО не зависит от природных условий (в отличие, например, от солнечных или ветровых установок), географического расположения (по сравнению с геотермальными и приливными электростанциями), и в результате ее эксплуатации, помимо выработки энергии, решается важная социальная задача – утилизируются образующиеся в процессе жизнедеятельности человека бытовые отходы.

В России и Украине до недавнего времени предприятия для сжигания отходов находились вне сферы интересов энергетиков. Переработкой ТБО занимались коммунальные службы, которые в первую очередь решали проблему санитарной очистки городов от образующихся отходов. Выделяющуюся в процессе сжигания энергию использовали для покрытия собственных теплофикационных нужд и, в лучшем случае, отпускали излишки внешним потребителям, расположенным поблизости с мусоросжигательными заводами.

В отличие от России и Украины, за рубежом в настоящее время значительная часть предприятий для сжигания отходов принадлежит ведущим энергетическим компаниям, и интерес энергетиков к этому источнику энергии продолжает возрастать. ТБО уже давно и практически во всех промышленно развитых странах рассматриваются как один из перспективных возобновляемых источников получения электроэнергии. В результате утилизации ТБО только в Европе уже сейчас ежегодно вырабатывается более 28 млрд кВт·ч электроэнергии и примерно 70 млрд кВт·ч тепловой энергии. Это позволяет экономить 7...38 млн тонн органического топлива и, кроме того, предотвращать до 37 млн тонн в год выбросы парниковых газов (в пересчете на CO₂), которые могли бы выделяться в виде метана при полигонном захоронении отходов. Повсеместно ведется строительство новых ТЭС на ТБО, причем, как правило, со значительной долей капитальных вложений со стороны энергетических компаний.

Основной задачей термической переработки твердых бытовых отходов до начала шестидесятых годов прошлого столетия было решение проблемы уничтожения мусора. Особенно такие схемы путем сжигания практиковались в США. Не говоря уже о неэкономичности метода, возникал ряд проблем с охлаждением дымовых газов и их очисткой. В связи с этим, критика метода, весьма обоснованная во многих случаях, сравнивала показатели мусоросжигания с полигонным захоронением, компостированием и т.д.

Следующим шагом в развитии концепции мусоросжигания стала утилизация тепла, полученного в результате сжигания ТБО в паровых котлах. При этом основным показателем оставалось уничтожения отходов.

Переход концепции с уничтожения ТБО, как основы мусоросжигания, на энергетическое использование тепловой энергии, содержащейся в отходах, в корне изменило подходы в рассмотрении целесообразности метода и в его экологической оценке. Сравнить мусоросжи-

гание теперь стало необходимым не только с другими методами переработки отходов, но и с точки зрения энергетической: сравнительными ценами на топливо, целесообразности сохранения мировой сырьевой базы угля, нефти, природного газа, для использования их в перерабатывающих отраслях промышленности, экологической безопасности выработки тепла и электроэнергии при использовании различных видов минерального топлива и ТБО.

За рубежом практически на всех современных предприятиях выделяемая в процессе термической переработки ТБО энергия обязательно преобразуется в тепловую для отпуска потребителю или для дальнейшей выработки электроэнергии.

На современных предприятиях с экономической и экологической точек зрения энергетическая эффективность процесса составляет 60–65 %.

Если предприятие, удовлетворяющее этому требованию, специализируется на отпуске электроэнергии внешнему потребителю (или на комбинированном отпуске тепловой и электрической энергии), его можно считать ТЭС на ТБО. Вырабатывать электроэнергию за счет термической утилизации ТБО становится экономически целесообразным, если доходы от продажи электроэнергии покрывают расходы, связанные с дополнительными капитальными и эксплуатационными затратами на приобретение, установку и обслуживание основного и вспомогательного электрогенерирующего оборудования. Для каждой конкретной страны с учетом сложившихся в ней тарифов на покупку электроэнергии, а также законодательства и налогообложения, производство электроэнергии на предприятиях, сжигающих ТБО, становится прибыльным, если годовой отпуск электрической энергии превышает некоторое пороговое значение. В России, например, как показывают выполненные в докторской диссертации Тугова А.Н. (Всероссийский Теплотехнический научно-исследовательский институт) оценочные расчеты, сейчас этот предел находится на уровне 100 тыс. МВт·ч в год (установленная электрическая мощность должна быть не менее 15 МВт).

Количество поступающих на термическое уничтожение ТБО зависит от ряда факторов, к которым в первую очередь относятся численность населения, удельный объем накопления ТБО в конкретном регионе, а также политика региональных властей в области обращения с отходами с учетом наметившихся мировых тенденций в сфере управления ТБО, таких, например, как отдельный сбор и сортировка.

Адекватная оценка указанных факторов в настоящее время и на перспективу позволила Всероссийскому теплотехническому институту разработать типовой мощностной ряд (по количеству перерабатываемых отходов) для отечественных ТЭС на ТБО: 180, 360 и 540 тыс. тонн ТБО в год. С учетом результатов экспериментально-аналитического изучения теплотехнических свойств ТБО была определена установленная электрическая мощность этих ТЭС: 12, 24 и 36 МВт. К сожалению, в Украине подобные работы не проводятся и, как следствие, отсутствует анализ перспектив использования ТБО в качестве топлива.

Важным этапом создания ТЭС на ТБО является разработка и обоснование принципиальных технических и технологических решений, позволяющих максимально эффективно преобразовать энергетический потенциал ТБО в электрическую энергию с наименьшим воздействием на окружающую среду и с оптимальными показателями по надежности и экономичности.

Первоочередная задача в этом направлении – выбор метода и технологии термической переработки ТБО, которые наиболее технически приемлемы и экономически обоснованы для ТЭС на ТБО. К технологиям термической переработки ТБО, прошедшим промышленную апробацию, относятся: сжигание на механических колосниковых решетках в слоевых топках (в настоящее время во всем мире эксплуатируется более 2 тыс. установок), сжигание в кипящем слое (около 200 установок), сжигание в барабанных печах (примерно 20 установок), комбинированные методы с использованием процессов пиролиза и газификации, в том числе с плазматронами. Некоторые технологии находятся на стадии освоения (лабораторных, стендовых и полупромышленных исследований).

Решающими факторами, определяющими электрическую мощность ТЭС на ТБО, являются прогнозируемый расход поступающих на переработку отходов и их свойства. (Электрическая мощность обычных ТЭС, на которых сжигают органическое топливо, как правило, выбирается исходя из потребности региона в электроэнергии). Теплотворная способность бытовых отходов сравнима, а в некоторых развитых странах выше таких топлив как бурый уголь, торф. Она всего в 2–2,5 раза ниже, чем у природного газа. В условиях дефицита топливных ресурсов и высоких цен на природный газ и нефтепродукты, не использовать дармовое, многотоннажное, непрерывно возобновляемое топливо, по меньшей мере – не разумно. Не нужно в таком количестве копать шахты и уменьшать использование опасного труда шахтеров,

бурить дополнительные скважины, сокращается нагрузка многокилометровых железных дорог в связи с уменьшением объема перевозок минеральных топлив – угля, мазута и т.д., сокращается потребность в новых трубопроводах большого диаметра для транспортировки природного газа, нефти и нефтепродуктов. Нет опасности в том, что запасы топлива быстро исчерпаются. Пока живо человечество, мусора будет в достатке.

В качестве веского аргумента в пользу строительства мусоросжигательных заводов приводят опыт зарубежных стран. Действительно, МСЗ есть и в Лондоне, и в Вене, и в Париже. Высокий процент сжигаемых отходов также характерен для городов Японии.



ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ

INSTITUTE OF ENGINEERING ECOLOGY

- **Утилізатори теплоти: конденсаційні, контактні, контактньо-поверхневі**
Heat recovery equipment: condensing, contact, surface-contact
- **Повітряпідігрівачі**
Air heaters
- **Модернізовані подові випромінюючі пальникові пристрої**
Modern hearth radiative burners
- **Інтенсифікація топкового теплообміну**
Intensification of fire-chamber heat exchange
- **Пальникові пристрої двостадійного спалювання**
Gas burners for two-stage combustion
- **Мазутопідігрівачі**
Fuel oil heaters
- **Сміттєспалювальні модулі потужністю 2 т ТПВ/год**
Waste incineration units (2 t per hour capacity)
- **Пило- та газоочищення**
Dust and gas cleaning
- **Зменшення утворення NO_x**
Reduction of NO_x formation
- **Допалення газових органічних викидів**
Afterburning of organic gas pollutions
- **Поліпшення екологічного стану та зменшення використання пального**
Improving of environmental situation and reduction of fuel consumption
- **Підготовка проектів зі зниження викидів парникових газів**
Projects for reduction of greenhouse gas emissions

Україна, 03057, Київ, вул. Желябова, 2а
Тел.: (044) 453 2862, тел./факс: (044) 456 9262

2a Zheliabova str., Kyiv 03057 Ukraine
Tel (+ 038 044) 453 2862, Tel./fax: (+ 038 044) 456 9262

e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Институт промышленной экологии, образованный в 1992 году, представляет собой независимую профессиональную организацию.

Основные направления деятельности Института:

- разработка, производство и внедрение различного природоохранного и энергосберегающего оборудования;
- разработка и внедрение улучшенных технологий и оборудования для сжигания топлив;
- подготовка проектов по сокращению выбросов парниковых газов;
- проведение экологических исследований и экспертиз, а также энергетического и экологического обследования (аудита) промышленных предприятий с выдачей соответствующих рекомендаций.

Институт промышленной экологии предлагает следующие разработки, направленные на экономию топливно-энергетических ресурсов и улучшение экологической ситуации:

1. Комбинированная технология для снижения образования оксидов азота, газоочистки и утилизации теплоты уходящих газов топливосжигающего оборудования.
2. Модернизированные подовые горелки с повышенным КПД и пониженным образованием оксидов азота для котлов производительностью до 10 Гкал/час.
3. Горелочные устройства двустадийного сжигания с пониженным образованием оксидов азота для котлов типов ПТВМ, КВГМ и др.
4. Технология рециркуляции продуктов сгорания в воздух и топливо для снижения образования оксидов азота.
5. Технология повышения КПД котлов с одновременным снижением образования оксидов азота путем интенсификации топочного теплообмена с использованием вторичных излучателей.
6. Технология подогрева дутьевого воздуха для горелок котлов и печей с использованием вторичных энергоресурсов.
7. Технология подогрева топочных мазутов с использованием теплоты продуктов сгорания.
8. Скрубберы тонкой очистки от пыли в промышленности и энергетике.
9. Системы золоулавливания для промышленных и отопительных котлов.
10. Системы пылеочистки для технологических процессов с улавливанием и возвратом материала в цикл.
11. Технология нейтрализации выбросов паров органических веществ, в том числе с использованием энергипотенциала нейтразуемых веществ.
12. Мусоросжигательные модули производительностью 2 т ТБО в час.
13. Горелки для сжигания биогаза, в том числе двухтопливные комбинированные.
14. Подогрев приточного вентиляционного воздуха за счет теплоты обратной теплосетевой воды.
15. Высокоэффективные, в том числе конденсационные, теплообменники из труб с кольцевыми канавками.

Ежегодно Институт проводит международную конференцию «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики».

Институтом на базе энерго-экологического обследования промышленных предприятий разрабатывается, и для каждого конкретного случая в зависимости от возможностей и целесообразности вложений совместно с предприятием-заказчиком индивидуально подбирается комплекс мероприятий, технологий и оборудования, способствующих снижению удельных энергозатрат и защите окружающей среды. Возможна комплектация, поставка «под ключ» и наладка установленного оборудования.

Использование предлагаемых Институтом промышленной экологии энергосберегающих технологий и оборудования дает конкретный экологический, энергетический и экономический эффект.

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНЫЙ, РАБОТАЮЩИЙ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ, ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн)

Котел типа КВВ-2,0 Гн предназначен для применения в системах отопления и горячего водоснабжения.

Котел имеет П-образную компоновку и состоит из топки, экраны которой набраны из труб диаметром 51×3,5 мм, сваренных между собой плавниками, и конвективной части, выполненной из U-образных труб диаметром 28×3 мм, которые, в свою очередь, сварены в стояки, а те – в коллектора. Изготавливается в виде сварного газоплотного моноблока в легкой изоляции и декоративном кожухе, комплектуется блочной газовой горелкой низкого давления с системой автоматики.

Основные технические характеристики

Номинальная теплопроизводительность, МВт.....	2,0
Диапазон регулирования, %	40–100
Кoeffициент полезного действия, %, не менее 92 (фактически на номинальной нагрузке – 93 %, на 50 % – 95 %)	
Удельный расход топлива, м ³ /МВт, не более	110
Удельное потребление электроэнергии, кВт/МВт	2,0
Содержание оксидов азота (в пересчете на NO ₂) в сухих продуктах сгорания (приведенное к $\alpha = 1$), мг/м ³	96–130
Рабочее давление воды в котле, МПа	0,6
Температура воды на выходе из котла, °С.....	95
Расход воды, м ³ /час	70
Температура уходящих газов, °С	90–180
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина с горелкой	4000
ширина	1500
высота	3000
Масса котла, кг	3700
Удельная металлоемкость, т/МВт	1,8

Внедрение котла позволит заменить устаревшие котлы типа «Минск-1», «НИИСТУ-5», «Универсал», «Энергия» и др., увеличить в 3–5 раз тепловую мощность котельных без изменения их строительных объемов, резко повысить экономичность и надежность источников теплоснабжения.

Котел разработан Институтом промышленной экологии совместно с ИТТФ НАН Украины, производится АП «Крымтеплокоммунэнерго».

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел. (38 044) 453-28-62, тел./факс (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫЙ ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн)

Комбинированный водотрубно-дымогарный котел КВВД-0,63Гн теплопроизводительностью 630 кВт с принудительной циркуляцией теплоносителя через котел рассчитан для работы на природном газе или легком жидком топливе и предназначен для выработки тепловой энергии в виде воды с температурой до 95 °С и давлением до 0,6 МПа для отопления, технологических нужд и горячего водоснабжения.

Котел состоит из следующих деталей и узлов:

- корпуса котла овальной формы;
- приваренных к корпусу передней и задней трубных досок;
- дымогарных труб, сваренных в верхние части передней и задней трубных досок;
- топочной камеры, включающей в себя жаровую трубу и экранную систему с кольцевыми трубными досками. В топочной камере между задней и передней водяными кольцевыми камерами сварены 36 экранных труб, разделенных на 12 трехходовых пучков. Вода подается в заднюю камеру, проходит в переднюю камеру, назад в заднюю и снова в переднюю (т.е. 3 хода), где через 12 отверстий поступает в водяной объем корпуса котла.
- дверцы котла, в которой находится поворотная камера дымовых газов с огнеупорной футеровкой;
- теплоизоляции и декоративного кожуха;
- горелки, которая крепится к фланцу дверцы котла.

Пламя горелки поступает в кольцевую экранную камеру, которая закрыта в донной части. Камера работает с избыточным давлением дымовых газов, которые поступают в 2 огневые трубы, затем в поворотную камеру и по дымогарным трубам в дымовую коробку, расположенную в задней части котла. Из дымовой коробки газы поступают в дымовую трубу и в атмосферу.

Газовый тракт котла находится при работе горелки под избыточным давлением по отношению к атмосфере. В дымогарные трубы котла вставляются пластинчатые турбулизаторы (завихрители), которые придают потоку газов в трубах турбулентность и повышают коэффициент теплопередачи.

Котел комплектуется блочной газовой вентиляционной горелкой RS-70 и электронной автоматикой RB/т производства фирмы Riello S.p.A (Италия), сертифицированными в Украине. Автоматика выполняет полный цикл розжига, пуск на первой ступени, переход на вторую ступень, остановку котла при достижении установленной температуры воды на выходе котла с последующей продувкой дымоходного тракта и защитное отключение подачи газа при аварийных ситуациях.

Пульт управления котлом обеспечивает возможность подключения электронного устройства для ведения режима котла с учетом температуры наружного воздуха, и позволяет эксплуатировать котел в автоматическом режиме без дежурного персонала.

Основные технические характеристики

Номинальная теплопроизводительность, МВт	0,63
Диапазон регулирования, %	40–100
Коэффициент полезного действия, %, не менее	92
Номинальный расход топлива (природного газа при $Q_n^p = 35600$ кДж/м ³), м ³ /ч	70±5%
Удельный расход топлива, м ³ /МВт, не более	115,5
Удельное потребление электроэнергии, кВт/МВт, не более ...	2,22
Содержание оксидов азота (в пересчете на NO ₂) в сухих продуктах сгорания (приведенное к $\alpha = 1$), мг/м ³ , не более.....	200
Рабочее давление воды в котле, МПа	0,6
Температура воды на выходе из котла, °С	95
Расчетный перепад температур воды, °С	25
Расчетный расход воды, м ³ /час	22
Расчетная температура уходящих газов, °С	160
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина с горелкой	3260
длина без горелки	2400
ширина	900
высота	1600
Масса котла, кг, не более	1700

Внедрение котла позволит заменить устаревшие котлы типа «Минск-1», «НИИСТУ-5», «Универсал», «Энергия» и др., резко повысить экономичность и надежность источников теплоснабжения.

Котел разработан Институтом промышленной экологии совместно с ИТТФ НАНУ, производится ПАО «Киевэнерго».

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел. (38 044) 453-28-62, тел./факс (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ И СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА КОТЛАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНТАКТНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ

Комбинированная контактная теплоутилизационная установка предназначена для снижения выбросов оксидов азота, понижения температуры и утилизации теплоты уходящих газов агрегатов, сжигающих газообразное топливо.

Основу системы составляет комбинированный теплообменник, который включает в себя контактный экономайзер и контактный воздухоподогреватель, объединенные в общий водяной циркуляционный контур с циркуляционным насосом и промежуточным теплообменником.

Технология предусматривает снижение образования оксидов азота за счет подачи в топочную камеру увлажненного и подогретого в контактном воздухоподогревателе дутьевого воздуха. Дальнейшая очистка происходит за счет промывания продуктов сгорания в контактном водяном экономайзере (абсорбере) и выведения из цикла CO₂ в декарбонизационной колонне. В процессе утилизируется как явная теплота продуктов сгорания, так и скрытая теплота конденсации содержащегося в них водяного пара.

Работает система следующим образом. Уходящие продукты сгорания подаются в контактную камеру экономайзера, где при непосредственном контакте с нагреваемой водой охлаждаются и через каплеуловитель дымососом удаляются в дымовую трубу. Часть продуктов сгорания проходит по байпасному газоходу мимо экономайзера для поддержания «сухого» режима дымовой трубы.

Нагретая в экономайзере вода собирается в поддоне и насосом подается частично на водораспределитель контактного воздухоподогревателя, откуда поступает на насадку контактной камеры, где при непосредственном контакте с холодным воздухом охлаждается и стекает в поддон. Остальная часть нагретой воды насосом подается через промежуточный теплообменник на систему защиты от обмерзания, а оттуда сливается в поддон. В теплообменнике происходит нагрев воды, подаваемой на внешние потребители (химводоочистку, систему горячего водоснабжения и т.п.). Охлажденная вода из поддона воздухоподогревателя через патрубки с гидрозатворами, соединенными с водораспределителем, подается для нагрева на насадку контактной камеры экономайзера.

Нагретый и увлажненный в контактном воздухоподогревателе воздух подается через каплеуловитель на всос дутьевого вентилятора. Для подсушки насыщенного влагой нагретого воздуха может подмешиваться воздух из верхней зоны котельной. Увлажнение дутьевого воздуха позволяет в 2–2,5 раза снизить выбросы оксидов азота.

Применяемое как один из возможных вариантов конструктивное исполнение контактных аппаратов (экономайзера и воздухоподогревателя) один над другим уменьшает площадь, требуемую для их установки. Монтаж аппаратов производится блоками квадратного сечения, что позволяет по условиям компоновки изменять расположение газовых и воздушных патрубков с шагом 90°.

Тепловая схема установки и конструктивное исполнение теплообменника разрабатываются конкретно для каждого объекта.

Внедрение этой технологии позволяет снизить выбросы оксидов азота в атмосферу не менее чем на 50–60 %, уменьшить на 8–10 % расход топлива (природного газа) и получить конденсат, пригодный для подпитки теплосети.

В качестве примера приведены технические характеристики контактной комбинированной теплоутилизационной установки, смонтированной за котлоагрегатом ДКВР-10/13:

паропроизводительность котлоагрегата, т/ч.....	9,8
доля уходящих газов, проходящих через экономайзер, %.....	50
коэффициент разбавления продуктов сгорания перед установкой.....	1,64
температура уходящих газов, °С	
– перед экономайзером.....	110
– после экономайзера.....	38
температура нагреваемого воздуха, °С	
– перед воздухоподогревателем.....	–10
– после воздухоподогревателя.....	+33
температура нагретой циркуляционной воды, °С.....	46
сопротивление экономайзера, Па.....	230
сопротивление воздухоподогревателя, Па.....	320
снижение выбросов оксидов азота, кг/сутки.....	15,4
экономия природного газа,.....	5,33

Весь комплекс работ «под ключ» по проектированию, изготовлению, монтажу и наладке систем теплоутилизации с контактным комбинированным теплообменником производит Институт промышленной экологии.

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ ПОДОВЫЕ ГОРЕЛКИ ТИПА МПИГ ДЛЯ КОТЛОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДО 10 ГКАЛ/ЧАС

Модернизированные подовые (щелевые) горелки нового поколения с увеличенной лучистой составляющей типа МПИГ предназначены для котлов производительностью до 10 Гкал/час (типа НИИСТУ-5, ТВГ-1; 2,5; 4; 8; КВ-ГМ-4,65-150, КВ-Г-7,56-150 и др.) и могут применяться вместо форкамерных, подовых и других горелок.

Горелочные устройства МПИГ работают на вентиляторном дутье. В котлах НИИСТУ-5 разрешается их эксплуатация и без дутьевого вентилятора.

Установка горелок МПИГ осуществляется с использованием рамы стандартных габаритов и посадочных размеров, что не требует специальной переделки котла. На раме монтируются элементы горелочного устройства - коллектора горелок, кирпичи щелевого смесителя, подгорелочный лист и шибера, регулирующие подачу воздуха.

Коллектор горелки изготавливается из цельнотянутой трубы и снабжается сменными соплами-форсунками, изготавливаемыми из латуни, что позволяет избежать окисления стенок отверстия и сохранить требуемый расход при длительной эксплуатации горелок (в течение не менее 10 лет).

Горелки МПИГ практически бесшумны, легко обеспечивают устойчивую работу на пониженных нагрузках (регулируемость в пределах 24–100 %), а также форсировку котла. Наличие сменных калиброванных сопел обеспечивает возможность поддержания номинальной производительности котла и устойчивой работы при давлении природного газа в сети в диапазоне от 20 до 150 мм вод. ст.

С целью дополнительного повышения эффективности использования топлива и соответственно КПД котла, а также снижения выбросов токсичных веществ в атмосферу, горелки МПИГ могут быть оснащены промежуточными (вторичными) излучателями в виде подвесных гирлянд из легковесного теплостойкого кремнеземистого материала или стержней из огнеупорного материала на основе карбида кремния.

Установка промежуточных излучателей в топочной камере котла обеспечивает интенсификацию лучистого теплообмена, за счет чего увеличивается теплоотдача в топке и соответственно повышается КПД котлов и уменьшается расход топлива. Кроме того, введение в зону факела промежуточных излучателей позволяет снизить максимальные температуры в ядре зоны горения, за счет чего уменьшаются образование и соответственно выбросы токсичных веществ, в первую очередь оксидов азота. В результате снижения как максимальных температур в зоне горения, так и температур на выходе из топки и за котлом, облегчаются условия работы, повышается надежность и увеличивается срок эксплуатации котла.

Использование модернизированных подовых горелок с промежуточными излучателями позволяет:

- увеличить теплоотдачу в топке котла на 10–30 %;
- повысить КПД котла и соответственно уменьшить расход топлива (природного газа) на 3–5 %, в результате достичь величин КПД не менее 90 %;

- снизить образование оксидов азота на 30–50 %; в результате достичь среднего уровня концентраций NO_x в продуктах сгорания порядка 100 мг/м^3 ;
- снизить температуру уходящих газов на 40–80 °С;
- повысить надежность эксплуатации и увеличить срок службы котлов (на 10–20 %, или на 3–5 лет) за счет снижения максимальных температур в зоне горения на 40–70 °С;
- уменьшить расход огнеупорного кирпича на выкладку горелок и пода котла на 50 % (по сравнению с форкамерными горелками).

Описанные промежуточные (вторичные) излучатели могут также быть применены и с установленными на котле горелками других типов.

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТОПОЧНОГО ТЕПЛООБМЕНА В КОТЛАХ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ (ВТОРИЧНЫХ) ИЗЛУЧАТЕЛЕЙ

Технология предназначена для повышения эффективности сжигания газообразного топлива в котлах и снижения токсичных выбросов в атмосферу.

Недостатком многих находящихся в эксплуатации водогрейных и паровых котлов является малоэффективная теплоотдача в топке и обусловленные этим высокая температура уходящих газов (до 200–250 °С) и низкий КПД (до 85–87 %).

Одним из возможных и реальных путей повышения эффективности использования топлива в котлах, и соответственно повышения их КПД и уменьшения газовых выбросов в атмосферу (включая CO_2 , NO_x и др.), является интенсификация теплообмена и соответственно теплоотдачи в топочной камере.

При сжигании природного газа в относительно небольших объемах котлов с развитым экранированием стенок, с точки зрения интенсификации теплообмена и надежной стабилизации факела целесообразна установка промежуточных (вторичных) излучателей – твердых нагретых до высоких температур тел, являющихся как бы «тепловыми зеркалами», передающими излучение к поверхностям нагрева.

Действие промежуточных излучателей основано на том, что они воспринимают тепло селективным излучением и конвекцией от продуктов сгорания и передают его полным спектром излучения к водоохлаждаемым поверхностям, расположенным в топке. Находясь в стационарном режиме при неизменной температуре, промежуточные излучатели весь падающий на них тепловой поток переизлучают на поверхности экрана в виде отраженного тепла и собственного излучения.

Установка промежуточных излучателей в топочной камере котла обеспечивает интенсификацию лучистого теплообмена, за счет чего увеличивается теплоотдача в топке и соответственно повышается КПД котлов и уменьшается расход топлива. Кроме того, введение в зону факела промежуточных излучателей позволяет снизить максимальные температуры в ядре зоны горения, за счет чего уменьшаются образование и соответственно выбросы токсичных веществ, в первую очередь оксидов азота. В результате снижения как максимальных температур в зоне горения, так и температур на выходе из топки и за котлом, облегчаются условия работы, повышается надежность и увеличивается срок эксплуатации котла.

Использование промежуточных излучателей позволяет:

- увеличить теплоотдачу в топке котла на 10–30%;
- уменьшить расход топлива (природного газа) в котлах:
 - производительностью до 1 Гкал – на 3–5 %,
 - производительностью 1–6 Гкал – на 1–3 %,
 - производительностью 6–30 Гкал – на 0,6–1 %;
- снизить образование оксидов азота на 20–30 %;
- снизить температуру уходящих газов на 60–90 °С;

- повысить надежность эксплуатации и увеличить срок службы котлов (на 10–20 %, или на 3–5 лет) за счет снижения максимальных температур в зоне горения на 30–70 °С.

Технология не требует больших капитальных вложений и эксплуатационных расходов, срок окупаемости составляет 1–2 года в зависимости от типа котла.

Для изготовления излучателей используются огнеупорные материалы на основе оксидов или тугоплавких соединений, обеспечивающие возможность длительной эксплуатации в условиях высоких температур в окислительно-восстановительной среде при возможности реализации достаточно большого числа теплосмен.

Разработаны технические решения по применению промежуточных излучателей в котлах НИИСТУ различных модификаций, а также в котлах ТВГ, ДКВР, КВ-ГМ и других производительностью до 30 Гкал/час (до 50 т/час пара).

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел. (38 044) 453-28-62, тел./факс (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

РЕЦИРКУЛЯЦИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Предназначена для снижения токсичных выбросов в атмосферу при сжигании газообразного или жидкого топлива в котлах.

Рециркуляция продуктов сгорания представляет собой наиболее эффективный метод подавления образования оксидов азота (NO_x) при сжигании как газа, так и мазута, позволяющий снизить содержание NO_x в уходящих газах на 60–70 %. Метод основан на отборе части продуктов сгорания за котлом и подаче их в зону горения.

Реализация предлагаемой технологии рециркуляции продуктов сгорания на котле не требует повышения производительности дымососов, необходимо только изготовление системы перепускных трубопроводов для продуктов сгорания.

Практически только за счет данного метода при небольших затратах может достигаться значительный экологический эффект.

Кроме этого, уменьшается вероятность перегрева экранных поверхностей топки, обеспечивается выравнивание полей температур в топочной камере, что позволяет увеличить межремонтные периоды.

Предлагаемый метод целесообразно применять для следующих паровых и водогрейных котлов:

КВ-ГМ-100; 50; 30; 20; 10;
ДКВР-4; 10; 20;
ДЕ-16; 25;
ПТВМ-30; 50; 100;
ТВГ-4; 8; ТВГМ-30; КВГ-6,5.

Возможна разработка индивидуальных решений и для других котлов.

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел. (38 044) 453-28-62, тел./факс (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com



МОДЕРНІЗАЦІЯ КОТЛІВ ПТВМ-50

Стандартний котел
ПТВМ-50

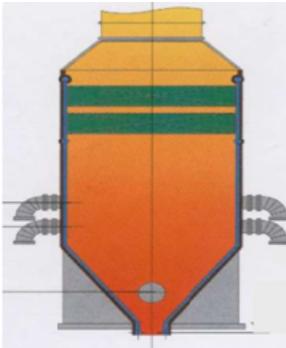
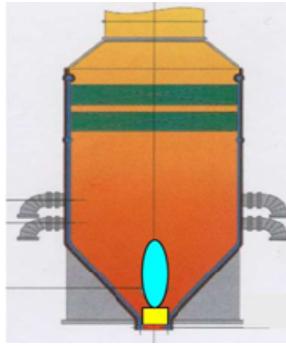


Схема модернізації
ШЕ+ПГ



Встановлення до-
даткового подового
щільного пальника



Схема модернізації
ВАТ «Дорогобужкотломаш»

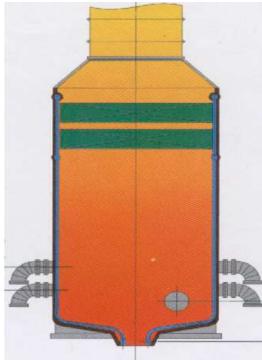
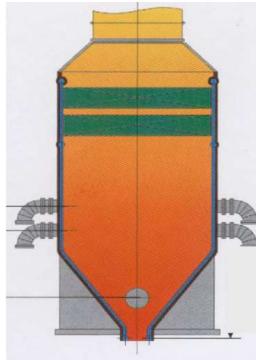


Схема модернізації
фірми SAACKЕ (ФРГ)



– Заміна пальників

– Реконструкція каркаса
котла зі зміною його форми
та збільшенням висоти

– Заміна пальників

Параметр	Стандарт- ний котел	ШЕ+ПГ	Еконо- мія
Мінімальне навантаження, %	30	6	24
Час роботи на мінімальному навантаженні, год/рік	700	700	–
Витрати палива на номінальному навантаженні, м ³ /год	6700	6700	–
Витрати палива на мінімальному навантаженні, м ³ /год	2010	402	1608
Вартість витрат природного газу, тис. грн./год. (при вартості газу 960 грн./1000 м ³)	1,930	0,386	1,544
Вартість витрат природного газу, тис. грн./рік (при вартості газу 960 грн./1000 м ³)	1351,0	270,2	1125,6

Параметр	Стандарт- ний котел	Модернізація за схемою		
		ШЕ+ПГ	Дорогобужкот- ломаш	SAACKЕ
Теплопродуктив- ність номінальна, МВт	58,2	69,8	69,8	58,2
Теплопродуктив- ність мінімальна, %	30	6	30	30
ККД котла, %	91	~93	91,6	~93
Термін окупності (кількість опалю- вальних сезонів в цінах 2009 р.)	–	0,5		2

Керівник робіт:
д.т.н., проф. І. Я. Сігал
Тел./факс: +380 44 456 6259



ЭКОНОМИЯ ГАЗА И ПРОДЛЕНИЕ РЕСУРСА КОТЛОВ ТВГ-8, ТВГ-8М, КВГ-7,56

Опыт эксплуатации котлов ТВГ-8 и ТВГ-8М показал, что их, соответствующий действительности, срок службы (при нормальных показателях эксплуатации) существенным образом превышает заводской срок (14 лет) и ограничивается состоянием не топочной, а конвективной поверхности нагрева и горелок.

Модернизация котлов с заменой горелок и конвективной поверхности нагрева позволяет повысить КПД, в среднем, на 5 % до уровня лучших мировых образцов и продлить срок эксплуатации на 15 лет.

Для повышения эффективности использования газа и уменьшения энергозатрат в котле устанавливаются подовые щелевые горелки 3-го поколения МПИГ-3 (модернизированная подовая излучающая горелка, разработанная Институтами газа НАНУ и Промышленной экологии, г. Киев). Горелки снабжены специальными газовыми соплами и направляющими для воздуха, которые обеспечивают улучшение процессов смешения газа с воздухом, работают с малыми избытками воздуха и интенсифицируют теплообмен в топках.

Конвективная поверхность нагрева заменяется на новую из труб $\varnothing 32 \times 3$, (вместо заводской $\varnothing 28 \times 3$), которая имеет больший проходной диаметр для воды и более развитую поверхность теплообмена для котлов ТВГ-8 и ТВГ-8М и др. (Разработка Института газа НАНУ).

На котле КП «Жилтеплоэнерго Киевэнерго» ТВГ-8М, где проведена модернизация (замена горелок и замена конвективной поверхности нагрева), температура уходящих газов снижена на 70-80°C, КПД котла повышен на 4,3-5 % до 94-96 % (испытания проведены службой наладки КП «Жилтеплоэнерго Киевэнерго»). Модернизация обеспечивает экономический эффект на одном котле 253,8 тыс. грн./год (экономия газа составляет 172 тыс. м³/год или за 15 лет 2,6 млн. м³) по сравнению с закупкой и установкой нового котла ТВГ-8М.

Затраты на модернизацию одного котла ТВГ-8 (ТВГ-8М) составляют 320 тыс. грн. Окупаемость 1,5 года.

Руководитель работ:

д.т.н., проф. И. Я. Сигал

Тел./факс: +380 44 456 6259



ПЕРЕОБОРУДОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГОРЕЛОК КОТЛОВ ТИПА ДЕ И ДКВР С ЦЕЛЮ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА (ОСОБЕННО В ОСЕННЕ-ВЕСЕННИЙ ПЕРИОД)

Котлы ДЕ оснащены одной мощной горелкой с ограниченным диапазоном устойчивого регулирования, имеют на некоторых режимах вибрации, для избегания которых увеличивают нагрузку котлов до стабильной работы и, как следствие, это приводит к перерасходам топлива на 10-15 %, особенно в весенне-осенний период.

Разработаны специальные двухколлекторные горелочные устройства, позволяющие эксплуатировать котел в широком диапазоне нагрузок от 5 до 120 % с высокими технико-экономическими и экологическими показателями. Эти газовые горелки могут быть установлены при ремонтах или модернизации существующих горелок котлов ДЕ. Замена горелок не требует переоборудования котла – горелки устанавливаются в ту же амбразуру, которая имеется в котле. Основным преимуществом такой горелки является наличие 2-х газовых коллекторов (фактически двух газовых горелок, одна на 30 %, а другая на 70 % производительности), что позволяет эксплуатировать малую горелку на режимах до 30 % производительности не подавая газ в основной газовый коллектор, а основную – на режимах от 30 до 100 %. Горелочное устройство такого типа успешно прошло 2-годичную промышленную эксплуатацию в котле ДЕ-16 (г. Лужаны Черновицкой обл.), где обеспечило высокий КПД котла на различных режимах производительности и регулирование длины факела в широких пределах. Возможна реконструкция существующих горелочных устройств.

По сравнению с существующими горелками котлов ДЕ, реконструированные на двухколлекторные горелки ГМ-7Р, ГМ-10Р, ГМП-16Р (котел ДЕ-25) дают возможность при эксплуатации котлов:

- Обеспечить работу котлов без пульсаций и срыва пламени в широких пределах.
- Обеспечить экономию природного газа до 6-10 % в осенне-весенний период и 1-3 % на номинальной нагрузке.
- Повысить надежность эксплуатации (регулирование длины факела и др. параметров при постоянной нагрузке).
- Снизить выбросы оксидов азота на 30 %.

Стоимость переоборудования одного горелочного устройства производительностью 1200-1900 м³/час природного газа составляет 70 тыс. грн. Экономия газа в осенне-весенний период составит до 6-10 %, а в зимний до 2-3 %. Экономический эффект – 160 тыс. грн./год. Срок окупаемости – в среднем 6 мес.

Руководитель работ:

д.т.н., проф. И. Я. Сигал

Тел./факс: +380 44 456 62 59.



КОНДЕНСАЦІЙНИЙ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОР УТКП-0,7	КОНТАКТНА КОМБІНОВАНА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНА УСТАНОВКА																											
<p>ЗАГАЛЬНИЙ ВИГЛЯД КОНДЕНСАЦІЙНОГО ТЕПЛОУТИЛІЗАТОРА УТКП-0,7</p> <p>1-тепłosобійник 2-байпасний газовід 3-смотрове вікно 4-конденсатозбірник 5-обрізні труби 6-взривний клапан</p>	<p>Технічні характеристики контактної комбінованої теплоутилізаційної установки, змонтованої за котлоагрегатом ДКВР-10/13</p>																											
	<table border="1"> <tr> <td>Паропродуктивність котлоагрегату, т/г</td> <td>9,8</td> </tr> <tr> <td>Частка димових газів, що проходять через економайзер, %</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Коефіцієнт розбавлення продуктів згоряння перед установкою</td> <td>1,64</td> </tr> <tr> <td>Температура димових газів, °С</td> <td></td> </tr> <tr> <td>– перед економайзером</td> <td>110</td> </tr> <tr> <td>– після економайзера</td> <td>38</td> </tr> <tr> <td>Температура повітря, що нагрівається, °С</td> <td></td> </tr> <tr> <td>– перед повітряпідігрівачем</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>– після повітряпідігрівача</td> <td>33</td> </tr> <tr> <td>– температура нагрітої циркуляційної води, °С</td> <td>46</td> </tr> <tr> <td>– опір економайзера, Па</td> <td>230</td> </tr> <tr> <td>– опір повітря підігрівача, Па</td> <td>320</td> </tr> <tr> <td>– зниження викидів оксидів азоту, кг/доба</td> <td>15,4</td> </tr> <tr> <td>– економія природного газу, %</td> <td>5,33</td> </tr> </table>	Паропродуктивність котлоагрегату, т/г	9,8	Частка димових газів, що проходять через економайзер, %	50	Коефіцієнт розбавлення продуктів згоряння перед установкою	1,64	Температура димових газів, °С		– перед економайзером	110	– після економайзера	38	Температура повітря, що нагрівається, °С		– перед повітряпідігрівачем	-10	– після повітряпідігрівача	33	– температура нагрітої циркуляційної води, °С	46	– опір економайзера, Па	230	– опір повітря підігрівача, Па	320	– зниження викидів оксидів азоту, кг/доба	15,4	– економія природного газу, %
Паропродуктивність котлоагрегату, т/г	9,8																											
Частка димових газів, що проходять через економайзер, %	50																											
Коефіцієнт розбавлення продуктів згоряння перед установкою	1,64																											
Температура димових газів, °С																												
– перед економайзером	110																											
– після економайзера	38																											
Температура повітря, що нагрівається, °С																												
– перед повітряпідігрівачем	-10																											
– після повітряпідігрівача	33																											
– температура нагрітої циркуляційної води, °С	46																											
– опір економайзера, Па	230																											
– опір повітря підігрівача, Па	320																											
– зниження викидів оксидів азоту, кг/доба	15,4																											
– економія природного газу, %	5,33																											

Технічні характеристики теплоутилізатора УТКП- 0,7	
Теплова продуктивність номінальна, МВт	0,7
Підвищення коефіцієнту використання палива, %	8
Температура димових газів на вході ТУ, °С	183
Температура димових газів на виході ТУ, °С	90
Максимальні витрати відхідних газів, кг/сек	3,15
Температура води на вході ТУ, °С	10
Температура води на виході, °С	22,5
Максимальні витрати води, т/год°	50
Максимальний об'єм виникаючого конденсату, кг/сек	0,13
рН конденсату	5,0
Аеродинамічний опір, Па	250
Гідравлічний опір, кПа	30
Габаритні розміри, мм	2250/ 1100/ 1700
маса ТУ, кг	750
<p>Теплоутилізатор УТПК-0,7 м. Чернівці</p> <p>Україна, 03057, Київ вул. Желябова, 2а www.engecology.com</p>	



Контактна комбінована теплоутилізаційна установка

АР Крим, м. Сімферополь

Впровадження цієї технології дозволяє знизити викиди оксидів азоту в атмосферу не менше ніж на 50–60%, зменшити на 8–10% витрату палива (природного газу) і одержати конденсат, придатний для підживлення тепломережі

Тел.: (044) 453-2862
Тел./факс: (044) 456-9262
E-mail: office@engecology.com

СКРУББЕРЫ ИНТЕНСИВНОЙ ПРОМЫВКИ (СИП)

Новые мокрые пылеуловители – скрубберы интенсивной промывки (СИП) – представляют собой низконапорные скрубберы второго класса по эффективности улавливания пылей третьей и четвертой групп дисперсности (по ГОСТ 12.2.043-80) со средним медианным диаметром менее 10 мкм.

Высокая эффективность очистки достигается за счет интенсификации улавливания наиболее мелких фракций пыли специальными устройствами.

Основные преимущества СИП в сравнении, например, с наиболее универсальным скруббером Вентури при условии обеспечения одинаковой эффективности очистки следующие:

- значительно (в 1,5–2 раза) меньше величина гидравлического сопротивления, в связи с чем в ряде случаев не требуется установка дополнительного дымососа;
- обеспечена возможность работы при высоких концентрациях распыливаемой рабочей суспензии (до 14 % сухих веществ),
- обеспечена возможность концентрирования и возвращения в производство улавливаемого продукта, поскольку распылитель не имеет мелких отверстий или щелей, обычно используемых для получения тонкого распыления жидкости.

Область применения СИП – те случаи, когда требуется высокая степень очистки газов от аэрозолей с медианным диаметром менее 10 мкм при уровнях энергозатрат 1500–2500 кДж/1000 м³.

Примеры конструкций скрубберов интенсивной промывки (СИП)

1. Мокрый пылеуловитель с вращающимся веерным распылителем (МПВ)

МПВ предназначен для очистки технологических газовых выбросов от мелкодисперсной пыли, для санитарной очистки газовых выбросов, например, распылительных сушилок в пищевой промышленности (аэрозоли сухих кормовых дрожжей, сухой молочной пыли, сахара и т.д.), в микробиологической (пыль лигнита, кормовых дрожжей, ферментов, комбикормов и др.), в химической (при производстве СМС, удобрений), в энергетике (на ТЭС – в качестве альтернативы скрубберам Вентури), а также в других отраслях промышленности.

Требуемая степень очистки от пыли достигается за счет обеспечения необходимых: скорости газа в зоне промывки его факелом распыленной жидкости, частоты вращения распылителя, величины удельного орошения, величины степени турбулентности (регулируемой) газового потока.

Техническая характеристика МПВ

Расход очищаемого газа, тыс. м ³ /ч	80–300
Гидравлическое сопротивление кПа	1,0–1,3
Удельное орошение газов, л/м ³	0,3–1,0
Эффективность пылеулавливания, %	более 95 %
Общий уд. расход эл.энергии на очистку газов, кВт·ч/1000 м ³	0,6–0,7

2. Скруббер центробежный прямоточный (СЦП)

СЦП – форсуночный скруббер с прямоточным циклоном – каплеуловителем и устройством для создания повышенной степени турбулентности в зоне контакта аэрозоля с каплями жидкости.

Основной механизм улавливания аэрозолей в СЦП – инерционный, в поле центробежных сил на каплях при высокой степени турбулентности газового потока $T < 50$ % вместо имеющих место в обычных условиях $T \cong 5$ %.

Опыт работы СЦП, например, на дрожжерастительных аппаратах объемом 320, 600 м³ типа ДРА показал, что высокие значения степени улавливания высокодисперсного микробиологического капельного аэрозоля (медианным диаметром $d_{50} < 11$ мкм) достигаются при умеренных уровнях гидравлического сопротивления (до 1,0–1,5 кПа); при этом не требуется установка дополнительного вентиллятора и обеспечиваются требования ПДВ (менее $5 \cdot 10^3$ микробных частиц в 1 м³ очищенного воздуха).

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ КОТЕЛЬНОЙ ЗА СЧЕТ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВА УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ

В котельных, работающих на жидком топливе (как основном, так и резервном), на разогрев этого топлива (мазут М100, М40) используется более 15 % теплоты его сгорания. Для мазута марки М200 и «Компонент» эта величина еще больше. Положение ухудшается тем, что большинство котелен с водогрейными котлами не имеют пара, необходимого для обычной схемы разогрева мазута. Целевое установление небольших паровых котлов требует больших затрат и нецелесообразно.

Институтом разработана система подогрева мазута уходящими дымовыми газами с использованием части штатного котлового экономайзера. Проводятся перерасчеты фактически нужной поверхности теплообмена котлового экономайзера с учетом фактически максимальной нагрузки котла. Учитывая, что котлы, как правило, не новые, фактически допустимая нагрузка обычно на 15–20 % ниже, чем расчетная. Таким образом, возможно (уточняется расчетами) использование 15–20 % поверхности штатного экономайзера для подогрева в них мазута. Такая реконструкция котла не требует больших затрат средств, но предусматривает установку дренажной системы для очистки трубных пучков от мазута при остановке работы системы и перед ее загрузкой.

Использование такой системы подогрева позволяет обеспечить экономию не менее 15 % мазута за счет уменьшения затрат на собственные нужды.

Срок окупаемости необходимого переоборудования составляет не более одного года.

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

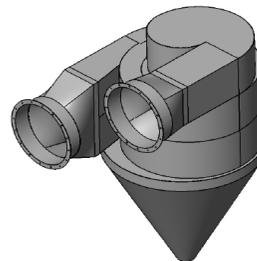
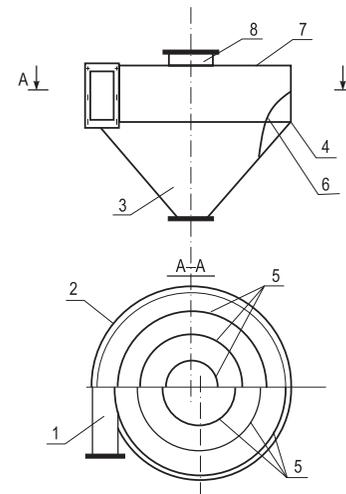
ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ ФИЛЬТР

Значительного увеличения эффективности очистки запыленных газовых потоков в аппаратах центробежного типа можно достичь путем совмещения в одном аппарате двух методов очистки – центробежной сепарации и фильтрации.

Аппарат предназначен для очистки промышленных выбросов в атмосферу от пыли, он состоит из сепарационной камеры, выполненной в виде соединенных с крышкой (7) и днищем (6) полуцилиндров (5) и корпуса (2), входного (1) и выходного (8) патрубков, бункера – пылесборника (3).

Разработанная сотрудниками Одесского национального политехнического университета система последовательно соединенных криволинейных каналов с замкнутыми контурами легла в основу пылеулавливающего аппарата нового поколения – «Центробежный фильтр» (Патент Украины № 78157 от 15.02.2007 г.).

Количество сепарационных камер и каналов в них может изменяться в зависимости от условий конкретных производств (расхода газового потока, дисперсного состава пыли, требуемой степени очистки и др.).



Общие виды центробежных фильтров

Модули центробежных фильтров могут компоноваться как в блоки заданной производительности, так и в виде многоступенчатых систем очистки.

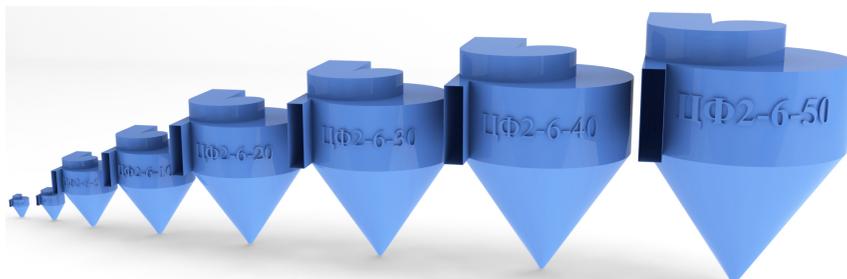
Эффективность улавливания в зависимости от количества каналов в центробежном фильтре при улавливании пыли начиная с медианного диаметра 5 мкм приведена в таблице.

Таблиця

Число каналів в центробежному фільтре, n							
1	2	3	4	5	6	7	8
Коефіцієнт улавлювання, %							
50	67	80	89	94	97	98	99

Адекватність приведенних даних многократно підтверджена промисловими випробуваннями центробежних фільтрів в різних отраслях промисленості.

Наряду с високою ефективністю улавлювання і невеликими енергозатратами, центробежний фільтр має також можливість позиційного регулювання об'єму очищуваного газу на 50 % і 100 % розрахункового витрату без втрати ефективності очищення.



Типоряд апаратів єдиної продуктивності від 0,1 до 50 тис. м³/ч

Принцип роботи центробежних фільтрів можна подивитися на сайті www.ecologenergy.com і в www.youtube.com каналі MrSerebryanskiy.

Адрес для запитання додаткової інформації:

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Д. А. Серебрянский
Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: office@engecology.com
www.engecology.com

ВИПРОБУВАЛЬНА ЛАБОРАТОРІЯ ІТТФ НАН УКРАЇНИ

В Інституті технічної теплофізики НАН України працює випробувальна лабораторія. Лабораторія була атестована у 2010 році на підставі закону України «про метрологію та метрологічну діяльність», укомплектована устаткуванням, розробленим в ІТТФ НАН України.

Лабораторія може проводити наступні роботи:

- ◆ Контактне та безконтактне обстеження огорожувальних будівельних конструкцій, визначення опору теплопередачі в лабораторних та натурних умовах, а також виявлення дефектів теплоізоляції будівель з метою визначення енергоефективності будівель
- ◆ Ефективну термомодернізацію існуючого житлового фонду за рахунок використання якісних сучасних теплоізоляційних матеріалів
- ◆ Визначати теплоту гідратації бетонів, що використовуються при будівництві фундаментів багатопверхових споруд, та проводити моніторинг розподілу температурних полів при заливці бетонних фундаментів
- ◆ Визначати інтегральні тепловтрати на ділянках теплотрас та тепловий опір ізоляції попередньо ізольованих труб
- ◆ Визначати об'ємну кількість неагресивних газів в установках комунальних та промислових підприємств (теплообмінні установки, генератори вологого газу)
- ◆ Проводити вимірювання реальних параметрів вживаного палива
- ◆ Визначати ефективність обладнання енергетичних об'єктів ЖКГ (котельні, теплопункти та тепломережі)
- ◆ Вимірювати енерговитрати у тепломережах та будівлях
- ◆ Визначати теплозахисні властивості матеріалів для нового будівництва та термомодернізації вже існуючих споруд



Спеціалістами ІТТФ НАНУ розроблені та виробляються прилади для контролю параметрів енергогенеруючих об'єктів та тепломереж комунальної енергетики:

1. Портативні цифрові вимірювачі, прилади та інформаційно-вимірювальні комплекси для контролю теплових потоків і температур обмурівки котлоагрегатів і теплоізоляції трубопроводів. Впроваджено 14 приладів.
2. Термоелектричні приймачі теплового випромінювання для забезпечення надійності та ефективності роботи радіаційних екранних поверхонь нагріву в топковому просторі котла. Впроваджено 11 приладів.
3. Прилади вимірювального та індикаторного позначення для забезпечення мінімальних втрат при передачі виробленої теплоти споживачеві. Впроваджено 9 приладів.

ИНСТИТУТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕПЛОФИЗИКИ НАН УКРАИНЫ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 456-60-91

ЦИКЛОФИЛЬТР

Циклофильтр – высокоэффективный пылеуловитель, сочетающий в себе преимущества циклона и рукавного фильтра.

Работа циклофильтра основана на трех ступенчатой очистке:

Первая ступень – центробежная в сепарационном канале, из которого уловленная пыль сразу отводится в отдельный бункер-пылесборник. Такая предварительная очистка позволяет уменьшить начальную запыленность газового потока, поступающего на фильтровальные рукава. Далее поток поступает на вторую ступень очистки.

Вторая ступень – центробежная в цилиндрической камере, в которой расположены фильтровальные рукава. Далее поток поступает на третью ступень очистки.

Третья ступень – в фильтровальных рукавах позволяющих улавливать мелкодисперсные частицы пыли. Фильтровальные рукава оборудованы системой импульсной регенерации.

Циклофильтр предназначен для высокоэффективной очистки запыленного воздуха (газа) от твердых частиц пыли в вытяжных, напорных и аспирационных системах до требований санитарных норм.

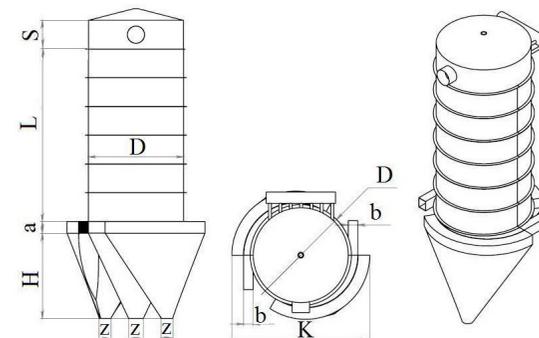
Циклофильтр применяется в различных отраслях промышленности:

- металлургической, химической, энергетической, деревообрабатывающей, строительной индустрии и т.д
- системах аспирации узлов пересыпок сыпучих материалов;
- системах газоочистки сушильных барабанов, дробилок, зачистных станков и др.;
- аспирации литейных дворов, цементных мельниц, холодильников клинкера;
- золоочистки твердотопливных котлов.

Основные преимущества циклофильтра:

- высокая эффективность очистки, отвечающая европейским стандартам;
- высокая эффективность очистки мелкодисперсных и абразивных частиц;
- трех ступенчатая очистка газового потока, реализованная в одном аппарате;
- срок службы циклофильтра выше, чем у аналогичного оборудования благодаря особенностям конструкции аппарата, что приводит к значительному уменьшению абразивного износа;
- экономия энергоресурсов благодаря уменьшению пылевой нагрузки на фильтровальные рукава за счет предварительной очистки в сепарационном канале аппарата;
- удобный доступ к отдельным элементам циклофильтра, облегчающий сервисное обслуживание;
- снижение эксплуатационных расходов благодаря автоматизации процесса регенерации;
- минимальная занимаемая площадь.

Марка фильтра	Диаметр аппарата, D, мм	Кол-во рукавов, шт.	Патрубок входа газа, мм	Выход пыли, d, мм	Высота конуса, мм	Высота цилиндрической части аппарата, мм	Ширина аппарата, мм	Высота камеры чистого газа, мм	Длина рукава, мм	Площадь рукавов, м ²	Расход очищаемого газа, тыс. м ³ /ч
				афб	Z	H	L	K			
ЦкФ-1	600	4	min 30×60 max 70×100	150	1,5...2D	2000–6000	min 720 max 880	1500	2000–6000	3...11	0,2...1
ЦкФ-2	800	1	min 50×100 max 110×120	150	1,5...2D	2000–6000	min 1000 max 1240	1500	2000–6000	10...30	0,6...3
ЦкФ-3	1050	21	min 60×120 max 150×300	200	1,5...2D	3000–6000	min 1290 max 1650	1500	3000–6000	27...54	0,8...5
ЦкФ-4	1250	25	min 90×180 max 160×320	200	1,5...2D	3000–6000	min 1610 max 1890	2000	3000–6000	32...64	2...6
ЦкФ-5	1450	37	min 110×230 max 200×400	300	1,5...2D	3000–6000	min 1890 max 2250	2000	3000–6000	48...95	3...9
ЦкФ-6	1650	45	min 120×250 max 220×440	300	1,5...2D	3000–6000	min 2130 max 2530	2000	3000–6000	58...116	4...10
ЦкФ-7	1850	61	min 140×280 max 250×500	300	1,5...2D	3000–6000	min 2410 max 2850	3000	3000–6000	79...158	5...14
ЦкФ-8	2050	69	min 150×300 max 270×540	300	1,5...2D	3000–6000	min 2650 max 3130	3000	3000–6000	89...178	5...16
ЦкФ-9	2250	89	min 170×340 max 310×620	300	1,5...2D	3000–6000	min 2930 max 3490	3000	3000–6000	115...230	7...21
ЦкФ-10	2450	109	min 200×400 max 340×680	300	1,5...2D	3000–6000	min 3250 max 3810	3000	3000–6000	141...281	9...25
ЦкФ-11	2650	137	min 220×440 max 380×760	300	1,5...2D	3000–6000	min 3530 max 4170	3000	3000–6000	177...354	11...31
ЦкФ-12	2850	145	min 220×440 max 390×780	300	1,5...2D	3000–6000	min 3730 max 4410	3000	3000–6000	187...374	11...34
ЦкФ-13	3050	177	min 250×500 max 440×880	300	1,5...2D	3000–7000	min 4050 max 4810	3000	3000–7000	228...457	14...41
ЦкФ-14	3250	185	min 260×520 max 480×960	300	1,5...2D	3000–7000	min 4290 max 5170	3000	3000–7000	239...555	14...50
ЦкФ-15	3450	221	min 280×560 max 520×1040	300	1,5...2D	3000–7000	min 4570 max 5530	3000	3000–7000	285...663	17...60
ЦкФ-16	3650	249	min 300×600 max 550×1110	300	1,5...2D	3000–7000	min 4850 max 5850	3000	3000–7000	321...747	19...67
ЦкФ-17	3850	277	min 310×620 max 580×1180	300	1,5...2D	3000–7000	min 5090 max 6170	3000	3000–7000	357...831	21...75
ЦкФ-18	4050	313	min 330×660 max 620×1240	300	1,5...2D	3000–7000	min 5370 max 6530	3000	3000–7000	403...939	24...84



Наукове видання

**ПРОБЛЕМИ ЕКОЛОГІЇ
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ**

Матеріали ХХІІ міжнародної конференції

(8–12 червня 2012 р., м. Ялта, смт. Корейз)

(рос., укр. мовами)

Відповідальний редактор	О. І. Сігал
Редактори	Н. Ю. Павлюк К. О. Корінчук Д. Ю. Падерно
Комп'ютерна верстка	О. В. Авдєєнко

*Редакційна колегія не несе відповідальності
за зміст наданих матеріалів*

Підписано до друку _____ р. Формат 60×84 1/16. Ум. друк. арк. 12,44.
Обл.-вид. арк. _____. Тираж 150 екз. Зам. № _____.

Державне підприємство «Інженерно-Виробничий Центр АЛКОН» НАН України
04074, м. Київ, вул. Автозаводська, 2, тел./факс: (044) 430-82-47

*Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів видавничої справи
ДК № 987 від 22.07.2002 р.*