

МИНИСТЕРСТВО ПО ВОПРОСАМ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА УКРАИНЫ
МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ УКРАИНЫ
НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНЫ
ИНСТИТУТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕПЛОФИЗИКИ НАН УКРАИНЫ
ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ
«ЭНЕРГОСАНТЕХПРОЕКТ» (РОССИЯ)

ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Материалы XX международной конференции

(8–12 июня 2010 г., г. Ялта, пгт. Кореиз)

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

КИЕВ
ИПЦ АЛКОН
2010

УДК 504.03+620.9
ББК 28я43+31.19я43
П 78

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 XX международной конференции (8–12 июня 2010 г., г. Ялта, пгт. Кореиз) / Институт промышленной экологии. – К. : ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2010. – 278 с.

ISBN 978-966-8449-40-6

В сборнике помещены труды XX международной конференции «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики», 8–12 июня 2010 г., г. Ялта, пгт. Кореиз).

Доклады посвящены общим проблемам энергоэкологии, экологическим проблемам теплоэнергетики, вопросам уменьшения загрязнения окружающей среды энергообъектами, вопросам уменьшения выбросов парниковых газов, проблемам эксплуатации объектов промышленной и муниципальной энергетики, развитию котлостроения в Украине, 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.

**УДК 504.03+620.9
ББК 28я43+31.19я43**

ISBN 978-966-8449-40-6

© Институт промышленной экологии, 2010

СОДЕРЖАНИЕ

А. И. Сигал ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ В УКРАИНЕ.....	9
А. С. Богачев ПРО ЕКОЛОГІЧНУ ПОЛІТИКУ УРЯДУ	19
Ю. Е. Хиврич ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ЖИЛИЩНО- КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА УКРАИНЫ	22
А. А. Долінський, Б. І. Басок, О. І. Сігал, Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, К. О. Корінчук ПОТЕНЦІАЛ РЕГІОНАЛЬНИХ ПРОГРАМ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.....	26
А. А. Долінський, Є. Т. Базєєв, А. М. Близнюк, В. А. Воротинцев, В. Н. Кучеренко, Г. П. Кучин, Д. Ю. Падерно, О. І. Сігал, І. Ю. Хіврич, Ю. Є. Хіврич, О. І. Чайка РОЗРОБКА І ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ДОНЕЦЬКОЇ ОБЛАСТІ З СУТТЄВОЮ ЕКОНОМІСІЮ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	32
О. І. Сігал, Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, Є. Й. Бикоріз ДО РОЗРОБКИ НАЦІОНАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ	43
М. А. Борисов ПРОГРЕС З ПИТАНЬ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ І ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ	46
С. С. Куруленко АДАПТАЦИЯ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА, КАК ВАЖНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ СТРАТЕГИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	51
О. В. Шевченко ПРОЕКТИ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ.....	55
И. Г. Соколов ДЕТЕРМИНАЦИЯ И ВЕРИФИКАЦИЯ ПРОЕКТОВ В РАМКАХ МЕХАНИЗМОВ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ОПЫТ ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИХ СТОРОН	62
А. И. Сигал, Д. Ю. Падерно ОПЫТ ИНСТИТУТА ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ПРОЕКТОВ СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ В УКРАИНЕ	65

О. І. Сігал, Д. Ю. Падерно, В. І. Гомон МЕТОДОЛОГІЇ ПРОГНОЗНОЇ ОЦІНКИ, ВИЗНАЧЕННЯ БАЗОВОЇ ЛІНІЇ ТА МОНІТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТІВ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ З РЕКОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМ.....	78
В. А. Воротинцев, Д. Ю. Падерно, К. О. Корінчук ПРОЕКТ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЗІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ «РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТ МАКІЇВКА, МАРИУПОЛЬ, АРТЕМІВСЬК ДОНЕЦЬКОЇ ОБЛАСТІ»	99
М. Б. Андрєєв, Д. Ю. Падерно, Т. Г. Гречко ПРОЕКТ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЗІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ «РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В МІСТІ СЕВАСТОПОЛЬ»	101
В. І. Дерев'янюк, Д. Ю. Падерно, К. О. Корінчук ПРОЕКТ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЗІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ «РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В ДНІПРОПЕТРОВСЬКІЙ ОБЛАСТІ»	102
С. В. Фомич, І. А. Лайтерман, Д. Ю. Падерно, Н. Ю. Павлюк РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТА ЗАПОРІЖЖЯ.....	105
Б. П. Бурман, В. О. Логвин, Д. Ю. Падерно ЗАЛУЧЕННЯ МЕХАНІЗМУ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ ДЛЯ ПРИСКОРЕНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ У СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТА ХЕРСОН	108
Райнер Шютте, Владимир Гомон ПРОЕКТЫ СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ В УКРАИНЕ (ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ) И НАШИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА.....	111
Т. П. Шепель НАЛОГОВЫЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО КИОТСКОМУ ПРОТОКОЛУ	115
В. Н. Кучеренко ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В ОКП «ДОНЕЦКТЕПЛОКОММУНЭНЕРО»	122
А. М. Доноха МОДЕРНИЗАЦИЯ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ ДОНЕЦКОЙ ОБЛАСТИ НА БАЗЕ ОКП «ДОНЕЦКТЕПЛОКОММУНЭНЕРГО»	126
А. Г. Даниленко ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ (ИТП) ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО ФОНДА УКРАИНЫ	131

А. М. Тарадай, Л. Л. Покровский, А. Ф. Редько, М. А. Яременко ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ПОКВАРТИРНОЕ ОТОПЛЕНИЕ С РЕГУЛИРОВАНИЕМ И КОММЕРЧЕСКИМ УЧЕТОМ ОТПУСКА ТЕПЛА	134
С. В. Бабак, Г. М. Плосконос ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ТЕПЛОВИХ ПУНКТІВ	141
В. П. Бабак, А. В. Тихонюк МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ПРОЕКТУВАННЯ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ТЕПЛОВИХ ПУНКТІВ	144
В. П. Бабак, О. О. Назаренко БЛОК УПРАВЛІННЯ АВТОМАТИЗОВАНИМИ ІНДИВІДУАЛЬНИМИ ТЕПЛОВИМИ ПУНКТАМИ	147
А. В. Каныгин ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ	150
Р. А. Волков ЭВОЛЮЦИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ОТОПЛЕНИЯ И ГВС	158
В. Т. Роговий, О. І. Сігал, О. В. Канигін, Я. М. Тузман А. П. Олефіренко, Ю. Д. Коваль КОНСТРУКЦІЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ ДОСЛІДНОГО ЗРАЗКА ВОДОГРІЙНОГО ВОДОТРУБНОГО КОТЛА КВВ-1,0ГН ТЕПЛОПРОДУКТИВНІСТЮ 1,0 МВт	162
О. І. Сігал, Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, К. О. Корінчук ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАМІНИ АБО РЕКОНСТРУКЦІЇ КОТЛІВ ПТВМ-50, ТВГ-8М та І ІНІСТУ-5	167
В. Г. Демченко, Є. Й. Бикоріз, В. І. Капітонов ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ТОПКОВОГО ТЕПЛООБМІНУ В ТОПКАХ КОТЛІВ	170
Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, А. И. Сигал, Е. И. Быкорез ПРИМЕНЕНИЕ КИПЯЩЕГО СЛОЯ ДЛЯ СЖИГАНИЯ НИЗКОСОРТНОГО ТВЕРДОГО ТОПЛИВА В ТОПКАХ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЛОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ	175
А. И. Сигал, Д. А. Серебрянский, Е. И. Быкорез ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ С ТОПКОЙ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО КИПЯЩЕГО СЛОЯ	178

Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, О. І. Сігал, Є. Й. Бикоріз, А. В. Власюк ПАЛЬНИКОВІ ПРИСТРОЇ ДО ОПАЛЮВАЛЬНИХ КОТЛІВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ	186
Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренківський, А. І. Степанова, Р. О. Навродська, С. І. Шевчук ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПІДІГРІВАЧІВ ДЛЯ ПІДСУШУВАННЯ ДИМОВИХ ГАЗІВ ПІСЛЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	189
Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковський, М. З. Абдулін, Л. С. Бутовський, В. С. Новіцький, Г. В. Іваненко, Є. І. Мілко СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ ПАЛЬНИКОВИХ ПРИСТРОЇВ СТРУМЕНЕВО-НИШЕВОГО ТИПУ	192
Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский, С. А. Алешко, В. С. Новицкий, Н. В. Майсон, М. В. Бородачев, Т. В. Шелешей, А. Д. Волошин ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ СТРУЙНО-НИШЕВОГО ТИПА	195
Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский, Л. С. Бутовский, Н. О. Меранова, С. А. Алешко, Н. П. Полозенко, А. В. Клиш ЗАКОНОМЕРНОСТИ ВЛИЯНИЯ ШАГА МЕЖДУ ГАЗОПОДАЮЩИМИ ОТВЕРСТИЯМИ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ В СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ	199
Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, Л. С. Бутовский, Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова, С. А. Алешко, Г. В. Иваненко, О. Н. Кутняк ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ТЕЧЕНИЯ ТОПЛИВА И ОКИСЛИТЕЛЯ В СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПРИ РАЗЛИЧНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ ГАЗОПОДАЮЩИХ ОТВЕРСТИЙ ОТНОСИТЕЛЬНО СРЫВНОЙ КРОМКИ СТАБИЛИЗАТОРА	202
Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, Л. С. Бутовский, Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова, С. А. Алешко, Н. П. Полозенко, П. С. Коханенко, А. Д. Волошин КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СМЕСЕОБРАЗОВАНИЯ ТОПЛИВА И ОКИСЛИТЕЛЯ В СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ С ПОДАЧЕЙ ТОПЛИВА ВНЕДРЕНИЕМ В СНОСЯЩИЙ ПОТОК ОКИСЛИТЕЛЯ	206
Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, Л. С. Бутовский, Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова, С. А. Алешко, А. А. Харченко ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ СТАБИЛИЗАТОРНОГО ТИПА ПРИ ПОДАЧЕ ТОПЛИВА В ЗОНУ РЕЦИРКУЛЯЦИИ С ТОРЦЕВОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПИЛОНА	209

И. Я. Сигал, А. В. Смихула СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСА NO_x И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОТЛОВ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	214
В. И. Пузанов ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОАККУМУЛИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ ТЕПЛОН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОЧНОГО ТАРИФА	217
В. А. Бородуля, Л. М. Виноградов, С. М. Добкин ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КИПЯЩЕГО СЛОЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ОСАДКОВ СТОЧНЫХ ВОД	221
А. А. Михалевич, З. С. Пархомова ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГКПНИ «ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТЬ»	224
И. Л. Данилкина ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СОЮЗА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ АУДИТОРОВ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО АУДИТА В УКРАИНЕ	227
А. А. Долінский, В. В. Ганзенко, Н. Л. Радченко ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧА ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА КОРМІВ НА ОСНОВІ ЕКСТРУЗІЙНОЇ ОБРОБКИ.....	230
Д. М. Корінчук ОБГРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТОРФУ ЯК МІСЦЕВОГО ПАЛИВА В МАЛІЙ ТА ВЕЛИКІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ	233
Н. М. Фялко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова, О. Е. Малецкая, Г. А. Гнедаш ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ.....	240
Ю. Ю. Сперанская, А. И. Сигал, В. В. Макаров УДЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА ПРИ ВНЕДРЕНИИ ГЕЛИОПРИСТАВОК К КОТЕЛЬНЫМ	242
РЕШЕНИЕ КОНФЕРЕНЦИИ	246

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

• РАБОТЫ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ИНСТИТУТОМ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ.....	248
• ПОДГОТОВКА ПРОЕКТОВ СОВМЕСТНОГО ВНЕДРЕНИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АТМОСФЕРУ ОБЪЕКТАМИ СИСТЕМ КОММУНАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ УКРАИНЫ.....	251
• КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНЫЙ РАБОТАЮЩИЙ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ, ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн).....	253
• КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫЙ ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн).....	254
• УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ И СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА КОТЛАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНТАКТНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ..	256
• МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ ПОДОВЫЕ ГОРЕЛКИ ТИПА МПИГ ДЛЯ КОТЛОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДО 10 ГКАЛ/ЧАС.....	258
• ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТОПОЧНОГО ТЕПЛООБМЕНА В КОТЛАХ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ (ВТОРИЧНЫХ) ИЗЛУЧАТЕЛЕЙ.....	260
• РЕЦИРКУЛЯЦИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ.....	262
• СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ КОТЕЛЬНОЙ ЗА СЧЕТ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВА УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ	263
• СКРУББЕРЫ ИНТЕНСИВНОЙ ПРОМЫВКИ (СИП)	264
• АП «ЯЛТИНСКИЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЭКОЛОГИИ»	266
• ООО «МЕЖДУНАРОДНАЯ АССОЦИАЦИЯ ТЕРМОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ» ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОВРЕМЕННОЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОМПАНИЙ-ЧЛЕНОВ АССОЦИАЦИИ.....	268
• ПРОДУКЦИЯ КОМПАНИИ BROEN – ИДЕАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ КАЧЕСТВА И ЗАБОТЫ ОБ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ	272
• ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА, КАК ЭЛЕМЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕГИОНОВ	275
• ИНФОРМАЦИЯ О КОНФЕРЕНЦИИ 2011 ГОДА	

УДК 620.9.64

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ В УКРАИНЕ

Удельные расходы газа на отпуск теплоты резко возросли из-за теплых зим последних лет и роста числа потребителей, перешедших на индивидуальные системы отопления, и эта тенденция сохранится в дальнейшем.

Стоимость топлива в себестоимости теплоты приблизилась к 50%, а платежеспособный спрос (без учета субвенций и льгот) составляет практически тот же процент.

Предложение поставщика газа – забирать стоимость отпущенного газа на безакцептной основе из собранных за отопление средств – и вовсе создало тупиковую ситуацию.

Рассмотрим ситуацию с позиций инвестора, частного бизнеса, желающего вложить средства в этот сектор экономики.

Отвечая на типовые вопросы: объем инвестиций, срок окупаемости, рентабельность и гарантии, – мы понимаем, что, как правило, коммунальное имущество не может быть заложено в качестве гарантии. Путь государственных гарантий слишком тяжел и долг, объем инвестиций велик (1,5–2,0 млрд грн. на одну область Украины), а срок окупаемости при нынешних тарифах и уровне зарплат населения может не наступить никогда.

Какие же технические, технологические и концептуальные решения можно предложить в такой ситуации?

Во-первых, срочно прекратить заигрывание с населением и частичный переход на индивидуальное отопление. Улучшение положения для 3–5% населения с резким, лавинообразным обострением ситуации для оставшихся 95–97% – иначе как популизмом назвать нельзя.

Во-вторых, провести инвентаризацию источников теплоты по ранжиру – от максимального к минимальному объему по регионам Украины, обеспечив их полную загрузку (начиная с ТЭС, ТЭЦ и крупных предприятий). Перейти в крупных городах на закольцованные независимые схемы теплоснабжения.

В-третьих, понять, что игры с возобновляемыми и нетрадиционными источниками – блестящая перспектива для богатых стран, вкла-

дывающих избыток средств в рискованные проекты с целью инвестирования в улучшение качества жизни будущих поколений. Мы же, к сожалению, живем за счет займов, которые будущим поколениям украинцев предстоит возвращать.

Так, в условиях кризиса даже в Европе в 2009 году, по сравнению с 2008 годом, установка тепловых насосов уменьшилась на 12%, геосистем – на 26%, также на 25% уменьшилось приобретение котлов на древесине и пелетах.

Предлагается сосредоточиться на максимально эффективном производстве теплоты на газе и жидком топливе путем обеспечения замены малых котлов, ремонта больших котлов, обеспечения полной загрузки и конденсационного цикла, перекладки сетей, использования горелочных устройств и автоматики нового поколения.

Опыт показывает, что эти нехитрые меры всегда выручали нас в трудные времена.

Так, в сложившихся условиях недопустимой является экономия на режимно-наладочных работах. Их формальное проведение раз в 3–5 лет фактически уже ничего не дает.

Обычно стоимость хорошей режимной наладки окупается за 4–5 месяцев, т.к. она дает возможность сэкономить до 5% топлива, снизить выбросы токсичных веществ и парниковых газов в атмосферу и главное – сформулировать задачи и принять меры для продления ресурса, повышения надежности и безаварийности теплоснабжения населения. При проведении наладочных работ следует учитывать (чего не делается сейчас) истинную температуру и влажность дутьевого воздуха, подаваемого на горение.

На сегодняшний день в ходе подготовки региональных и государственных программ модернизации коммунального теплоснабжения удалось ознакомиться и протестировать значительное количество образцов новой техники и технологий, в том числе – оптимальных для использования в условиях нашей страны. Эта техника разработана как украинскими организациями и специалистами, так и рядом крупных зарубежных производителей.

С точки зрения замещения газа внебалансными объемами топлив, можно отметить, что из 12 млрд м³ газа, который потребляет коммунальная теплоэнергетика и быт, 8 млрд м³ приходится собственно на коммунальную теплоэнергетику. Использование вторичных энергоресурсов промышленности в городах позволит заместить до 2% газа или 160 млн м³; использование сбросной теплоты ТЭС и АЭС может

заменить до 1,5% газа, используемого в коммунальной теплоэнергетике, или 120 млн м³.

Использование утилизаторов теплоты на котельных, т.е. собственных ВЭР, дает экономию газа 7–8% на конкретном агрегате, или около 3% в целом в коммунальной теплоэнергетике, что составит около 240 млн м³, а с учетом промышленных котлов – до 500 млн м³.

Если рассматривать потенциал использования биогаза, шахтного метана, коксового и доменного газов, попутного газа при нефтедобыче, – то в целом по стране его достаточно для замещения более 15% природного газа. Однако более реальной величиной для замещения в области коммунального теплоснабжения является 2–3%.

Потенциал биомассы, включая твердые бытовые отходы и бурый уголь, чрезвычайно высок и мог бы покрыть всю потребность населения, так как составляет 12 млрд м³/год, однако использование этого потенциала осложняется отсутствием необходимой инфраструктуры (сбор, сушка, транспортировка, складирование, улавливание и вывоз золы и т.д.).

Подготовка инфраструктуры требует больших капитальных вложений, а нетерпеливость инвесторов может привести к существенному подорожанию этой энергии в целом.

С учетом вышеизложенного, разумным потенциалом замещения можно считать 1,2–1,4 млрд м³ газа, т.е. до 15% газа, используемого в коммунальной теплоэнергетике. Для реализации этого потенциала, безусловно, необходима поддержка на всех уровнях, начиная с законодательного. Так, было бы целесообразно законодательно запретить уничтожение энергетического потенциала владельцами, как то: сжигание соломы на полях, древесины в лесхозах и т.д. В качестве ответственности следует ввести штраф, достаточный для приобретения на рынке объема газа, эквивалентного энергопотенциалу уничтоженной биомассы.

Оценивая потенциал геотермальной энергетики, можно говорить о 2% от потребления населением, однако, территориальное расположение скважин, весьма удаленных от крупных населенных пунктов, и значительная засоленность воды ограничивают полезное использование лишь точечными объектами, доля которых в балансе очень невелика.

Все рассмотренные выше методы сокращения использования природного газа могут обеспечить эффект замещения 4,2 млрд м³ газа по Украине и менее 2 млрд м³ – в коммунальной энергетике, т.е. до 25%.

С учетом недостаточности таких мероприятий (мы помним, что платежеспособный спрос отстаёт от себестоимости на 50%) посмот-

рим, что можно сэкономить в условиях ныне действующего производства теплоты.

В настоящее время в системе жилищно-коммунального хозяйства Украины первоочередной модернизации подлежат около 8180 котлов, из которых 4300 – котлы типа НИИСТУ-5, а еще 1700 – другие котлы (типов НРч, Ревокатова, Минск и др.) производительностью 0,5–0,7 МВт. Все эти котлы имеют эксплуатационный КПД на уровне не выше 72–75% и обычно работают на нагрузках в среднем 50%. Остальные котлы – это около 2 тысяч единиц производительностью от 1 до 10 МВт и около 200 единиц – производительностью свыше 10–20 МВт – могут быть модернизированы путем замены горелочных устройств и автоматики.

Замена котлов производительностью 0,5–0,7 МВт на новые, современные, с КПД на уровне не ниже 92–93% с одновременным частичным укрупнением позволит сэкономить в натуральном выражении до 150 млн м³ природного газа за год.

Необходимые капитальные вложения для демонтажа существующих и установки 1,5–2 тысяч новых котлов суммарной производительностью около 2000 МВт составляют около 40 млн евро (при удельных затратах 20 тыс. евро на 1 МВт, включая демонтаж и монтаж оборудования). Срок окупаемости составит не более 1,5–2 лет.

Такая замена обеспечит сокращение выбросов парниковых газов на 280 тыс. т СО₂экв. ежегодно.

В отношении около 2 тысяч котлов большей производительности рекомендуется установка на них современных горелочных устройств и автоматики, что может снизить потребление топлива (особенно с учетом переходных периодов) на 10% × 4000 час. × 2000 шт.) – около 300 млн м³ природного газа за год.

Необходимые капитальные вложения составляют около 130 млн евро. При удельных затратах 16 тыс. евро на 1 МВт установленной мощности). Срок окупаемости составит не более 2 лет.

Вышеописанная модернизация по этим двум категориям котлов может стоить порядка 170 млн евро и снизить потребление природного газа на 450–500 млн м³ ежегодно.

Рассмотрим необходимые удельные капитальные вложения на 1 МВт при модернизации централизованной системы отопления. Для котлов на газе – около 40 тыс. евро (с проектом, строительной частью, оборудованием и подключением); электродкотлов – 60 тыс. евро; централизованном подводе от ТЭЦ – 130 тыс. евро; для сжигания камен-

ного угля – 150 тыс. евро; мазута и солярки – 190 тыс. евро; древесины, пеллет и торфа – 150 тыс. евро; поквартирное газовое отопление – до 70 тыс. евро.

Мы видим соизмеримость этих величин, но все же срок окупаемости для замены и модернизации действующих котлов наименьший.

В связи с вышеизложенным, рассмотрим парк котлов коммунальной энергетики Украины. Установлено и эксплуатируется около 35 780 котлов, из которых 8 335 в эксплуатации более 20 лет. Эти котлы потребляют около 10 млрд м³ газа ежегодно и имеют установленную мощность 72 405 Гкал/час.

Из общего числа котлов коммунальной теплоэнергетики около 27 600 имеют КПД более 88% и потребляют 7,6 млрд м³ газа/год, что можно считать удовлетворительным.

Однако такой КПД лишь означает, что при нагрузке около 100% котел будет иметь этот КПД, фактически же котел работает с переменными и иногда очень низкими нагрузками, так что приведенный КПД можно считать индикативным и условно годным для сравнения котлов между собою.

Котлы с КПД 88% и выше можно модернизировать путем установки современных горелок, автоматики, интенсификации топочного теплообмена, устройств частотного регулирования электропривода.

Характерным примером такой модернизации может служить совместная разработка Института газа НАН Украины и Института промышленной экологии по переоборудованию котлов ДКВР и ДЕ с целью снижения расхода природного газа в осеннее-весенний период и периоды резкого потепления зимой.

Котлы ДЕ оснащены одной мощной горелкой с ограниченным диапазоном устойчивого регулирования, имеют на некоторых режимах вибрации, для избежания которых увеличивают нагрузку котлов до стабильной работы и, как следствие, это приводит к перерасходам топлива на 10–15%, особенно в весенне-осенний период.

Разработанные специальные двухколлекторные горелочные устройства позволяют 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 на котлах 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-годовую промышленную эксплуатацию в котле ДЕ-16, где обеспечило высокий КПД котла на различных режимах нагрузки 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:

1. Обеспечить работу котлов без пульсаций и срыва пламени в широких пределах.
2. Обеспечить экономию природного газа до 6–10% в осенне-весенний период и 1–3% на номинальной нагрузке.
3. Повысить надежность эксплуатации (регулирование длины факела и др. параметров при постоянной нагрузке).
4. Снизить выбросы оксидов азота на 30%.

Экономия газа в осенне-весенний период составит до 6–10%, а в зимний до 2–3%. Срок окупаемости – в среднем 6 мес.

Такие малозатратные методы модернизации могут обеспечить экономию топлива в коммунальной энергетике Украины до 0,34 млрд м³/год. Именно эти котлы, находящиеся в удовлетворительном состоянии, целесообразно оснастить теплоутилизационными установками уходящих газов, что приведет к экономии природного газа не менее чем на 5% в среднем, т.е. уменьшит потребление газа на тех же котлах еще на 0,2 млрд м³/год.

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.

Внедрение установки за котлами ДКВР-10/13 или ТВГ-8М позволяет получить усредненную экономию газа 5,3–5,6% в год. Срок окупаемости – 6 месяцев.

Утилизаторы теплоты

Утилизаторы теплоты можно установить на 20 тыс. котлов мощностью от 6 до 30 МВт, которые используют около $7,6 \text{ млрд м}^3$ природного газа в год. Утилизатор теплоты с обвязкой стоит около 25 тыс. грн. и обеспечивает экономию не менее 7% природного газа. Таким образом, капиталовложения составляют 500 млн грн. Экономия $(7,6 \times 0,07) \sim 500 \text{ млн м}^3$ природного газа в год. Если принять цену природного газа 400 долл. США за 1 тыс. м^3 газа, ежегодно экономится $(500 \text{ млн} \times 400) = 200 \text{ млн долл. США}$. Срок окупаемости составит 500 млн/200 млн – 2,5 года.

Далее используются данные, полученные коллективом Института технической теплофизики НАН Украины.

8180 котлов (из них почти 8 тыс. – мощностью до 10 Гкал/ч; 180 котлов – мощностью от 20 Гкал/час до 100 Гкал/час), имеющие КПД меньше 80%, подлежат замене.

Почти 8 тыс. котлов мощностью до 10 Гкал/час, которые в общей сложности используют до 2 млрд м^3 газа в год, заменяются современными котлами соответствующей мощности, а именно:

1. Тепловая генерация при помощи 500 газовых котлов заменяется на использование для отопления электроэнергии (общая мощность – до 400 МВт, из них 200 МВт – с помощью 1600 отечественных электрических котлов единичной мощностью 0,12 МВт, а еще 200 МВт – аккумуляторное кабельное электроотопление). Эти мероприятия реализуются там, где есть электрические сети соответствующей пропускной способности. Внедрение электрических котлов, термеров, диссипативных теплогенераторов и т.п. общей мощностью 200 МВт приводит к освобождению $0,145 \text{ млрд м}^3$ в год, а внедрение электрокабельного отопления мощностью 20 МВт – к освобождению $0,05 \text{ млрд м}^3$. Общее годовое замещение природного газа – до $0,195 \text{ млрд м}^3$.

2. 500 газовых котлов заменяются использованием угольных котлов (50 мощностью 6,5 МВт, еще 50 – мощностью 10 МВт). Это мероприятие реализуется там, где вблизи существующих котельных имеется территория для организации складирования угля и его подготовки. Возможная проблема – организация отечественного производства таких котлов, опытные образцы – имеются. Возможна закупка котлов российского производства. Высвобождение природного газа составляет $0,6 \text{ млрд м}^3$, однако по сравнению с использованием газа выбросы парниковых газов увеличиваются на $0,28 \text{ млн т CO}_2\text{экв}$ в год.

3. 500 газовых котлов заменяются на газомазутные, преимущественно с использованием мазута (газ только как резервное топливо). Это мероприятие реализуется там, где в существующих газовых котельных сохранилось мазутное хозяйство или имеется территория для его организации. Высвобождение природного газа составляет 0,125 млрд м³, однако выбросы парниковых газов увеличиваются на 0,15 млн т CO₂экв в год.

4. 1750 газовых котлов заменяются использованием котлов на основных альтернативных видах топлива: на соломе, на отходах древесины и деревообработки и на торфе. Объемы замещения природного газа – 0,84 млрд м³. Возможная проблема – организация серийного отечественного производства таких котлов, опытные образцы – имеются.

Предлагается для социально бюджетной сферы: взамен морально устаревших существующих котлов установка 600 котлов на основных альтернативных местных видах топлива: на соломе, на отходах древесины и на торфе. Объемы замещения природного газа – 0,18 млрд м³. Предлагается для индивидуально-бытового сектора (население сельской местности): масштабное внедрение (как первый этап в ближайшие 2 года) 1500 индивидуально-бытовых котлов на местной древесине и торфяных брикетах. Объемы замещения природного газа – до 0,05 млрд м³. Пока это незначительный объем, но важно то, что временно приостанавливается дальнейшая газификация сельской местности с последовательным переводом индивидуального отопления частного сектора на постепенное использование местного биотоплива (как исключительная мера в трудный для экономики страны кризисный период). Оценка необходимых инвестиций по реализации предложенных мероприятий составляет по предварительным данным на 01.04.2009 г. около 5 млрд грн в год.

5. 4750 устаревших газовых котлов заменяются на примерно такое же количество современных газовых котлов с КПД не менее 93%, экономия природного газа – 0,59 млрд м³.

По состоянию на 01.04.2009 в жилищно-коммунальном хозяйстве Украины первоочередной модернизации подлежало 4,3 тыс. котлов НІСТУ-5 с к.п.д. около 75%, а также около 1,7 тыс. других котлов с близким к.п.д.

Стоимость замещения этих котлов новыми котлами с к.п.д. = 92% составляет около 430 млн грн.

Стоимость реконструкции 1,7 тыс. таких котлов составляет около 170 млн грн.

Стоимость установки составляет ~ 400 млн грн.

Всего стоимость обновления котельного парка составляет ~ 1000 млн грн. Это позволит сэкономить $92-75 = 17\%$ природного газа, или ~ 150 млн м³ природного газа в год при 5 тыс. часов эксплуатации. Если принять цену природного газа 400 долл. США за 1 тыс. м³, срок окупаемости составит 2–2,5 лет.

6. 180 котлов (с мощностью от 20 Гкал/ч до 100 Гкал/ч), имеющие КПД менее 80% и потребляющие 1,14 млрд м³ газа, подлежат замене на теплонасосные технологии большой мощности (до нескольких МВт). Спецификой таких котлов является то, что они установлены, как правило, в крупных городах, где перевод на альтернативные виды топлива осложняется отсутствием территории и значительными расстояниями транспортировки первичного топлива. Эти котлы находятся в 32 котельных, расположенных вблизи водоемов или рек – то есть вблизи мощного источника низкопотенциальной теплоты. Тепловые насосы используются для отопления, в т.ч. и низкотемпературных систем отопления, а также для горячего водоснабжения. Примерный объем инвестиций – 150–200 долл. США на установленный кВт тепловой мощности. При использовании главным образом тепловых насосов парокомпрессионного типа с коэффициентом трансформации около 3,5 необходимая электрическая мощность составляет до 1150 МВт, что близко к объемам ночного провала электропотребления. Основная проблема – отсутствие отечественного производства таких тепловых насосов.

Тепловые насосы

Первоочередные потребности в тепловых насосах в жилищно-коммунальном хозяйстве Украины составляют 280 МВт. Необходимые капиталовложения – около 280 млн долл. США. Если взять максимальную эффективность ($\text{COP} = 4,5$ при нагревании с температуры 7,5 до 49 °C), экономия энергии по данным Мицубиши Хэви Индастриз составит 19%, что позволит сэкономить $280 \times 125 \times 0,19 = 7$ тыс. м³ в год природного газа (где 125 м³/год – удельный расход природного газа на 1 МВт установленной мощности). Если принять цену природного газа 400 долл. США за 1 тыс. м³, при 5 000 часов эксплуатации срок окупаемости составит 280 млн / (7 000 × 400 × 5 000) ~ 20 лет.

Если учитывать полный цикл на 280 МВт тепловых насосов, то он включает:

– когенерацию 100 МВт – 100 млн долл. США;

– тепловые насосы 280 МВт – включая установку, циркуляционные насосы и локальные сети – 280 млн долл. США; инфраструктуру (городские теплотрассы и ИТП) – 100 млн долл. США. Всего капиталовложения составляют 480 млн долл. США.

При эффективности ($C_{op} = 4$ при нагревании с температуры 7 до 50 °С), 50 МВт электрическим нужно 12,5 тыс. м³/год природного газа вместо 35 тыс. м³/год затраты на котельных. Экономия составляет 23 тыс. м³/год, или при 5 000 часов эксплуатации – 120 млн м³ природного газа в год. Если принять цену природного газа 400 долл. США за 1 тыс. м³ газа, ежегодно экономится (120 млн×400) = 48 млн долл. США. Срок окупаемости составит 480 млн/48 млн = 10 лет.

7. Использование низкокалорийных горючих газов: биогаза (биогаза полигонов твердых бытовых отходов, биогаза отходов сельского хозяйства), попутного газа нефтедобычи, шахтного метана, газов металлургических производств: коксового, доменного, мартеновского и т.д. путем прямого сжигания или применения когенерационных технологий совместного производства тепловой и электрической энергии. Годовой экономически целесообразный объем замещения природного газа – до 0,5 млрд м³. Проблема – отсутствие отечественных котлов и когенерационных установок, работающих на низкокалорийных газах.

В случае внедрения всех этих мер в кратчайшие сроки можно будет снизить потребление природного газа на коммунальные нужды на 27–28% и уложиться в объем газа, добываемого Украиной на собственной территории, т.е. выйти из «газовой зависимости».

8. Замена труб ветхих тепловых сетей на предварительно изолированные трубы, объем внедрения – до 500 км в год. Экономия природного газа – до 0,3 млрд м³.

9. Внедрение индивидуальных тепловых пунктов в многоэтажных жилых домах и в административных зданиях. Такая мера приводит к средней экономии тепла на 15%, что составляет годовую экономию природного газа – 0,35 млрд м.

ПРО ЕКОЛОГІЧНУ ПОЛІТИКУ УРЯДУ

Нинішнім Урядом започатковано вжиття заходів, спрямованих на поліпшення стану довкілля в Україні, зокрема схвалено проект Закону України «Про Стратегію національної політики України на період до 2020 року».

Основною метою національної екологічної політики є збереження та відновлення екосистеми на всій території України для забезпечення гармонічного існування живої і неживої природи, досягнення рівноваги використання природних ресурсів, їх відновлення та розвитку суспільства, а також гарантування екологічно безпечного природного середовища для життя і здоров'я населення.

До основних принципів національної екологічної політики віднесено, зокрема:

- забезпечення паритетності економічних, екологічних та соціальних інтересів суспільного розвитку держави;
- інтеграція екологічних цілей у галузеву політику на тому ж рівні, що економічні та соціальні цілі;
- невідворотність відповідальності за порушення законодавства про охорону навколишнього природного середовища;
- пріоритетність вимог «забруднювач навколишнього природного середовища та користувач природних ресурсів платять повну ціну»;
- розподіл благ для населення від використання природних ресурсів і забезпечення доступу до них на справедливій основі;
- участь громадськості у формуванні та реалізації екологічної політики.

Стратегічними цілями екологічної політики є:

- підвищення рівня екологічної політики;
- поліпшення екологічної ситуації та підвищення рівня екологічної безпеки;
- досягнення безпечного для здоров'я людини стану навколишнього природного середовища;

- інтеграція екологічної політики в сектори економіки;
- припинення втрат біо- та ландшафтного різноманіття;
- забезпечення збалансованого використання природних ресурсів;
- удосконалення регіональної екологічної політики.

Основними інструментами реалізації національної екологічної політики є:

- удосконалення дозвільної системи у сфері охорони навколишнього природного середовища;
- екологічна експертиза та оцінка впливу об'єктів екологічної експертизи на стан навколишнього природного середовища;
- екологічний аудит та система екологічного управління;
- екологічне страхування;
- сертифікація та стандартизація у сфері охорони навколишнього природного середовища та забезпечення екологічної політики;
- економічні та фінансові механізми;
- освіта та наукове забезпечення формування і реалізації національної екологічної політики;
- моніторинг стану довкілля та контроль у сфері охорони навколишнього природного середовища та забезпечення екологічної політики.

Досягнення цілей Стратегії передбачається здійснити в два етапи:

До 2015 року передбачається забезпечити стабілізацію екологічної ситуації, уповільнення темпів зростання антропогенного навантаження на навколишнє природне середовище, створення умов для підвищення рівня екологічної безпеки населення, започаткування переходу до природоохоронних стандартів Європейського Союзу;

Протягом 2016–2020 років передбачається здійснити поступове розмежування функцій з охорони навколишнього природного середовища та господарської діяльності, пов'язаної з використанням природних ресурсів, імплементацію європейських екологічних норм і стандартів, екосистемне планування, впровадження переважно економічних механізмів стимулювання екологічно орієнтованих структурних перетворень, досягнення збалансованості між соціально-економічними потребами та необхідністю збереження навколишнього природного середовища.

Виконання Стратегії дасть змогу:

- створити ефективну систему інформування населення з питань охорони довкілля та підвищити рівень екологічної свідомості громадян;

- поліпшити стан довкілля до рівня, безпечного для життєдіяльності населення, з урахуванням європейських стандартів якості довкілля;
- ліквідувати пряму залежність між економічним зростанням і погіршенням стану довкілля;
- припинити втрати біо- та ландшафтного різноманіття та сформувати цілісну репрезентативну екологічну мережу;
- створити систему екологічно збалансованого використання природних ресурсів;
- забезпечити перехід до системи інтегрованого екологічного управління у сфері охорони навколишнього природного середовища та розвиток природоохоронної складової в секторах економіки;
- провести реформування податкової системи, посилення значущості екологічного оподаткування як стимулятора вжиття суб'єктами господарювання заходів до зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Стисла інформація про заходи, що вживаються Урядом з проблем зміни клімату.

Нацекоінвестагентством у 2009 році укладено договори про продаж **30 млн одиниць** (частин) установленої кількості викидів парникових газів з Організацією з розробки нових енергетичних та промислових технологій (Японія). У результаті реалізації зазначеного договору у **2009 р.** продано **15 млн одиниць** (частин) установленої кількості викидів парникових газів та залучено до Державного бюджету інвестицій в обсязі **150 млн євро** (перший транш).

За дорученням Прем'єр-міністра України вжито необхідних заходів до поновлення на спеціальних рахунках у Державному казначействі коштів, отриманих від продажу (передачі) одиниць (частин) установленої кількості викидів парникових газів, та забезпечено проведення міжнародного аудиту аудиторською компанією, визначеною за погодженням з Японською Стороною.

За результатами міжнародного аудиту встановлено, що на спеціальних валютних рахунках у Державному казначействі обліковуються кошти, отримані від продажу (передачі) одиниць (частин) установленої кількості викидів парникових газів у повному обсязі. Японській Стороні подано звіт міжнародного аудитора. З урахуванням зазначеного очікується отримання другого траншу інвестицій в обсязі **150 млн євро** від Японської Сторони в рамках виконання укладених міжнародних договорів.

Розпорядженням Кабінету Міністрів від 7 червня 2010 р. № 1195 «Про операції з одиницями (частинами) установленної кількості» визначено, що Нацеконінвестагентство може здійснити у 2010 р. операції з передачі одиниць (частин) установленної кількості викидів парникових газів в загальному обсязі близько **4,4 млн т** еквіваленту двоокису вуглецю.

Отже з прийняттям Урядом зазначеного розпорядження суб'єктам господарювання створено в поточному році необхідні правові передумови для залучення інвестицій в реалізацію проектів спільного впровадження з метою зменшення обсягів викидів парникових газів.

УДК 620.9.64:658.26

Ю. Е. Хиврич

Минжилкоммунхоз Украины, г. Киев

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА УКРАИНЫ

В современных условиях в Украине около 25% всех потребляемых энергетических ресурсов используются в жилищно-коммунальном хозяйстве.

В связи с повышением цен на природный газ вопросы внедрения мероприятий по энергосбережению на объектах жилищно-коммунального хозяйства приобретают как никогда особое значение.

До этого времени улучшению ситуации препятствовал ряд факторов и обстоятельств:

- несоответствие инвестиционной политики насущным потребностям отрасли;
- законодательная неустроенность экономического механизма стимулирования энергосбережения;
- несовершенная система регулирования сферы жилищно-коммунальных услуг, в частности, законодательная неурегулированность форм и методов тарифного регулирования;

- отсутствие комплексной системы внедрения современных методов энергоэффективных технологий и технических средств энергосбережения;
- недостаточная осведомленность населения по вопросам энергосбережения.

Поэтому Министерством была разработана и постановлением Кабинета Министров Украины от 04.11.09 утверждена Государственная целевая экономическая программа модернизации коммунальной теплоэнергетики на 2010–2014 годы, которая направлена на преодоление системного кризиса в отрасли путем повышения эффективности использования традиционных видов топлива, обеспечение использования альтернативных источников энергии и нетрадиционных видов топлива, замены устаревшего и физически изношенного оборудования, внедрение энергосберегающих технологий и уменьшения потребления газа. Выполнение Программы будет осуществляться двумя этапами.

На первом этапе (2010–2011 годы) предусматривается:

- провести энергетические и экологические аудиты и технические обследования объектов коммунальной теплоэнергетики;
- разработать схемы теплоснабжения населенных пунктов, имеющих объекты коммунальной теплоэнергетики, и региональные программы модернизации систем теплоснабжения;
- разработать и утвердить Национальную стратегию теплообеспечения;
- провести с учетом мирового опыта системный анализ технических и организационных решений по модернизации коммунальной теплоэнергетики;
- усовершенствовать порядок установления тарифов на производство, транспортировку и поставку тепловой энергии и услуги по централизованному отоплению и снабжению горячей воды;
- усовершенствовать механизм финансирования мероприятий по модернизации коммунальной теплоэнергетики и разработать необходимую нормативно-правовую базу;
- принять меры к повышению уровня платежной дисциплины потребителей тепловой энергии;
- создать благоприятные условия для привлечения инвестиций в отрасль коммунальной теплоэнергетики.
- обеспечить подготовку, переподготовку и повышение квалификации специалистов отрасли коммунальной теплоэнергетики;

- усовершенствовать механизм взаимодействия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления, Национальной академии наук, предприятий, учреждений и организаций.

На втором этапе (2012–2014 годы) предусматривается:

- оптимизировать систему теплообеспечения населенных пунктов путем закрытия или модернизации нерентабельных объектов коммунальной теплоэнергетики, внедрение когенерационных установок, строительства в случае необходимости новых котельных с использованием новейших ресурсосберегающих технологий;
- перевести системы теплоснабжения населенных пунктов на двухтрубные системы теплоснабжения с установкой индивидуальных тепловых пунктов;
- провести ремонт ветхих и аварийных тепловых сетей, реконструкцию и модернизацию внутридомовых сетей теплоснабжения;
- разработать и внедрить с участием научных учреждений НАН Украины новейшие ресурсосберегающие технологии;
- наладить производство новых образцов техники и оборудования;
- снизить себестоимость производства, транспортировки и поставки тепловой энергии;
- уменьшить объем дотаций за предоставление услуг по централизованному отоплению и снабжению горячей воды;
- провести энергетическую паспортизацию жилых, офисных и общественных зданий.

Модернизация коммунальной теплоэнергетики позволит повысить на 10–12 процентов энергетическую эффективность отрасли и снизить удельные показатели использования топливно-энергетических ресурсов в сфере предоставления жилищно-коммунальных услуг в соответствии с требованиями законодательства ЕС.

Региональные программы разрабатываются Советом министров Автономной республики Крым, областными, Киевской и Севастопольской городскими государственными администрациями с учетом утвержденных местными органами исполнительной власти схем теплоснабжения.

Постановлением Кабинета Министров Украины от 02.02.09 № 401 был утвержден Порядок разработки региональных программ модернизации систем теплоснабжения, целью которого является:

- уменьшение объемов потребления природного газа и замещение его альтернативными видами топлива;
- внедрение использования местных видов топлива и вторичных энергетических ресурсов;

- повышение эффективности и надежности функционирования коммунальной энергетики;
- внедрение современных энергосберегающих технологий;
- уменьшение объема вредных выбросов и парниковых газов в атмосферу и снижения экологической нагрузки на окружающую природную среду.

Разработки региональных программ модернизации коммунальной теплоэнергетики позволит создать топливно-энергетический баланс страны, определиться с приоритетными направлениями, этапами развития, необходимыми объемами инвестиций в теплоэнергетический комплекс страны.

С целью улучшения состояния теплообеспечение регионов и ускорения разработки региональных программ модернизации коммунальной теплоэнергетики приказом Минжилкоммунхозу от 10.03.09 № 55 утверждено «Руководство по модернизации коммунальной теплоэнергетики: реконструкции действующего оборудования и внедрение новейших технологий», которое разработано совместно с Институтом технической теплофизики Национальной академии наук Украины.

Минжилкоммунхозом проводится работа по рассмотрению и согласованию Региональных программ модернизации системы теплоснабжения и схем теплоснабжения населенных пунктов Украины.

На 01.06.2010 в стадии разработки 15 Региональных программ модернизации системы теплоснабжения, согласовано Минжилкоммунхозом 6" Программ (г. Севастополь и Донецкая, Харьковская, Сумская, Житомирская области).

Разработано 154 схемы теплоснабжения населенных пунктов Украины, внесено в Реестр Минжилкоммунхоза 31 схема, 130 схем отправлено на доработку.

Например, в Донецкой области по результатам внедрения региональной программы модернизации коммунальной теплоэнергетики было достигнуто:

- годовое потребление газа сокращено на 26,4%;
- окупаемость составила 4,1 года;
- уменьшение парниковых выбросов составило CO_2 – 152,7 млн т;
- стоимость работ составила 288,7 млн грн.

На сегодня в Донецкой области:

- модернизировано более 1100 единиц оборудования;
- в ходе выполнения программы в регионе налажено производство малых высокоэффективных котлов, конденсационных утилиза-

торов, индивидуальных тепловых пунктов, предварительно изолированных труб для теплотрасс;

- впервые в стране получены средства по Киотскому протоколу (всего более 100 млн грн, в том числе Донецкая обл. – 25,7 млн грн.).

Однако влияние мирового финансово-экономического кризиса на экономику Украины и ограничения в связи с этим объемов бюджетной поддержки отрасли ставит на повестку дня вопрос определения источников финансирования модернизации и технического перевооружения предприятий тепло-, водоснабжения и водоотведения, повышения энергоэффективности жилищного фонда путем привлечения в отрасль частного-сектора и повышения на этой основе надежности и качества жилищно-коммунальных услуг.

Поэтому для реализации государственной целевой программы модернизации коммунальной теплоэнергетики необходимо решить на государственном уровне:

- вопросы кредитования региональных программ (льготный государственный кредит, кредиты ЕБРР, Всемирного банка);
- способствовать привлечению инвестиционных ресурсов.

УДК 620.9.64:658.26

**А. А. Долінський, Б. І. Басок, О. І. Сігал,
Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, К. О. Корінчук**

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ПОТЕНЦІАЛ РЕГІОНАЛЬНИХ ПРОГРАМ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Законом України (№ 1869-IV від 24.06.2004 р.) прийнята і виконується загальнодержавна програма реформування і розвитку житлово-комунального господарства на 2004–2010 роки, наразі термін її закінчення продовжено до 2013 р. З метою підвищення ефективності функціонування комунальної теплоенергетики прийнято та діють кілька інших державних організаційних заходів. Однак реалії вказують на те, що прийняттям програмних рішень на рівні всієї держави суттєвих зрушень і значного покращення стану комунальної теплоенерге-

тики досягти не вдається. Очевидно, потрібно спробувати підвищити відповідальність місцевої, регіональної влади за стан і модернізацію сфери теплозабезпечення населених пунктів України. Адже заходи з підвищення енергоефективності теплопостачання, що розробляються, приймаються і впроваджуються в конкретному регіоні, є більш конкретизованими і реалістичними, зрозумілими для населення, базуються на врахуванні регіонального паливно-енергетичного балансу, опираються на зрозумілу місцеву фінансово-інвестиційну політику і є менш політизованими. Саме тому було прийнято Постанову КМ України (№ 465 від 07.05.2008 р.) про створення Міжвідомчої робочої групи з розроблення Національної стратегії теплозабезпечення України, яка повинна базуватися на розробці і реалізації регіональних програм оновлення, модернізації і розвитку комунальної теплоенергетики країни.

Завданням регіональної програми модернізації комунальної теплоенергетики є заощадження природного газу в кількості 30% від базової витрати на теплопостачання з окупністю заходів в термін 4–5 років. Це досягається через впровадження нових вискоелективних котлоагрегатів з наднизькими викидами токсичних речовин в атмосферу та з високими техніко-економічними показниками, доведення ККД котлів до значень, не нижчих 92%, створення і впровадження вискоелективних сучасних палинкових пристроїв, що забезпечують якісне спалювання палива та низькі викиди оксидів азоту і оксидів вуглецю, модернізацію вогневого і топкового простору котлів, зменшення втрат теплоти при її транспортуванні та споживанні, застосування місцевих та альтернативних джерел енергії.

Науковим складом Інституту технічної теплофізики НАН України за ініціативою місцевих органів влади у період 2004–2009 років розроблено регіональні програми модернізації систем теплопостачання для наступних регіонів: Донецька область, Харківська область та м. Харків, м. Севастополь, Дніпропетровська та Житомирська області.

В ході розробки регіональних програм було проведено аналіз стану комунальної теплоенергетики регіонів (табл. 2), розроблено план заходів щодо модернізації систем теплопостачання та зниження витрат природного газу на виробництво теплоти (табл. 3), оцінено технічно-доступний потенціал впровадження наданих пропозицій (табл. 5) та стан комунальної теплоенергетики регіонів після впровадження розробленого плану заходів (табл. 4). Ефективність капітальних вкладень розраховувалась через вартість заощадженого природного газу при його прогнозованій ціні 2500 грн. за 1000 м³.

Таблиця 1
Характеристика систем теплопостачання, для яких розроблено регіональні програми модернізації систем теплопостачання

	Донецька область ОКП «Донецьк- теплокомун- енерго»	Харківська область	м. Харків КП «ХТМ»	м. Севасто- поль	Дніпропет- ровська область	Житомирська область
Загальна по- тужність дже- рел теплоти, Гкал/год	2840	5331,5	5580	906,3	1334	2137
Загальна опа- ловальна площа, млн. м ²	11,875	37	30,26	6,7	18	0,48
Основні типи котлів	ТВГ, КВГ, КВГМ, ВК, ДЕ, ДКВР,	ПТВМ, ТВГ, КЕ, ДКВР, КВГ, КВГМ, НИИСТУ-5, НР-18, НИКА та ін.	НИИСТУ-5, Універсал, Надточій, КВ-Г, КБНГ та ін.	ПТВМ, ТВГ, КЕ, ДКВР, КВГ, КВГМ, НИИСТУ-5 та ін	ПТВМ, ТВГ, КЕ, ДКВР, КВГ, КВГМ, НИИСТУ-5 та ін	ПТВМ, ТВГ, ДКВР, КВГ, КВГМ, ВК, КЕ, ДЕ, Е, НИИСТУ, Феролі, Рівнотерм, КСВ, Колві
Протяжність теплових мереж у 2-трубному обчисленні, км	1224	2318,8	1710	567	3124	544,32

Таблиця 2

Стан комунальної теплоенергетики до впровадження регіональної програми модернізації систем теплопостачання

	Донецька область ОКП «Донецьктепло- комуненерго»	Харківська область	м. Харків КП «ХТМ»	м. Севастополь	Дніпропетровська область	Житомирська область
Середній ККД котлів, %	84,5	85,0	85,7	86,5	85,0	85,5
Відсоток аварійних та ветхих теплових мереж, %	47,0	32,2	19,0	25,0	30,1	40,0
Втрати в мережах, %	до 20	до 25	до 22	до 20	до 23	до 20
Витрати природного газу, млн м ³ /рік	316,5	711,3	552,8	114,0	2280,0	147,7

На 01.03.2010 р. проведена реконструкція систем теплопостачання ОКП «Донецьктеплокомуненерго» в містах Донецької області з досягненням економії природного газу 89,05 тис. т у. п. на рік (26,38%), зниження викидів оксидів азоту на 253 т та парникових газів (CO₂) на 152,7 тис. т на рік. Такі показники свідчать про високу ефективність реалізації даної регіональної програми і є переконливим доказом необхідності поширення створених та перевірених на практиці методологічних засад модернізації систем теплопостачання, які опрацьовані з фахівцями, на всі регіони України.

Представники Міністерства з питань житлово-комунального господарства України (ЖКГ) і Національного агентства України з питань ефективного використання енергетичних ресурсів вважають розробку і оперативну реалізацію регіональних програм як один із достатньо дієвих і ефективних антикризових заходів щодо виходу України з фінансової скрути. Саме ефективні заходи регіонального виконання дозволять надати замовлення машинобудівній та металургійній галузям для виробництва новітнього теплогенеруючого, теплообмінного і тепловикористовуючого устаткування і призведуть до працевлаштування десятків тисяч працівників.

Таблиця 3

Розроблені заходи з модернізації систем теплопостачання

	Донецька область	Харківська область	м. Харків	м. Севастополь	Дніпропетровська область	Житомирська область
Ліквідація котелень, од.	—	—	53	—	—	—
Заміна малоефективних котлів потужністю до 1 МВт, од.	132	683	27	25	271	
Модернізація котлів потужністю більше 3,15 МВт, од.	200	21		21	136	64
Заміна палиників, од.	—	12	—	44	—	—
Застосування регулятора частоти, од.	—		42	95	—	—
Встановлення теплоутилізаторів, од.	125	26	21	53	206	57
Встановлення когенераційних установок, од.	108	—	2	5	—	8
Встановлення теплових насосів, од.	16	47	2	18	15	—
Встановлення індивідуальних теплових пунктів, од.	210	500	27	119	1527	300
Використання місцевих видів палива (солома/торф/деревина)	40/0/0	74/0/0	—	—	60/0/0	0/4/29
Використання сонячної енергії	—	—	—	600 м ²	—	—
Прилади автоматизації, диспетчеризації, контролю, діагностики, об'єктів	100	18	33	12	50	40
Заміна теплотрас на труби з пінополіуретановою ізоляцією, км	250	608	147,9	65	1580	50
Використання електроенергії для потреб теплопостачання, об'єктів	—	61	—	58	316	50
Теплоізоляція будинків, тис. м ² поверхні	—	—	—	335	1800	48

Таблиця 4

**Стан комунальної теплоенергетики після впровадження
регіональної програми модернізації систем тепlopостачання**

	Донецька об- ласть ОКП «До- нецьтепло- комуненерго»	Харківська область	м. Харків КП «ХТМ»	м. Севасто- поль	Дніпропетров- ська область	Житомирська область
Середній ККД котлів, %	91					
Відсоток аварійних та вет- хих теплових мереж, %	26,5	6,0	10,0	13,5	0	30,0
Втрати в мережах, %	до 15	до 10	до 13	до 13	до 9	до 15
Витрати природного газу, млн м³/рік	200,40	457,35	367,60	49,24	1497,70	70,49

Таблиця 5

**Потенціал впровадження регіональних програм модернізації систем
тепlopостачання**

	Донецька об- ласть ОКП «До- нецьтепло- комуненерго»	Харківська область	м. Харків КП «ХТМ»	м. Севастополь	Дніпропетров- ська область	Житомирська область
Заощадження газу, млн м³/рік	116,11	253,95	185,2	64,76	782,3	77,21
% до загального річного споживання природного газу	32,12– 34,3	35,7	33,5	56,86	34,3	55,2
Зниження викидів CO ₂ , тис. т/рік	231,43	497,69	362,05	1266,2	1533,3	151,21
Зниження викидів NO _x , т/рік	335,5	703,38	540,2	1888,8	2151,3	212,31
Ефективність про- грами, млн грн.	290,3	634,9	463	161,9	1955,8	193
Обсяг капіталокла- ень, млн грн.	719,6	852,9	990,2	491,55	5568,4	539,54
Середній термін окупності, років	2,5	1,3	2,1	3	2,8	3

**А. А. Долінський, Є. Т. Базєєв, А. М. Близнюк, В. А. Воротинцев,
В. Н. Кучеренко, Г. П. Кучин, Д. Ю. Падерно, О. І. Сігал,
І. Ю. Хіврич, Ю. Є. Хіврич, О. І. Чайка**

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

РОЗРОБКА І ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ДОНЕЦЬКОЇ ОБЛАСТІ З СУТТЄВОЮ ЕКОНОМІЄЮ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Сьогоденна ситуація в теплозабезпеченні населених пунктів України може бути охарактеризована як критична. В цій сфері щільно сплелися технічні, економічні, екологічні та соціальні проблеми. Специфікою теплозабезпечення України є те, що її вплив охоплює майже все населення країни, включаючи соціально чутливі непрацездатні групи (дітей, школярів, пенсіонерів), на відміну від інших секторів економіки, які орієнтовані на участь активного, працездатного населення. В цьому полягає особлива соціальна загостреність і складність проблеми докорінного вдосконалення теплозабезпечення. Одночасно реальна ситуація, що склалася, потребує негайних практичних рішень.

У житлово-комунальному господарстві України, за даними Міністерства з питань житлово-комунального господарства України, споживається близько 30% енергоресурсів від загального споживання в Україні. Щорічно галузь використовує електроенергії – біля 10 млрд кВт·год, природного газу – біля 14 млрд м³, вугілля – біля 1,5 млн т. Це єдина група споживачів в Україні, яка не зменшила загальних обсягів енергоспоживання в XXI сторіччі. В той же час витрати енергоресурсів на одиницю виготовленої продукції та наданих комунальних послуг істотно перевищують зарубіжні показники. На одного мешканця, в існуючих будівлях з централізованим теплопостачанням в перерахунку на 1 м² площі, на території України витрачається 1,4 т умовного палива на рік, що в 1,5 рази більше, ніж у США, і в 2,5–3 рази більше, ніж у Швеції.

Особливо гостро стоять питання щодо зменшення використання в системах теплопостачання саме природного газу, який імпортується в Україну, і світова ціна якого, на думку спеціалістів, буде відчутно

зростати й надалі. Тому істотне зниження споживання саме природного газу в системі теплопостачання України було одним з пріоритетних завдань виконаної роботи.

В якості фундаментальної засади було сформульоване принципове положення, що проблема раціонального теплозабезпечення населення є насамперед територіальною і може бути ефективно розв'язана лише в рамках моделі сталого розвитку регіонів з ретельним урахуванням місцевих особливостей та, одночасно, за умови системної та послідовної підтримки з боку держави. Цьому принциповому положенню була підпорядкована мета роботи.

Метою роботи є створення комплексу методологічних, науково-технічних та організаційних засад докорінного вдосконалення територіального теплозабезпечення та його практичне відпрацювання в ході впровадження в масштабі промислово-розвиненого та екологічно і соціально напруженого регіону, з подальшим використанням одержаного досвіду як основи для розробки та реалізації інших регіональних програм і Державної цільової програми розвитку теплозабезпечення як сукупності відповідних регіональних програм.

Поставлена мета досягається за умов:

1. Забезпечення сталого і надійного функціонування комунальної теплоенергетики з відпуском споживачам в необхідній і достатній кількості та якості теплової енергії для опалення та гарячого водопостачання.
2. Заміщення та економія на підприємствах ЖКГ головним чином природного газу до 25% (відносно базової витрати) в перші 5 років при терміні окупності запропонованих новітніх технологічних і технічних заходів до 4–5 років.

3. Використання вітчизняного сучасного устаткування, і лише в разі відсутності такого – використання закордонного.

В якості базового регіону, що цілком відповідає меті роботи і може розглядатися як широкомасштабний та надійний пілотний проект, було обрано Донецьку область, централізоване теплопостачання споживачів у якій здійснюється, головним чином, обласним комунальним підприємством «Донецьктеплокомуненерго».

Обласне комунальне підприємство (ОКП) «Донецьктеплокомуненерго» включає 21 виробничу одиницю і являє собою великий комплекс, який є одним із найпотужніших теплопостачальних підприємств в Україні. Воно постачає тепло 270 тисячам власників персональних рахунків у 30 містах Донецької області.

Станом на 01.01.2004 р. ОКП «Донецьктеплокомуненерго» експлуатувало 349 котелень встановленою потужністю 2840,9 Гкал/год, в яких встановлені 1354 котли; 145 тепlopунктів; 1209,6 км каналу теплових мереж. Надавало послуги з опалення 260,8 тис. квартир загальною площею 11,7 млн м²; 3600 організаціям загальною площею 2,8 млн м².

У період з початку 2000-х років на баланс підприємства масово передавалися котельні інших відомств з морально застарілим і фізично зношеним обладнанням. Перевитрата палива цими котельнями досягала 10–30% від рівня сучасних котлів. Серед таких котелень були газові, розташовані у підвальних приміщеннях житлових будинків (експлуатація таких котелень заборонена діючими нормативними актами). Всього в котельнях підприємства нараховувалось 946 низькоефективних котлів.

Більшість теплових мереж знаходились у ветхому стані і не мали ефективної теплоізоляції. Втрати теплової енергії через неякісну ізоляцію трубопроводів і з витокami теплоносія при пошкодженні труб в деяких випадках становили 20–25% від відпущеної теплової енергії. Сучасні попередньоізольовані ППУ труби були прокладені у кількості 8 км каналу, що становило всього 0,66% від загальної довжини мереж.

Електродвигуни насосного обладнання були занадто потужними у зв'язку з тим, що більшість котелень будувалися на перспективу. Котли середньої потужності мали температуру газів, що відходять 160–200 °С. Облік витрат природного газу виконувався газовими лічильниками з класом точності 1,6. Котельні практично не мали приладів обліку виробленої теплової енергії. Котельно-вимірювальні прилади і автоматика на деяких котельнях були фізично зношені та не відповідали сучасним вимогам.

Робота виконувалась у рамках ініційованого у 2004 році проекту Спільного впровадження (СВ) за механізмом Кіотського протоколу зі скорочення викидів парникових газів «Реконструкція системи теплопостачання в Донецькій області», розробленого Інститутом промислової екології та ОКП «Донецьктеплокомуненерго» (впровадження почалося з лютого 2004 року, цей проект першим в Україні отримав безповоротне інвестиційне фінансування за механізмом Кіотського протоколу), а також у рамках «Регіональної програми реабілітації комунальної теплоенергетики Донецької області», розробленої за договором № 430 від 1 березня 2007 р. між Інститутом технічної теплофізики (ІТТФ) НАН України та ОКП «Донецьктеплокомуненерго».

У рамках розроблених програм, а саме: Програми реабілітації комунальної теплоенергетики ОКП «Донецьктеплокомуненерго» на 2008–2011 рр. та Регіональної програми модернізації комунальної теплоенергетики Донецької області на 2010–2014 рр., передбачені заходи щодо подальшого перспективного розвитку систем теплопостачання Донецької області.

Наукова новизна роботи

1. Вперше проведено системний аналіз сучасного стану теплопостачання в Україні, визначені ключові проблеми цієї галузі, обґрунтовані шляхи і заходи щодо її комплексної модернізації. Розглянуті і запропоновані новітні енергоефективні технології і обладнання щодо переозброєння підприємств теплопостачання. Оцінено можливу економію паливно-енергетичних ресурсів (в першу чергу природного газу) і зменшення обсягів викидів шкідливих речовин і парникових газів при здійсненні розглянутих заходів. Аналіз довів неможливість і небезпечність механічного перенесення навіть позитивного досвіду теплозабезпечення зарубіжних країн через значущі відмінності у таких чинниках, як права власності на підприємства комунальної теплоенергетики, платоспроможність різних верств населення, особливості житлового фонду та суспільних споруд і їх технічного стану, співвідношення централізованого та децентралізованого теплопостачання, відмінність умов постачання паливно-енергетичних ресурсів, тощо. Особливо небезпечними щодо можливих техніко-економічних і соціальних наслідків можна вважати спрощені, недостатньо обґрунтовані однією бічною підходи для реформування систем теплопостачання (наприклад, глобальна децентралізація теплопостачання, тотальний перехід на електроопалення, чи на використання вугілля, тощо).

Результати аналізу викладено у науковій колективній монографії у 2-х томах «Комунальна теплоенергетика України: стан, проблеми, шляхи модернізації», Київ, 2007. – 828 с.

2. Виходячи з раніше викладеного принципового положення (див. стор. 2), створено комплекс методологічних, науково-технічних та організаційних засад докорінного вдосконалення територіального теплозабезпечення та здійснено його практичне відпрацювання в ході впровадження в масштабі промислово-розвиненого та екологічно і соціально напруженого регіону.

Розроблено проекти державних регуляторних документів та програм, які визначають наукову ідеологію і політику щодо розвитку комунальної теплоенергетики, а саме:

- Концепцію Державної цільової програми модернізації комунальної теплоенергетики України, яку схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 02.04.2009 р. № 440-р.
- Основні положення до Державної цільової економічної програми модернізації комунальної теплоенергетики на 2010–2014 роки, яка схвалена постановою Кабінету Міністрів України від 04.11.2009 р. № 1216-п.
- Комплексну програму переобладнання котелень для використання ними альтернативних джерел енергії і палива, згідно з розпорядженням Кабінету Міністрів України від 19.02.2009 р. № 256-р та його дорученням від 27.02.2009 р. № 1025/0/1-09.
- Основні положення концепції Національної стратегії теплозабезпечення населених пунктів України, а саме: визначені блок-схема розробки Національної стратегії теплозабезпечення і контролю за її реалізацією.

3. Виконання широкомасштабної регіональної програми модернізації теплопостачання забезпечило перевірену на практиці науково-технічну основу для модернізації комунальної теплоенергетики України, а отриманий досвід був узагальнений у роботі «Методологічні засади підготовки регіональних програм модернізації комунальної теплоенергетики» (ІТТФ НАН України, науково-технічний звіт у 3-х томах, Київ, 2008. – 718 с.), які стали основою «Порядка розроблення регіональних програм модернізації систем теплопостачання» (Постанова Кабінету Міністрів України від 02.04.2009 р. № 401-п).

4. Вперше розроблені наукові засади та власна специфічна Методологія визначення базової лінії та моніторингу для проектів Спільного впровадження за механізмом Кіотського протоколу зі скорочення викидів парникових газів за рахунок зниження витрат палива в результаті реконструкції систем комунального теплопостачання областей та міст в умовах України.

Ця Методологія вже схвалена уповноваженими незалежними міжнародними експертними організаціями TÜV–SÜD Industrie Service GmbH та Bureau Veritas Certification Holding SAS, зокрема для проекту з реконструкції системи комунального теплопостачання Донецької області відповідно у Заключному детермінаційному звіті TÜV–SÜD Industrie Service GmbH № 831042 від 08.06.2007 р. та його підтвердженні 17.11.2008 р., та у Верифікаційних звітах Bureau Veritas Certification

No. UKRAINE-VER #/0009/2008 від 18.11.2008 р. (за період 2005–2007 pp.), No. UKRAINE-VER #/0030/2009 від 31.03.2009 р. (за 2008 р.), та No. UKRAINE-VER #/0092/2010 від 03.02.2010 р. (за 2009 р.).

5. З метою забезпечення модернізації систем теплопостачання виконано комплекс науково-дослідних та конструкторсько-технологічних робіт щодо розробки та налагодження випуску новітнього енерго-ефективного вітчизняного обладнання, захищеного патентами, на виробничій базі підприємств Донецької області, а саме:

- Розроблено та ідентифіковано комп'ютерний пакет прикладних програм моделювання термогазодинамічних процесів в котлах, що дозволило з високою точністю розраховувати поля швидкостей, температур, формування оксидів азоту та сірки у вогневому просторі, повнометражного параметричного аналізу термогазодинаміки, її впливу на емісію шкідливих речовин та енергетичну ефективність, особливо при змінних навантаженнях, притаманних експлуатації в комунальній теплоенергетиці, налагоджено випуск на місцевих підприємствах високоефективних захищених патентами котлів з вторинними випромінювачами та з гнучкою енергоощадною системою керування.

- Проведено аналіз теплозабезпечення населених пунктів як єдиної енергетичної системи, розроблені оптимальні схеми теплопостачання та проведено реконструкцію міських систем теплозабезпечення, що дозволило суттєво скоротити довжину теплових мереж, вивести з експлуатації низькоефективні котельні з переключенням теплового навантаження на котельні, обладнані високоефективним устаткуванням, знизити споживання природного газу і витрати електроенергії на транспортування теплоносія, підвищити надійність теплопостачання завдяки створенню нових можливостей маневрування наявними теплогенеруючими потужностями.

- Виконане комп'ютерне моделювання тривимірної вихрової динаміки та теплообміну для створення теплоутилізаційного устаткування підвищеної ефективності. Розроблено метод термoeкономічної оптимізації, на основі якого створено високоінноваційні технології та устаткування глибокої утилізації теплоти викидних газів, в тому числі вперше створена технологія сумісного процесу одночасної утилізації теплоти та очистки викидних газів і інноваційна установка зі стрічковою насадкою з аморфного сплаву з каталітичною активністю для апаратного оформлення нової технології. Склад сплаву та технологія його виробництва захищені патентами України (№№ 1304, 3988, 19217). Також розроблені і впроваджені нові теплоутилізатори поверх-

невого та контактного типів із застосуванням ефективних теплообмінних поверхонь з нейтралізацією конденсату.

- На основі ексергетичного аналізу розроблено методику розрахунків показників енергетичної ефективності комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, розраховано енергетичну ефективність типових когенераційних схем. Розроблено математичну модель, виконано техніко-економічне обґрунтування, оптимізована тепла схема когенераційної установки (газопоршневий двигун з котлом-утилізатором), внаслідок чого коефіцієнт використання теплоти палива досягає 94% (зарубіжні аналоги – 86%).

- З метою запобігання невиправданим витратам (перетокам) теплової енергії, створені автоматизовані індивідуальні теплові пункти (ІТП) з програмним забезпеченням, які дозволяють гнучко реагувати на зміну погодних умов. Впровадження ІТП забезпечує суттєве заощадження теплової енергії.

- Розроблено і відпрацьовано систему гнучкого керування, яка забезпечує енергоефективний режим спалювання палива при зміні навантаження котельної установки з використанням автоматизованого частотно-регулюючого електроприводу тягодуттєвих механізмів котелень, що керується за допомогою спеціально розробленого програмного забезпечення.

- Вперше в Україні розроблено теплову схему, технологію та устаткування для утилізації низькопотенційної теплоти каналізаційних стоків без їх попереднього очищення з використанням теплових насосів. Створено надійне в експлуатації теплообмінне устаткування для теплонасосної станції гарячого водопостачання в м. Краматорськ, тепловою потужністю 1,4 МВт.

- Проведено дослідження і аналіз роботи систем тепlopостачання та адаптація багатофункціонального вимірювального комплексу ПОТОК-ДН до режимів роботи таких систем, що забезпечило ефективний комерційний облік споживання природного газу, води і теплової енергії.

- Виконано дослідження гідравлічних і теплових режимів роботи трубопроводів теплових мереж з урахуванням приєднаного теплового навантаження. Отримані результати дозволили провести корегування діаметрів трубопроводів у бік їх зменшення, знизити теплові втрати і підвищити експлуатаційну надійність роботи теплових мереж.

- Вперше розроблено і відпрацьовано модель і технологію комплексного налагоджування котелень і теплових мереж відповідно змін-

ним добовим потребам у споживанні теплової енергії житловим фондом і будинками промислового і адміністративного призначення протягом робочого, нічного та неробочого часу.

Практична значимість роботи

1. На підприємствах Донецької області з науковим супроводженням Інституту технічної теплофізики НАН України було налагоджено виробництво устаткування і виконана реконструкція систем теплопостачання. Основні дані щодо впровадження заходів з підвищення надійності та ефективності систем теплопостачання Донецької області наведені в таблиці.

Впровадження заходів забезпечило суттєву економію природного газу, а саме: – 89,05 тис. т у. п. на рік (економія газу відносно базового споживання – 26,38%, у вартісному виразі – 70,12 млн грн.). Відповідно економії палива знизилась викиди оксидів азоту на 253 т на рік та викиди парникових газів (CO_2) на 152,7 тис. т на рік.

При розрахунках терміну окупності, економія коштів за рахунок зниження витрат газу була визначена, виходячи з ціни на газ 900 грн. за 1000 м³, тобто враховувалась ціна, за якою газ постачається ОКП «Донецьктеплокомуненерго» за дотаційною схемою. В той же час реальна економія коштів для держави через зниження об'ємів імпорту газу є значно більшою, відповідно терміни окупності будуть суттєво коротшими, ніж наведені в таблиці.

2. З використанням розробленої Методології визначення базової лінії та моніторингу для проектів Спільного впровадження розроблено ряд проектів СВ, у тому числі перший представлений від України проект для Чернігівської області, та проекти для ряду міст (Донецьк, Харків, Рівне, Луганськ, тощо) та регіонів (АР Крим, Донецька, Чернігівська та Рівненська області) України, відбувається тиражування таких проектів ще для кількох міст (Дніпропетровська, Одеси, Вінниці, Херсону, Житомира, тощо) та областей України. Розроблені проекти для АР Крим, Донецької, Чернігівської та Рівненської областей, міста Харкова, успішно пройшли процес міжнародної детермінації, отримали Листи схвалення від уряду України та урядів країн-покупців одиниць скорочення викидів (ОСВ); згенеровані в процесі впровадження цих проектів ОСВ вже передані покупцям, в результаті чого теплопостачальні підприємства України, першим з яких в країні стало ОКП «Донецьктеплокомуненерго», отримали значні (всього більше 100 млн грн., у т.ч. ОКП «Донецьктеплокомуненерго» 25,7 млн грн.) інвестиції у свою діяльність.

Таблиця

Основні дані щодо впровадження заходів з підвищення надійності та ефективності систем теплопостачання Донецької області з суттєвою економією природного газу

№ п/п	Найменування заходу	Обсяг впровадження	Зниження витрат газу, тис. т у рік	Зниження витрат газу, млн. м³/рік	% економії газу до споживання	Термін окупності, років	Обсяг фінансування, млн. грн.	Зниження викидів CO ₂ , тис. т	Зниження викидів дів NO _x , т
1	Заміна малоефективних котлоагрегатів потужністю до 2,5 МВт на високоєфективні з ККД не нижче 91 %	512 од.	40,9	35,8	12,12	4	128,2	70,17	116,0
2	Оптимізація теплопостачання з закритим низько- ефективних котелень та виключенням навантаження на котельні, обладнані сучасними котлами	51 кот.	6,4	5,6	1,9	3,8	19,2	10,98	18,0
3	Встановлення утилізаторів теплоти за котлами тепловою потужністю від 4 МВт і вище (ТВГ, ДКВР, КВГ, КЕ та ін.)	24 од.	3,1	2,71	0,92	2,15	5,24	5,31	8,8
4	Впровадження технології комбінованого виробництва теплової та електричної енергії	2 од.	1,1	0,96	0,32	5,3	5,2	1,88	3,1

5	Впровадження автоматизованих індивідуальних теплових пунктів	29 од.	2,9	2,5	0,85	5,9	13,3	4,9	8,2
6	Впровадження частотно-регулюючих електро-приводів на двигунах вентиляторів, димососів	169 од.	8,45	7,39	2,5	0,9	11,2	14,48	23,9
7	Встановлення теплових насосів	2 од.	1,78	1,56	0,53	7	9,8	3,06	5,0
8	Впровадження сучасних приладів обліку, контролю, управління та оптимізації на об'єктах теплопостачання	14 од.	0,87	0,76	0,26	1,6	1,07	1,49	2,5
9	Заміна зношених труб теплових мереж на попередньоізольовані, труби «ізопрофлекс» і «касафлекс»	229,3 км. кн	6,65	5,83	1,97	14,9	78,4	11,43	19,0
10	Комплексне налагоджування котелень і теплових мереж з використанням сучасних засобів регулювання та контролю	180 об.	16,9	14,8	5,01	1,3	17,1	29,01	48,0
ВСЬОГО:			89,05	77,91	26,38	4,1	288,71	152,71	252,9

Згідно з результатами моніторингу досягнення економії палива та відповідного скорочення викидів парникових газів в результаті впровадження проекту «Реконструкція систем теплопостачання в Донецькій області», відповідно до щорічних звітів про моніторинг, сумарна економія палива (в т у. п.) склала за останні роки відповідно: у 2007 р. – 21,5%, у 2008 р. – 22,9%, у 2009 р. – 37,6%, у т.ч. природного газу відповідно: у 2007 р. – 15,9%, у 2008 р. – 17,0%, у 2009 р. – 32,9%, відносно споживання палива у базовому 2003 році (ці величини підтверджені у Верифікаційних звітах уповноваженої незалежної міжнародної експертної організації Bureau Veritas Certification Holding SAS).

3. Вперше розроблено, відпрацьовано і практично реалізовано у економічно потужному регіоні з високим промисловим тиском на довкілля системний комплекс науково-технічних та організаційних засад і модернізована комунальна теплоенергетика Донецької області на основі регіональної моделі сталого розвитку. Одержаний досвід слід вважати базовою засадою вдосконалення теплозабезпечення населених пунктів України.

4. Сформульовано принципове положення, що починати корінну модернізацію систем теплопостачання необхідно з розробки і реалізації регіональних програм. Саме регіональні програми з урахуванням конкретних умов регіону повинні передбачати заходи, механізми і умови здійснення проектів щодо ефективного, оптимізованого, економічно-доцільного використання енергоресурсів, в тому числі і заміни природного газу місцевими та альтернативними джерелами енергоресурсів і палива, тобто регіони самі повинні створювати «енергетичну стратегію» на базі сучасних маловитратних і швидкоокупних (від 0,5 до 5 років) енергоефективних технологій і обладнання.

5. Створено та ретельно перевірено на практиці механізм модернізації систем комунальної енергетики України як сукупності регіональних програм модернізації систем теплопостачання із залученням механізмів фінансової допомоги світової спільноти і підтримки з боку держави.

6. Зазначені методологічні засади у вигляді електронної версії були доведені до всіх (без винятку) областей України як науково-методична основа розробки проектів власних регіональних програм модернізації систем теплопостачання. Крім того, в Міністерстві з питань житлово-комунального господарства України і в ІТТФ НАН України були проведені наради-семінари з метою практичного опрацювання методологічних засад щодо розробки регіональних програм. В нарадах-семі-

нарах взяли участь відповідальні працівники всіх обласних адміністрацій і фахівці підприємств теплопостачання. На сьогодні зазначені методологічні засади практично засвоєні всіма областями України.

Викладена робота висунена на здобуття Державної премії України в галузі науки і техніки 2010 р.

Новітність розробок авторського колективу підтверджено 18 патентами. Результати наукових досліджень по темі та їх практичне застосування наведено у 103 наукових публікаціях, оголошувались і проходили апробацію на 78 наукових конференціях та семінарах, а також заслуховувалися на засіданнях Кабінету Міністрів України.

УДК 536.24:697.326

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

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ДО РОЗРОБКИ НАЦІОНАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ

На виконання постанови КМУ від 07.05.2008 р. № 465 та реалізації проекту USAID «Розвиток міського теплопостачання» Міністерством з питань житлово-комунального господарства разом з рядом наукових установ Національної академії наук України, зокрема Інститутом технічної теплофізики, розробляється національна стратегія теплозабезпечення України, яка має визначити шляхи розв'язання ключових проблем, що стримують та послаблюють стійкий розвиток сектору в довгостроковій перспективі. Завданням Національної стратегії є визначення пріоритетів та стратегічних напрямів реформування системи теплозабезпечення України, реалізація яких сприятиме сталому розвитку житлово-комунального господарства. Серед головних завдань Національної стратегії є технічна модернізація системи теплозабезпечення. На нашу думку у сфері технічної політики слід визначити три етапи технічної модернізації та розвитку комунальної теплоенергетики.

На першому етапі в 2011 році необхідно завершити розробку регіональних програм модернізації комунальної теплоенергетики. В 2011–2015 рр. проводиться впровадження заходів і завдань з метою зниження витрат природного газу до 30% від базового обсягу в 2010 р. При цьому окупність заходів не повинна перевищувати 5 років. Основними заходами і завданнями 1-го етапу слід вважати:

1. Підвищення ефективності роботи опалювальних котлів
 - 1.1. Реконструкція, модернізація або заміна малоефективних котлів тепловою потужністю до 1 МВт. Закриття малоефективних котелень. Здійснення заходів з можливістю використання твердого палива.
 - 1.2. Заміна неефективних газових пальників.
 - 1.3. Встановлення утилізаторів теплоти.
 - 1.4. Встановлення на тягодуттєвих машинах частотних перетворювачів.
 - 1.5. Встановлення лічильників відпускної теплоти та засобів регулювання.
2. Використання нетрадиційних і поновлювальних джерел енергії для виробництва теплоти.
 - 2.1. Встановлення когенераційних установок (КГУ).
 - 2.2. Застосування технології комбінованого вироблення теплової (на базі теплового насосу) та електричної енергії (КГУ-ТНУ).
 - 2.3. Встановлення теплових насосних установок.
 - 2.4. Використання соломи, відходів деревини та торфу для вироблення теплової енергії.
 - 2.5. Інфраструктура для виробництва та підготовки палива в т.ч. для вироблення гранульованого палива (пілет).
 - 2.6. Використання електричної енергії для потреб теплопостачання.
3. Зниження теплових втрат під час транспортування теплової енергії.
 - 3.1. Заміна аварійних і ветхих тепломереж на пінополіуретанові.
 - 3.2. Встановлення індивідуальних теплових пунктів.
 - 3.3. Впровадження приладів автоматизації, диспетчеризації, контролю, діагностики.
4. Використання теплових ресурсів промислових підприємств.
 - 4.1. Використання вторинного тепла.
 - 4.2. Використання тепла ТЕЦ, ДРЕС, АЕС.

На другому етапі 2016–2020 рр. необхідно продовжити оновлення парку котлів, впровадження диспетчеризації малих котелень з переве-

денням їх на автоматизований режим роботи. На котельнях впроваджується міні-ТЕЦ, технологія КГУ-ТНУ. Впроваджуються організаційні заходи оптимізації управління, а саме інформаційні технології створення комп'ютерної (регіональної) системи організаційно-технологічного (диспетчерського) управління (КСОУ), а також продовжити заміну ветхих і аварійних теплотрас на труби з пінополіуретановою ізоляцією; впроваджується електроопалювання споживачів теплової енергії. Розширюється використання нетрадиційних та поновлювальних джерел енергії, в тому числі енергії повітря, сонячної енергії тощо. Створюються міні-АЕС для забезпечення теплом і гарячою водою споживачів. Впроваджуються сміттєспалювальні заводи, які виробляють теплоту для споживачів.

На третьому етапі 2020–2030 рр.

Розробляються регіональні програми розвитку комунальної теплоенергетики з метою зниження витрат природного газу на 20% від базового 2019 р. з окупністю не більше 5 років.

Здійснюється широке впровадження повітряних установок для отримання споживачами опалення і гарячої води. Впроваджуються міні-АЕС та мікрогенератори для вироблення електроенергії.

В якості палива для опалювальних котлів широко використовуються відновлюване та водовугільне паливо.

Реалізація пріоритетних напрямків Національної стратегії дасть змогу вирішити проблему зменшення об'ємів природного газу, що споживається об'єктами комунальної теплоенергетики, підвищити енергоефективність сфери теплопостачання та житлової сфери житлово-комунального господарства, сприяти економічному розвитку України, забезпечити комфортні умови проживання та праці населення.

М. А. Борисов

*Департамент стратегічної політики і перспективного розвитку ПЕК
Мінпаливенерго України, м. Київ*

ПРОГРЕС З ПИТАНЬ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ І ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ

Мінпаливенерго України розроблена **Програма енергоефективності** на 2010–2014 роки.

Програма визначає стратегічні завдання, напрямки та механізми впровадження заходів, головною метою яких має бути зниження енергоспоживності вироблення та транспортування електричної та теплової енергії, а також видобутку, транспортування, зберігання та розподілу газу та нафти.

У Програмі розглянуті механізми вирішення проблем енергоефективності по компаніям, що входять до сфери управління Мінпаливенерго.

Прогнозні обсяги фінансування енергоефективних заходів Програми складають **48,8 млрд грн.** (НАК «Нафтогаз України» **1,42 млрд грн.**; НАЕК «Енергоатом» **8,279 млрд грн.**; НАК «Енергетична компанія України» **29,299 млрд грн.**; НЕК «Укренерго» **10,032 млрд грн.**).

Реалізація запланованих заходів дозволить заощаджувати ПЕР:

- на підприємствах НАК «Нафтогаз України» – **2 465,3 тис. т у. п.**;
- на ТЕС НАК «Енергетична компанія України» – **646,8 тис. т у. п. на рік** (заощадити **2,8%** палива). Впровадження організаційно-технічних заходів, у т.ч. проведення якісних ремонтних кампаній, дозволить забезпечити зниження питомих витрат на відпуск електроенергії до 5% у 2015 році, економія ПЕР буде складати 20 г у. п./кВт·год;
- на підприємствах НАЕК «ЕНЕРГОАТОМ» – **1 249,2 тис. т у. п. на рік** (збільшення коефіцієнту використання встановленої потужності);
- на підприємствах НЕК «УКРЕНЕРГО» – **4 708,5 тис. т у. п. на рік** (зниження витрат електроенергії при передачі електричної енергії магістральними електричними мережами).

Разом середньорічна економія паливно-енергетичних ресурсів складе **7097,5 тис. т у. н.** на рік.

Розроблено проект Галузевої комплексної програми **реконструкції ГЕС і будівництва нових об'єктів гідроенергетики, в тому числі малих гідроелектростанцій, на період до 2020 року.**

Дана Програма розроблена з метою:

- збільшення регулюючих маневрених потужностей на ГЕС і ГАЕС;
- забезпечення ефективного використання гідроенергетичного потенціалу;
- підвищення ефективності роботи ОЕС України та її інтеграції з європейською енергосистемою;
- зменшення споживання паливних ресурсів і навантаження на довкілля.

Загальні орієнтовні обсяги фінансування на реалізацію Програми складають **68,9 млрд грн.** Програмою визначено кілька джерел фінансування: власні кошти підприємств, приватні інвестиції, кошти від плати за одиниці зменшення викидів парникових газів, кредити.

Реалізація Програми планується у двох напрямках:

- введення маневрених потужностей шляхом завершення будівництва Ташлицької ГАЕС, першої та другої черги Дністровської ГАЕС, другої черги реконструкції ГЕС Дніпровського каскаду та Канівської ГАЕС;
- реконструкція діючих та будівництво нових малих та середніх ГЕС, в тому числі в західних регіонах країни в комплексі з протиповеневими заходами.

Організаційним заходами програми передбачено прийняття законодавчо-нормативних актів для покращення інвестиційного клімату, державної підтримки і фінансування розвитку гідроенергетики, тарифної політики, а також підвищення рівня безпеки гідротехнічних споруд та устаткування.

Основними результатами реалізації Програми будуть:

- підвищення потужності ГЕС ВАТ «Укргідроенерго» на 250 МВт;
- введення регулюючих та маневрених потужностей ГАЕС сумарно 4170 МВт;
- відновлення, реконструкція та будівництво малих та середніх ГЕС загальною потужністю 1105 МВт;
- сприятливі умови для найбільш ефективної роботи обладнання АЕС і вугільних ТЕС.

За рахунок приросту виробітку електроенергії на ГЕС і роботи ГАЕС буде одержано значну економію органічного палива, близько 0,8 млн т у. п. щорічно.

Програмою розвитку нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії передбачено збільшення використання на підприємствах теплоелектроенергетики нетрадиційних енергоносіїв:

- забалансових видів палива;
- низькокалорійної вугільної продукції;
- відходів вуглезбагачення.

Реалізація запланованих заходів при обсягах фінансування 408 млн грн. дозволить замінити традиційні паливно-енергетичні ресурси для ТЕС в обсязі 500 тис. т у. п. на рік.

Нормативно-законодавча база розвитку НВДЕ базується на таких стимулюючих законах та регламентах:

- Закон України від 25.09.2008 р. № 601-VI «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу»;
- Закон України від 01.04.2009 р. № 1220-VI «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії»;
- Закон України від 21.05.2009 р. № 1391-VI «Про внесення змін до деяких законів України щодо сприяння виробництву та використанню біологічних видів палива»;
- Закон України від 21.05.2009 р. № 1392-VI «Про газ (метан) вугільних родовищ»;
- постанова Кабінету Міністрів України від 19.02.2009 р. № 126 «Про особливості приєднання до електричних мереж об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел»;
- постанова Кабінету Міністрів України від 08.07.2009 р. № 705 «Деякі питання подальшого розвитку вітроенергетики»;
- розпорядження Кабінету Міністрів України від 11.02.2009 р. № 159-р «Деякі питання реалізації державної політики у сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів»;
- розпорядження Кабінету Міністрів України від 17.12.2008 р. № 1567-р «Про програми підвищення енергоефективності та зменшення споживання енергоресурсів»;
- постанова НКРЕ від 22.01.2009 р. № 32 «Про затвердження Порядку встановлення, перегляду та припинення дії «зеленого» тарифу для суб'єктів господарської діяльності» тощо.

Протягом другого кварталу 2010 року Мінпаливенерго було опрацьовано та погоджено

без зауважень:

- проект постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Переліку видів товарів власного виробництва, прибуток підприємств від продажу яких на митній території України звільняється від оподаткування»;
- проект постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку використання у 2010 році коштів, передбачених у державному бюджеті на реалізацію Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010–2015 роки»;
- проект Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо відновлювальних джерел енергії».

із зауваженнями:

- проект постанови Кабінету Міністрів України «Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 1 березня 2010 р. № 243»;
- проект постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів».

Уряд активно підтримує інноваційні рішення в сфері альтернативної енергетики. З цією метою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 12.02.2009 р. № 276-р схвалено Концепцію Державної цільової науково-технічної програми розвитку виробництва та використання біологічних видів палива. Згідно з розпорядженням Кабінету Міністрів України від 12.02.2009 р. № 256-р «Про першочергові заходи щодо скорочення обсягів споживання природного газу у період до 2010 року» прийнято рішення щодо розроблення регіональних програм модернізації теплоенергетики, в яких необхідно передбачити скорочення у період до 2010 року обсягів споживання природного газу порівняно з 2008 роком не менш як на 25 відсотків.

Визначені основні напрямки у сфері виробництва біогазу. В найближчій перспективі передбачена модернізація системи теплозабезпечення, згідно якої має здійснитись заміна більш ніж 4,5 тисяч котлів «НИИСТУ-5» на сучасні та здійснитись перепрофілювання 1,5 тисячі котлів під використання альтернативних видів палива і газів неприродного походження.

Згідно з розпорядженням Кабінету Міністрів України від 20.06.2009 р. № 609-р «Питання встановлення теплових насосів» розпочато розробку

програми використання теплових насосів в областях, в яких є проблеми з теплозабезпеченням соціальної та житлової сфери.

ЗАТ «Енерготехнології» за власні кошти введено в експлуатацію турбодетандерну електростанцію потужністю 4 МВт на газорозподільній станції м. Сєверодонецьк. У 2009 році даною електростанцією вироблено 6 млн кВт·год електроенергії. Ведеться будівництво установки УТДУ-4000 на ГРС-1 м. Запоріжжя. Вивчаються технічні параметри, проводяться роботи по коригуванню конструкторської документації та відведенню земельних ділянок для 20 турбодетандерних установок.

ДП «Променергопрогрес» обстежено об'єкти ГРС-4 м. Київ та ГРС-1 м. Полтава. Розпочато роботи по отриманню технічних умов на будівництво 12 турбодетандерних електростанцій.

ЗАТ «Когенераційні технології» виконано та узгоджено з ДК «Укртрасгаз» перший етап проекту будівництва когенераційної енергогенеруючої установки на КС-21 Богородчани. Проводяться підготовчі роботи до будівництва.

На виконання постанови Кабінету Міністрів України від 01.03.2010 р. № 243 про затвердження «Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010–2015 роки» Національною акціонерною компанією розроблено проект «Цільової економічної програми енергоефективності Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» на 2010–2015 роки» (далі – Проект програми).

На даний час Проект програми проходить узгодження технічних департаментів Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

В рамках виконання Програми передбачено проведення модернізації газотранспортної системи України. Загальна вартість модернізації складає 7,2 млрд грн., з них 1,4 млрд грн. передбачено виділення коштів державного бюджету України в продовж 2010–2015 років.

У 2010 році за рахунок коштів державного бюджету на підприємствах Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» заплановано впровадження проектів в галузі альтернативної енергетики:

- Будівництво сонячних колекторів для забезпечення гарячого водопостачання та опалення (1 установка вартістю 1,6 млн грн., з них 0,9 млн грн. кошти державного бюджету);
- Впровадження турбодетандерів власних потреб ГРС (12 установок загальною вартістю 14,6 млн грн. з них 13 млн грн. кошти державного бюджету).

Загальна сума бюджетного фінансування на впровадження енергоефективних проектів на підприємствах Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» у 2010 році складає 13,9 млн грн.

АДАПТАЦИЯ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА, КАК ВАЖНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ СТРАТЕГИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

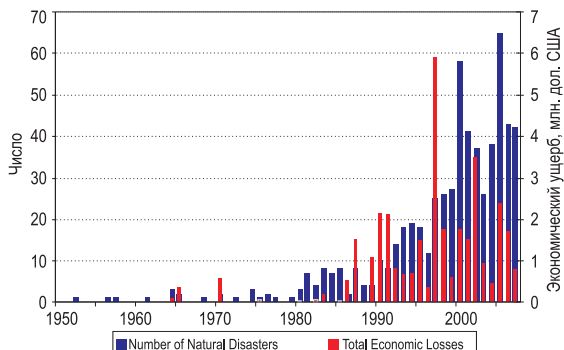
Значение адаптации к изменению климата как политического приоритета постоянно возрастает.

Принятие Буэнос-Айресской программы работ на Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата в 2004 г. стало существенным шагом в этом направлении.

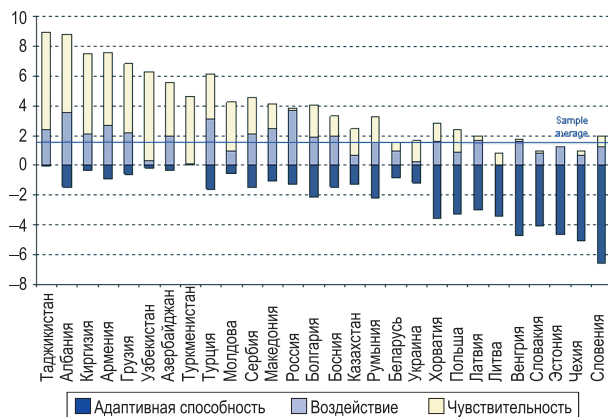
Под **адаптацией** к изменениям климата имеются в виду усилия людей и природы по приспособлению и подготовке к климатическим изменениям, которые уже происходят и которые еще можно ожидать. Адаптация может быть *опережающей*, *запланированной*, или же она может происходить как *реакция на изменения* (Рамочная конвенция ООН об изменении климата).

Целью адаптации может быть минимизация вреда или получение выгоды от изменений климата.

Страны Восточной Европы и Центральной Азии подвержены значительной угрозе (*Уже происходит изменение климата* *):



Высокая адаптивная способность *помогает ослабить последствия сильных воздействий и высокой чувствительности, тем самым снижая уязвимость**



Типы стратегий адаптации:

- ✓ Никаких действий – потеря территорий, производств и т.п.
- ✓ Заблаговременные – кардинальные изменения землепользования, ведение бизнеса и т.п.
- ✓ Меры по предупреждению ущерба (дамбы, переселение с угрожаемых территорий и т.п.)
- ✓ Уменьшение размера ущерба и перераспределение рисков (страхование, государственная помощь)
- ✓ Исследования, инновации
- ✓ Информирование населения, обучение, поощрение к изменению стиля жизни и т.п.
- ✓ *Предупредительная – реагирование на изменения (post factum)*

Адаптация в странах ЕС:

- Евросоюзом выпущен 01.04.2009 нормативный документ (WHITE PAPER) COM(2009) 147 «**Адаптация к изменению климата: к европейской совместной платформе для действий**»
- Изменение климата – это одна из важных тем при разработке стратегического финансового плана.

Первоочередными шагами для ЕС и стран-членов является:

- Оценка необходимых затрат на цели адаптации для разных секторов

* при подготовке статьи использованы материалы Мирового Банка.

- Изучение потенциала страхования и других финансовых инструментов, которые могут быть дополнительными мерами и функционировать как инструмент для распределения рисков

Финляндия

- Национальная стратегия адаптации к изменениям климата была принята в 2005 г. Стратегия охватывает период до 2080 г. и 15 секторов
- Первый этап – до 2015 года.

Важнейшие задачи:

- ♦ Вопросы адаптации должны стать составной частью всех национальных и секторальных планов
- ♦ Вводится подготовка к экстремальным ситуациям, оценка возможных изменений климата включается в подготовку долгосрочных инвестиционных планов
- ♦ Совершенствуются существующие и разрабатываются новые системы раннего оповещения
- ♦ Выполняется исследовательская программа по адаптации
- ♦ Осуществляется подготовка к изменениям в международных программах

Адаптация в Украине (2010 год):

Проведены консультации по проблемам адаптации к изменению климата:

5. *Херсон, 20 апреля 2010 г.* Херсонский Государственный аграрный университет, Сельскохозяйственная совещательная служба Южного региона при поддержке Мирового банка:

- ♦ наблюдается повышение средней температуры приблизительно на 0,5 градуса; большее количество дней с экстремально высокими и экстремально низкими температурами;
- ♦ более раннее (на 2–4 дня) цветение деревьев, появление видов, характерных для более жаркого климата, изменение ландшафтов на более засушливые.

6. *Донецк, 1 июня 2010 г.* Донецкий национальный университет, Национальное агентство экологических инвестиций Украины при поддержке Мирового банка:

- ♦ наблюдаются существенные изменения температурного режима, особенно в зимние месяцы (средние температуры в январе и феврале на 2,9 и 2,3 градуса выше, чем температуры до

1960 г.), увеличивается количество дней с экстремальными погодными условиями;

- ♦ изменился характер распределения осадков по месяцам, который создает неблагоприятные условия для сельского и лесного хозяйства.

7. Киев – встреча экспертов в Представительстве Мирового банка

8. Киев – Международный экологический форум «Окружающая среда 2010»

Вопросы для решения на региональном уровне:

- Разработка региональных планов адаптации к изменению климата.
- Проведение анализа возможных климатических изменений и их влияние на разные сектора экономики региона. Разработка региональных прогнозов изменения климата и адаптационных стратегий в соответствующих секторах экономики и управления.
- Модернизация и техническое оснащение системы гидрометеорологических наблюдений для дальнейшего изучения климатических изменений и повышения эффективности предупреждений.
- Составление банка данных изменений агрофитобиоценозов, вызванных изменениями климата.
- Разработка научно-методических основ агротехнологий, которые содействуют сохранению и повышению потенциала плодородия земель в условиях изменения климата.
- Включение вопроса адаптации лесного хозяйства к изменению климата в региональные программы развития и проекты развития местных лесохозяйственных предприятий.
- Подготовка в городах предложений относительно малозатратных мероприятий, направленных на снижение уязвимости городов к изменениям климата. Корректировка планов социально-экономического развития городов с учетом необходимой адаптации к изменениям климата.

Вопросы для решения на национальном уровне:

- Разработка Национального и отраслевых планов адаптации к изменениям климата.
- Введение новых стандартов строительства жилья для южного региона (для климата с большим количеством очень жарких дней). Пересмотр СНИП 2.01.01.-82 «Строительная климатология и геофизика».
- Обеспечение надежного снабжения водными ресурсами и электроэнергией, особенно в летние месяцы, когда будет увеличивать-

ся интенсивность и продолжительность «тепловых волн» и засушливых периодов.

- Изучение потенциальной опасности связанной с изменением климата всплеск существующих и распространения новых инфекционных болезней (малярия и т.п.). Разработка и внедрение программы мероприятий предупреждения и ликвидации таких явлений при изменении климата.
- Развитие страхования рисков природного происхождения для защиты материальных интересов населения и бизнеса, а также для уменьшения потребности в государственных средствах на возмещение ущерба.

В основе Национального и отраслевых планов адаптации к изменению климата должна быть государственная целевая научно-техническая программа комплексных исследований климата Украины, Концепция которой в настоящее время разработана институтами АН Украины.

Целью программы является создание эффективной системы обеспечения органов государственной власти и местного самоуправления, предприятий, учреждений, организаций и населения Украины гидрометеорологической информацией и прогнозами о возможных социально-экономических и экологических последствиях колебаний и изменения климата, *разработка рекомендаций относительно стратегии реагирования и адаптации в связи с изменением климата на социально-экономическое развитие и состояние окружающей среды в Украине.*

УДК 502.5:504.38:613.5

О. В. Шевченко

Національне агентство екологічних інвестицій, м. Київ

ПРОЕКТИ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ

З метою економічного стимулювання скорочень антропогенних викидів парникових газів в атмосферу Кіотський протокол передбачає використання так званих «гнучких» механізмів.

Для України актуальними є наступні механізми:

- спільного впровадження (стаття 6 кп);
- торгівля викидами (стаття 17 кп).

Процедури реалізації проектів СВ

Міжнародна процедура (Шлях 2)

Застосовується у випадку, якщо приймаюча Сторона задовольняє пунктам а, b, d Умов прийнятності. Процедура Шлях 2 діє в Україні з лютого 2006 року.

Реалізація проекту здійснюється відповідно до правил, прийнятих Конференціями сторін Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та вимог Наглядового комітету.

Національна процедура (Шлях 1)

Застосовується у випадку, якщо приймаюча Сторона задовольняє всім Умовам прийнятності.

Реалізація проекту здійснюється відповідно до національних правил.

Україна отримала право використувати Шлях 1 з 29 квітня 2008 року

Нормативно-правова база проектів СВ

- **Постанова Кабінету Міністрів України від 17 квітня 2008 року № 392** «Про забезпечення виконання міжнародних зобов'язань України за Рамковою конвенцією ООН про зміну клімату та Кіотським протоколом до неї» (цим актом усі функції державного регулювання проектів СВ були передані Нацекоеінвестагентству)

- **Постанова Кабінету Міністрів України від 22 лютого 2006 року № 206** «Про затвердження Порядку підготовки, розгляду, схвалення та реалізації проектів, спрямованих на скорочення обсягу антропогенних викидів парникових газів» (із змінами, внесеними згідно з постановами КМУ № 392 від 17.04.2008 р. та № 718 від 20.08.2008 р.)

- **Постанова Кабінету Міністрів України від 25 листопада 2009 р. № 1313** «Про затвердження Порядку надання державної підтримки власникам об'єктів, що реалізують проекти, спрямовані на скорочення обсягу антропогенних викидів парникових газів згідно із статтею 6 Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату»

- **Наказ Нацекоеінвестагентства від 25 липня 2008 року № 32** «Про затвердження Вимог до документів, у яких обґрунтовуються обсяги антропогенних викидів та абсорбції парникових газів, для отримання листа-підтримки власником джерела викидів, на якому планується реалізація проекту спільного впровадження»

- **Наказ Нацекоеінвестагентства від 25 липня 2008 року № 33** «Про затвердження Вимог до підготовки проектів спільного впровадження»

• **Наказ Нацекоінвестагентства від 18 грудня 2008 року № 79 «Про затвердження Інструкції про реалізацію проектів спільного впровадження за національною процедурою»**

Подальші кроки Нацекоінвестагентства на розвиток нормативно-правової бази

- Розроблення Порядку акредитації організацій на право проведення детермінації та верифікації проектів СВ за національною процедурою
- Спрощення та вдосконалення процедури видачі листів-підтримки та листів – схвалення за проектами СВ
- Розроблення вимог до звіту про моніторинг за проектами СВ
- Розроблення Керівництва з питань детермінації та верифікації проектів СВ за національною процедурою
- Підготовка нової редакції Порядку підготовки, розгляду, схвалення та реалізації проектів, спрямованих на скорочення обсягу антропогенних викидів парникових газів з урахуванням впровадження «програмного підходу», дрібномасштабних проектів та їх пакетів.

Основні стадії реалізації проектів СВ

• Власник об'єкта готує **PIN**, отримує **лист-підтримку**, розробляє **PDD**, отримує позитивний **детермінаційний висновок**, **лист-схвалення** та **лист-погодження** іноземної держави, подає **затверджений** проект СВ та **контракт** про продаж одиниць скорочень викидів для реєстрації Нацекоінвестагентством.

• Для отримання одиниць скорочення викидів власник об'єкта **реалізує проект** СВ, подає **річний звіт** і **верифікаційний звіт з висновком**.

• У разі реалізації проекту СВ за **Шляхом 2** детермінація проводиться міжнародним детермінатором, а за **Шляхом 1** – національним або міжнародним детермінатором.

• У разі реалізації проекту СВ за **Шляхом 2** Нацекоінвестагентство на підставі відомостей про затвердження проекту Наглядовим комітетом СВ **реєструє контракт** та **відкриває рахунок власникові об'єкта** в Національному електронному реєстрі.

• У разі реалізації проекту СВ за **Шляхом 1**, Нацекоінвестагентство на підставі **листа-погодження іноземної держави та контракту** **затверджує** проект та **відкриває** рахунок власникові об'єкта в Національному електронному реєстрі.

• Нацекоінвестагентство проводить перевірку і **реєструє річний звіт та верифікаційний висновок**.

- **Здійснює** переведення відповідного обсягу одиниць (частин) установленної кількості на рахунок власника об'єкта та їх **перетворення в одиниці скорочення викидів**.

- За дорученням власника об'єкта **здійснює електронний переказ одиниць скорочення викидів** з рахунка власника об'єкта на рахунок покупця іноземної держави.

Забруднювач платить – основний принцип механізму реалізації проектів СВ.

Типи проектів СВ

№	Сектори/категорії джерел	Кількість проектів СВ	Скорочення викидів за період 2008–2012 рр., млн т CO ₂ -екв.
1	Енергетика	90	87,1
1.1	<i>Спалювання палива</i>	<i>57</i>	<i>31,4</i>
	Енергозбереження в обробній промисловості	7	1,3
	Утилізація промислових газів	5	2,0
	Реконструкція ТЕЦ та систем централізованого теплопостачання	23	8,3
	Заміна технології виробництва цементу з «мокрої» на «суху»	4	5,4
	Реконструкція ТЕС	12	8,1
	Будівництво вітрових електростанцій	3	4,5
	Реконструкція ГЕС	3	1,7
1.2	<i>Витік під час видобутку та транспортування пального</i>	<i>34</i>	<i>61,7</i>
	Зменшення витоків метану на газо-транспортних та газорозподільчих системах	19	36,8
	Утилізація шахтного метану	15	24,9
2	Промислові процеси	37	55,7
	Каталітичне видалення закису азоту з нітрозних газів при виробництві азотної кислоти	5	8,9
	Енергозбереження в промисловості	32	46,8

№	Сектори/категорії джерел	Кількість проектів СВ	Скорочення викидів за період 2008–2012 рр., млн т CO ₂ -екв.
3	Сільське господарство	4	0,8
	Утилізація метану в системах управління відходами тваринництва	4	0,8
4	Відходи	42	17,6
	Утилізація метану на полігонах твердих побутових відходів	36	16,4
	Утилізація рослинних відходів	6	1,2
	Всього:	174	167,2

Основні труднощі при реалізації проектів СВ

- Недостатнє розуміння учасниками проектної діяльності вимог до проектів
- Проблеми у визначенні власника об'єкту викидів (розподіл прав власності)
- Відсутність достатньої кількості розробників проектної документації, національних детермінаторів та верифікаторів
- Труднощі із забезпеченням фінансування та відсутність досвіду управління подібними проектами
- Недостатня обізнаність з технологіями скорочення викидів
- Загально політичний та макроекономічний клімат

Основні критерії відбору проектів СВ

- Якість підготовки технічної інформації
- Готовність учасників проекту до його впровадження
- Відповідність національним пріоритетам та стратегіям у сфері охорони довкілля та розвитку економіки
- Екологічна додатковість, яка вимагає щоб проекти СВ давали скорочення викидів, які є додатковими до тих, що так чи інакше відбулися б
- Задовільний фінансовий стан власника проекту
- Використання апробованої технології
- Можливість тиражування проекту

Проекти СВ в Україні (станом на 17 травня 2010 року)

Проекти СВ	Кількість
Видано листів-підтримки	174
Видано листів-схвалення	38
На розгляді в Нацеконінвестагентстві	16
Затверджено Нацеконінвестагентством (Шлях 1)	12
Затверджено Наглядовим комітетом (Шлях 2)	9
Очікувані скорочення викидів за період 2008–2012 рр. близько, млн т CO ₂ -екв.	167,2

Наразі у світі введено в обіг близько 8,2 млн ОСВ, з яких майже 60% мають українське походження. Загальний об'єм інвестицій, отриманий українськими підприємствами за вищезазначеними переказами, складає близько 80 млн Євро.

За оцінкою провідної міжнародної рейтингової компанії «Point Carbon» (www.pointcarbon.com) Україна посідає перше місце в світі щодо реалізації механізму СВ за Кіотським протоколом.

Перелік верифікованих проектів СВ

№	Назва проекту СВ	Власник проекту СВ	Шлях
1	Реконструкція системи теплопостачання Криму	ОП «Кримтеплокомуненерго»	1
2	Реконструкція системи теплопостачання у Донецькій області	ОКП «Донецьктеплокомуненерго»	1
3	Реконструкція системи теплопостачання у місті Харкові	КП «Харківські теплові мережі»	1
4	Реконструкція системи теплопостачання Чернігівської області	ВАТ «Облтеплокомуненерго»	1
5	Реабілітація системи комунального теплопостачання в Рівненській області	ТОВ «Рівнетеплоенерго»	1
6	Технічне переозброєння та модернізація Алчевського металургійного комбінату	ВАТ «Алчевський металургійний комбінат»	1

№	Назва проекту СВ	Власник проекту СВ	Шлях
7	БАТ «Івано-Франківськцемент» – перехід з мокрого на сухий спосіб виробництва цементу та економія палива для сушки вугілля	БАТ «Івано-Франківськцемент»	1
8	Зменшення витоків природного газу на запірних станціях та газорозподільних мережах БАТ «Одесагаз»	БАТ «Одесагаз»	1
9	Утилізація шахтного метану на шахті ім. О. Ф. Засядька	ОП «Шахта ім. О. Ф. Засядька»	2
10	Утилізація шахтного метану на БАТ «Вугільна компанія «Шахта «Красноармійська-Західна № 1»	БАТ «Вугільна компанія «Шахта «Красноармійська-Західна № 1»	2
11	Утилізація шахтного метану на шахті «Щегловська-Глибока» ДВАТ «Шахтоуправління Донбас» у Донецькій області	БАТ «Шахтоуправління Донбас»	2
12	Запровадження заходів з підвищення ефективності споживання енергії на підприємстві БАТ «Енергомашспецсталь», м. Краматорськ	БАТ «Енергомашспецсталь»	2

Потенціал скорочення викидів парникових газів для різних видів палива

1 тона CO₂-екв. – це скорочення або заміщення споживання:
 ~ 1000 кВт електричної енергії,
 ~ 530 м³ природного газу,
 ~ 525 кг топкового мазуту,
 ~ 425 кг вугілля

Загальний баланс України на період 2008–2012 рр.

Установлена кількість: 4604,2 млн т CO₂-екв.

Обов'язковий резерв: 2060 млн т CO₂-екв.

Національний резерв на розвиток економіки: 1500,0 млн т CO₂-екв.

Операційний фонд (всього): ~ 1000 млн т CO₂-екв.

Операційний фонд для проектів СВ (Шлях 1 та 2): ~ 250,0 млн т CO₂-екв.

И. Г. Соколов

д.б.н., исполнительный директор Бюро Веритас Украина, г. Киев

ДЕТЕРМИНАЦИЯ И ВЕРИФИКАЦИЯ ПРОЕКТОВ В РАМКАХ МЕХАНИЗМОВ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ОПЫТ ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИХ СТОРОН

Украина занимает лидирующее положение по количеству трансакций единиц сокращения выбросов парниковых газов, достигнутых за счет реализации проектов Совместного Осуществления (СО) согласно Рамочной Конвенции по Изменению Климата ООН (РКИКООН) и процедур Киотского Протокола. Поток проектов стал весьма значительным, поэтому оптимизация взаимодействия участников этих процессов становится все более актуальной.

Приобретенный опыт позволяет сформулировать проблемы, с которыми столкнулись участники проектов (инвесторы, предприятия), разработчики, органы, определяющие соответствие и регистрирующие органы (как принимающей стороны, так и Секретариата Рамочной Конвенции ООН), и наметить пути их преодоления.

В общих чертах прохождение проекта СО выглядит следующим образом.

Механизм СО предусматривает участие в проекте по снижению выбросов парниковых газов как минимум двух сторон (стран Приложения 1), представленных участниками проекта (как правило, организациями – юридическими лицами), один из которых внедряет мероприятия по сокращению выбросов, а второй является инвестором этих мероприятий. Для разработки проекта (проектной документации, PDD) и последующего составления мониторинговых отчетов может быть привлечен разработчик. После разработки проект должен быть одобрен сторонами, и участники проекта должны быть уполномочены каждой соответствующей стороной. Это делают назначенные государством организации (Designated Focal Point), выдавая письменное одобрение (Letter of Approval). В нашей стране такой организацией является

Государственное Агентство Экологических Инвестиций Украины (Госэкоинвестагентство).

Основанием для одобрения является детерминация, выполненная Аккредитованным Независимым Органом, АНО (таким органом является Бюро Веритас). Существует два пути детерминации и последующей регистрации проекта, Трек 1 и Трек 2 (выбор нужно делать в период внедрения и детерминации, хотя и на более поздних этапах возможен переход с одного трека на другой при соблюдении требований).

Детерминация – *определение Аккредитованным Независимым Органом соответствия проекта СО (проектной документации) требованиям Статьи 6 Киотского Протокола и руководства СО. Результатом является отчет о детерминации.*

Процедура Трека 2 установлена Надзорным Комитетом Совместного Осуществления (Joint Implementation Supervisory Committee, JISC) РКИКООН, в параграфах 30–45 Руководства СО. Сторона Приложения 1 РКИКООН, которая выполняет обязательства, предписанные Приложением В Киотского Протокола, и соответствующая требованиям параграфа 21 Руководства СО, имеет право приобретать/передавать ЕСВ, выпущенные в соответствии с требованиями.

Единица сокращения выбросов (ЕСВ) – Emission reduction unit (ERU):

Единица, выпущенная в соответствии с Приложением к Решению 13/СМР.1 и равная одной метрической тонне эквивалента двуокиси углерода (СО₂), рассчитанная с использованием потенциалов глобального потепления, установленных Решением 2/СР.3 или пересмотренных в соответствии со Статьей 5 Киотского Протокола.

Верификация – *определение Аккредитованным Независимым Органом соответствия генерируемых проектом СО сокращений антропогенных выбросов парниковых газов требованиям Статьи 6 Киотского Протокола и руководства СО. Результатом является отчет о верификации.*

Сторона (Party), приобретающая ЕСВ, должна выполнять все предписанные требования. Принимающая сторона (host Party, сторона, на территории которой локализован проект СО; если проект располагается в нескольких странах, принимающих сторон будет несколько), желающая выпускать и передавать ЕСВ, должна выполнять минимальные критерии, установленные параграфом 24 Руководства СО. Если принимающая сторона не выполняет все предписанные требования, проект должен быть внедрен по верификационной процедуре JISC, т.е.

по процедуре Трека 2. Если принимающая сторона выполняет все предписанные требования, она может верифицировать сокращения антропогенных эмиссий, произошедшие за счет проекта СО и дополнительные к тем, которые происходили бы без него, в соответствии с собственными правилами, т.е. по процедуре Трека 1. При этом процедура Трека 2 доступна всегда.

На практике регистрация детерминации и верификации по Треку 2 выполняется Надзорным Комитетом Совместного Осуществления, документы предоставляет АНО. Регистрация детерминации и верификации по Треку 1 выполняется Госэкоинвестагентством согласно Постановлению Кабинета Министров Украины от 22 февраля 2006 г. № 206, документы предоставляют участники проекта. Госэкоинвестагентство ведет Реестр углеродных единиц, что предусматривает их резервирование; регистрацию введения в оборот, хранения, передачи, поступления, аннулирования, изъятия из оборота и переноса со счета на счет; передачу сведений об углеродных единицах из Реестра в Международный журнал транзакций для проверки правильности операций. Внесение в Реестр сведений, связанных с введением в оборот, продажей (передачей), изъятием из оборота единиц установленного количества осуществляется на основании решения Кабинета Министров Украины.

Проблемы, возникающие при проведении детерминации проектов СО.

1. Международные органы, как правило, аккредитованы также по Механизму Чистого Развития (МЧР), и одни и те же верификаторы вовлечены в проектах обоих механизмов (МЧР и СО). Специалисты перегружены, что затягивает процесс оценки. Решение вопроса – использование локальных верификаторов и специалистов.

2. Качество Проектной Документации (PDD) низко и приводит к затяжному процессу многократных корректировок.

Основные причины:

- Несоблюдение формы PDD и руководства по заполнению.
- Доказательства и цитированные документы не доступны.
- Даты начала проекта и кредитного периода некорректны.
- Не корректны доказательства дополнительности проекта и выбора базовой линии. Инвестиционный анализ содержит ошибки, или необоснованно отсутствует, необоснованно заменен барьерным анализом.
- Некорректно выбраны коэффициенты эмиссии.
- Не учтены утечки.

Проблемы, возникающие при проведении верификации проектов СО:

- Внедрение СО после детерминации, как правило, проходит с изменениями по отношению к детерминированной версии PDD (зафиксирована в детерминационном отчете). Требуется дополнительная детерминация изменений.
- Мониторинговый отчет не структурирован по отношению к PDD, что затягивает его анализ.
- Не учитывается неопределенность измерений при вычислении сокращений.
- Достигнутые сокращения выбросов, превышающие указанные в PDD, требуют обоснования.
- В мониторинговом отчете фигурируют параметры, не предусмотренные планом мониторинга, детерминированного в рамках PDD, что требует изменения плана мониторинга и его детерминации.

Своевременное решение указанных проблем поможет как разработчикам и участникам проектов, так и независимым органам осуществляющим детерминацию/верификацию, существенно сократить время прохождения этих фаз проектного цикла.

УДК 502.5:504.38:613.5

А. И. Сигал, Д. Ю. Падерно

Институт промышленной экологии, г. Киев

ОПЫТ ИНСТИТУТА ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ПРОЕКТОВ СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ В УКРАИНЕ

Проблеме глобального изменения климата Земли, обусловленного в частности так называемым парниковым эффектом в результате постоянного роста антропогенных выбросов парниковых газов в атмосферу, за последние годы уделяется все больше внимания международного сообщества. Важность ее обусловлена тем, что потенциальные

последствия изменения климата могут быть катастрофическими для глобальной экосистемы в целом и для здоровья населения в частности.

Основное количество антропогенных парниковых газов выбрасывается в результате сжигания топлива, промышленной и сельскохозяйственной деятельности, от которых в основном зависит благосостояние и комфорт человека.

Принятый на третьей сессии Конференции сторон Рамочной Конвенции ООН об Изменении Климата (РКИК ООН) в декабре 1997 г. Киотский протокол вступил в силу 16 февраля 2005 г. В нем впервые были прописаны количественные обязательства стран по ограничению выбросов парниковых газов в течение первого периода выполнения обязательств – с 2008 по 2012 годы.

Украина последовательно выступает за предотвращение глобального изменения климата, и приняла на себя обязательства в рамках ряда международных соглашений, таких как Европейская энергетическая хартия (Украина подписала в 1991 г.), Рамочная конвенция ООН по изменению климата (подписала в 1992 г.) и Киотский протокол к ней (подписала в 1999 г. и ратифицировала 4 февраля 2004 года).

Из предусмотренных в Киотском протоколе (КП) трех гибких механизмов снижения выбросов парниковых газов путем рыночного международного сотрудничества два уже реально применяются в Украине:

– Совместное осуществление (СО) (Joint Implementation –JI, Статья 6); заключается в совместном внедрении проектов и выполнении обязательств по вопросам сокращения и ограничения выбросов ПГ согласно Приложению В Сторонами, которые включены в Приложение I. В результате выполнения проекта генерируются Единицы сокращения выбросов (ECB) ПГ (ERUs – Emission Reduction Units), то есть достигается реальное сокращение выбросов на территории Украины.

– Режим торговли квотами на выбросы (Emission Trading Scheme – ETS, Статья 17); дает возможность странам, которые включены в Приложение I, соблюсти свои обязательства по КП путем международной торговли правами на определенное количество выбросов (углеродных единиц установленного количества – ЕУК) (AAUs – Assigned Amount Units), с последующим «озеленением» полученных средств.

В настоящей работе изложены основные подходы к разработке проектов Совместного осуществления в Украине.

В Киотском протоколе предусмотрено сокращение выбросов шести основных видов/групп парниковых газов. Так называемые «Потенциалы глобального потепления» парниковых газов, позволяющие производить пересчет их влияния на изменение климата в единые универсальные единицы «тонны CO₂-эквивалента», определены официально в отчетах Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC). Несмотря на несколько измененные значения пересчетных коэффициентов, опубликованные IPCC в 2001 году, до настоящего времени более общеупотребительными являются значения, принятые в 1996 г. (табл. 1).

Таблица 1

«Потенциалы глобального потепления» парниковых газов

Наименование	Соединение	Доля в выбросах в Украине, %	Коэффициент пересчета в CO ₂ – эквивалент	
			1996 IPCC	2001 IPCC
Диоксид углерода	CO ₂	75	1	1
Метан	CH ₄	24	21	23
Закись азота	N ₂ O	До 1	310	296
Гидрофторуглеводороды	ГФВ	До 0,1	140–11 700	120–12 000
Перфторуглеводороды	ПФВ	До 0,1	6500–9200	5700–11900
Гексафторид серы	SF ₆	До 0,1	23 900	22 200

Выбросы парниковых газов в значительной степени определяются потреблением энергоресурсов, в первую очередь ископаемого топлива. Украина относится к странам с наиболее энергоемкой экономикой.

Вклад Украины в парниковый эффект можно характеризовать следующими показателями: страна потребляет 150 млн т у. т. в год, выбрасывает ~ 400 млн т CO₂э в год, растительность поглощает 145 млн т CO₂э в год.

Потенциал энергосбережения для Украины составляет около 60 млн т у. т. в год при необходимых капитальных вложениях 2,5 млрд долл. США в год, и около 10 млрд долл. США в год на Программу энергосбережения в целом. Более реальным потенциалом энергосбережения (проекты со сроком окупаемости до трех лет) является 20–25 млн т у. т. в год.

По международным правилам существует возможность применять процедуры формирования и реализации проектов совместного осу-

ществления по одному из двух Путей (Tracks) – национальному или международному (табл. 2).

Таблица 2

Требования к участникам Первого и Второго Путей реализации СО

	Путь 1	Путь 2
А. Общие требования к принимающей Стороне	1. Она является Стороной Киотского протокола. 2. Ее Единицы Установленного Количества (ЕУК) рассчитаны и зафиксированы. 3. Имеется национальная система для оценки выбросов ПГ. 4. Имеется Национальный реестр (регистр) для регистрации получения и передачи ЕУК, ЕСВ, ССВ и ЕА. 5. Она представляет ежегодно отчет по инвентаризациям ПГ. 6. Она представляет необходимую вспомогательную информацию по установленным количествам.	1. Она является стороной Киотского протокола. 2. Ее Единицы Установленного Количества (ЕУК) рассчитаны и зафиксированы. 3. Имеется национальный реестр (регистр) для регистрации получения и передачи ЕУК, ЕСВ, ССВ и ЕА.
В. Документация проектные требования для генерации и передачи ЕСВ	1. Принимающая Сторона может самостоятельно принимать решения и определять правила по верификации ЕСВ, получаемых по проектам СО	1. Принимающая Сторона должна следовать процедуре верификации Наблюдательного комитета по СО, которая включает разработку проектно-технической документации (ПТД) (Project Design Document – PDD). 2. ПТД должна быть рассмотрена и одобрена Независимой организацией, аккредитованной Наблюдательным комитетом по СО.
С. Выпуск ЕСВ	1. ЕСВ могут быть выпущены принимающей Стороной, не предусматривается их одобрение Наблюдательным комитетом по СО	1. Принимающая Сторона может выпустить ЕСВ, если Наблюдательный комитет по СО не потребует включения в процедуру обзора отчета о верификации независимым органом.

В апреле 2008 года Украина выполнила все перечисленные выше необходимые условия в соответствии с требованиями Киотского протокола для возможности работы по Пути 1. Это открыло новые перспективные возможности для предприятий Украины по подготовке и скорейшему оформлению проектов Совместного осуществления.

Выполнение указанных условий стало основной причиной выхода Украины на первое место в рейтинге стран, принимающих проекты СО, которое Украина удерживает с 2008 г.

Уполномоченным национальным органом по работе в области изменения климата в Украине является Национальное Агентство экологических инвестиций Украины, которое ведет активную работу по совершенствованию и применению национальной процедуры работы по Пути 1.

Институт промышленной экологии занимается вопросами, связанными с предотвращением глобального изменения климата и снижения выбросов парниковых газов в атмосферу, с 1999 г. За это время Институт выполнил подготовку материалов для проектов СО по реконструкции систем централизованного теплоснабжения, в том числе первых представленных от Украины, для ряда городов (Винница (1999–2003), Хмельницкий (2000–2001), Луганск (2000–2008), Харьков (2004–2008), Севастополь (2006–2010)) и регионов Украины (Автономная Республика Крым (2004–2008), Черниговская (2003–2008), Донецкая (2005–2008) и Ровенская (2004–2009) области). В процессе подготовки находятся проекты для Днепропетровской и Харьковской областей, городов Житомир, Херсон, Одесса и др., а также проекты для ряда тепловых электростанций (Трипольская ТЭС (блок № 2), Змиевская ТЭС (блок № 9), Старобешевская ТЭС), малых гидроэлектростанций (в Винницкой, Черкасской, Хмельницкой, Тернопольской, Черновицкой, Ивано-Франковской областях) и промышленных предприятий Украины (ПО «Южмаш», Черниговский полигон ТБО, АООТ «Первомайскдизельмаш» и др.).

По состоянию на июнь 2010 г. по 11 проектам получены Письма поддержки (Letter of Endorsement) от Министерства охраны окружающей природной среды Украины и Национального агентства экологических инвестиций Украины. Шесть проектов успешно прошли процесс международной детерминации, получили Письма одобрения (Letter of Approval) от правительства Украины и правительств стран-покупателей единиц сокращения выбросов (ОСВ); сгенерированные в процессе внедрения этих проектов ОСВ переданы покупателям, в результате чего теплоснабжающие предприятия Украины получили

значительные (всего больше 100 млн грн.) целевые безвозвратные инвестиции в модернизацию оборудования.

Некоторые примеры проектов СО по снижению выбросов парниковых газов, подготовленных Институтом промышленной экологии, и фактически достигнутые либо проектные объемы сокращений выбросов парниковых газов по ним приведены в табл. 3.

***Некоторые проекты по снижению
Институтом промышленной экологии и***

№	Место внедрения, Организация – Поставщик ЕСВ	Реконструкция котельного оборудования	Реконструкция тепловых сетей	
		Количество котельных (котлов), подлежащих реконструкции	Протяженность сетей, подлежащих реконструкции, км	
1	Автономная Республика Крым, АП «Крымтеплокоммунэнерго»	188 (489 котлов)	48,6	
2	Черниговская область, ОАО «Облтеплокоммунэнерго»	189 (435 котлов)	197	
3	Донецкая область и город, ОКП «Донецктеплокоммунэнерго»	325 (732 котла)	141,2	
4	Город Харьков, КП «Харьковские тепловые сети»	277 (288 котлов)	330	
5	Город Ровно и Ровенская область, ООО «Ровнотеплоэнерго»	19 (33 котла)	20,8	
6	Город Луганск, ГКП «Теплокоммунэнерго»	130 (316 котлов)	176	
7	Город Севастополь, КП «Севтеплоэнерго» СГС	106 (330 котлов)	519	

На основе опыта специалистов Института, приобретенного в процессе работы над подготовкой проектов СО, а также правил и перспектив работы по национальной процедуре (Путь 1), составлен типовой план подготовки и реализации проекта СО, с разбивкой на этапы и оценкой ориентировочных сроков выполнения этих этапов (табл. 4).

Таблица 3

выбросов парниковых газов, разработанные предлагаемые для совместного осуществления

	Внедрение когенерационных оборудов.	Сокращение выбросов, т CO ₂ э			
		Ранние кредиты (до 31.12.2007)	2008	2009	Всего (2003–2009)
	3	215 674	148 013	135 752	499 439
	—	105 971	52 874	75 221	234 066
	10,2	453 358	301 055	399 401	1 153 814
	2	456 963	296 089	349 521	1 102 573
	33,7	104 072	45 248	55 388	204 708
	12,8	0	38 681	40 630	79 311
	46,8	166 700	51 300	50 000	268 000

Продолжение табл. 3.

№	Место внедрения, Организация – Поставщик ЕСВ	Реконструкция ко- тельного оборудования	Реконструкция тепловых сетей	
		Количество котельных (котлов), подлежащих реконструкции	Протяженность се- тей, подлежащих реконструкции, км	
8	Донецкая область (города Мариуполь, Макеевка, Артемовск), ОКП «Донецктеплоком-мунэнерго»	156 (505 котлов)	655	
9	Днепропетровская область, ОКП «Днепртеплоэнерго»	159 (456 котлов)	93	
10	Харьковская область, МРК «Теплоэнерго»	542 (1441 котел)	34,7	
11	Город Житомир, ОПТС «Житомиртепло-коммунэнерго»	13 (97 котлов)	155,8	
12	Город Винница, КПТС «Винницатепло-коммунэнерго»	56 (140 котлов)	300	
13	Город Винница, ВЭА «Новосвит»	33 малых ГЭС	–	
14	Внедрение КГУ, АООТ «Первомайскид-зельмаш»	13 КГУ	–	
15	Старобешевская ТЕС, ВАТ «Донбассэнерго»	6 энергоблоков	–	
16	Город Днепропетровск, ПО «Южмаш»	ТЭЦ (11 котлов)	–	
17	Полигон ТБО, г. Чернигов, ОАО «Облтеплокоммун-энерго»	Сбор и утилизация полигонного		

	Внедрение когенерационного оборудования.	Сокращение выбросов, т CO₂			
	Общая мощность, МВт_е	Ранние кредиты (до 31.12.2007)	2008	2009	Всего (2003–2009)
	2,6	27 000	50 000	75 000	152 000
	0,5	45 000	40 000	40 000	125 000
	–	20 000	60 000	100 000	180 000
	–	12 200	14 800	17 900	44 900
	–	32 000	40 000	70 000	142 000
	25,85	118 261	23 699	13 365	155 325
	7,02	12 484	4423	10 000	26 907
	1085	0	0	84 818	84 818
	122,2	100 000	200 000	200 000	500 000
газа		0	0	0	

Таблица 4

**План работ по подготовке и реализации проекта СО
по сокращению выбросов ПГ**
**План работ по подготовке и реализации проекта Совместного
Осуществления по сокращению выбросов парниковых газов в
соответствии с механизмом ст. 6 Киотского протокола**

Наименование задачи	Результат	Сроки выполнения
Сбор и анализ исходных данных по техническим аспектам проекта. При необходимости – энерго-экологическое обследование предприятия	Исходные данные для разработки проекта по снижению выбросов ПГ	1–3 мес.
Сбор информации о предприятии – потенциальном заявителе проекта СО (требуемой по условиям оформления заявки на проект)	Балансы предприятия за 3 последних года (ф. 1) Отчеты о финансовых результатах за 3 последних года (ф. 2) Отчеты об обращении денежных средств за 3 последних года (ф. 3) Справки об отсутствии задолженности перед бюджетом и фондами по налогам и сборам (обязательным платежам) Справка о том, что предприятие не находится в процессе санации, банкротства либо ликвидации. Свидетельство о государственной регистрации предприятия Справка из ЕГРПОУ Устав предприятия Подтверждение права собственности либо законного пользования объектами, включенными в проект Лицензии на проведение работ по проекту (при необходимости)	1–3 мес.

Наименование задачи	Результат	Сроки выполнения
Предварительные расчеты проекта, подготовка краткого формализованного описания проекта (PIN)	Краткое описание проекта (PIN) (Общие сведения; резюме проекта; краткое описание идеи проекта; сжатое описание технических аспектов проекта; план реализации проекта; план генерирования ЕСВ; краткое ТЭО; объем и структура финансирования проекта; обоснование дополнительности проекта)	2–3 мес.
Подготовка пакета документов для подачи заявки в Национальное агентство экологических инвестиций Украины	Письмо-заявление в НАЭИ с просьбой выдать Письмо Поддержки (по установленной форме); Письмо-подтверждение об отсутствии информации, которая может составлять государственную тайну (при необходимости); Краткое описание проекта (PIN) на украинском и английском языках; Сопроводительные документы	0,5–1 мес.
Предварительное одобрение проекта в НАЭИ	Письмо Поддержки (Letter of Endorsement – LoE) от НАЭИ	По процедуре – до 1 мес.
Подготовка пакета документов для подачи предложения потенциальному покупателю единиц сокращения выбросов	Дополнительно (при необходимости): Письмо Заинтересованности (Letter of Interest), Письмо о критериях исключения, Письмо о социальной ответственности	0,5–1 мес.
Представление предложения потенциальному покупателю, сопровождение процесса прохождения предложения (ответы на вопросы, проведение переговоров)	Представленное предложение по проекту СО; При одобрительной оценке – Письмо от принимающей стороны о приглашении к подготовке полного проектного предложения (при необходимости)	От 2 до 4 мес.

Продолжение табл. 4

Наименование задачи	Результат	Сроки выполнения
Подготовка стандартизованной проектно-технической документации проекта СО (PDD)	Стандартизованная Проектно-техническая документация (PDD) (Общие сведения; описание проекта; описание базового сценария; характеристика технических, экономических, финансовых аспектов проекта; ТЭО; обоснование до-полнительности проекта; ОВОС; план мониторинга выбросов ПГ; план генерирования ЕСВ и т.д.)	2–4 мес.
Подготовка финансового плана реализации проекта	Финансовый план реализации проекта	1–2 мес.
Подготовка пакета документов для представления полного проектного предложения потенциальному покупателю	Предложение по передаче Единиц сокращения выбросов (количество, график поставки, цена, график оплаты), другие документы	0,5–1 мес.
Подготовка и сопровождение процесса детерминации проекта (включая анализ PDD, глобальное обсуждение проекта на сайте UNFCCC (30 дней), аудит на месте, обработку комментариев, корректировку PDD по результатам детерминации)	Предварительный Детерминационный протокол Аккредитованной независимой организации; Детерминационный отчет; Детерминационное заключение	По процедуре: от 4 до 6 мес.
Подготовка пакета документов для представления проектно-технической документации в НАЭИ на получение Письма Одобрения от Украины	Письмо в НАЭИ с просьбой выдать Письмо Одобрения; Копия Письма Поддержки; Проектно-техническая документация; Детерминационный отчет, заключение; Сопроводительные документы	0,5–1 мес.
Получение Письма Одобрения от НАЭИ	Письмо Одобрения (Letter of Approval – LoA) от НАЭИ	По процедуре – до 1 мес.

Наименование задачи	Результат	Сроки выполнения
Подготовка и представление проектной документации потенциальному покупателю ЕСВ, доработка проекта в соответствии с его требованиями	Одобрение потенциальным покупателем представленной проектной документации	
Проведение переговоров, согласование условий и заключение контракта на покупку и передачу ЕСВ (ERPA) с покупателем ЕСВ	Контракт на покупку и передачу ЕСВ (ERPA)	
Подготовка и сопровождение представления Проектной и сопроводительной документации Детерминационной организацией на регистрацию в Наблюдательный комитет по СО (JISC) РКИК ООН (включая глобальное обсуждение Детерминационного отчета на сайте РКИК ООН, переговоры с Наблюдательным комитетом и т.д.) (Путь 2 – Track 2)	Регистрация проекта СО в Наблюдательном комитете по СО (Путь 2 – Track 2).	По процедуре от 2 до 4 мес.
<i>Либо:</i> Сопровождение представления Проектной и сопроводительной документации Заказчиком на утверждение и регистрацию в Национальное агентство экологических инвестиций Украины (Путь 1 – Track 1)	Утверждение проекта СО в НАЭИ по Пути 1	По процедуре до 1 мес.
Подготовка первого и последующих периодических отчетов по мониторингу проекта	Отчет по мониторингу проекта	По процедуре до 1 апреля года, следующего за отчетным

Наименование задачи	Результат	Сроки выполнения
Подготовка и проведение первичной, первой и последующих периодических верификаций полученных в результате реализации проекта СО объемов сокращения выбросов ПГ	Отчет Аккредитованной независимой организации о Первичной и Периодической Верификации полученных объемов сокращения выбросов ПГ	По процедуре от 2 до 4 мес.
Подготовка процесса передачи единиц сокращений выбросов парниковых газов из Национального реестра Украины на счет покупателя в реестре страны-партнера по проекту	Передача ЕСВ из Национального реестра Украины на счет покупателя в реестре страны-партнера по проекту	По процедуре

УДК 502.5:504.38:613.5

О. І. Сігал¹, Д. Ю. Падерно¹, В. І. Гомон²

¹*Інститут промислової екології, м. Київ*

²*Європейський Інститут санування, безпеки, страхування, обладнання та засобів для захисту довкілля (SVT e.V.), м. Боус*

МЕТОДОЛОГІЇ ПРОГНОЗНОЇ ОЦІНКИ, ВИЗНАЧЕННЯ БАЗОВОЇ ЛІНІЇ ТА МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТІВ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ З РЕКОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТ УКРАЇНИ

Основною метою проекту Спільного впровадження є досягнення скорочення викидів парникових газів в результаті спільної діяльності партнерів за проектом, по відношенню до базового рівня проекту.

Базовий рівень викидів парникових газів визначається динамікою рівня викидів у рамках найбільш вірогідного сценарію розвитку подальшої діяльності підприємства, на якому буде реалізовуватись проект СВ, в умовах продовження поточної діяльності підприємства без реалізації проекту СВ.

Таким чином, базовий рівень є основою для розрахунків скорочення викидів парникових газів, як прогнозного у Проектно-технічній документації проекту, так і фактично досягнутого скорочення в результаті реалізації проекту. Правильному визначенню базової лінії проекту, яке складається з визначення найбільш вірогідного сценарію подальшої діяльності та визначення рівня викидів за цим сценарієм, надається дуже важливе значення, оскільки кількість реально згенерованих Одиниць скорочення викидів в процесі реалізації проекту розраховується шляхом порівняння обсягів викидів ПГ в звітному періоді з базовим рівнем. До того ж по відношенню до базової лінії визначається додатковість діяльності за проектом та відповідного скорочення викидів до базового сценарію, що є однією з найважливіших умов проектів Спільного впровадження.

Для проектів в рамках ще одного гнучкого механізму Кіотського протоколу (ст. 12) – Механізму чистого розвитку (Clean Development Mechanism, CDM), який може бути реалізований у країнах, що розвиваються, і діяльність за яким була реально розпочата на 3–4 роки раніше, ніж за механізмом Спільного впровадження, на цей час вже розроблені, затверджені спеціальним Методологічним органом (CDM Methodological Panel) та діють близько 100 методологій визначення базової лінії та моніторингу скорочень викидів. Однак ці затверджені методології розроблені на основі конкретних запропонованих проектів МЧР, охоплюють лише галузі діяльності за цими проектами, і здебільшого відображають умови країн їх впровадження; далеко не всі з них можуть бути придатні для умов України.

Згідно з «Рішенням 10/СМР.1. Впровадження статті 6 Кіотського протоколу», в процесі розроблення ПТД для проектів спільного впровадження можливо як застосування методології для визначення базової лінії та моніторингу, затвердженої Виконавчим Органом Механізму чистого розвитку, в разі її придатності, так і можлива й розробка власної специфічної для проекту методології (підходу), відповідно до «Критеріїв визначення базової лінії та моніторингу» (Додаток В до «Рішення 9/СМР.1. Керівництво з впровадження статті 6 Кіотського протоколу»), з наступним розглядом її акредитованою незалежною експертною організацією в процесі детермінації проекту (експертизи від-

повідності проектно-технічної документації проекту СВ встановленим органами Секретаріату РКЗК ООН вимогам для суті та оформлення проектів, та аналізу і перевірки реальності прогнозованої кількісної оцінки в ПТД можливих скорочень викидів в процесі реалізації проекту).

На той час, коли Інститут промислової екології розпочав розробку проектів Спільного впровадження з реконструкції систем теплопостачання міст і областей України (кінець 2003–2004 роки), не існувало ніяких затверджених методологій МЧР для цієї галузі проектно-технічної діяльності.

Навіть з появою в грудні 2006 р. затвердженої методології для цієї галузі діяльності АМ0044 «Проекти з покращення енергоефективності: реконструкція або заміна котлів у промисловому та теплопостачальному секторах»¹ виявилось, що за умовами застосування вона не придатна для таких проектів в умовах України, зокрема через вимогу обов'язкової наявності лічильників відпущеної теплових енергії на котельнях, які практично відсутні на котельнях українських підприємств, тощо.

Така ситуація зумовила необхідність розробки власної специфічної для таких проектів СВ методології. Процес розробки та впровадження нової методології в реальності стикається з суттєвими проблемами. Процедура впровадження нової методології досить складна; вона обов'язково проходить попередню експертизу акредитованої незалежної детермінаційної організації. На підставі результатів експертизи ухвалюється рішення про схвалення чи несхвалення запропонованої методології детермінаційною організацією, та при позитивному рішенні проектно-технічна документація з розрахунками за цією методологією надається на затвердження до Наглядового комітету спільного впровадження (за міжнародною процедурою – Шлях 2) або за умовою відповідності країни, на території якої реалізується проект, встановленим вимогам Кіотського протоколу, – до уповноваженого органу цієї країни (за національною процедурою – Шлях 1).

Слід зазначити, що наприкінці квітня 2008 року Україна виконала всі необхідні умови відповідно до вимог Кіотського протоколу для можливості роботи по Шляху 1. Це відкрило нові перспективні можливості для підприємств України по підготовці і оформленню проектів Спільного впровадження. На цей час Національним Агентством екологічних інвестицій України, яке є уповноваженим національним органом по роботі в області зміни клімату, розроблена та впроваджена національна процедура роботи по Шляху 1.

¹ http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_L4AQZSBA770KNI0BUSG1JVIWCXIFU5

Головною складністю для впровадження проектів СВ з реконструкції систем теплопостачання в Україні є практична відсутність контрольної апаратури для вимірювання використання теплоти та теплоносія в міських котельнях. Регулярно реєструється тільки споживання палива. Це робить практично неможливим використання методології АМ0044, тому що основним її моментом є контроль величини відпуску теплової енергії проектним котлом, яка повинна вимірюватись кожен місяць витратоміром (використання теплоносія) та тепловим датчиком (температури перед та поза котлом, тощо), та визначення середньої історичної величини згенерованої енергії на рік (середній історичний відпуск теплової енергії від базового котла).

Крім того, в секції «Межі застосування» зазначається, що межі застосування методології АМ0044 прийнятні тільки для зростання ефективності котлів, завдяки їх заміні або модернізації, і ця методологія не використовується при переведенні на інший вид палива. В той же час наші проекти включають такий тип модернізації, разом з іншими, такими як заміна пального обладнання, встановлення когенераційних установок та інші.

Схвалена у 2006 р. Консолідована Методологія МЧР АСМ0009 «Консолідована базова методологія для зміни палива з вугілля на природний газ»² пропонує залежність для визначення кількості викидів в базовий і звітний роки, що містить визначення ККД обладнання. У параграфі «Базові викиди» міститься пояснення: Ефективність проектної діяльності повинна вимірюватись щомісяця протягом кредитного періоду, а для підрахунку викидів використовується середньорічне значення. Ефективність для базового сценарію повинна вимірюватись щомісяця протягом 6 місяців до початку впровадження проекту, а для підрахунку викидів використовується середнє значення за 6 місяців. Однак, як було зазначено вище, більшість котельнь в Україні не обладнані витратомірами та лічильниками тепла. Існує тільки один параметр, який регулярно та з високою точністю вимірюється на котельнях – це споживання палива.

До того ж, пропозиція у методології АСМ0009 використовувати базову ефективність обладнання на рівні 100%, є неприйнятною для проектів з реконструкції систем теплопостачання, тому що не тільки зміна палива, а в першу чергу підвищення ефективності обладнання (котлів) впроваджується у цих проектах. Прийняття такого розрахунку

² <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/K4P3YG4TNQ5ECFNA8MBK2QSMR6HTEM>

базової лінії привело б до суттєвої недооцінки результатів впровадження заходів.

Схвалена Методологія АМ0048 «Нові когенераційні установки, що постачають електроенергію та/або пару численним споживачам та заміщають виробництво електроенергії та пари до мережі/без мережі з використанням більш калорійних палив»³ вже у самій назві містить область використання, що відрізняється від області використання проектів з реконструкції систем централізованого тепlopостачання. В наших проєктах, когенераційні установки виробляють гарячу воду, а не пару. Крім цього, згідно з АМ0048 та її планом моніторингу, необхідно реалізовувати, серед інших вимірювань, щомісячне вимірювання загального самовиробництва пари споживачем протягом звітного року кредитного періоду (проводиться пароміром у споживача). Тому Методологія АМ0048 не може бути використана в оригіналі. В принципі, вона може бути модифікована до умов виробництва гарячої води на тепlopостачання та постачання гарячої води, але це вимагатиме змін до плану моніторингу з введенням нових параметрів, що необхідно вимірювати та реєструвати. Але це вже буде інша методологія, що вимагатиме вимірювання виробництва теплової енергії, або гарячої води з вимірюванням температури (по аналогії з вимогами Методології АМ0048 вимірювати виробництво пари з параметрами тиску і температури).

Беручи до уваги відмічене вище, спеціалісти Інституту Промислової Екології (Україна) у співпраці з спеціалістами Європейського Інституту санування, безпеки, страхування, обладнання та засобів для захисту довкілля «SVT e.V.» (Німеччина) розробили методологічні засади специфічного підходу до проєкту, що враховує всі заходи, включені у проєкти, та особливості проєктів СВ з реконструкції систем комунального тепlopостачання в Україні.

Цей специфічний підхід до проєкту базується на постійному вимірюванні споживання палива котельнею, тобто на тому єдиному параметрі, який реально регулярно з високою точністю контролюється та вимірюється на всіх без винятку котельнях в країні незалежно від їх належності, і корегуванні базової лінії при можливих змінах параметрів у звітному році. Змінними параметрами можуть бути: теплотворна спроможність палив, якість тепlopостачання, погодні умови, кількість споживачів, тощо. Прийняття до уваги тільки зміни ефективності об-

³http://cdm.unfccc.int/filestorage/3IGLTAFC1VSY4HQO8WZDN0657EMXJ/EB52_repan06_AM0048_ver03.pdf?e=Ei8MTI5MjQ5MDEzMS43MQ==f6_dBnGJ1BJlhw3xZaRRF_mGL9I

ладнання не усуває можливості недопостачання тепла споживачам (погіршення послуги теплопостачання), а можливе потепління у звітній рік, зміна у якості палива, відключення деяких споживачів та інші фактори можуть призвести до штучного перебільшення кількості ОСВ. Розроблений специфічний підхід виключає будь-яку можливість зниження споживання палива та відповідних викидів парникових газів за рахунок недопостачання тепла споживачам.

Розроблений специфічний підхід до проекту має дві важливі переваги, щонайменше для українських умов:

- Він враховує якість теплопостачання (опалення та гарячого водопостачання). Практично щороку з різних причин (отримання меншої кількості та по підвищеній ціні палива, особливо природного газу, біля 95% якого використовується в Україні для потреб комунального теплопостачання), споживачі отримують меншу за потрібну кількість тепла, внаслідок чого температура всередині будівель буває набагато нижча за нормативну. Метою проектів СВ є скорочення викидів парникових газів при умовах не погіршення, ні в якому разі, соціальних умов населення; дуже важливим є результат наближення до нормативної якості теплопостачання. Таким чином, кількість споживання палива після впровадження проекту підраховується для умов теплопостачання за нормативними параметрами, і згідно з планом моніторингу, передбачене впровадження суцільного контролю (моніторингу) його якості (вимірювання внутрішньої температури в конкретних будинках, також як і реєстрація скарг на погану якість теплопостачання). Це підвищує контроль за якістю теплопостачання споживачам та виключає навмисне зменшення споживання тепла, та, таким чином, зменшення споживання палива з метою штучного збільшення кількості згенерованих одиниць скорочення викидів парникових газів при верифікації проекту.
- Визначення споживання палива в базовий рік (базова лінія), беручи до уваги, що в Україні на більшості міських теплопостачальних підприємств природний газ використовується як паливо, споживання якого постійно вимірюється лічильниками з великою вимірювальною точністю, здається більш точним, ніж визначення споживання палива за параметрами відпущеної теплової енергії, ефективності котлів та теплової спроможності палива. Це особливо стосується ефективності, яка дуже змінюється в залеж-

ності від навантаження на котли, яке також суттєво змінюється в системах теплопостачання як протягом доби, так і року, причому часто не автоматично, а в ручному режимі. Усереднення цих величин без наявності системи теплового підрахунку може призвести до значних розбіжностей. Визначення споживання палива при наявності лічильників вимагає тільки збирання даних та виконання арифметичних дій.

Беручи до уваги вищезазначене, на відміну від методологій АМ0044 та АСМ0009 та АМ0048, специфічний підхід до проекту, розроблений для проектів з реконструкції систем централізованого теплопостачання в умовах України, є найбільш прийнятним, точним та відповідним до консервативного підходу, а також найбільш повно відповідає цілям, задачам та духу Кіотського протоколу.

З використанням цієї Методології розроблений ряд проектів СВ, у тому числі перший представлений від України проект для Чернігівської області, та проекти для ряду міст (Донецьк, Харків, Луганськ, Севастополь) та регіонів (АР Крим, Чернігівська, Донецька, Рівненська області) України, у стадії підготовки знаходяться проекти ще для кількох міст (Житомира, Херсону, Запоріжжя, тощо) та областей (Дніпропетровська, Миколаївська, Харківська) країни. Розроблені проекти успішно пройшли процес міжнародної детермінації, отримали Листи схвалення від уряду України та урядів країн-покупців одиниць скорочення викидів (ОСВ); згенеровані в процесі впровадження більшості з цих проектів ОСВ вже передані покупцям, в результаті чого теплопостачальні підприємства України отримали значні (всього вже більше 100 млн грн.) інвестиції в модернізацію свого обладнання. За передачу згенерованих до кінця 2012 р. ОСВ тільки за цими проектами планується отримати ще щонайменше 300 млн грн.

Нижче наведені опис та основні засади розробленого підходу до визначення базової лінії та моніторингу, а також прогнозних розрахунків скорочення викидів парникових газів, стосовно проектів СВ з реконструкції систем теплопостачання в Україні.

Індикатор реалізації проекту

Найбільш об'єктивний та кумулятивний фактор, що надає ясну картину про те, чи дійсно зменшення викидів мало місце, – це **економія палива**. Вона може бути визначена як різниця між базовим споживанням палива та споживанням палива після впровадження проекту. Якщо котельні споживають паливо на проектному рівні, то всі інші

показники, такі як ефективність роботи нових котлів та пальників, питомі витрати палива когенераційними установками, втрати тепла у теплорозподільчих мережах, тощо, є відповідними.

Моніторинг показників реалізації проекту

Теплопостачальні підприємства, включені в проект, збирають та зберігають дані щодо палива, придбаного для опалення, у вигляді рахунків за паливо та платіжних документів. Інформація щодо зекономленого палива буде додаватися до звітів про моніторинг щорічно (до 1 квітня наступного року за попередній рік впровадження проекту) з усією відповідною документацією та історичною інформацією про закупівлю палива.

Розрахунок одиниць скорочення викидів та визначення базового сценарію

В основу підходу до розрахунків одиниць скорочення викидів та моніторингу в Методології, що розроблена для проектів з реконструкції систем централізованого теплопостачання в умовах України, покладене поняття динамічної базової лінії, яке полягає у наступному:

Базовий сценарій для будь-якого звітного року за проектом не буде повністю співпадати з базовим сценарієм у базовий рік перед впровадженням проекту, а буде дещо різнитися від останнього внаслідок впливу ряду зовнішніх та внутрішніх факторів. В результаті проведеного нами аналізу факторів, які можуть мати вплив на витрати палива, та потенційно можливого вкладу цих факторів, були визначені ті з них, які необхідно та доцільно брати до уваги в процесі розрахунків базової лінії. До таких факторів були віднесені, зокрема, зміна теплотворної спроможності палива, зміна погодних умов, зміна кількості споживачів, зміна опалюваної площі, зміна якості теплопостачання, зміна тепловіддачі будівель, зміна тривалості опалювального періоду, зміна тривалості періоду надання послуг гарячого водопостачання. Для кількісної оцінки впливу цих факторів розроблена система коригуючих коефіцієнтів та шляхів їх визначення.

Таким чином, процес будування та розрахунків динамічної базової лінії для кожного звітного року за проектом, яка буде найбільш об'єктивно відображати базу для порівняння з фактичними викидами у цей звітний рік, буде полягати у коригуванні фактичної базової лінії у базовий рік перед впровадженням проекту для відповідності умовам цього звітного року шляхом використання коригуючих коефіцієнтів.

Досягнута в результаті реалізації проекту кількість одиниць скорочення викидів (ОСВ) за кожний звітний рік буде дорівнювати різниці між динамічною базовою лінією викидів для цього року та фактичним рівнем викидів у цей звітний рік:

Кількість ОСВ, т CO₂e:

$$\text{ОСВ} = \sum [E_i^b - E_i^r].$$

Сума береться для всіх котельень (і), які входять до проекту.

$$E_i^b = E_{1i}^b + E_{\text{gen } i}^b + E_{\text{cons } i}^b,$$

$$E_i^r = E_{1i}^r + E_{\text{gen } i}^r + E_{\text{cons } i}^r,$$

де E_{1i}^b та E_{1i}^r – викиди ПГ від споживання палива на опалення та надання послуг гарячого водопостачання на (і) котельні у базовий та звітний роки відповідно, т CO₂e;

$E_{\text{gen } i}^b$ та $E_{\text{gen } i}^r$ – викиди ПГ від виробництва електроенергії, пов'язаної з проектом для (і) котельні в базовий рік (кількість, що спожита з мережі та яка буде заміщена в проектному році), та вироблена об'єктами, включеними в проект, в звітний рік, відповідно, т CO₂e;

$E_{\text{cons } i}^b$ та $E_{\text{cons } i}^r$ – викиди ПГ від виробництва електроенергії в мережу у кількості, що споживається з мережі (і) котельнею в базовий рік та в звітний рік, відповідно, т CO₂e.

Для кожної котельні:

$$E_1^b = \text{NCV}_b \cdot \text{Cef}_b \cdot B_b;$$

$$E_1^r = \text{NCV}_r \cdot \text{Cef}_r \cdot B_r;$$

$$E_{\text{gen}}^b = W_b \cdot \text{CEF}_g;$$

$$E_{\text{gen}}^r = (W_b - W_r) \cdot \text{CEF}_g;$$

$$E_{\text{cons}}^b = P_b \cdot \text{CEF}_c;$$

$$E_{\text{cons}}^r = P_r \cdot \text{CEF}_c,$$

де NCV – середня нижча теплотворна спроможність палива, МДж/м³ (МДж/кг);

Cef – коефіцієнт викидів вуглецю для палива, тис. т CO₂/ТДж;

B – кількість спожитого палива, тис. м³ або т;

W – виробництво електроенергії новими когенераційними установками, МВт · год;

CEF_g – коефіцієнт викидів вуглецю при виробництві електроенергії в Україні, т CO₂e/МВт · год;

P – споживання електроенергії котельнею та тепловими пунктами, які відносяться до неї, МВт·год;

Cef_c – коефіцієнт викидів вуглецю для проектів СВ зі зменшення споживання електроенергії в Україні, т CO_2 /МВт·год;

$[b]$ індекс – відноситься до базового року;

$[r]$ індекс – відноситься до звітнього року.

Якщо котельня споживає більш ніж один вид палива, розрахунки викидів (E) ведуться для кожного виду палива окремо, а потім результати підсумовуються.

Котельня виробляє теплову енергію на потреби опалення та гарячого водопостачання, таким чином, споживання палива котельнею складається з двох складових:

$$E_{li}^b = E_{hi}^b + E_{wi}^b,$$

де перший доданок відповідає викидам від споживання палива на опалення, а другий – від споживання палива на гаряче водопостачання. Частки споживання палива на ці потреби приймаються пропорційними відповідним часткам відпущеного тепла.

Для випадку, коли в базовому році існувало гаряче водопостачання (незалежно від тривалості сервісу, $(1 - a_b) \neq 0$), використовується наступна формула для E_l^b :

$$E_l^b = NCV_b \cdot Cef_b \cdot [B_b \cdot a_b \cdot K_l \cdot K_h + B_b \cdot (1 - a_b) \cdot K_l \cdot K_w],$$

де перше значення у квадратних дужках описує споживання палива на опалення, а друге – споживання палива на гаряче водопостачання.

Для випадку, коли в базовому році зовсім не відбувалося гарячого водопостачання ($(1 - a_b) = 0$), а в звітньому році з'явився сервіс з гарячого водопостачання (завдяки покращенню сервісу теплопостачання населення), використовується наступна формула для E_l^b :

$$E_l^b = NCV_b \cdot Cef_b \cdot [B_b \cdot a_b \cdot K_l \cdot K_h + B_r \cdot (1 - a_r) \cdot K_l \cdot K_w].$$

Викиди у звітний рік:

$$E_l^r = NCV_r \cdot Cef_r \cdot B_r,$$

де NCV – середня нижча теплотворна спроможність палива, МДж/м³ (МДж/кг);

Cef – коефіцієнт викидів вуглецю для палива, тис. т CO_2 /ТДж;

B – кількість спожитого палива, тис. м³ або т;

K_l, K_h, K_w, K_{w0} – коригуючі коефіцієнти;

a – частка палива (тепла), спожитого для опалювальних цілей;

$(1 - a)$ – частка палива (тепла), спожитого для послуг гарячого водопостачання;

$[h]$ індекс – відноситься до опалення;

$[w]$ індекс – відноситься до гарячого водопостачання.

Частка палива, спожитого для опалювальних цілей

$$a_b = L_h^b \cdot g \cdot N_h^b / (L_h^b \cdot g \cdot N_h^b + L_w^b \cdot N_w^b);$$

$$a_r = L_h^r \cdot g \cdot N_h^r / (L_h^r \cdot g \cdot N_h^r + L_w^r \cdot N_w^r),$$

де L_h, L_w – максимальне навантаження для надання послуг опалення та гарячого водопостачання відповідно, МВт;

g – коефіцієнт перерахунку для середнього теплового навантаження протягом опалювального періоду (визначається для кожної котельні на історичній основі, зазвичай складає 0,4–0,8);

N_h, N_w – тривалість опалювального періоду та періоду надання послуг з гарячого водопостачання в рік, год.

Коригуючі коефіцієнти

1. K_1 (Коефіцієнт зміни нижчої теплотворної спроможності палива):

$$K_1 = NCV_b / NCV_r.$$

2. Для створення Динамічної Базової лінії для опалення, яка враховує всі зовнішні фактори, такі як погодні умови, опалювану площу, тощо, повинен використовуватись коригуючий коефіцієнт для опалення.

Кількість спожитого палива на опалення пропорціональне необхідній кількості тепла за опалювальний період Q_h :

$$B_h = B \cdot a = Q_h / NCV \cdot \eta_h,$$

де η_h – загальна ефективність котельні.

Згідно з припущенням про Динамічну базову лінію, необхідна кількість тепла в базовий рік для коректного порівняння повинна бути приведена до фактичних умов (зовнішніх до проекту) звітного року:

$$Q_{h\ br} = Q_{h\ b} \cdot K_h = Q_{h\ r},$$

де $Q_{h\ br}$ – необхідна кількість тепла для Динамічної базової лінії, припускається рівною Q_r – необхідній кількості тепла для звітного року;

$Q_{h\ b}$ – необхідна кількість тепла для базового року;

K_h – середній коригуючий коефіцієнт для опалення.

Цей середній коригуючий коефіцієнт можливо визначити з рівності:

$$K_h = Q_{hr} / Q_{hb}.$$

Необхідна кількість тепла для опалення будинків протягом року, згідно з «Нормами та вказівками по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на громадсько-побутові потреби в Україні. КТМ 204 Україна 244-94»:

$$Q_h = F_h \cdot k_h \cdot (T_{in} - T_{out}) \cdot N_h,$$

де Q_h – необхідна кількість тепла на опалення, кВт·год;

F_h – опалювана площа приміщень, м²;

k_h – середній коефіцієнт теплопередачі огорожуючих поверхонь будівель, Вт/м²·К;

T_{in} – середня температура всередині приміщень за опалюваний період, К (°С);

T_{out} – середня зовнішня температура за опалювальний період, К (°С);

N_h – тривалість опалювального періоду на рік, год.

Тому:

$$K_h = (F_{hr} \cdot k_{hr}) \cdot (T_{inr} - T_{outr}) \cdot N_{hr} / F_{hb} \cdot k_{hb} (T_{inb} - T_{outb}) \cdot N_{hb}.$$

2.1. K_2 (Коефіцієнт зміни температури, враховує зміни зовнішньої (погодні умови) та внутрішньої (якість опалення) температур):

$$K_2 = (T_{inr} - T_{outr}) / (T_{inb} - T_{outb}).$$

Слід відмітити, що в деяких регіонах України, через низку обставин, основною з яких є недостатня ефективність і ненадійність існуючих систем теплопостачання, якість теплопостачання (опалювання і гарячого водопостачання) не відповідає нормативному рівню, тобто споживачі отримують меншу кількість тепла, ніж це потрібно, в результаті чого температура всередині приміщень буває нижча за нормативну (18 °С), а також постачання гарячої води буває недостатнім або зовсім відсутнє. Така ситуація раніше часто мала місце в містах та областях України, і буває навіть зараз там, де системи теплопостачання застарілі та не зазнають модернізації.

Розроблений методологічний підхід дає можливість врахувати якість сервісу теплопостачання споживачам, тобто як врахувати його покращення, так і виключити навмисне недопостачання тепла та зниження споживання палива, зокрема з метою збільшення скорочення викидів парникових газів (ОСВ) від проектної діяльності.

Згідно з «Правилами надання населенню послуг з водо-, теплопостачання та водовідведення», затвердженими Постановою КМУ № 1497 від 30.12.1997 р., теплопостачальні підприємства повинні робити перерахунки з населенням за постачання меншої кількості тепла, ніж необхідно для забезпечення нормативного рівня.

Величина повернутих платежів повинна бути наступною:

- 5% від планових нарахувань за кожен градус від 18 до 12 °С;
- 10% від планових нарахувань за кожен градус від 12 до 5 °С;
- коли температура всередині приміщень нижча 5 °С, платежі повинні повертатися повністю.

Середня температура всередині приміщень розраховується з суми повернутих платежів (яка обов'язково відображена у бухгалтерських документах підприємства), спричинених неякісним теплопостачанням (у випадках, коли не витримується нормативний (18 °С) рівень).

Температура рівна чи більше 18 °С приймається як нормативний рівень 18 °С (згідно консервативному підходу).

Температура нижче 18 °С – розраховується за формулами:

Якщо $R = 0$ (згідно консервативному підходу для базової лінії $R < 0,05$):

$$T_{inb} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Якщо $0,05 < R \leq 0,3$:

$$T_{inb} = 18 - (R/0,05)\text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Якщо $0,3 < R < 1$:

$$T_{inb} = 12 - [(R - 0,3)/0,1]\text{ }^{\circ}\text{C}.$$

де R – частка повернутих платежів від NP ; NP – планові нарахування.

Тому, якщо внутрішня температура буде 18 °С чи вища, ми приймаємо її рівною 18 °С згідно консервативному підходу, а якщо вона буде нижче 18 °С, вона буде розрахована з величини повернутих платежів за вищенаведеною методикою.

2.2. K_3 (Коефіцієнт зміни опалюваної площі та теплової ізоляції будівель):

$$K_3 = (F_{hr} \cdot k_{hr}) / F_{hb} \cdot k_{hb} = [(F_{hr} - F_{htr} - F_{hnr}) \cdot k_{hb} + (F_{hnr} + F_{htr}) \cdot k_{hn}] / F_{hb} \cdot k_{hb},$$

де F_{hb} – опалювана площа приміщень в базовий рік, m^2 ;

F_{hr} – опалювана площа приміщень в звітний рік, m^2 ;

F_{hnr} – опалювана площа нових будинків, які під'єднані до системи теплопостачання (припускається, з новою (покращеною) теплоізоляцією) у звітний рік, m^2 ;

$F_{h\ tr}$ – опалювана площа будинків (які існували в базовому році) в звітному році з покращеною тепловою ізоляцією, m^2 ;

$k_{h\ b}$ – середній коефіцієнт теплопередачі огороджуючих поверхонь будівель в базовому році, $Вт/м^2 \cdot K$;

$k_{h\ r}$ – середній коефіцієнт теплопередачі огороджуючих поверхонь будівель в звітному році, $Вт/м^2 \cdot K$;

$k_{h\ n}$ – коефіцієнт теплопередачі огороджуючих поверхонь опалюваних будівель з новою теплоізоляцією (нові або старі будинки з новою теплоізоляцією), $Вт/м^2 \cdot K$;

2.4. K_4 (Коефіцієнт зміни тривалості опалювального періоду):

$$K_4 = N_{h\ r} / N_{h\ b}.$$

де $N_{h\ b}$ – тривалість опалювального періоду в базовому році, год;

$N_{h\ r}$ – тривалість опалювального періоду в звітному році, год.

Таким чином,

$$K_h = K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

3. Для створення Динамічної Базової лінії для гарячого водопостачання, яка враховує всі зовнішні фактори, такі як погодні умови, кількість споживачів, тощо, повинен використовуватись коригуючий коефіцієнт для гарячого водопостачання.

Кількість спожитого палива на гаряче водопостачання пропорційна необхідній кількості тепла протягом періоду надання сервісу, Q_w :

$$B_w = B \cdot (1 - a) = Q_w / NCV \cdot \eta_w,$$

де η_w – загальна ефективність системи гарячого водопостачання.

Згідно з припущенням про Динамічну базову лінію, необхідна кількість тепла для гарячого водопостачання в базовий рік для коректного порівняння повинна бути приведена до фактичних умов (зовнішніх до проекту) звітнього року:

$$Q_{w\ br} = Q_{w\ b} \cdot K_w = Q_{w\ r},$$

де $Q_{w\ br}$ – необхідна кількість тепла на гаряче водопостачання для Динамічної базової лінії, припускається рівним $Q_{w\ r}$ – необхідній кількості тепла для гарячого водопостачання в звітний рік;

$Q_{w\ b}$ – необхідна кількість тепла на гаряче водопостачання у базовий рік;

K_w – середній коригуючий коефіцієнт для гарячого водопостачання.

Цей середній коригуючий коефіцієнт можливо визначити з рівності:

$$K_w = Q_{w\ r} / Q_{w\ b}.$$

Коефіцієнт K_w та його складові компоненти можуть бути визначені з кореляції тепла, використаного на потреби гарячого водопостачання, в базовому і звітному роках:

$$Q_w = n_w \cdot v_w \cdot N_w,$$

де Q_w – необхідна кількість тепла на потреби гарячого водопостачання, кВт·год;

n_w – середня кількість споживачів, персональних рахунків;

v_w – стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок (в теплових одиницях, кВт·год/рік);

N_w – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в рік, год.

Таким чином:

$$K_w = n_{w\ r} \cdot v_{w\ r} \cdot N_{w\ r} / n_{w\ b} \cdot v_{w\ b} \cdot N_{w\ b}.$$

3.1. K_5 (Коефіцієнт зміни кількості споживачів):

$$K_5 = n_{w\ r} / n_{w\ b}.$$

3.2. K_6 (Коефіцієнт зміни стандартної питомої витрати гарячої води на персональний рахунок):

$$K_6 = v_{w\ r} / v_{w\ b}.$$

На цей час діє стандартна питома витрата гарячої води, яка була запропонована у «КТМ 204 України 244-94» у 1993 році та лишилася без змін до останнього їх перевидання у 2005 році. Оскільки не існує інформації про зміни, то $K_6 = 1$ і не підлягає спеціальному моніторингу.

3.3. K_7 (Коефіцієнт зміни тривалості періоду надання послуг гарячого водопостачання):

$$K_7 = N_{w\ r} / N_{w\ b},$$

де $N_{w\ b}$ – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в базовому році, год;

$N_{w\ r}$ – тривалість періоду надання послуг гарячого водопостачання в звітному році, год.

Таким чином,

$$K_w = K_5 \cdot K_6 \cdot K_7.$$

3.4. Коригуючі коефіцієнти для гарячого водопостачання у випадку, коли у базовому році сервіс з гарячого водопостачання був відсутній, а в звітному році цей сервіс надається.

У випадку, коли у базовому році сервіс з гарячого водопостачання був відсутній, кількість споживачів, стандартна питома витрата гарячої

води, тривалість надання послуг гарячого водопостачання у базовому році приймаються рівними значенням цих величин у звітному році,

$$K_5 = K_6 = K_7 = 1.$$

Тому

$$K_{w0} = 1.$$

Параметри, які будуть включені у процес моніторингу для розрахунку ОСВ, представлені у таблиці нижче. Кожен рік таблиця з вищезазначеними коефіцієнтами буде оновлена внаслідок зміни цих коригуючих коефіцієнтів динамічної базової лінії.

Контроль та моніторинг системи зводиться до вимірювання споживання палива. Інші параметри отримуються розрахунковим шляхом або з статистичних даних. Реєстрація споживання газу котельнею відбувається в одиницях об'єму, приведених до стандартних умов за допомогою автоматичних коректорів по температурі та тиску.

Слід відмітити, що описаний вище підхід, параметри та розрахункові формули використовуються для моніторингу викидів за проектним сценарієм та за базовим сценарієм в процесі реалізації проекту, зокрема в процесі підготовки регулярних Звітів про моніторинг.

Динамічна базова лінія залежить від фактичних умов кожного звітного року. Оскільки ці фактичні умови будуть відомі тільки у звітний рік, то використовувати ці параметри та формули в проектно-технічній документації для прогнозної оцінки скорочення викидів наперед неможливо.

Методологія прогнозних розрахунків скорочень викидів парникових газів у Проектно-технічній документації (ПТД) проекту, згідно з міжнародними вимогами до підготовки проектів Спільного впровадження, повинна відповідати консервативному підходу. Відповідно нами у розрахунках враховувались лише ті потенційні ефекти енерозберігаючих заходів, які можливо було обґрунтовано обчислити. Так, використовувалася лише зміна ККД основного обладнання, причому максимально можливі значення також занижувалися відповідно до консервативного підходу. Наприклад, ККД нових котлів приймався не більше 91%, хоча насправді він може досягати 93%. Ефект від заміни пальників та впровадження інших заходів приймався мінімально гарантований. При розрахунках скорочень викидів за рахунок заміни тепломереж, враховувалось лише зменшення втрат теплової енергії через ізоляцію. Не враховувались скорочення протяжності теплотрас, наприклад за рахунок встановлення ІТП, економія теплоносія за рахунок виключення витоків при прокладанні нових, в тому числі попередньо ізольованих, труб.

№	Символ	Параметр	Одиниці вимірювання	Виміряне (в), підраховано (п) або оцінено (о)
1	(B_b) та (B_r)	Споживання палива в котельнях		в
1.1		Природний газ	м^3	
1.2		Мазут	т	
1.3		Вугілля	т	
2	(NCV_b) та (NCV_r)	Середня річна теплотворна спроможність, розрахована з нижчої теплотворної спроможності		в, п
2.1		Природний газ	МДж/м^3	
2.2		Мазут	МДж/кг	
2.3		Вугілля	МДж/кг	
3	$(T_{\text{out } b})$ та $(T_{\text{out } r})$	Середня зовнішня температура в опалювальний період	$^{\circ}\text{C}$	в, п
4	$(T_{\text{in } b})$ та $(T_{\text{in } r})$	Середня внутрішня температура в опалювальний період	$^{\circ}\text{C}$	в, п
5	(n_{wb}) та (n_{wr})	Кількість споживачів послуг гарячого водопостачання		статистика
6	(F_{hb}) та (F_{hr})	Загальна опалювана площа	м^2	статистика
7	(k_{hb})	Середній коефіцієнт теплопередачі будівель в базовому році	$\text{Вт/м}^2 \cdot \text{K}$	статистика
8	(F_{htr})	Опалювана площа будівель (які існували в базовому році) з покращеною тепловою ізоляцією	м^2	статистика
9	(F_{hnr})	Опалювана площа нових будівель, під'єднаних до системи теплопостачання (припускається, з новою покращеною теплоізоляцією) у звітний рік	м^2	статистика
10	(k_{hn})	Коефіцієнт теплопередачі будівель з новою теплоізоляцією	$\text{Вт/м}^2 \cdot \text{K}$	статистика

№	Символ	Параметр	Одиниці вимірювання	Виміряне (в), підраховано (п) або оцінено (о)
11	(N_{hb}) та (N_{hr})	Тривалість опалювального періоду	год	в
12	(N_{wb}) та (N_{wr})	Тривалість періоду послуг гарячого водопостачання	год	в
13	(L_h^b) та (L_h^r)	Максимальне підключене навантаження для надання послуг опалення	МВт	п
14	(L_w^b) та (L_w^r)	Максимальне підключене навантаження для надання послуг гарячого водопостачання	МВт	п
15	(v_{wr}) та (v_{wb})	Стандартна питома витрата гарячої води на персональний рахунок	кВт·год/год	Нормативні документи
16	(Cef_r) та (Cef_b)	Коефіцієнт викидів вуглецю		Нормативні документи
16.1		Природний газ	т CO ₂ /ГДж	
16.2		Мазут	т CO ₂ /ГДж	
16.3		Вугілля	т CO ₂ /ГДж	
16.4		Для проектів СВ по зменшенню споживання електроенергії в Україні	т CO ₂ е/МВт·год	
16.5		Для проектів з генерзації електроенергії в Україні	т CO ₂ е/МВт·год	
17	g	Перерахунковий коефіцієнт для середнього навантаження протягом опалювального періоду		статистика
18	(W_b) та (W_r)	Заплановане та фактичне виробництво електроенергії новими когенераційними установками	МВт·год	в/п
19	(P_b) та (P_r)	Споживання електроенергії на котельнях, де заплановані енергозберігаючі заходи	МВт·год	в

Тому сама методологія прогнозного розрахунку скорочень викидів у ПТД значно простіша, ніж методологія визначення базової лінії та моніторингу, та вимагає знання лише технічних характеристик обладнання та проектних напрямків та обсягів реконструкції системи теплопостачання.

Скорочення викидів парникових газів за проектом:

$$OCB = \sum [E_b - E_r],$$

де OCB – одиниці скорочення викидів, т CO_2 ;

E_r – проектні викиди, т CO_2 ;

E_b – базові викиди, т CO_2 .

Сума береться для всіх котельень, які входять до проекту.

Для кожної котельні:

Базові викиди

$$E_b = E1_b + E2_b + E3_b,$$

де $E1_b$ – викиди ПГ з джерел виробництва тепла, т CO_2 ;

$E2_b$ – викиди ПГ від виробництва електроенергії до загальнодержавної електромережі, яка буде заміщена після встановлення когенераційних установок, т CO_2 ;

$E3_b$ – викиди ПГ від виробництва електроенергії до загальнодержавної електромережі, яка споживається котельнями, на яких будуть впроваджені енергозберігаючі технології.

$$E1_b = \sum (B_{b(i)} \cdot NCV_{b(i)} \cdot Cef_i),$$

де $B_{b(i)}$ – споживання палива у базовому сценарії (для кожного виду палива), тис. m^3 (т);

$NCV_{b(i)}$ – нижча теплотворна спроможність для кожного виду палива, $МДж/м^3$ ($МДж/кг$);

Cef_i – коефіцієнти викидів вуглецю для кожного виду палива, т $CO_2/ГДж$.

$$E2_b = W_b \cdot CEF_g,$$

де W_b – кількість виробленої за рік електричної енергії когенераційними установками, які плануються до встановлення, $МВт \cdot год$;

CEF_g – коефіцієнт викидів вуглецю при виробництві електроенергії в Україні, т $CO_2e/МВт \cdot год$.

$$E3_b = P_2 \cdot CEF_c,$$

де P_2 – річне споживання електроенергії котельнями, в зоні яких будуть впроваджуватись енергозберігаючі заходи (реконструкція і ліквідація ЦТП, встановлення частотного регулювання, тощо), МВт·год;

SEF_c – коефіцієнт викидів вуглецю для проектів СВ зі зменшення споживання електроенергії в Україні, т CO_2 /МВт·год.

Проектні викиди

$$E_r = E1_r + E2_r + E3_r,$$

де $E1_r$ – викиди ПГ з джерел виробництва тепла, т CO_2 ;

$E2_r$ – викиди ПГ від нових когенераційних установок, т CO_2 .

$E3_r$ – викиди ПГ від виробництва електроенергії до загальнодержавної електромережі, яка споживається котельнями, в зоні яких впроваджені енергозберігаючі заходи, т CO_2 е.

Викиди за проектним сценарієм від котелень є сумою дійсних кількостей палива, що споживаються у будь-який звітний рік, помножених на відповідні коефіцієнти викидів. Дійсні – означає з віднятою економією палива, що відбувається завдяки покращенню ефективності тепломереж, реконструкції теплових пунктів, тощо:

$$E1_r = \sum ([B_{r(i)} - V_{(i)}] \cdot NCV_{(i)} \cdot Cef_i),$$

де $E1_r$ – проектні викиди на котельнях у звітний рік, т CO_2 ;

$B_{r(i)}$ – споживання палива у проектному сценарії (для кожного виду палива), тис. m^3 (т);

$V_{(i)}$ – економія палива завдяки реконструкції тепломережі для кожного виду палива, тис. m^3 (т);

$NCV_{(i)}$ – нижча теплотворна спроможність для кожного виду палива, МДж/ m^3 (МДж/кг);

Cef_i – коефіцієнти викидів вуглецю для кожного виду палива, т CO_2 /ГДж.

$$B_{r(i)} = [B_{b(i)} \cdot NCV_{b(i)} \cdot BBE_i] / [NCV_{r(i)} \cdot PBE_i],$$

де BBE_i – ККД котлів у базовий рік, %;

PBE_i – ККД котлів у проектний рік, %.

Параметр BBE_i – ККД котлів в базовий рік береться з режимної карти кожного котла.

$$V_{(i)} = B_{b(i)} - B_{b(i)} \cdot (100 - L_b) / (100 - L_r),$$

де $B_{b(i)}$ – споживання палива у базовому сценарії (для кожного виду палива), тис. m^3 (т);

L_b – втрати тепла у тепломережі у базовому сценарії, %;

L_r – втрати тепла у тепломережі у проектному сценарії, %.

$$E2_r = (W_b - W_r) \cdot CEF_g + B_g \cdot NCV_r \cdot Cef,$$

де Cef – коефіцієнт викидів вуглецю, т CO_2 /ГДж;

W_b – заплановане виробництво електроенергії новими когенераційними установками, МВт·год;

W_r – електроенергія, вироблена новими когенераційними установками, МВт·год;

CEF_g – коефіцієнт викидів вуглецю при виробництві електроенергії в Україні, т CO_2 /МВт·год;

B_g – розрахункове споживання палива (газу) встановленими когенераційними установками, тис. m^3 .

$$E3_r = (P_2 - P1_r) \cdot CEF_c,$$

де P_2 – річне споживання електроенергії котельнями, на яких будуть впроваджені енергозберігаючі технології;

$P1_r$ – розрахункова економія електроенергії завдяки реконструкції теплових пунктів, встановленню частотних перетворювачів, тощо, МВт·год;

CEF_c – коефіцієнт викидів вуглецю для проектів СВ зі зменшення споживання електроенергії в Україні, т CO_2 /МВт·год.

Слід підкреслити, що в прогнозних розрахунках у Проектно-технічній документації згідно консервативному підходу ефект від впровадження всіх енергозберігаючих заходів приймається мінімально гарантований (на основі відомих результатів аналогічних заходів), а у деяких випадках, коли його неможливо визначити конкретно у цифрах, не береться до розрахунків у ПТД, хоч вочевидь повинен бути позитивним.

Таким чином, внаслідок використання принципово різних підходів та методик для прогнозного оціночного розрахунку скорочень викидів у ПТД, та для розрахунку фактично досягнутих скорочень під час моніторингу, реально досягнуті скорочення викидів, при додержанні всіх належних умов надання послуг з тепlopостачання, обов'язково будуть більшими, ніж прогнозні оцінки.

В. А. Воротинцев¹, Д. Ю. Падерно², К. О. Корінчук²

¹ОКП «Донецьктеплокомуненерго», м. Донецьк

²Інститут промислової екології, м. Київ

ПРОЕКТ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЗІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ «РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТ МАКІЇВКА, МАРІУПОЛЬ, АРТЕМІВСЬК ДОНЕЦЬКОЇ ОБЛАСТІ»

Проект «Реконструкція систем теплопостачання міст Макіївка, Маріуполь, Артемівськ Донецької області» було ініційовано у 2006 році. Основною метою проекту є зменшення споживання палива, зокрема природного газу та вугілля, а також зменшення споживання електроенергії в результаті реконструкції систем теплопостачання, що включає реконструкцію і заміну обладнання котелень та розподільчих тепломереж. Результатом цього зменшення буде скорочення викидів парникових газів (в основному CO₂).

Проект охоплює котельні та тепломережі, що входять до складу теплопостачальних підприємств КП «Макіївтепломережа» (якому належать 62 котельні в м. Макіївка), ККП «Маріупольтепломережа» (якому належать 57 котелень в м. Маріуполь) та ТОВ «Артемівськ-енергія» (якому належать 37 котелень в м. Артемівськ), а саме: 156 котелень з 505 котлами та 655 км теплорозподільчих мереж у двотрубному обчисленні. Ці підприємства делегували ОКП «Донецьктеплокомуненерго» повноваження представляти їх інтереси в проекті.

Проектом передбачено:

- реконструкцію 156 котелень з 505 встановленими котлами;
- заміну 174 застарілих котлів;
- реконструкцію 221 котла;
- заміну пальникових пристроїв на 87 котлах;
- реконструкцію 75,5 км теплових мереж у 2-трубному обчисленні;
- заміну 32 теплообмінників;
- впровадження частотного регулювання електроприводів обладнання на 45 котельнях;

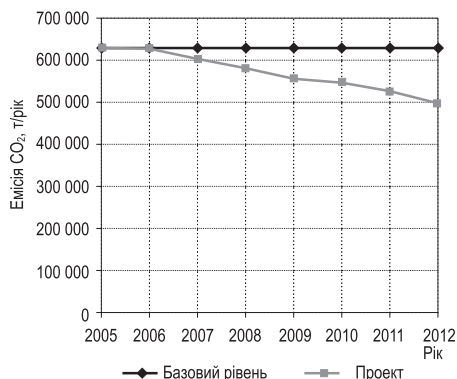
- встановлення 43 теплоутилізаційних апаратів;
- заміну 221 насоса;
- впровадження 11 ІТП;
- встановлення 3 когенераційних установок.

Загальні капітальні інвестиції, що потрібні для виконання цього проекту, складають близько 30 млн €.

Розрахункові щорічні скорочення викидів парникових газів після повного впровадження складатимуть 131,4 тис. т CO₂е на рік. Загальне очікуване скорочення викидів ПГ за ранній період кредитування (AAUs) складає 27,3 тис. т CO₂е, загальне очікуване скорочення викидів ПГ за перший період зобов'язань (ERUs) – 440,7 тис. т CO₂е.

Скорочення викидів парникових газів у процесі впровадження проекту за роками до закінчення першого періоду зобов'язань за Кіотським протоколом наведено на рисунку.

Проект забезпечує збільшення ефективності споживання палива та зменшення споживання електричної енергії з метою скорочення викидів парникових газів по відношенню до поточної практики. Близько 47,9 млн нм³ природного газу, 1350 т вугілля та 13 370 МВт·год електроенергії та додатково ще 37 000 МВт·год електроенергії за рахунок власного виробництва буде зекономлено щорічно, починаючи з 2012 року.



М. Б. Андрєєв¹, Д. Ю. Падерно², Т. Г. Гречко²

¹*КП «Севтеплоэнерго» СМР, м. Севастополь*

²*Інститут промислової екології, м. Київ*

ПРОЕКТ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЗІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ «РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В МІСТІ СЕВАСТОПОЛІ»

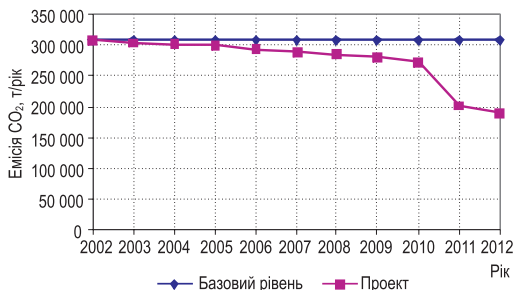
Проект «Реконструкція системи теплопостачання в місті Севастополі» було ініційовано у 2002 році. В ньому передбачена реконструкція централізованої системи теплопостачання в місті Севастополі, що включає заміну та реконструкцію котлів та теплорозподільчих мереж. Комунальне підприємство «Севтеплоэнерго» Севастопольської Міської Ради є одним з основних підприємств в галузі виробництва і транспортування тепла в місті Севастополі. Проект забезпечує збільшення ефективності споживання палива з метою скорочення викидів парникових газів, по відношенню до поточної практики.

Проект охоплює 106 котельень з 330 котлами (із загальним підключеним навантаженням 461 Гкал/год на 2002 рік) та 519 км теплорозподільчих мереж.

Зниження споживання палива та електроенергії при виробництві та транспортуванні теплової енергії буде забезпечене за рахунок впровадження наступних енергозберігаючих заходів:

- заміни старих котлів на нові з більшою ефективністю;
- переключення навантаження з котельень із застарілим обладнанням на котельні з високоефективним обладнанням;
- переведення котельних з вугілля та мазуту на природний газ;
- покращення організації тепломереж;
- впровадження попередньо-ізованих труб;
- встановлення теплонасосної станції з когенераційними установками;
- заміни теплообмінників;
- впровадження сонячних колекторів для гарячого водопостачання;
- встановлення частотних регуляторів до електроприводів тяглових обладнання.

Очікуване щорічне проектне зниження викидів парникових газів складатиме від 3,5 до 17,9 тис. т CO₂e у період 2003–2007 років; від 21,6 до 105,7 тис. т CO₂e у період 2008–2011 років та понад 117 тис. т CO₂e після повного впровадження проекту, починаючи з 2012 року. Загальне очікуване скорочення викидів ПГ за ранній період кредитування (AAUs) складає 50,8 тис. т CO₂e; загальне очікуване скорочення



викидів ПГ за перший період зобов'язань (ERUs) – 305,7 тис. т CO₂e.

Скорочення викидів парникових газів у процесі впровадження проекту за роками до закінчення першого періоду зобов'язань за Кіотським протоколом наведено на рисунку.

В результаті впровадження проекту щорічно буде зекономлено більше 45,9 млн м³ природного газу, 4030 т вугілля та 1012 т мазуту.

УДК 502.5:504.38:613.5

В. І. Дерев'янко¹, Д. Ю. Падерно², К. О. Корінчук²

¹ОКП «Дніпроtepлоенерго», м. Дніпропетровськ

²Інститут промислової екології, м. Київ

ПРОЕКТ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЗІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ «РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В ДНІПРОПЕТРОВСЬКІЙ ОБЛАСТІ»

Основною метою проекту «Реконструкція систем теплопостачання в Дніпропетровській області» є зменшення споживання палива, зокрема природного газу, за рахунок впровадження енергозберігаючих технологій виробництва та розподілу теплової енергії. Зменшення спожив-

вання палива дозволить знизити викиди парникових газів (в основному CO₂). Проект було ініційовано у 2002 році.

Системи теплопостачання майже всіх територіальних районів Дніпропетровської області залучені до цього проекту. Комунальне підприємство ОКП «Дніпротеплоенерго» включає 9 дочірніх підприємств: ДП «Новомосковськтеплоенерго», ДП «Петриківкатеплоенерго», ДП «Васильківкатеплоенерго», ДП «Покровкатеплоенерго», ДП «П'ятихатки-теплоенерго», ДП «Верхньодніпровськтеплоенерго», ДП «Софіївкатеплоенерго», ДП «Перещепинотеплоенерго», ДП «Солонетеплоенерго». Крім цього, до проекту залучені наступні підприємства: КП «Дніпродзержинськтепломережа», Нікопольське комунальне підприємство «Нікопольтеплоенерго», КП «Павлоградтеплоенерго» та ОМКП «Орджонікідзетеплоенерго».

Всього проект охоплює 282 котельні з 917 встановленими котлами (загальне максимальне підключене навантаження 1186,65 Гкал/год на 2002 рік) та 495,5 км теплорозподільчих мереж. Поточна робота систем теплопостачання переважно базується на котлах українського або російського виробництва, які працюють на газі та вугіллі. Поточна ефективність цих котлів знаходиться в діапазоні 65–89%. Найвні розподільчі тепломережі характеризуються втратами тепла до 30%.

Проектом передбачене впровадження енергозберігаючих заходів, таких як:

- заміна застарілих котлів на нові з вищою ефективністю;
- реконструкція котлів;
- заміна пальників;
- встановлення утилізаторів теплоти;
- реконструкція теплових мереж, у тому числі зменшення довжини трубопроводів і заміна 4-трубних систем на 2-трубні, з встановленням нової ізоляції та попередньо-ізольованих труб;
- будівництво квартальних котельень на базі центральних теплових пунктів (ЦТП);
- переобладнання теплових пунктів новими теплообмінниками;
- встановлення частотних регуляторів до електроприводів тягодутевого обладнання;
- використання сучасних приладів обліку газу; теплового обліку; систем контролю теплових мереж; контролю, управління і автоматизації теплогенеруючих об'єктів;
- створення оптимальних систем моніторингу і енергоаудиту об'єктів теплоенергетики;

– встановлення когенераційного обладнання.

Необхідні інвестиції на впровадження проекту становлять біля 15 млн €.

Після повного впровадження проекту щорічно буде заощаджуватись близько 36,5 млн м^3 природного газу, 708 т вугілля та 2600 МВт·год електроенергії.

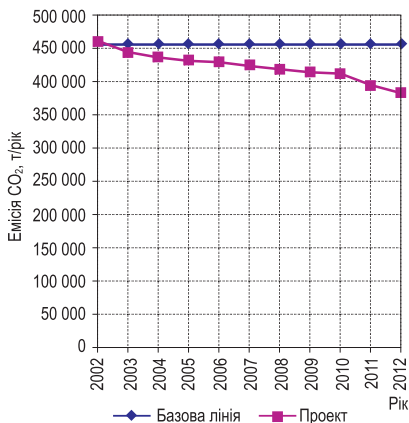
Розрахункові щорічні скорочення викидів парникових газів після повного впровадження складатимуть 74,2 тис. т CO_2e на рік; при цьому за рахунок реконструкції котельного обладнання – 35,9 тис. т CO_2e (48%); за рахунок реконструкції тепломереж – 36 тис. т CO_2e (49%); за рахунок зниження споживання електроенергії – 2,3 тис. т CO_2e (3%).

Скорочення викидів ПГ підприємствами, що впроваджують проект, після повного впровадження проекту представлені у таблиці.

Загальне очікуване скорочення викидів ПГ за ранній період кредитування (AAUs) складає 119,7 тис. т CO_2e ; загальне очікуване скорочення викидів ПГ за перший період зобов'язань (ERUs) – 262,7 тис. т CO_2e .

Скорочення викидів парникових газів у процесі впровадження проекту за роками до закінчення першого періоду зобов'язань за Кіотським протоколом наведено на рисунку.

Теплопостачальне підприємство, що впроваджує проект (партнер проекту)	Скорочення викидів, т CO_2e
ОКП «Дніпротеплоенерго»	11 439
ДП «Новомосковськтеплоенерго»	3 956
ДП «Петриківкатеплоенерго»	729
ДП «Васильківкатеплоенерго»	458
ДП «Покровкатеплоенерго»	726
ДП «П'ятихаткатеплоенерго»	443
ДП «Верхньодніпровськтеплоенерго»	1 043
ДП «Софіївкатеплоенерго»	399
ДП «Перещепинотеплоенерго»	770
ДП «Солонетеплоенерго»	566
КП «Дніпродзержинськтепломережа»	13 615
НКП «Нікопольтеплоенерго»	4 154
КП «Павлоградтеплоенерго»	29 982
ОМКП «Орджонікідзетеплоенерго»	5 946
Всього:	74 226



В процесі розробки проекту «Реконструкція систем теплопостачання в Дніпропетровській області» був використаний специфічний для проекту підхід, розроблений спеціалістами Європейського інституту санування, безпеки, страхування, обладнання та засобів для захисту довкілля «SVT e.V.» (Німеччина) та Інституту промислової екології (Україна). Він враховує всі заходи, включені у проект, та особливості проектів СВ з реконструкції систем комунального теплопостачання в Україні.

УДК 502.5:504.38:613.5

С. В. Фомич¹, І. А. Лайтерман¹, Д. Ю. Падерно², Н. Ю. Павлюк²

¹Концерн «Міські теплові мережі», м. Запоріжжя

²Інститут промислової екології, м. Київ

РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТА ЗАПОРІЖЖЯ

Запоріжжя – це велике індустріальне місто, шосте в Україні за чисельністю населення; про його теплозабезпечення турбується Концерн «Міські теплові мережі». Більшість будинків бюджетної сфери та населення отримують теплову енергію від централізованої системи теплопостачання, яка була закладена ще в повоєнні роки. Своєчасні ремонти обладнання, планові оновлення та залучення сучасних енергозберігаючих технологій дозволяють підтримувати надійність системи та безперебійність теплопостачання та надання послуг гарячого водопостачання населенню міста. Однак, стрімке здороження основного палива, на якому працює котельне обладнання, – природного газу, – та

занижені тарифи на теплопостачання, що не покривають собівартість послуги, унеможливлюють реконструкцію основних теплогенеруючих та теплопостачальних фондів.

Керівництво Концерну веде активну роботу по пошуку шляхів зниження собівартості теплопостачання через залучення альтернативних видів палива та впровадження сучасних енергозберігаючих технологій та матеріалів, але це потребує додаткового – позабюджетного – фінансування.

Одним із шляхів вирішення цієї задачі є участь в проекті спільного впровадження з реконструкції системи теплопостачання задля отримання безповоротного вуглецевого інвестування від закордонного інвестора. Інвестор фактично купує одиниці скорочення викидів парникових газів ($\text{т CO}_2\text{e}$), які генеруються при впровадженні заходів з енергозбереження на обладнанні Концерну.

В межах проекту Концерн планує запровадити наступні заходи для підвищення ефективності роботи обладнання та всієї системи теплопостачання в цілому:

- Заміна застарілих котлів з низькою ефективністю на сучасні котли з високою ефективністю (типів КВГМ, КСВ, КОЛВІ, АОГВ, тощо) дозволить підвищити ефективність з 65–85% до 90–93%.
- Встановлення поверхневих конденсаційних теплоутилізаторів, зокрема розроблених за участю Інституту промислової екології, дозволить утилізувати скидку теплоту вихідних газів. Впровадження цієї технології призведе до підвищення ефективності споживання палива на 6–8%.
- Реконструкція системи теплорозподільчих мереж дозволить понизити втрати теплової енергії за рахунок заміни труб основних магістральних та розподільчих мереж (з неефективною теплоізоляцією) на попередньо ізольовані труби.
- Реконструкція центральних теплових пунктів (ЦТП) з впровадженням погодно-залежного регулювання.
- Заміна 4-трубних ліній на 2-трубні з одночасним встановленням індивідуальних теплових пунктів (ІТП) з сучасними теплообмінниками поблизу споживачів.
- Впровадження частотного регулювання електроприводів насосів (циркуляційних опалення та гарячого водопостачання, мережових, підживлювальних, тощо) дозволить суттєво зменшити споживання електроенергії. Такі регулятори дозволять змінювати потужність електродвигунів в залежності від підключеного навантаження, як протягом

доби, коли змінюється водоспоживання, так і протягом року, коли влітку електродвигуни працюють тільки на гаряче водопостачання.

- Завдяки встановленню когенераційних установок, в результаті заміщення теплової енергії для гарячого водопостачання від котелень по вул. Товариській, 47, вул. Адм. Ушакова, 251, вул. Цитрусова, 9 на тепло від когенераційних установок (електроенергія, вироблена когенераційними установками, споживатиметься на власні потреби котелень, та надлишок при наявності буде переданий до електромережі) відбудеться підвищення ефективності споживання палива, зменшення залежності від постачання електроенергії та покращення операційної стабільності та надійності, зменшення виробництва електроенергії тепловими електростанціями, зниження втрат електроенергії на її передачу, та зменшення забруднення навколишнього середовища.

- Використання теплової енергії вторинних енергоресурсів (ВЕР) від ВАТ «Запоріжсталь» для гарячого водопостачання в літній період споживачів Орджонікідзевського району (котельня по вул. Адм. Нахімова, 4), Ленінського району (котельня по пр. Металургів, 32), Жовтневого району (котельня по вул. Артема, 79А, котельня по вул. Героїв Сталінграда, 2а), Заводського району (котельня по вул. Ушакова, 251), Комунарського району (котельня по вул. Чубанова, 3д) надасть змогу суттєво знизити витрати палива в неопалювальний період.

- Будівництво теплонасосної станції тепловою потужністю 15 Гкал/год на центральних очисних спорудах № 1 з використанням тепла стічних каналізаційних стоків для забезпечення гарячого водопостачання споживачів Комунарського району міста Запоріжжя надасть змогу суттєво знизити витрати палива на ці цілі.

- Встановлення в котельні по вул. Військбуд, 1246 для потреб гарячого водозабезпечення 2 котли «Kriger», що працюють на деревині, дозволить знизити витрати викопного палива.

Отримані в результаті реалізації проекту спільного впровадження інвестиції заплановано залучити в подальшу реконструкцію системи теплозабезпечення міста.

Б. П. Бурман¹, В. О. Логвин², Д. Ю. Падерно²

¹*МКП «Херсонтеплоенерго», м. Херсон*

²*Інститут промислової екології, м Київ*

ЗАЛУЧЕННЯ МЕХАНІЗМУ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ ДЛЯ ПРИСКОРЕНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ У СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТА ХЕРСОН

Механізм спільного впровадження Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату дозволяє залучити додаткові інвестиції у впровадження енергозберігаючих заходів в Україні. Відповідно до цього механізму, у 2006 році було розпочато проект «Реконструкція системи теплопостачання в місті Херсон».

Основною метою проекту є зменшення споживання викопного палива та електроенергії за рахунок підвищення ефективності роботи котлів та обладнання котельень, зменшення втрат тепла в тепломережах, в результаті чого буде досягнуте скорочення викидів парникових газів (в основному CO₂).

Проект охоплює реконструкцію 38 котельень з 135 встановленими котлами та 119 км теплорозподільчих мереж у двотрубному обчисленні, що входять до складу теплопостачального підприємства МКП «Херсонтеплоенерго»

В проекті передбачено, зокрема:

- заміну 77 застарілих котлів на 34 нових з більшою ефективністю;
- реконструкцію 6 котлів (заміну труб екрану, тощо);
- заміну 26 пальникових пристроїв на 14 котлах;
- реконструкцію 11,8 км теплових мереж у 2-трубному обчисленні;
- встановлення теплоутилізаційних апаратів за 5 котлами;
- встановлення перетворювачів частоти електроприводів;
- заміну 4-ох насосів.

З 38 котельень підприємства, 6 укомплектовані котлами середньої потужності (від 4 до 50 МВт) типів ТВГ-8, КВГ-6,5, ДКВР-4, КВГМ-30, ПТВМ-50, тощо, та 32 котельні – котлами малої потужності (до 1 МВт) типів НІСТУ-5, Е-1/9г, С-40, Факел 1г, тощо.

Котли середньої потужності мають експлуатаційний ККД 82–91%, тоді як здебільшого застарілі котли малої потужності мають експлуатаційний ККД на рівні 65–80%.

Котли типу НІСТУ-5, кількість яких складає 69, з яких в експлуатації 65, застаріли, через довготривалу експлуатацію (деяким котлам по 40 років і більше) мають низький КПД (64–75%). Вони в першу чергу підлягають заміні. При виборі нових котлів слід враховувати всі показники, включаючи ефективність, експлуатаційні показники, надійність, строк окупності. Так, одним із варіантів є встановлення сучасних котлів виробництва фірми Riello. До їх переваг слід віднести малі габарити (вони займають втричі менше місця), високий КПД (92%), високий рівень автоматизації.

Котли НІСТУ використовують 6,2 млн м³ газу в рік. Заплановане встановлення нових котлів надасть можливість зменшити витрати палива на 1,5 млн м³ за рік, що в свою чергу зменшить викиди CO₂ на 2,9 тис. т на рік. Середній строк окупності заходу складатиме 4,5–6 років.

Інші котли типу Факел-1Г, Е-1/9Г, Рівне-80-ГС також підлягають заміні. Це дасть можливість скоротити викиди CO₂ ще на 490 т на рік.

На котлах типу ПТВМ-50 передбачається реконструкція шляхом заміни частини існуючих пальників на сучасні автоматизовані пальники Riello. Подові пальники на котлах типу ТВГ-8М та КВГ-6,5 плануються бути замінені на сучасні пальники МПИГ-3. Для котлів типу КВГМ-30 передбачена заміна на пальники типу СНТ (струйно-нишова технологія).

Ці заходи дозволять підвищити КПД на 2–3%. Загальне споживання пального котлами середньої потужності складає 38,6 млн м³ природного газу за рік. В результаті впровадження цих заходів передбачається зменшити витрати пального на 1,1 млн м³ газу за рік, що призведе до зменшення викидів CO₂ на 2,1 тис. т на рік. Середній строк окупності заміни пальників складає 4–6 місяців.

За котлами середньої потужності типів ТВГ, КВГ, ПТВМ передбачене встановлення утилізаторів теплоти. При використанні теплоутилізаційних технологій відбувається зниження температури відхідних газів та корисне використання утилізованої теплоти. Теплоутилізатори, розроблені Інститутом технічної теплофізики НАН України та Інститутом промислової екології, дають змогу підвищити коефіцієнт використання палива на 6–8%. Це дасть змогу зменшити витрати палива на 2,3 млн м³, що призведе до зменшення викидів CO₂ на 4,5 тис. т на рік. Строк окупності складатиме 3–4 місяці.

Загальна протяжність теплорозподільчих мереж від котелень, включених до проекту, складає 119,3 км в 2-трубному обчисленні, з них планується до реконструкції 10,8 км. Після закінчення реконструкції економія газу складатиме 3,4 млн м³ за рік. Скорочення викидів складатимуть 6,7 тис. т. за рік.

Встановлення перетворювачів частоти електроприводів технологічного обладнання котелень та заміна насосів на 4 котельнях надасть можливість економити близько 150 МВт-год електроенергії на рік. В свою чергу це зменшить викиди ПГ на 120 тис. т CO₂e.

До інших заходів з енергозбереження можна віднести заміну труб екранів та заміну конвективної частини на котлах ПТВМ-50, переключення навантаження від малоефективних котелень до котелень з високою енергоефективністю.

Співвідношення між прогнозними результатами впровадження заходів з енергозбереження (% скорочення викидів) представлено на рисунку.

Впровадження проекту забезпечить економію викопних палив завдяки підвищенню коефіцієнту використання палива: щорічно буде зекономлено понад 7312,6 тис. м³ природного газу, та 244,6 т вугілля.

Розрахункові щорічні скорочення викидів парникових газів після повного впровадження проекту складатимуть 20,4 тис. т CO₂e на рік.

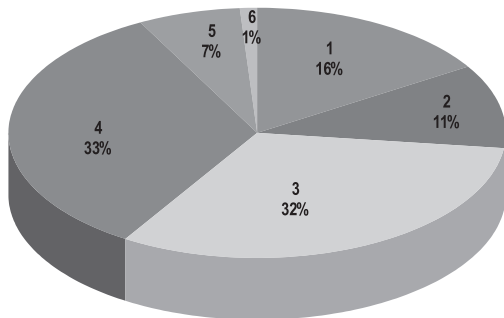


Рисунок. Співвідношення між прогнозними результатами впровадження заходів з енергозбереження:

1 – заміна котлів на нові; 2 – впровадження палиникових пристроїв; 3 – реконструкція тепломереж; 4 – впровадження теплоутилізаторів; 5 – встановлення частотного регулювання; 6 – інші методи.

Загальні капітальні інвестиції, потрібні для виконання цього проекту, складають близько 8,3 млн Євро. Очікувана частка безповоротних інвестицій в рамках механізму спільного впровадження Кіотського протоколу складає 5–10%.

Райнер Шютте, Владимир Гомон

Европейский институт по санированию, безопасности, страхованию и разработке средств и оборудования для охраны окружающей среды – SVT e.V., г. Бус, Германия

ПРОЕКТЫ СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ В УКРАИНЕ (ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ) И НАШИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА

Институт SVT e.V. располагает уже более чем семилетним опытом работы с украинскими предприятиями в области повышения эффективности систем теплоснабжения различных регионов Украины и, соответственно, снижения этими теплоснабжающими предприятиями выбросов парниковых газов.

Как показала детерминация проектов, проведенная независимыми европейскими аккредитованными организациями, такими как «TÜV-SÜD» и «Bureau Veritas», эти проекты соответствуют условиям механизма проектов Совместного Осуществления – СО (Joint Implementation –JI) Киотского Протокола, что позволило часть финансирования этих проектов осуществить за счет средств покупателей (инвесторов) единиц снижения выбросов.

За это время, с нашим участием и сопровождением, были выполнены пять проектов практически с одинаковым названием «Реабилитация систем теплоснабжения – Rehabilitation of the district heating system» Черниговской и Донецкой областей, Автономной Республики Крым и городов – Харькова и Луганска.

Реализация этих проектов, генерирующих начиная с 2008 г. более 1 млн т уменьшения выбросов CO₂ в год, позволила к 2010 году выработать и продать инвесторам 2,27 млн т так называемых углеводородных сертификатов, получив на финансирование проектов порядка 13 млн евро.

Интересно отметить, что Украина сумела получить право проводить свои проекты обоими путями, предусмотренными условиями для проектов JI, т.е. как по правилам Track 2 (под международным контролем), так и по правилам Track 1, т.е. без международного контроля,

выполнив все необходимые для этого требования, сделав, таким образом, абсолютно прозрачными как технические и правовые, так и финансовые аспекты проектов.

Это достижение (здесь следует отдать должное Национальному Агентству Украины по инвестициям в окружающую среду), позволило устранить возникавшие при использовании условий Track 2 сложности, в частности, связанные с некоторыми особенностями сложившейся в Украине ситуации в различных отраслях промышленности и, в частности, в области теплоснабжения. Речь в данном случае идет об отсутствии тепловых счетчиков как на выходе из котельных, так и у потребителей.

В процессе детерминации наш институт с участием Института Промышленной Экологии (г. Киев) разработал специальную методику пересчета базовой линии на условия зачетного года с использованием данных по расходу топлива и ряда объективных данных, таких как погодные условия, изменения в количестве потребителей, в свойствах топлива и др.. Эта методика была акцептирована детерминирующей организацией («TÜV-SÜD»), но после начала работы Надзорного Комитета по проектам CO – Suppervaiser Committee, ее легитимность была ограничена только проектами CO, выполняемых по Track 1.

Успех первых проектов CO в Украине привел к количественному увеличению проектов совместного осуществления в разных отраслях промышленности. Так, к середине 2010 года количество проектов CO, выполненных по Track 2, возросло до 11, а выполненных по Track 1 – до 16. К сожалению, среди них нет новых проектов по повышению эффективности систем теплоснабжения городов и регионов. А как известно, Украина состоит из двадцати шести областей. Дело даже не только в том, что эти проекты способствуют уменьшению выбросов парниковых газов, что немаловажно, а в том, что системы теплоснабжения в Украине крайне нуждаются в модернизации, а проекты совместного осуществления позволяют эту задачу решить с привлечением до 15–20% денежных средств в результате продажи углеродных сертификатов. К сожалению, уходит время, так как действие Киотского протокола ограничивается пока 2012 годом, и его дальнейшая судьба – неизвестна.

Одной из причин такого отношения со стороны теплоснабжающих предприятий Украины являются уже упомянутые сложности с выполнением проектов по Track 2. Ряд теплоснабженческих предприятий заняли выжидательную позицию, а когда появилась возможность использовать Track 1, и все препятствия были устранены, оказалось, что осталось мало времени, да и конференция в Копенгагене не внесла яс-

ности в судьбу проектов СО. В результате многие теплоснабженческие предприятия решили, что требуемые для подготовки и выполнения проектов денежные и временные затраты сопряжены для них с большим риском, что и стало второй причиной, по которой такие проекты в ряде случаев не были разработаны или не были закончены, хотя значительная часть работ по их подготовке уже была проведена.

Не помогло, в этом плане, к сожалению, и принятое в том числе с целью стимулирования проектов СО Постановление Правительства Украины № 1313 от 25 ноября 2009 г. «Об утверждении процедуры оказания государственной поддержки владельцам объектов, которые реализуют проекты, направленные на сокращение объема антропогенных выбросов парниковых газов в соответствии со статьей 6 Киотского Протокола к рамочной Конвенции ООН об изменении климата».

Это постановление устанавливает порядок и условия поддержки предприятий, реализующих проекты, направленные на уменьшение объемов антропогенных выбросов парниковых газов в соответствии со статьей 6 Киотского Протокола, с целью создания благоприятных условий как для этих предприятий, так и для привлечения инвесторов для модернизации отечественного производства. С этой целью Украинское Правительство готово передать Инвестору (юридическому лицу иностранного государства) количество Единиц Установленного Количества – ЕУК (Assigned Amount Units – AAUs), соответствующее количеству планируемого уменьшения выбросов парниковых газов в результате реализации проектов с 01.01.2013 г. до 31.12.2022 г. или даже на протяжении большего периода жизненного цикла проекта.

Проведенный нами анализ рынка ЕУК позволил сделать следующие выводы:

1. Принятое Кабинетом Министров Украины Постановление № 1313 от 25 ноября 2009 г., безусловно, должно содействовать поддержке предприятий Украины, реализующих проекты, направленные на уменьшение объемов антропогенных выбросов парниковых газов.

2. Имеются причины, которые повышают уровень риска для Инвесторов и снижают цену за Единицу Установленного Количества. К этим причинам относятся:

- долгосрочность реализации этих проектов (2013–2022 гг.);
- отсутствие ясности в отношении судьбы подобных проектов в пост-киотский период;
- отсутствие ясности в отношении судьбы избытков ЕУК в пост-киотский период;

- относительно небольшое количество Единиц снижения выбросов (и, соответственно, ЕУК), которые могут предложить отдельные предприятия даже в течение достаточно длительного периода реализации проекта;
- неясность в отношении формата ЕУК – AAUs, передаваемых Правительством Украины через Национальное Агентство Инвестору («hot air», «hard greened» or «soft greened»).

3. Для случая «мягкого озеленения» («soft greening») Единиц Установленного Количества, т.е. формата, указанного нами в разосланной потенциальным инвесторам информации, получено единственное конкретное предложение (порядка 3,0 Евро за ЕУК). Предлагаемая инвестором цена – не велика, но учитывая большой риск, связанный с множеством предложений и сценариев серьезного ограничения использования избытков ЕУК вплоть до запрета торговли ими в пост-киотский период, она (эта цена) может быть предложена как основа для переговоров с Инвестором (-ами).

4. Для формата «hot air» следует ориентироваться на цены, указанные в выполненном нами ранее обзоре добровольного рынка, и составляющих величину порядка 1,5–2,0 Евро за AAU.

К сожалению, к моменту написания этой статьи вопрос о реализации Постановления № 1313 пока еще не перешел в стадию реализации, но есть надежда, что в ближайшее время это произойдет, и тогда появится дополнительный стимул к разработке и реализации новых проектов СО.

Наша организация готова откликнуться на повышенный спрос на разработку и сопровождение проектов Совместного Осуществления в Украине и оказать необходимую помощь в подготовке проектов, прохождении ими процедур детерминации, а впоследствии верификации, в поиске инвесторов (Покупателей), а также в реализации проекта.

Кроме того, наша организация готова оказать помощь в различных других направлениях, в которых она располагает большим долголетним опытом:

- разработка средств и оборудования для охраны окружающей среды;
- осуществление санирования помещений и территорий с очисткой их от вредных веществ и загрязнений в результате разлива горючих веществ, масла и т.д.;
- осуществление скорой экологической помощи;
- проектирование и строительство бензозаправочных станций и заправочных лагеров;

- проектирование и инсталляция систем отопления и горячего водоснабжения с модернизацией их элементов, с применением как традиционных (лучшие образцы котлов европейского производства на газе и жидком топливе), так и возобновляемых источников энергии: солнечной (солнечные коллекторы и электромодули), энергии земли (тепловые насосы), биоэнергии (котлы на отходах древесины и др.);
- теплоутилизаторы уходящих газов котлов (конденсационные) и печей;
- разработка и осуществление растительных очистных сооружений и т.д.

Мы будем рады быть полезными украинским предприятиям и организациям.

Наш адрес:

Oelwerkstrasse 25, 66359 Bous, Saarland, Deutschland

Telefon: +49 06834 92070; +49 06834 920728; Fax: +49 6834 92750

УДК 502.5:504.38:613.5

Т. П. Шепель

ООО «Международная юридическая служба», г. Киев

НАЛОГОВЫЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО КИОТСКОМУ ПРОТОКОЛУ

Осуществление хозяйственных операций с единицами сокращения выбросов обусловлено участием Украины в Киотском протоколе к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, целью которого является ограничение антропогенных выбросов в атмосферу парниковых газов.

Для реализации положений Киотского протокола в Украине издан ряд нормативных актов, одним из которых является Постановление Кабинета Министров Украины «Об утверждении Порядка подготовки, рассмотрения, одобрения и реализации проектов, направленных на сокращение объема антропогенных выбросов парниковых газов» от 22 февраля 2006 г. № 206 с изменениями и дополнениями.

Постановлением среди прочего определены следующие термины:

«единицы сокращения выбросов (ERUs) – углеродные единицы, которые индивидуально обозначены добавлением к серийному номеру единиц (частей) установленного количества идентификатора (регистрационного номера) проекта и введения в обращение каждой из которых удостоверяет сокращение выбросов парниковых газов, эквивалентных 1 метрической тонне двуокиси углерода»;

«покупатель – юридическое или физическое лицо иностранного государства, которому это государство открыло счет для зачисления полученных единиц сокращения выбросов в собственном реестре углеродных единиц»;

«контракт – внешнеэкономический контракт или другой двусторонний договор владельца объекта с покупателем, по которому покупатель приобретает право на платное получение единиц сокращения выбросов».

Как следует из вышеуказанного, хозяйственные операции, предметом которых является продажа единиц сокращения выбросов, являются внешнеэкономическими и исключительно экспортными, поскольку покупатель – юридическое или физическое лицо иностранного государства, а место поставки – за пределами таможенной территории Украины.

Для правового регулирования таких хозяйственных операций применяются общие нормы действующего законодательства Украины, в частности отраслей гражданского и хозяйственного права.

В практическом аспекте налогообложения продавцы ЕСВ столкнулись с двумя вопросами:

1. Является ли экспортная операция по продаже единиц объектом налогообложения налогом на добавленную стоимость?

2. Возможно ли включение уплаченных сумм НДС в налоговый кредит в связи с происхождением средств, являющихся средством платежа по операциям покупки оборудования с целевым назначением задействования в механизме «генерирования» единиц сокращения выбросов.

Для ответа на первый вопрос необходимо обратиться к положениям Закона Украины «О налоге на добавленную стоимость» (далее – Закон «О НДС»).

Специальное правовое регулирование налогообложения НДС таких операций Законом «О НДС» не предусмотрено, а потому к данному случаю должны применяться общие положения этого Закона.

Согласно пп. 3.1.3 п. 3.1. ст. 3 Закона «О НДС» «объектом налогообложения являются операции налогоплательщиков по: поставке (вы-

воз, пересылка) товаров (сопутствующих услуг) в таможенном режиме экспорта или реэкспорта (далее – экспорта) согласно положениям глав 31–32 Таможенного кодекса Украины за денежные средства или другие виды компенсаций (вознаграждение). С целью налогообложения этим налогом к экспорту также приравниваются: ... в других случаях, определенных этим Законом.»

Там же указано, что «не считаются экспортом операции по поставке товаров или услуг за пределы таможенной или государственной границы Украины, которые не являются объектом налогообложения этим налогом согласно пункту 3.2 статьи 3 этого Закона или освобождаются от налогообложения этим налогом согласно пункту 5 статьи 5 Закона.

Из приведенного следует, что, во-первых, экспортную операцию по продаже единиц сокращения выбросов с целью налогообложения возможно отнести к экспорту в качестве «других случаев, определенных этим Законом»; во-вторых, относительно таких операций невозможно применить исключение относительно экспорта по причине, что они не являются объектом налогообложения (пункт 3.2 статьи 3) или освобождаются от налогообложения (статья 5 полностью), ведь определенные в этих статьях перечни не содержат операций по продаже единиц сокращения выбросов или вида операций который бы мог их включать, и вместе с тем являются исключительными и расширению не подлежат.

В качестве «другого случая», предусмотренного Законом «О НДС», как вид экспортных услуг, операцию по продаже единиц сокращения выбросов необходимо определить как «предоставление обязанности воздержаться от осуществления отдельных видов деятельности частично или полностью», как это указано в абзаце 5 подпункта «д» пункта 6.5 статьи 6 Закона «О НДС».

Относительно исследуемого вопроса существует Письмо Государственной налоговой администрации Украины «О рассмотрении письма относительно налогообложения НДС единиц сокращения выбросов» от 9 июня 2009 г. № 5350/6/ 16-1515-12, где также такие операции классифицируются как вид услуг по предоставлению обязанности воздержаться от осуществления отдельных видов деятельности частично или полностью. Тем не менее изложенный в письме вывод о том, что согласно пп. 3.1.1. п. 3.1 ст. 3 и п. 6.5 ст. 6 Закона «О НДС» продажа нерезиденту единиц сокращения выбросов с местом поставки за пределами таможенной территории Украины не будет считаться объектом налогообложения НДС, противоречит содержанию пункта 3.2 статьи 3

Закона «О НДС», где определен исключительный перечень операций, не являющихся объектом налогообложения. И вдобавок без надлежащих правовых оснований в письме применены ссылки на пп. 3.1.1. п. 3.1 ст. 3 Закона «О НДС», ведь в этом подпункте речь идет о «поставках товаров и услуг, место поставки которых находится на таможенной территории Украины», а исследуемые операции имеют место поставки за пределами таможенной территории Украины. И вдобавок данное письмо имеет лишь рекомендательный характер и не является актом нормативного характера.

Как указано выше, перечни операций, которые не являются объектами налогообложения НДС (п. 3.2 ст. 3 Закона «О НДС») или освобождены от налогообложения (ст. 5 Закона «О НДС»), не содержат операций по продаже единиц сокращения выбросов или вида операций, который бы мог их включать, а следовательно к ним должен применяться общий порядок налогообложения НДС, а именно налогообложение экспортной операции по оплатной поставке услуги, как относящийся к «другим случаям», определенных Законом «О НДС», в виде услуги по «предоставлению обязанности воздержаться от осуществления отдельных видов деятельности частично или полностью». Специфика такой операции заключается в том, что товаром юридически являются «единицы сокращения выбросов», но непосредственным предметом соглашения с целью налогообложения НДС является в понимании пп. 3.1.3 п. 3.1. ст. 3 и п. 6.2 ст. 6 Закона «О НДС» сопутствующая услуга в виде предоставления обязанности воздержаться от осуществления отдельных видов деятельности.

Ставка НДС при осуществлении такой операции составляет «0» процентов к базе налогообложения согласно п. 6.2 ст. 6 Закона «О НДС». В налоговой декларации по НДС такая операция должна отражаться в разделе «Налоговые обязательства» в графе 2.1 «Экспортные операции», где в колонке А «объемы поставки» указывается сумма поставки, а в колонке Б «сумма НДС» указывается «0».¹

¹ Считаю необходимым добавить, что согласно п. 5.3.4. Приказа ГНАУ «Об утверждении формы налоговой декларации и Порядка ее заполнения и представления»: «К декларации плательщиком прилагается справка произвольной формы, заверенная подписью руководителя или главного бухгалтера и печатью (или подписью плательщика, если плательщик – физическое лицо), с указанием вида операции и пункта Закона, согласно которому такая операция не является объектом налогообложения» К тому же еще одним доказательством невозможности отнесения исследуемых операций к таким, которые не являются объектом налогообложения НДС, есть прямая ссылка на пункт 3.2. ст. 3 Закона «О НДС» в тексте бланка налоговой декларации по НДС в графе 3 «Операции, не являются объектом налогообложения (п. 3.2 ст. 3 Закона), что безусловно предусматривает обязательность определения такой операции в указанном пункте статьи закона как условия декларирования ее в графе 3 налоговой декларации по НДС.

Итак, экспортная операция по продаже единиц сокращения выбросов является объектом налогообложения налогом на добавленную стоимость в качестве экспортной операции по оплатной поставке услуги, как относящейся к экспорту в качестве «иных случаев, определенных этим Законом» (абзац 6 пп. 3.1.3 ст. 3 Закона «О НДС») в форме услуги относительно «предоставления обязанности воздержаться от осуществления отдельных видов деятельности частично или полностью» (абзац 5 пп. «д» п. 6.5 ст. 6 Закона «О НДС»). Ставка НДС при осуществлении такой операции составляет «0» процентов (п. 6.2 ст. 6 Закона «О НДС»).

Суть второго вопроса, с которым столкнулись собственники проектов, состоит в определении случаев не включения уплаченных сумм НДС в суммы налогового кредита, и возможности включения или не включения уплаченных сумм НДС в налоговый кредит в связи с происхождением средств, являющихся средством платежа по операции, и целевым назначением покупаемого оборудования.

Правовое регулирование налогового кредита осуществляется согласно п. 7.4. ст. 7 Закона «О НДС». В частности, в пп. 7.4.1. определено, что

«Налоговый кредит отчетного периода определяется исходя из договорной (контрактной) стоимости товаров (услуг) ... и состоит из сумм налогов, начисленных (уплаченных) налогоплательщиком по ставке, установленной пунктом 6.1 статьи 6 и статьями 8-1 этого Закона, на протяжении такого отчетного периода в связи с:

приобретением или изготовлением товаров ... с целью их дальнейшего использования в налогооблагаемых операциях в процессе хозяйственной деятельности налогоплательщика;

приобретением ... основных фондов ... с целью дальнейшего использования в производстве и/или поставке товаров (услуг) для налогооблагаемых операций в процессе хозяйственной деятельности налогоплательщика.»

Как следует из вышеизложенного, основными условиями для включения уплаченных сумм НДС в состав налогового кредита при покупке основных фондов и товаров является, во-первых, цель их дальнейшего использования в налогооблагаемых операциях; во-вторых, использование их в хозяйственных операциях налогоплательщика.

В пп. 7.4.2 и 7.4.4. п. 7.4. ст. 7 Закона «О НДС» определены следующие условия не включения уплаченных сумм НДС в состав налогового кредита:

– приобретение (изготовление) товаров (услуг) и основных фондов, которые предназначены для их использования в операциях, которые не являются объектом налогообложения согласно статье 3 Закона «О НДС» или освобождаются от налогообложения согласно статье 5 Закона «О НДС»;

– приобретение (изготовление) материальных и нематериальных активов (услуг), которые не предназначены для их использования в хозяйственной деятельности такого плательщика.

В пп. 7.4.3. п. 7.4. ст. 7 Закона «О НДС» определено, что при частичном использовании приобретенных активов в налогооблагаемых операциях в сумму налогового кредита включается доля, пропорциональная их использованию в таких операциях.

Таким образом, из вышеуказанного следует, что условиями не-включения уплаченных сумм НДС в состав налогового кредита при купле основных фондов, товаров является, во-первых, цель дальнейшего их использования в операциях, которые не являются объектом или освобождаются от налогообложения НДС; во-вторых, такие активы не предназначены для их использования в хозяйственных операциях налогоплательщика.

Таким образом, для ответа на поставленный вопрос следует учитывать следующие аспекты:

Во-первых, действующим законодательством Украины не предусмотрен в качестве основания для невключения в сумму налогового кредита уплаченных сумм НДС по операциям приобретения оборудования на таможенной территории Украины юридический факт происхождения средств, уплаченных по операции. Соответственно уплаченные суммы НДС по операции приобретения оборудования на таможенной территории Украины, за средства полученные от экспортной операции по продаже единиц сокращения выбросов подлежат включению в налоговый кредит отчетного периода.

Относительно включения в налоговый кредит сумм НДС уплаченных по операциям по приобретению оборудования на таможенной территории Украины, которое в дальнейшем будет использоваться для предоставления экспортных услуг, следует указать следующее.

Как указано выше, условиями невключения в сумму налогового кредита уплаченных сумм НДС является использование приобретенного оборудования в операциях, которые не являются объектом, или освобождаются от налогообложения НДС, или его не использование в хозяйственных операциях налогоплательщика (пп. 7.4.2, 7.4.4. п. 7.4 ст. 7 За-

кона «О НДС»). Экспортные операции, в том числе продажа единиц сокращения выбросов, как указано выше, является объектом и не освобождается от налогообложения НДС, и, соответственно, облагаются налогами по ставке «0» процентов (пп. 3.1.3 п. 3.1 ст. 3 и п. 6.2 ст. 6 Закона «О НДС»), а потому приобретение оборудования для использования его в хозяйственных операциях налогоплательщика для предоставления экспортных услуг имеет цель использования для поставки товаров (услуг) для налогооблагаемых операций в пределах хозяйственной деятельности налогоплательщика. Соответственно, такая операция по приобретению оборудования полностью отвечает требованиям пп. 7.4.1 п. 7.4 ст. 7 Закона «О НДС», а суммы НДС уплаченные по операциям по приобретению оборудования на таможенной территории Украины, которое в дальнейшем будет использоваться для предоставления экспортных услуг, подлежат включению в налоговый кредит отчетного периода.

Итак, согласно пп. 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4 п. 7.4 ст. 7 Закона «О НДС», включение в налоговый кредит уплаченных сумм НДС по операции приобретения оборудования на таможенной территории Украины за средства, получены от экспортной операции по продаже единиц сокращения выбросов не противоречит действующему законодательству Украины; вместе с тем, суммы НДС уплаченные по операциям по приобретению оборудования на таможенной территории Украины при условиях, которые в дальнейшем приобретенные активы будут использоваться в рамках хозяйственной деятельности налогоплательщика для осуществления налогооблагаемых экспортных операций, согласно с пп. 7.4.1 п. 7.4 ст. 7 Закона «О НДС», подлежат включению в налоговый кредит отчетного периода.

В целях избежания проблем в процессе реализации проектов, целью которых является «генерирование» единиц сокращения выбросов и последующая их реализация в рамках механизмов Киотского протокола, хочу обратить внимание на необходимость юридического сопровождения этих проектов со стороны продавца, несущего основные риски по проекту с начала планирования этих проектов.

К таким рискам относятся, кроме анализа налоговых последствий, и другие риски, связанные с нормативной неурегулированностью ряда вопросов, связанных с возникновением права на ЕСВ, внедрением оборудования, права собственности на него, прав на основные фонды, подлежащие модернизации, и других, включая земельные вопросы, и вопросы административно-распорядительного характера, в случаях не-

обходимости получения разрешений и согласований органов государственной власти и местного самоуправления.

Практика показывает, что необеспечение проектов качественным юридическим сопровождением может с высокой вероятностью привести к возникновению проблем на различных этапах их реализации.

УДК 620.9.64:658.26

В. Н. Кучеренко

ОКП «Донецктеплокоммунэнерго», г. Донецк

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В ОКП «ДОНЕЦКТЕПЛОКОММУНЭНЕРО»

В условиях обострения дефицита и глобального роста цен на энергоносители поиск новых энергосберегающих технологий для получения тепловой энергии актуален практически для всех отраслей экономики.

Одним из наиболее эффективных мероприятий, которое дает возможность замещать органическое топливо, а соответственно снижать загрязнение окружающей среды, является внедрение теплонасосных технологий.

Эффективность тепловых насосов в последние годы значительно выросла в результате изменений, внесенных в конструкцию компрессоров, теплообменников и микропроцессорных систем управления. Применение двухступенчатого сжатия и впрыскивание в компрессор жидкого фреона позволяют существенно расширить диапазон давлений испарения и конденсации, что дает возможность значительно повысить температуру теплоносителя (до 85 °С) при температуре наружного воздуха до –20 °С. В качестве источников низкопотенциального тепла могут выступать атмосферный воздух, вода природных водоемов, грунт, грунтовые воды, солнечная радиация, а также источники тепловой энергии, которые возникли в результате деятельности человека, т.е. низкопотенциальные вторичные энергоресурсы.

Практически неисчерпаемым источником дешевой тепловой энергии является тепло канализационных стоков. Температура хозяйственно-бытовых канализационных стоков колеблется в пределах 15–25 °С и даже в самое холодный период года не опускается ниже 10 °С. С канализационными стоками в природу сбрасывается огромное количество тепла. Эта тепловая энергия на данный момент никак не используется. Новые технологии с применением тепловых насосов дают возможность утилизировать низкопотенциальное тепло стоков и использовать его для нужд горячего водоснабжения и отопления коммунальных объектов. При температуре стоков 18–20 °С коэффициент преобразования теплового насоса составляет 3,5–4,5, т.е. 1 кВт·ч затрачиваемой электрической энергии генерирует 3,5–4,5 кВт·ч полезной тепловой энергии. При действующих в настоящее время ценах на органическое топливо и электрическую энергию, эксплуатационные затраты на выработку тепловой энергии тепловыми насосами, в указанных пределах коэффициента трансформации будут в 1,1–1,2 раза ниже затрат на эксплуатацию при традиционном способе производства тепла.

28 мая 2010 года на производственной единице «Краматорскмежрайтеплосеть» областного коммунального предприятия «Донецктеплокоммунэнерго» впервые в коммунальной теплоэнергетике Украины была выведена на полную проектную мощность первая очередь теплонасосной установки для нужд горячего водоснабжения потребителей тепlopункта «1 Мая». Среди потребителей горячего водоснабжения – 6 жилых домов с общим количеством потребителей 2265 человек. Анализ работы установки за летние месяцы показал надежность функционирования новой схемы и ее экономичность в сравнении с традиционной выработкой тепловой энергии.

В 2010 году планируется реализация второй очереди проекта с подключением потребителей тепlopункта «Клубный» – а это еще 6 жилых домов с населением 2136 человек. Трубопроводы горячего водоснабжения к кварталу «Клубный» будут выполнены из трубы Изопрофлекс, которая представляет собой многослойную конструкцию, состоящую из напорной трубы «ДЖИ-ПЕКС-АМТ» с внут-



Тепловой насос «Carrier», установленный в ТП «1 Мая»

ренним слоем из сшитого полиэтилена (PEX-A), армированной высокопрочной нитью из арамидного волокна (Kevlar®), теплоизоляционного слоя из вспененного полиуретана и защитной гофрированной полиэтиленовой оболочки. Трубы прокладываются бесканально; гибкость труб Изопрофлекс позволяет использовать их при практически любых вариантах прокладки трубопроводов и дает возможность выбрать оптимальный маршрут. Высокие теплоизоляционные свойства трубы и более низкая температура горячей воды в сравнении с греющим теплоносителем, позволят снизить потери тепловой энергии в сетях горячего водоснабжения с 13,6% до 1,5%, что, безусловно повысит энергосберегающие показатели проекта.



Электронная начинка автоматики теплового насоса

та Загальнодержавної програми «Питна вода України» на 2006–2020 роки» был подан на конкурс пилотных проектов в Министерство жилищно-коммунального хозяйства. В результате рассмотрения проекта в рамках конкурсного отбора, проект отобран для финансирования в 2010 году.



Циркуляционные насосы сточных вод, установленные в КНС

Проект второй очереди внедрения теплонасосной установки на котельной «1 Мая» в г. Краматорске в соответствии с Постановлением Кабинета Министров Украины от 16.06.2010 г. «Про затвердження Порядку використання у 2010 році коштів Стабілізаційного фонду, передбачених для реалізації Загальнодержавної програми реформування і розвитку житлово-комунального господарства на 2009–2014 роки

Введение второй очереди проекта повысит экономическую привлекательность проекта: увеличение статьи «амортизация» в себестоимости тепловой энергии будет нивелировано снижением затрат на приобретение энергоресурсов и значительным уменьшением фонда оплаты труда.

Положительный опыт эксплуатации тепловых насосов повысил за-

интересованность предприятия в разработке и внедрении подобных проектов. Учитывая то, что мы живем в Донбассе, а Донбасс – это угледобывающий регион, нельзя не обратить внимание на наличие огромного количества низкопотенциальной тепловой энергии в откачиваемых шахтных водах.

Относительно высокие температуры (20–26 °С) и существенное количество откачиваемых шахтных вод в регионе открывают перспективы применения тепловых насосов для обеспечения отопления коммунальных объектов. Строительство теплонасосных установок на шахтных водах экономически оправдано при расположении потребителей на расстоянии не превышающем 4-х километров от низкопотенциального источника тепла.

После обследования шахтных городов, входящих в состав предприятия «Донецктеплокоммунэнерго», для разработки технико-экономических обоснований были выбраны объекты в г.г. Дзержинск, Димитров и Селидово. Техничко-экономические обоснования и ОВОСы по котельным квартала 165 и Валюга в г. Дзержинске одобрены Национальным Агентством экологических инвестиций Украины совместно с японской компанией Nedo и рекомендованы для финансирования с использованием схем зеленых инвестиций. Принципиальная схема установки и основные технико-экономические показатели для котельной кв. 165 приведены на рисунке. Как видно из рисунка, для снижения эксплуатационных затрат и повышения экономической привлекательности схемой предусмотрена совместная работа тепловых насосов и когенерации.

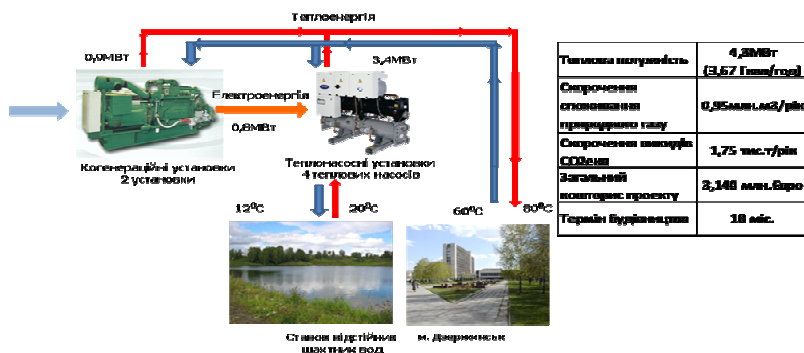


Рисунок. Принципиальная схема работы теплонасосной установки на котельной кв. 165 г. Дзержинска

В качестве вывода можно сказать следующее. Применение теплонасосной техники представляет собой не очередную модернизацию традиционных источников энергии, а внедрение относительно нового (по крайней мере, для Украины), прогрессивного, высокоэффективного и экологически чистого способа преобразования энергии, что позволяет не только снизить расходы органического топлива на выработку тепловой энергии, но и существенно уменьшить загрязнение окружающей среды.

УДК 620.9.64:658.26

А. М. Доноха

ОКП «Донецктеплокоммунэнерго», г. Донецк

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ ДОНЕЦКОЙ ОБЛАСТИ НА БАЗЕ ОКП «ДОНЕЦКТЕПЛОКОММУНЭНЕРГО»

Сл. 2 Областное коммунальное предприятие «Донецктеплокоммунэнерго» создано в 1978 году и предоставляет услуги теплоснабжения потребителям в 33-х городах и поселках Донецкой области. Предприятие является одним из крупнейших в Украине. Среди потребителей – 6441 жилой дом и 4488 организаций.

Сл. 3 21 производственная единица предприятия эксплуатирует огромное тепловое хозяйство, состоящее из 368 котельных и 1224 км тепловых сетей в двухтрубном исчислении. На котельных предприятия установлено 1234 котла единичной мощностью от 50 кВт до 100 МВт.

Необходимость в реконструкции систем теплоснабжения нами была осознана еще в те славные времена, когда газ был по 50 \$ за 1000 м³. Это было вызвано неудовлетворительным состоянием основного и вспомогательного оборудования котельных, ежегодно принимаемых от других ведомств и значительной изношенностью тепловых сетей. Морально и физически устаревшие котлы исчерпали свой ресурс и работали за его пределами, что являлось причиной низкой энергоэффективности и малой надежности. Отсутствие свободных денежных средств сделало невозможным поддержание систем теплоснабжения на должном техническом уровне.

Для снижения затрат на проведение реконструкций, в 1998 году на базе производственной единицы «Константи-новкатеплосеть» было создано научно-производственное подразделение ОКП «Донецктеплокоммунэнерго» по изготовлению предварительно изолированных пенополиуретаном труб диаметром 57–325 мм.

В 2001 году в г. Донецке создана производственная база по изготовлению высокоэффективных котлов типа КСВа, элементов водогрейных котлов среднего давления, водоподогревателей, блочных водоподготовительных установок ВПУ-5.

Котлы, изготовленные предприятием, комплектуются итальянскими горелками фирмы RIELLO.

На предприятии также работает лаборатория сварки, действует установка для проверки счетчиков холодной и горячей воды и тепловых счетчиков.

Сл. 4 С 2004 года внедрение энергосберегающих мероприятий на предприятии осуществляется программно – в соответствии с проектом совместного внедрения «Реконструкция систем теплоснабжения в Донецкой области», разработанным Институтом промышленной экологии (г. Киев) в рамках Киотского Протокола, и Региональной программой реабилитации коммунальной теплоэнергетики Донецкой области, разработанной Институтом технической теплофизики НАН Украины.

Сл. 5 В результате интенсивной работы по реализации этих Программ по состоянию на 01.06.2010 г. выполнены следующие мероприятия:

- **закрыта 51 низкоэффективная котельная**, а их потребители подсоединены к другим котельным предприятия;

- **внедрены 512 высокоэффективных котлов** с КПД не ниже 91% (типа КСВа, КВГ-6,5, КВ-ГМ, КВД), взамен 1232 низкоэффективных котлов;

- **заменено 229,3 км тепловых сетей на предварительно изолированные пенополиуретаном трубы:** стальные трубы ППУ, изопрофлекс, касафлекс;

- **внедрено 24 теплоутилизатора** за котлами средней мощности типа ТВГ, КВГ;

- **внедрены 176 частотных преобразователей** на электродвигателях тяго-дутьевого и насосного оборудования;

- **внедрены 29 индивидуальных тепловых пунктов** у потребителей котельных в городах Славянск, Ждановка;

– **внедрены две когенерационные установки** ДвГА-500 мощностью по 0,5 МВт каждая для комбинированной выработки тепловой и электрической энергий в котельных гг. Енакиево и Славянск.

Сл. 6, 7, 8 Внедрение 512 ед. высокоэффективных котлов малой мощности позволило снизить расход природного газа котельными, на которых выполнена реконструкция с 195,5 млн м³ в 1998 году до 165,7 млн м³ в 2009 г.

Сл. 9 Наличие собственного подразделения по производству трубы ППУ дает возможность предприятию активно производить реконструкцию тепловых сетей. С 2008 года в дополнение к трубе собственного производства мы начали внедрять предварительноизолированные трубы из прошитого полиэтилена типа «изопрофлекс» и «касафлекс» (предварительноизолированная гофрированная труба из нержавеющей стали). Бухта трубы «изопрофлекс» Д 63 мм представлена на выставке.

Сл. 10 В 2010 году планируется реконструкция 33,8 км канала тепловых сетей. По состоянию на 01.06.2010 г. уже изготовлено и доставлено в производственные единицы 9,5 километров трубы ППУ. Кроме этого, на склад предприятия завезено 11,8 километров трубы «изопрофлекс» Ду 40 – Ду 90 мм для замены тепловых вводов потребителям.

Сл. 11 Результат внедрения труб ППУ – снижение потерь тепловой энергии в наружных сетях. Так, с 2003 года потери тепловой энергии снижены на 36,7 тыс. Гкал.

Сл. 12 Относительно новое энергосберегающее мероприятие – внедрение теплоутилизаторов за котлами средней мощности типа ТВГ, КВГ. Утилизаторы тепловой энергии также изготавливаются на нашем предприятии.

Сл. 13 Со схемой работы оборудования данного типа, я думаю, большинство сидящих в этом зале знакомы: за счет утилизации тепла уходящих газов производится догрев «обратки» на входе в котел.

Сл. 14 Метод апробирован в 2008 году в котельной «Центральная 2» в г. Константиновка и доказал свою состоятельность как в энергосберегающем аспекте, так и в экономическом.

На сегодня уже внедрено 24 ед. оборудования данного типа. До начала отопительного сезона планируем внедрить еще 14 теплоутилизаторов.

Сл. 15 С 2007 года мы занимаемся установкой преобразователей частоты на электродвигателях дымососов; на котельных с качественно-количественным методом регулирования отпуска тепловой энергии частотные преобразователи установлены также на ЭД сетевых насосов.

Сл. 16 176 единиц оборудования уже внедрено. Мероприятие окупаемое, но требует квалифицированного обслуживания. С этой целью в этом году на базе ПЕ «Константиновкатеплосеть» создан участок по обслуживанию преобразователей частоты.

Сл. 17 Новое в коммунальной теплоэнергетике мероприятие – тепловые насосы.

Сл. 18 В Краматорске на котельной «1 Мая» введены в действие 2 французские теплонасосные установки фирмы «Carrier», использующие в качестве источника низкопотенциальной теплоты канализационные стоки. Насосы работают на нагрузку горячего водоснабжения. На первом этапе к установке подключены потребители ТП «1 Мая» в количестве 2280 человек.

Сегодня выполнен полный мониторинг работы установки, который показал, что заявленный коэффициент преобразования COP 3,6, в летнее время при температуре канализационных стоков 16-18С составляет 4,8, т.е. на выработку 1 МВт тепловой энергии в горячей воде (21,5 м³) расходуется всего 210 кВт·ч электрической энергии.

В 2010 году на конкурс проектов в Министерство ЖКХ направлен проект 2-й очереди с подключением потребителей ТП «Клубный» с количеством потребителей 2121 человек.

Сл. 19 Таким образом, результат работы предприятия по двум программам в сравнении с 2003 годом – это снижение потребления природного газа на 59,8 млн м³; снижение потребления жидкого топлива на 1,9 тыс. тн; снижение потребления электроэнергии на 1,94 млн кВт·ч.

Сл. 20 Но мы не живем сегодняшним днем и не останавливаемся на достигнутом. Результатом поиска эффективных решений и полученных рекомендаций энергетических аудитов, которые были проведены силами ОКП «Донецктеплокоммунэнерго», совместно с Институтом технической теплофизики НАН Украины разработана «Региональная программа модернизации коммунальной теплоэнергетики Донецкой области» на период 2010–2014 гг., которая согласована с МинЖКХ и утверждена сессией Областного Совета.

Сл. 21 За базовый уровень потребления энергоресурсов принят 2008 год.

Сл. 22 В рамках областной Программы модернизации перед предприятием поставлена задача дальнейшего снижения потребления энергоресурсов, максимального повышения качества предоставляемых потребителям услуг и сокращения выбросов парниковых газов. Для реализации намеченного предусмотрено установить 233 котла с КПД не

ниже 91% и заменить 325 газовых горелок на котлах. Также планируется дальнейшее внедрение теплоутилизаторов, частотных преобразователей, когенерационных установок, тепловых насосов, индивидуальных тепловых пунктов у потребителей, замена тепловых сетей на трубы в пенополиуретановой изоляции и существующих насосных агрегатов на энергоэкономичные. Также планируется внедрение новых направлений – пиролизных котлов мощностью 100, 300 и 700 кВт, работающих на древесных брикетах и стружке в г.г. Торез и Дебальцево. Газогенератор в комплекте с бункером для котла мощностью 300 кВт вы могли видеть на выставке.

Сл. 23 На реализацию вышеперечисленных энергосберегающих мероприятий за 5 лет необходимо затратить средств в объеме 930,8 млн грн.

Если рассмотреть текущий год, то при плане финансирования из гос. бюджета в размере 92,5 млн грн., ожидаемое финансирование из стаб. фонда составляет 6,4 млн грн. (6,9%);

Областной бюджет при плане в 25,1 млн грн. выделил 10,0 млн грн. (39,8%);

Местные бюджеты теоретически подтвердили свое софинансирование на уровне 2,56 млн грн. при запланированных 24,4 млн грн. (10,5%).

И только само предприятие благодаря продаже Единиц сокращения выбросов за 2009 год в рамках проекта СВ уже выполнило свой план капиталовложений в энергосбережение.

Такая статья финансирования, как «прочие» предусматривает привлечение средств инвесторов и «дешевых» кредитов. Но пока и эта статья не визуализировалась.

Таким образом, план действий и желание творить у нас есть. Дело за малым – за преодолением последствий экономического кризиса, за восстановлением инвестиционной привлекательности страны и за поддержкой коммунальной теплоэнергетики всеми ветвями власти.

Сл. 24 Результаты, которых предприятие достигнет при полной реализации программы вы можете увидеть на экране. Это 30%-ное снижение потребления природного газа; снижение потребления электроэнергии на 17%. Средний срок окупаемости мероприятий составляет 4,1 года. Значительный экологический эффект – снижение выбросов парниковых газов на 28% – будет способствовать оздоровлению экологической ситуации в регионе.

А. Г. Даниленко

Корпорация «Укртеплоэнерго», г. Киев

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ (ИТП) ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО ФОНДА УКРАИНЫ

Государственной комплексной целевой экономической программой реформирования коммунальной теплоэнергетики Украины на 2010–2014 гг. предусмотрены различные мероприятия, направленные на рациональное использование энергоресурсов. Одним из наиболее энергоэффективных мероприятий является использование индивидуальных тепловых пунктов при реконструкции существующих систем теплоснабжения.

Экономический эффект при внедрении ИТП достигается за счет:

- перехода от четырехтрубной системы теплоснабжения к двухтрубной;
- полной автоматизации системы теплоснабжения;
- сокращения потерь и как следствие затрат газа на выработку тепла.

Суммарный эффект энергосбережения при внедрении индивидуальных тепловых пунктов оценивается величиной 25–30%. Эти показатели приведены не только в нормативной документации Украины, но и подтверждаются техническим комитетом Евросоюза.

С целью определения оптимальных способов реконструкции существующих систем теплоснабжения, состоящих из: источника тепла (котельной), внутриквартальных тепловых сетей, центральных тепловых пунктов (ЦТП) и потребителей тепла, специалистами нашей Корпорации был проведен сравнительный анализ двух возможных вариантов модернизации, при этом:

При реконструкции **по 1 варианту** модернизации подвергаются только центральные тепловые пункты (ЦТП), сущность которой в следующем: производится замена существующих кожухотрубных теплообменников на современные пластинчатые, устанавливаются современные насосные группы с частотно регулируемым приводом, внедря-

ются системы автоматического на базе программируемых контроллеров.

2-ой вариант реконструкции предусматривает полную ликвидацию ЦТП, отказ от четырехтрубной системы теплоснабжения и переход к 2-трубной, устройство в каждом потребителе индивидуального теплового пункта.

В качестве конкретного примера были использованы системы теплоснабжения квартальных котельных в КПП «Донецкгортеплосеть».

Расчеты показали, что несмотря на относительно большие капитальные затраты на реализацию второго варианта реконструкции, он имеет значительно лучшие экономические показатели. В частности срок окупаемости составляет – 3–3,5 года (подробные цифры приведены в сборнике статей настоящей конференции).

Вместе с тем широкому внедрению ИТП при модернизации существующего жилого фонда препятствует ряд проблем. К наиболее значимым следует отнести:

1. Наличие ведомственных барьеров, когда узлы тепловых вводов в жилые здания находятся на балансе и техническом обслуживании у жилищных, а не у теплоснабжающих организаций. При этом:

- затрудняется привлечение кредитных ресурсов, в т.ч. международных организаций;
- снижается качество обслуживания установленного оборудования;
- отсутствует реальная заинтересованность в экономии энерго-ресурсов.

2. Низкое качество, а порой и полное отсутствие надлежащей нормативной базы, например:

- недавно вышел новый ДБН В.2.5-39:2008 «Тепловые сети». В соответствии с пунктом 16.21 этого ДБНа запрещается устройство ИТП смежно, под или над с жилыми помещениями. В отличие от ранее действовавшего СНиПа запрещение использования ИТП смежно с жилыми помещениями является полным, т.е. не зависит от возможного применения современных бесшумных насосов или шумозащитных мероприятий (хотя предыдущий СНиП это допускал). Что, по моему мнению, является абсурдом. В некоторых случаях это практически полностью блокирует возможность использования ИТП при реконструкции систем теплоснабжения.
- в нашей стране в принципе отсутствует комплексный, целостный документ, регламентирующий использование ИТП. Специальные

строительные нормы СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов» не являются обязательными на территории Украины, а их положения во многом устарели.

- необходим новый качественный нормативный документ.

3. Недостаточное целевое государственное финансирование программ, связанных с внедрением ИТП. Так, например, в проекте постановления Кабмина, о порядке использования Стабилизационного фонда в 2010г. не предусматривается выделение средств на ИТП отдельной строкой. Возможность использования бюджетных средств на устройство ИТП предусмотрена только косвенно, через финансирование других схожих энергосберегающих мероприятий, таких как «реконструкция систем теплоснабжения», «обеспечение жилого фонда приборами учета и регулирования потребления тепловой энергии» и т.п.

Это сужает возможности финансирования внедрения ИТП за Государственный счет.

С целью частичного решения вышеуказанных проблем предлагаю внести в итоговые документы настоящей конференции следующие положения:

1. Просить Минжилкоммунхоз совместно с Минрегионстроем:

- подготовить рекомендации по порядку финансирования и последующему взятию на баланс и обслуживание индивидуальных тепловых пунктов, устанавливаемых в ходе реконструкции систем теплоснабжения существующего жилого фонда;
- в срочном порядке инициировать внесение изменений в ДБН «Тепловые сети» в части требований к помещениям, в которых устанавливаются ИТП.

2. Включить в проект постановления Кабмина о порядке использования средств стабилизационного фонда в 2010 г. затраты на внедрение ИТП отдельной строкой.

А. М. Тарадай, Л. Л. Покровский, А. Ф. Редько, М. А. Яременко

МРК «Теплоэнергия», г. Харьков

ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ПОКВАРТИРНОЕ ОТОПЛЕНИЕ С РЕГУЛИРОВАНИЕМ И КОММЕРЧЕСКИМ УЧЕТОМ ОТПУСКА ТЕПЛА

Теплоснабжающая отрасль является одним из основных «поставщиков» вредных выбросов в окружающую среду. Сокращение объемов выбросов важнейшая задача, которая достаточно конструктивно решается на этапах выработки и транспортирования тепла, но практически не решается на этапе непосредственного его отпуска абонентам. Основной причиной, препятствующей решению вопросов сокращения выбросов на этапе отпуска тепла, является состояние внутридомовых систем отопления.

Подавляющее количество жилых домов массовой застройки 60–90 годов оборудованы одноконтурными нерегулируемыми системами отопления, отработавшими свой нормативный срок. Поэтому в жилых домах старой застройки мы имеем весь «букет» проблем теплоснабжения, которые тесно переплетены одна с другой и влияют друг на друга. Как правило, неразрешенность этих проблем приводит к дискомфорту в квартирах, невозможности регулирования количества получаемого тепла, а также что особенно важно, невозможности производить приборные расчеты за фактически полученное тепло каждым абонентом.

Как бы ни старались «дробить» тарифы, максимально приближая их к конкретному жилому дому, мы все равно будем иметь усредненную величину и невозможность отключения каждой квартиры. Как следствие, отсутствие 100% оплаты за тепло.

Большинство построенных ранее домов имеют одноконтурные нерегулируемые системы отопления. Поэтому хотим мы этого или не хотим, но при любых обстоятельствах рано или поздно нам придется капитально ремонтировать, практически заменить существующие одноконтурные системы отопления 5-, 9-, 12- и 16-этажных зданий. Очевидно, что ремонтировать их капитально без качественного изменения

бессмысленно, так как мы тем самым продлим нерегулируемый, неэкономный процесс отпуски тепла еще на 20–25 лет. При капитальном ремонте систем отопления нужна их коренная реконструкция.

Наша задача состоит в том, чтобы сделать систему отопления существующих жилых домов, отвечающую следующим требованиям:

- источник тепла на многоэтажный многоквартирный жилой дом сохраняется ныне действующий, т.е. тепловые сети от ТЭЦ или котельной;

- система дает возможность каждому жильцу создавать себе комфортные условия в квартире, не влияя при этом на состояние теплообеспечения других квартир в доме;

- система должна быть максимально безопасной;

- система должна быть экологически чистой;

- каждая квартира должна быть оборудована собственными счетчиками тепла, по которому ведутся все расчеты с владельцем многоквартирного дома;

- на вводе в жилой дом обязательно устанавливается общий счетчик тепла, получаемого домом от теплоснабжающей организации, по которому ведутся расчеты между владельцем дома и теплоснабжающей организацией;

- разница между показаниями общего счетчика на вводе в здание и суммой показаний всех квартирных счетчиков должна раскладываться на все квартиры дома как плата за отопление мест общего пользования.

Предлагаемая нами система теплоснабжения жилого дома представляет собой совокупность поквартирных систем отопления, питающихся теплом от общего ввода в дом или от домового котельной. Система отопления становится поквартирной с подачей и обратной, прокладываемыми над полом каждой квартиры (возможно, в конструкции плинтуса). Имеющиеся в существующих зданиях (квартирах) нагревательные приборы отрезаются от стояков и подключаются к вновь проложенным поквартирным трубопроводам. Как показывают поверочные расчеты, большая часть нагревательных приборов, в существующих жилых домах, могут быть использованы в новых системах отопления после их очистки и промывки. Конечно, заменив старые нагревательные приборы (чугунные радиаторы, конвекторы «Аккорд», плоскоштампованные и т.д. и т.п.) на современные, хозяин квартиры улучшит теплоотдачу и эстетику, а также снизит расход электроэнергии на перекачку теплоносителя. Такая замена естественно делается самим хо-

жином квартиры за свой счет независимо от общего капитального ремонта всей системы отопления дома.

Для того, чтобы система стала горизонтальной поквартирной, мы прокладываем по лестничным клеткам вертикальные главные подающие и обратные стояки для каждого подъезда.

Тщательно теплоизолированные «главные стояки», проложенные по лестничным клеткам и далее по подвальным помещениям или подпольным каналам, подводятся до ИТП (индивидуального теплового пункта дома).

В существующих помещениях ИТП все элеваторные узлы демонтируются. Вместо элеваторных узлов устанавливаются подмешивающие насосы с регуляторами или выполняется подключение по независимой схеме через теплообменник. В ИТП устанавливается и теплосчетчик общего учета тепла на отопление здания.

На подводке к каждому радиатору устанавливается терморегулятор, создавая тем самым возможность владельцу квартиры самостоятельно выбирать и устанавливать тепловой режим в любой комнате своей квартиры.

В случаях, когда в нижних этажах зданий имеются нежилые офисные помещения, все они оборудуются самостоятельными системами отопления со счетчиками. Эти системы отопления подключаются к единой системе отопления здания в тепловом пункте. Подключение возможно по зависимой и независимой схеме через теплообменники.

Реально в существующем жилом доме мы не сможем одномоментно провести демонтаж действующей системы отопления и монтаж новых поквартирных систем отопления. Процесс создания новых поквартирных систем отопления будет идти постепенно и поэтому сложится ситуация при которой достаточно долгое время будут параллельно работать несколько новых поквартирных систем отопления и старая единая однотрубная система отопления всего дома.

Наше предложение допускает такую совместную работу в «переходный период» при соответствующих гидравлических расчетах и наладочных работах.

Для возможности создания комфортных условий, в период останова тепловых сетей, квартиры могут оборудоваться электронагревателями, включаемыми последовательно в сеть теплоснабжения.

Безусловно, повсеместное оборудование электроподогрева воды потребует проверки возможности электросети. Плюсом в данном случае является тот факт, что потребление электроэнергии для нагрева

воды будет происходить в основном только при остановке теплоснабжения.

Изложенные выше соображения по реконструкции систем теплоснабжения существующих жилых домов с целью создания централизованного поквартирного отопления не являются догмой и могут иметь другие технические решения. Однако в случае любого технического решения достигается главная цель: создание возможности каждому жильцу иметь комфортные условия, независимо от желаний соседей.

Важнейшим следствием применения наших централизованных систем, оборудованных счетчиками тепла каждой квартиры, является создание стимула экономии тепла потребителем.

Наружная или внутренняя тепловая изоляция каждой квартиры самым владельцем значительно снизит теплопотери наружных ограждающих конструкций и как следствие уменьшит материальные расходы жильца на теплоснабжение.

В то же время достигается и социальная цель, так как снижение потерь тепла каждой квартирой приведет к суммарным уменьшениям потребляемого количества тепла всем домом, и в конечном итоге приведет к снижению расхода топлива на источнике тепла.

Снижение расхода топлива ведет к сокращению вредных выбросов в атмосферу и улучшению экологии.

Оценивая экономическую эффективность замены существующих единых однотрубных вертикальных систем отопления зданий на горизонтальные поквартирные следует четко понимать, что капитальные затраты на замену трубопроводов при капитальном ремонте старой системы или монтажа новых трубопроводов при создании предлагаемой нами системы будут практически сопоставимы. Как сказано выше, существующие нагревательные приборы могут быть сохранены. Устройство ИТП или подмешивающих насосов взамен элеваторного узла на вводе в здание требуется при любой конструкции внутридомовой системы. При любой конструкции нужен и домовый счетчик тепла.

Таким образом, дополнительные расходы при устройстве поквартирных систем сведутся к затратам на отключающую арматуру, счетчики, регулирующие клапаны у радиаторов и некоторое увеличение количества экопластиковых труб. Сопоставление затрат на реконструкцию систему отопления 12-этажного, 36-квартирного жилого дома, при различных способах его теплоснабжения, включая и индивидуальное отопление от газовых котлов приведены в таблице.

**Затраты на переоборудование системы отопления 12-этажного
36-квартирного кирпичного дома. $Q_o = 0,2040$; $Q_{гв} = 0,1000$**

№	Наименование работ или оборудования	Стоимость на одну квартиру, грн.		
		Центральное отопление		Индивидуальное отопление с газовым котлом
		с однотруб- ной верти- кальной системой	с поквар- тирной гори- зонтальной системой	
1	Новый монтаж или капи- тальный ремонт трубопро- водов отопления в кварти- рах	1800	1800	1800
2	Установка новых радиато- ров	2500	2500	2500
3	Установка отключаемой арматуры на квартиру		150	
4	Установка регулирующих клапанов у радиаторов	1060	1060	1060
5	Установка квартирного счетчика тепла		2450	
6	Установка газового котла «Турбо»			6800
7	Установка газового счетчика			420
8	Устройство вентиляции			600
9	Монтаж газопроводов газового котла			400
10	Монтаж тепловой обвязки и подпитки газового котла			300
11	Итого на одну квартиру без замены нагревательных приборов и без установки теплосчетчика	2860	3010	
12	Итого на одну квартиру с заменой нагревательных приборов и установкой теплосчетчика	5360	7960	13880

№	Наименование работ или оборудования	Стоимость на одну квартиру, грн.		
		Центральное отопление		Индивидуальное отопление с газовым котлом
		с однотрубной вертикальной системой	с поквартирной горизонтальной системой	
13	Замена общих подающих и обратных трубопроводов	8000		
14	Прокладка новых главных стояков от ИТП		7000	
15	Установка домового прибора учета тепла	17000	17000	
16	Итого за 36 квартир без ИТП	217960	310560	499680
17	Устройство домового теплового пункта (ИТП)	240000	240000	
18	Суммарная стоимость всех работ по дому с ИТП	457960	550560	499680

Примечание. Все расчеты произведены без учета замены подводящих газопроводов к дому при устройстве индивидуального отопления от газового котла.

При проведении технико-экономического сопоставления вариантов отопления и горячего водоснабжения жилого 12-этажного 36-квартирного дома приняты следующие исходные данные:

1. Дом питается теплом и горячей водой от существующих городских тепловых сетей по четырех трубной схеме (подача, обратка, горячая вода и циркуляция).

2. Дом оборудован обычным элеваторным узлом.

3. Все 36 квартир дома приняты трехкомнатные имеют централизованное горячее водоснабжение. В каждой квартире имеется счетчик горячей воды, установленный самим владельцем квартиры.

4. В ИТП предусматривается установка бойлера для нагрева воды. Никаких других затрат по системе горячего водоснабжению дома не предусматривается.

5. Замена стояков при капитальном ремонте системе отопления предусмотрено усиленными экопластиковыми трубами «Штаби» для горячей воды.

6. Прокладка главных стояков от ИТП до квартир по лестничной клетке из экопластиковых труб диаметром 50 мм.

7. Дополнительные затраты на пробивку отверстий и их заделку при замене трубопроводов учтены в стоимости работы.

8. Затраты при замене исправных существующих нагревательных приборов на новые несет владелец квартиры.

9. Затраты на установку счетчиков Ду = 15 мм несет владелец квартиры. Счетчики тепла приняты наиболее долговечные из опыта эксплуатации производства «Данфосс–Украина».

10. Газовые котлы приняты двухконтурные среднего уровня «Беретта».

11. Все затраты по устройству индивидуального газового отопления квартиры несет сам владелец.

12. Дополнительные электрические котлы для нагрева теплоносителя с целью создания возможности круглосуточного отопления устанавливаются по желанию владельца квартиры за свой счет. В схеме принят котел «Protherm 24K».

13. Вопрос затрат по реконструкции системы электроснабжения для массовой установки электрокотлов не рассматривается.

14. В расчетах учтены затраты на дополнительные работы по внутренней системе газоснабжения при установке индивидуальных газовых котлов. Затраты на реконструкцию наружных газовых сетей при переходе на индивидуальное отопление в данной работе не рассматривались.

Предлагаемое нами переоборудование системы отопления существующих домов является прямой альтернативной индивидуальное отоплению квартир от газовых миникотлов, раз и навсегда избавляя жильца от создания в собственной квартире пожаровзрывоопасной миникотельной, значительно ухудшающей экологию в целом.

Как следует из всего вышесказанного, плановое внедрение централизованных систем отопления имеет технологический, экономический, социальный и экологический эффект.

ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ТЕПЛОВИХ ПУНКТИВ

Індивідуальні теплові пункти (ІТП) – це автоматизовані комплекси по ефективному розподіленню тепла та збереженню витрат тепла в окремо взятій будівлі. Автоматизовані ІТП у сполученні з індивідуальним автоматичним регулюванням тепловіддачі опалювальних приладів дозволяють здійснити в будівлях заходи щодо економії тепла, води, електроенергії на перекачування, а також одержати зниження витрат на прокладку трубопроводів систем тепловодопостачання.

Перехід на систему тепlopостачання з ІТП доцільний не тільки в новому будівництві, але в існуючих мікрорайонах, де через виробіток ресурсу потрібна заміна внутрішньоквартальних мереж і обладнання ЦТП. Подібні рішення по реконструкції застосовані, зокрема, у східній Німеччині де використовуються аналогічні з Києвом системи тепlopостачання з центральними тепловими пунктами (ЦТП). Останні залишають як водопровідні підкачуючі станції, демонтуючи тепло-механічне обладнання. Внутрішньоквартальні трубопроводи системи гарячого водопостачання відключають, а по трубопроводах опалення подають перегріту воду в кожний будинок. У теплових пунктах будівель установлюють теплообмінне обладнання, малошумні насоси, системи авторегулювання й обліку теплової енергії й води. Таке рішення, у порівнянні з ЦТП і багатотрубними мережами від них, дає економічний ефект до 25%, підвищує надійність і комфортність тепlopостачання.

Оцінку економічної ефективності зміни схеми централізованого тепlopостачання, пов'язаного з відмовою від застосування ЦТП і впровадженням ІТП, розглянемо на прикладі 17-поверхового (перший поверх нежилий) двосекційного 128-квартирного будинку (7240 м²), розташованого в м. Києві, питома витрата теплової енергії на опалення якого становить 102 кВт·год/м².

Термін експлуатації ІТП приймаємо 20 років ($T_{\text{сл}} = 20$ років). Приймаємо значення норми дисконту $r = 0,10$ (10%). Вартість теплової енергії (прогнозовану) вважаємо рівною 0,32 грн./кВт·год.

Прийемо для розрахунку, що відмова від застосування ЦТП і перехід на ІТП призводить до зниження витрати теплової енергії на опалення на 15%, і, таким чином, питома витрата теплової енергії на опалення будинку становить 87 кВт·год/м². Зниження витрат теплової енергії у вартісному вираженні (тобто щорічний середній додатковий дохід за рахунок економії енергоресурсів протягом усього терміну експлуатації енергозберігаючих заходів) становить 0,005 тис. грн./(м²·рік) ($\Delta D = 0,005$ тис. грн./(м²·рік)).

Вартість ІТП із урахуванням монтажу становить 420 тис. грн., звідси величина інвестицій, віднесених до 1 м² площі, становить 0,058 тис. грн./м² ($K = 0,058$ тис. грн./м²).

Економічну ефективність визначимо для двох схем використання отримуваних доходів: їх дисконтування (використання як оборотні засоби) і нарощення (капіталізації – нарощування під відсотки, наприклад, шляхом дачі їх у борг).

Для оцінки економічної ефективності інвестицій в енергозберігаючі заходи необхідно визначити наступні критерії економічної ефективності (з обліком дисконтування й нарощення):

- термін окупності інвестицій;
- чистий дохід за рахунок економії енергоресурсів за весь період експлуатації енергозберігаючих заходів;
- індекс прибутковості інвестицій (відношення повного доходу до величини інвестицій, що характеризує відносну віддачу інвестиційного проекту на вкладені кошти).

Порядок розрахунку

1. Визначаємо повний дохід за рахунок економії енергоресурсів за весь період експлуатації енергозберігаючих заходів.

1.1. Повний дисконтований дохід за рахунок економії енергоресурсів за весь період експлуатації енергозберігаючих заходів, визначається так:

$$DD_{T_{\text{сл}}} = \Delta D [1 - (1 + r)^{-T_{\text{сл}}}] / r = 0,102 \text{ тис. грн./м}^2.$$

1.2. Повний дохід за рахунок економії енергоресурсів за весь період експлуатації енергозберігаючих заходів при нарощенні (капіталізації) отримуваних доходів:

$$НД_{T_{\text{сн}}} = \Delta D [(1 + r)^{T_{\text{сн}}} - 1] / r = 0,687 \text{ тис. грн./м}^2.$$

2. Визначаємо чистий дохід за рахунок економії енергоресурсів за весь період експлуатації енергозберігаючих заходів.

2.1. Чистий дисконтований дохід:

$$ЧДД = \Delta E_D - \Delta K = 0,044 \text{ тис. грн./м}^2.$$

2.2. Чистий дохід при нарощенні (капіталізації) всіх доходів:

$$ЧНД = \Delta E_{HP} - \Delta K = 0,687 \text{ тис. грн./м}^2.$$

3. Визначаємо термін окупності інвестицій.

3.1. Бездисконтний термін окупності інвестицій:

$$T_0 = K / \Delta D = 4,8 \text{ роки.}$$

3.2. Термін окупності інвестицій з урахуванням дисконтування отримуваних доходів за рахунок економії енергоресурсів:

$$T_D = -\ln(1 - T_0 r) / \ln(1 + r) = 6,9 \text{ років.}$$

3.3. Термін окупності інвестицій при нарощенні (капіталізації) отримуваних доходів за рахунок економії енергоресурсів:

$$T_H = \ln(1 + T_0 r) / \ln(1 + r) = 4,1 \text{ роки.}$$

4. Визначаємо індекс прибутковості інвестицій.

4.1. Індекс прибутковості інвестицій за умови дисконтування всіх отримуваних доходів протягом терміну експлуатації енергозберігаючих заходів:

$$ІД_D = ДД_{T_{\text{сн}}} / K = 1,761.$$

4.2. Індекс прибутковості інвестицій за умови нарощення (капіталізації) всіх отримуваних доходів протягом терміну експлуатації енергозберігаючих заходів:

$$ІД_H = НД_{T_{\text{сн}}} / K = 11,850.$$

Отримані результати зведені в таблицю.

Загальний чистий дохід за рахунок економії енергоресурсів за весь період експлуатації ІТП при дисконтуванні й нарощенні становить 67 і 920 тис. грн. відповідно. Результати розрахунків показали, що перехід на ІТП є ефективним з економічної точки зору.

**Критерії економічної ефективності зміни схеми централізованого тепlopостачання, пов'язаного з відмовою від застосування центральних теплових пунктів (ЦТП) і впровадженням індивідуальних теплових пунктів (ІТП)
(на прикладі житлового 128-квартирного будинку в м. Києві)**

Схема розрахунку	Термін окупності, років	Питомий чистий дохід за рахунок економії енергоресурсів за весь період експлуатації ІТП, тис. грн./м ²	Індекс прибутковості інвестицій
З урахуванням дисконтування доходів	6,9	0,044	1,761
З урахуванням нарощення (капіталізації) доходів	4,1	0,629	11,850

Низькі терміни окупності дозволяють віднести цей спосіб економії енергії до маловитратних і швидкоокупних.

УДК 621.43

В. П. Бабак, А. В. Тихонюк

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ПРОЕКТУВАННЯ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ТЕПЛОВИХ ПУНКТІВ

Рассматриваются разработанные в ИТТФ методические рекомендации к проектированию индивидуальных тепловых пунктов в административных и жилых зданиях.

В Інституті технічної теплофізики НАН України проведена робота по створенню методичних рекомендацій по проектування автоматизованих індивідуальних теплових пунктів (ІТП). Дані рекомендації поширюються на автоматизовані ІТП для підключення експлуатованих

житлових і суспільних будівель до теплових мереж замість центральних теплових пунктів (ЦТП) і встановлюють комплекс нормативних вимог по їх проектуванню з метою забезпечення ефективності теплопостачання будівель за допомогою наближення підготовки гарячої води до місця її споживання, підвищення ефективності регулювання подачі теплової енергії на опалення, спрощення вузла обліку споживання теплової енергії й поліпшення обслуговування споживачів.

Положення цих рекомендацій доповнюють вимоги по проектуванню теплових пунктів, що наведені в СНіП41-02-2003, СНіП41-101-95, у частині обладнання ІТП і їх взаємодії з усіма елементами систем опалення, вентиляції, гарячого водопостачання житлових і суспільних будівель.

Вимоги цих рекомендацій варто використовувати при проектуванні й встановленні ІТП житлових і суспільних будинків при ліквідації ЦТП.

ІТП для підключення житлових і суспільних будівель до теплових мереж централізованого теплопостачання замість ЦТП здійснюють із метою:

- наближення підготовки гарячої води до місця її споживання й за рахунок цього підвищення якості й стійкості гарячого водопостачання;
- підвищення ефективності регулювання подачі теплової енергії на опалення відповідно до фактичних значень теплового захисту будівлі, отримання тепла від сонячної радіації, внутрішніх тепловиділень і режиму експлуатації конкретного будинку;
- спрощення вузла обліку споживання теплової енергії й виконання вимірювання її кількості, фактично спожитої конкретним будинком, і поліпшення обслуговування споживачів.

До складу устаткування ІТП входять:

- водонагрівачі гарячого водопостачання;
- пристрої перетворення параметрів теплоносія для систем опалення;
- насоси для здійснення циркуляції теплоносія в системах опалення й гарячого водопостачання;
- прилади автоматичного регулювання й обліку подачі теплової енергії в ці системи.

При виборі устаткування для ІТП необхідно враховувати:

- навантаження систем споживання, що підключаються, теплової енергії;
- тиск і розташований напір на введенні в будівлю, що обслуговується (мінімальні й максимальні значення у випадку змін);

- температурний графік теплових мереж при розрахунковій температурі (для розрахунків систем опалення, вентиляції й т.д.);
- температурний графік теплових мереж у точці зламу або літнього мінімуму (для розрахунків системи гарячого водопостачання, технологічних систем і т.д.);
- температурні графіки систем споживання теплової енергії будівлі, що обслуговується, опалення й вентиляції при розрахунковій температурі, гарячого водопостачання – постійні, технологічних систем суспільної будівлі (навчальної, лікувально-профілактичної й т.д.) – при найбільших параметрах;
- втрати тиску при циркуляції розрахункових витрат у внутрішніх контурах систем споживання теплової енергії будівлі, що обслуговується;
- висоту верхніх приладів систем споживання теплової енергії, об'єм внутрішніх контурів систем споживання теплової енергії при їх незалежному підключенні, робочий тиск приладів;
- тиск у системі холодного водопостачання на введенні в тепловий пункт, розрахункова циркуляційна витрата в системі гарячого водопостачання;
- існуючі параметри електропостачання експлуатованих житлових і суспільних будинків: число фаз, напруга й т.д.

Розроблені рекомендації по вибору та встановленню обладнання для автоматизованих ІТП включають наступні розділи:

- Порядок визначення розрахункових навантажень на системи опалення, вентиляції й гарячого водопостачання житлових і громадських будівель.
- Визначення розрахункових параметрів теплоносія, що циркулює в системі опалення.
- Визначення зміни відносної витрати теплової енергії на опалення залежно від температури зовнішнього повітря при регулюванні її подачі в ІТП.
- Розрахунок графіків температур теплоносія в споживача, підтримуваних при автоматичному регулюванні системи опалення.
- Визначення розрахункових витрат води з теплової мережі на ІТП.
- Визначення розрахункової теплової продуктивності водонагрівачів опалення й гарячого водопостачання.

БЛОК УПРАВЛІННЯ АВТОМАТИЗОВАНИМИ ІНДИВІДУАЛЬНИМИ ТЕПЛОВИМИ ПУНКТАМИ

Встановлення автоматизованих індивідуальних теплових пунктів (ІТП) забезпечує для споживачів енергії ряд переваг:

- зниження втрат теплової енергії за рахунок збільшення коефіцієнта теплопередачі теплообмінників, зниження необхідного температурного напору та витрат теплоносія для підігріву води;
- зниження витрат електроенергії на перекачування теплоносія за рахунок оптимальної циркуляції гарячої води, завдяки застосуванню ефективних циркуляційних насосів та програмного керування насосами і температурою гарячої води;
- зменшення витрат теплової енергії в системі опалення за рахунок впровадження ефективної автоматичної системи пофасадного регулювання по температурі зовнішнього повітря;
- зменшення витрат теплової енергії за рахунок зниження температури повітря в приміщенні в період відсутності людей;
- ефективне енергозбереження та підтримання комфортних умов у приміщеннях;
- формування опалювального графіку, погодної компенсації, встановлення добових або інших індивідуальних режимів подачі тепла;
- можливість підключення вузла обліку витрат теплової енергії;
- можливість перемикання в режими роботи від різних типів нагрівачів (газовий або електричний);
- використання комбінованої системи опалення в період дії «нічного тарифу» або аварій на теплотрасах.

В ІТТФ НАН України розроблений універсальний блок управління, який дозволяє реалізувати всі необхідні функції ефективного керування опаленням та водопостачанням в автоматизованих ІТП в тому числі з комбінованим використанням енергії. Можливості універсального блоку управління:

- наявність 2 + 1 незалежних каналів зв'язку по стандартному протоколу RS485;

- контроль вхідних та вихідних параметрів (тиск, температура);
- автоматичне регулювання системи опалення по заданому алгоритму роботи для підтримання комфортних умов;
- автоматичне регулювання температури в системі ГВП;
- захист від заморожування системи теплопостачання при аваріях на теплотрасах;
- дозволяє здійснювати погодну компенсацію, встановлювати добові або інші індивідуальні режими подачі тепла;
- пофасадне і зональне регулювання;
- можливість автоматичного та ручного коригування опалювального графіка;
- використання додаткового електричного нагрівача в період дії «нічного тарифу» або при аваріях теплотраси;
- вихід на диспетчерський пункт через радіоканал, мережу ІНТЕРНЕТ або вузол зв'язку;
- сигналізація аварійного стану з повідомленням на диспетчерський пункт;
- архівування даних на період 1 місяць з можливістю відображення у вигляді графіків.

З використанням результатів розробки вищевказаного блока управління автоматизованими ІТП в державному підприємстві «НТЦ енергетичного приладобудування» ІТТФ НАН України створений дослідний зразок та випущена пробна партія погодозалежного регулятора температури, який також можна використовувати, як блок управління ІТП. Регулятор температури погодозалежний ПРОМЕЛ-ТП призначений для автоматизації роботи індивідуальних теплових пунктів житлових, адміністративних і промислових будинків. Забезпечує погодозалежне регулювання температури теплоносія в системах опалення і гарячого водопостачання (ГВП) відповідно до опалювального графіка, корекцію опалювального графіка залежно від часу доби, дня тижня та ін.

В руки конструкторам теплових пунктів та наладчикам дано потужний інструмент, який дасть змогу досягати значної економії енергоресурсів.

Коротко зупинимось на основних функціях приладу.

Регулювання температури теплоносія в контурі опалення проводиться по розрахованому регулятором значенню $t^0_{зд}$ (температура задана). Значення $t^0_{зд}$ є величиною змінною і вираховується регулятором виходячи з температури зовнішнього повітря по температурному графіку

$$t^0_{не} = f(t^0_e),$$

де t_{nv}^0 – температура теплоносія в подаючій трубі, t_v^0 – температура зовнішнього повітря.

Параметри графіка задаються наладчиком при настройці регулятора, виходячи з експлуатаційних характеристик системи опалення, теплової конструкції будівлі та вимог до температурного режиму всередині приміщення. Параметри графіка (як і всі інші робочі параметри, задані при настройці регулятора) заносяться у вбудовану енергонезалежну пам'ять і зберігаються у ній протягом всього терміну експлуатації, в тому числі і при знеструмленні регулятора. Ця функція дозволяє уникнути «перегріву» приміщення внаслідок зміни погодних умов і недостатньо оперативного реагування на це теплопостачаючих організацій, що часто має місце. Якщо виробник тепла і споживач один, то має місце економія енергоносіїв.

Слід зауважити, що навіть при використанні високоефективних котлів, пальників, теплообмінників та ін., економічного ефекту можна досягти тільки застосовуючи високоефективні та сучасні засоби керування цим обладнанням. Прикладом цього є ПОМЕЛ-ТП, який забезпечує:

1. Автоматичне ПД-регулювання температури гарячої води і температури опалення.

2. Зміна уставки завдання температури гарячої води. Можлива автоматична зміна уставки завдання протягом доби (нічне зниження) і по днях тижня.

3. Зміна уставки завдання температури опалення залежно від температури зовнішнього повітря за графіком або за графіком температури зворотного теплоносія. Можлива автоматична зміна уставки завдання протягом доби (натоп, нічне зниження) і по днях тижня (вихідні дні).

4. Керування насосами ГВП, опалення.

5. Керування клапанами з аналоговим керуванням.

6. Підключення по 3-провідній схемі датчиків температури будь-якого типу, корекція показів датчиків температури.

7. Підключення датчиків тиску будь-якого типу (вихідний сигнал – струм або «сухий» контакт).

8. Сигналізація обриву або короткого замикання датчиків температури, а також несправності датчиків тиску і насосів. Сигналізація перевищення припустимого відхилення температур ГВП і опалення від заданих значень.

9. Індикація температури ГВП і опалення, завдання в градусах Цельсія, стану дискретних датчиків, а також налаштування параметрів регуляторів за допомогою кнопок керування.

10. Вивід інформації на екран монітора комп'ютера, Notebook, PDA або іншого засобу обчислювальної техніки через RS232C.

Дослідна експлуатація приладу на житловому будинку показала, що протягом опалювального сезону 2009–2010 рр. була досягнута економія газу 15% в порівнянні з сезоном 2008–2009 рр.

УДК 662.995.662.61

А. В. Каньгин

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ

К настоящему времени в топливном балансе теплоэнергетики Украины доля природного газа составляет около 40%, что практически вдвое превышает аналогичный показатель стран Евросоюза. Несмотря на меры, предпринятые в последнее время правительством Украины, цена природного газа в стране продолжает неуклонно расти. О необходимости перевода ряда котельных агрегатов на альтернативные виды топлив много говорилось, на решение этого вопроса направлены постановления правительства Украины.

По данным на 2009 г., из 20 891 котельных агрегатов, работающих на природном газе в системе жилищно-коммунальных хозяйств (ЖКХ), около 6000 составляют малые котельные агрегаты тепловой мощностью до 1 МВт. На анализе технологий использования твердого топлива в котельных агрегатах небольшой мощности (до 2 МВт) хотелось бы остановиться.

Говоря о существующих методах сжигания твердого топлива в котельных агрегатах, следует в первую очередь учитывать специфику работы этого оборудования в ЖКХ. Для работы котельного оборудования ЖКХ следует в первую очередь учитывать ряд характерных требований:

- надежность и ремонтпригодность;
- низкая стоимость;
- приспособленность к длительной эксплуатации;

- простота обслуживания;
- экономичность.

В таблице 1 проанализированы эксплуатационные характеристики известных методов сжигания твердого топлива.

Таблица 1

Эксплуатационные характеристики методов сжигания твердого топлива

Способ сжигания	Достоинства	Недостатки
Слоевой	Практически простой и апробированный. Организация процесса хорошо изучена. Особые требования хранения и подготовки топлива не требуются.	Ограниченный объем исследований работы механических топок малой мощности. Стабильная работа топочных устройств ограничивается зольностью ($A_p < 20\%$) и влажностью ($W_p < 8\%$) топлива.
В зажатом слое	Позволяет использовать различные сорта топлив. Габариты топок умеренны. Позволяет сжигать высокозольные (A_p до 30%) антрациты с наименьшим недожогом.	Недостаточно проверенный на практике. Прошел испытания на базе опытного образца при сжигании альтернативных видов топлива.
В кипящем слое	Позволяет сжигать высокозольные угли и антрацит с высокой зольностью при высоких значениях КПД. Позволяет снизить вредные выбросы в атмосферу.	Жесткие требования к фракционному составу и влажности топлива. Сложность наладки и эксплуатации оборудования.
Камерное сжигание угольной пыли	Компактность топочных устройств и высокая интенсивность процесса горения.	Сложная и энергозатратная технология приготовления, транспортировки и хранения угольной пыли. Высокие выбросы вредных веществ в атмосферу.
Сжигание продуктов газификации угля	Возможность широкого использования местного низкосортного угля (в особенности бурого). Перевод котельных на сжигание продуктов газифи-	Метод не может быть использован во всех регионах Украины. Газификация и подача топлива нуждается в специальной инфраструктуре. Обслуживание газогенератор-

Способ сжигания	Достоинства	Недостатки
	кации угля проводится с низкими материальными затратами. Высокая экономичность сжигания продуктов газификации.	ных хозяйств требует высокой культуры обслуживания.
Сжигание водоугольных суспензий	Возможность экономичного и экологического использования каменных углей в топках любой мощности.	Ограниченный объем научных исследований по использованию водоугольных суспензий в сфере ЖКХ. Требуется создания сложной и дорогостоящей инфраструктуры.

Каждый из указанных способов имеет свои преимущества и недостатки, но до настоящего времени находит широкое внедрение и практически хорошо апробирован слоевой способ сжигания. В качестве других способов интерес вызывают сжигание в кипящем слое и сжигание водоугольных суспензий. Однако широкое их внедрение в народном хозяйстве сдерживается недостаточным объемом научных исследований и практическим отсутствием соответствующей инфраструктуры и нормативной базы.

Слоевое сжигание твердого топлива в топках котлов ЖКХ тепловой мощностью до 2 МВт практически возможно осуществить в топках следующих типов. В таблице 2 дан технический анализ их применения. В таблице 3 приведены их технико-экономические показатели.

Как видно из таблицы 3, работа приведенных топочных устройств характеризуется сходными технико-экономическими показателями. Проводя же совместный анализ таблиц 2 и 3, остается сделать вывод, что наиболее адаптированной к условиям работы котлов ЖКХ малой тепловой мощности является конструкция, разработанная на базе топки с механическим забрасывателем и плоской передвижной решеткой. Модель такой топки, разработанная Институтом технической теплофизики НАН Украины, приведена на рис. 1.

Основными узлами топки являются:

- 1 – плоская передвижная колосниковая решетка с приводным механизмом;
- 2 – шасси с опорной рамой и воздушным коробом;
- 3 – фронт топки;
- 4 – лопаточный механический забрасыватель топлива с приводным механизмом;

- 5 – обмуровка и теплоизоляция;
- 6 – механизм подачи воздуха на острое вторичное дутье;
- 7 – приемный бункер;
- 8 – короб дутьевого воздуха.

Таблица 2

**Анализ применения топочных устройств для слоевого сжигания
твердого топлива**

Тип топочного устройства	Достоинства	Недостатки
ПМЗ–РПК	Простое, апробированное и надежное устройство. Процесс сжигания хорошо изучен. Решетки и пневмомеханические забрасыватели для комплектации топок изготавливаются на заводах серийно. Допускает работу с ручным обслуживанием.	Топки полумеханические, обслуживание частично выполняется вручную.
С шурующей планкой	Позволяет полностью механизировать технологический процесс. Работа топок большой и средней мощности хорошо изучена.	Опыт эксплуатации топок малой мощности ограничен. Нет технической возможности работы при ручном обслуживании. Требуется большое пространство для размещения и высокой культуры эксплуатации.
С механическим забрасывателем и плоской передвижной решеткой	Процесс сжигания хорошо изучен. Позволяет полностью механизировать технологический процесс. Образцы топок исследовались на котлах малой мощности. Допускает работу с ручным обслуживанием.	Опыт эксплуатации топок ограничен.

Работа топки осуществляется следующим образом. Топливо поступает в приемный бункер 7 и забрасывателем 4 загружается в слой, на колосниковую решетку 1, где оно и сгорает. Образующийся шлак сбрасывается в зольный ящик автоматически при общем движении

колосьников к фронту. Дожигание мелких частиц не сгоревшего топлива и газообразных промежуточных продуктов осуществляется подачей вторичного воздуха на острое дутье.

Таблица 3

Технико-экономические показатели работы топочных устройств для слоевого сжигания твердого топлива

Технико-экономические показатели	Тип топочного устройства		
	ПМЗ–РПК	с механическим забрасывателем и плоской передвижной решеткой	с шурующей планкой
1. Напряжение зеркала горения, $B_p Q_H^p / R, 10^3 \cdot \text{ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$	800–1000	460–822	650–900
2. Коэффициент избытка воздуха в топке, α	1,6–1,7	1,64–1,96	1,4–1,45
3. Давление воздуха под решеткой, мм вод. ст.	100	27–51	–
4. Потери от химической неполноты сгорания, $q_3, \%$	0,5–1	1,7–3,3	3,5
5. Потери от механической неполноты сгорания, $q_4, \%$	13,5	7,6–13	9,4
6. КПД котла брутто, %	74,5	71,8–77,3	77,1

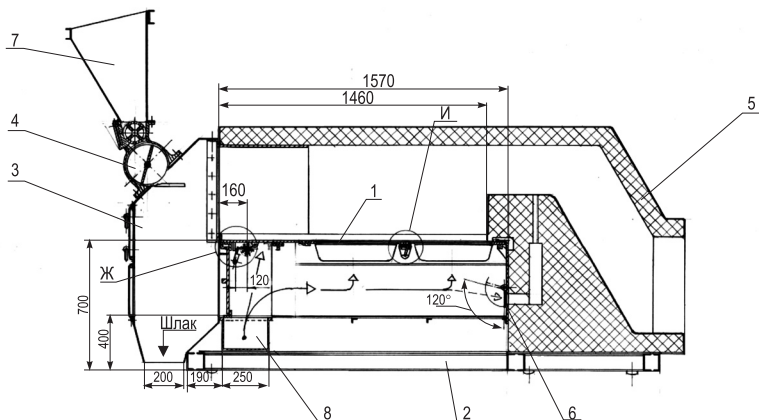


Рис. 1. Модель малой топки с механическим забрасывателем и плоской передвижной решеткой

Техническая характеристика топки с механическим забрасывателем и плоской передвижной решеткой приведена в таблице 4.

Таблица 4

Техническая характеристика топки с механическим забрасывателем и плоской передвижной решеткой

Наименование показателя, размерность	Значение
1. Номинальная полезная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч), не менее	0,9 (0,78)
2. Топливо	донецкий антрацит АС
3. Расчетный расход топлива, кг/ч, при $Q_p^H = 5390$ ккал/кг	169
4. Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %, не менее	50÷100
5. Избыточное давление дымовых газов в топке, Па (мм вод. ст.), не более	100 (10)
6. Максимальное избыточное давление дутьевого воздуха под решеткой, Па (мм вод. ст.), не более	1000 (100)
7. Расчетная температура дымовых газов на выходе из топки, °С	1180
8. Расчетный коэффициент избытка воздуха за топкой	1,5
9. Расчетный коэффициент полезного действия, %	85,5
10. Температура внешних ограждающих поверхностей предтопка, °С, не более	45
11. Напряжение питания электроприводов, В	380/220 (+10–1,5)%
12. Потребление электроэнергии при работе, кВт, не более	2,5
13. Удельная металлоемкость, кг/кВт, не более	6
14. Масса, кг, не более	4800
15. Габаритные размеры, мм, не более	
– длина	3530
– ширина	1500
– высота	1970

Слоевое сжигание топлив с низким содержанием летучих – горючих (например антрацитов) в топках малой мощности сопровождается такими негативными факторами:

- механический недожог с уносом 4–6%;
- механический недожог на решетках 4–6%;
- химический недожог 3–4%.

Цифры этих потерь весомы. Кроме того, сжигание в слое твердого топлива предполагает использование двухступенчатой системы пылеочистки (циклонов) и вторичного острого дутья. Унос из первой ступени пылеочистки должен возвращаться на дожигание в топку. Унос циклонов второй ступени, в связи с его малой энергетической ценностью, не используется.

Современные работы в области использования твердого топлива, на наш взгляд, указывают следующие пути совершенствования технологии сжигания в слое:

- сокращение уноса топлива путем организации вихревой низкотемпературной топки (ВНТ) на выходе из основной топки котла, что позволяет сократить унос топлива и при использовании высокоэффективных циклонов отказаться от первой ступени пылеочистки;
- сокращение механического недожога организацией более равномерного подвода воздуха под колосниковую решетку за счет использования современных конструкционных материалов и технологий при изготовлении решеток;
- уменьшение образования оксидов азота путем сжигания тонким слоем и снижение, таким образом, теплонапряжения зеркала горения;
- уменьшение коэффициента избытка воздуха до минимальных значений и организация острого вторичного дутья;
- балластирование продуктов сгорания водой.

Главной проблемой организации соответствующей аэродинамической обстановки в топке при создании ВНТ является конфигурация топочного объема. Учитывая это обстоятельство, отделом ТФПК Института технической теплофизики поданы заявки на патенты по организации вихревых низкотемпературных топок (ВНТ) в конструкциях котлов малой мощности:

- способ организации вихревой низкотемпературной топки (ВНТ) за счет специальной организации подачи вторичного дутьевого воздуха в жаровую трубу – топку газотрубных котлов (рис. 2);
- способ устройства вихревой низкотемпературной топки (ВНТ) при слоевом сжигании твердого и другого сыпучего топлива в малом топочном объеме дымогарных котлов.

Иллюстрации к оформленным заявкам приведены на рис. 2 и 3 соответственно.

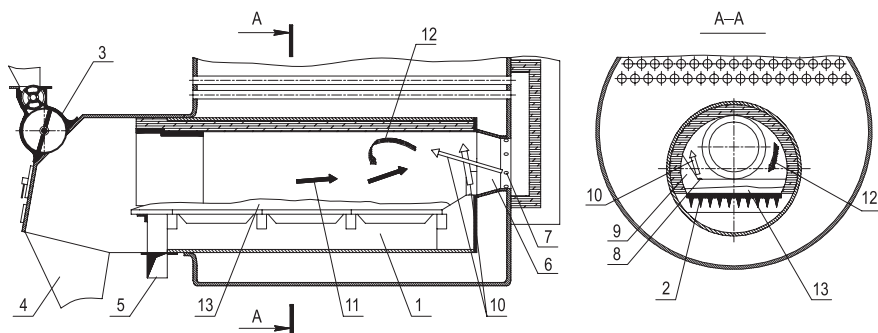


Рис. 2. Способ организации вихревой низкотемпературной топки (ВНТ) за счет специальной организации подачи вторичного дутьевого воздуха в жаровую трубу – топку газотрубных котлов:

1 – жаровая труба-топка газотрубного котла; 2 – топливная решетка; 3 – устройство подачи топлива; 4 – короб для золошлакоудаления; 5 – подача первичного дутьевого воздуха; 6 – окно для газоотвода; 7, 8 – сопла вторичного дутья; 9 – отбойный выступ; 10 – траектории движения воздуха вторичного дутья; 11 – траектории движения продуктов сгорания; 12 – траектории движения дымовых газов в зоне локальной рециркуляции; 13 – слой топлива.

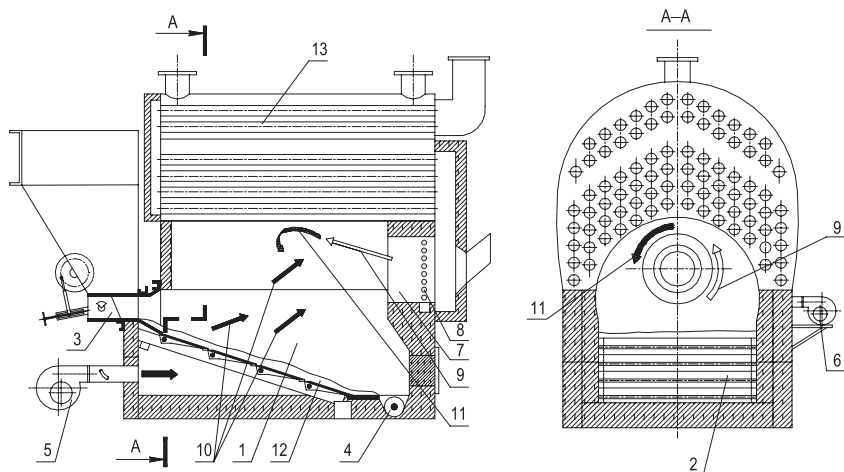


Рис. 3. Способ устройства вихревой низкотемпературной топки (ВНТ) при слоевом сжигании твердого и другого сыпучего топлива в малом топочном объеме дымогарных котлов:

1 – топка; 2 – топливная решетка; 3 – устройство подачи топлива; 4 – устройство золошлакоудаления; 5 – вентилятор первичного дутья; 6 – вентилятор вторичного дутья; 7 – окно для газоотвода; 8 – сопла вторичного дутья; 9 – траектории движения воздуха вторичного дутья; 10 – траектории движения продуктов сгорания; 11 – траектории движения дымовых газов в зоне локальной рециркуляции; 12 – слой топлива; 13 – дымогарные трубы.

По изложенным соображениям можно сделать следующие выводы.

1. Слоевой способ сжигания твердого топлива до настоящего времени остается самым апробированным и надежным и может быть рекомендован для массового использования в котельных агрегатах ЖКХ.

2. Одним из практических методов сокращения механического недожога в топках твердотопливных котлов и улучшения использования теплотворной способности топлива при сжигании в слое следует считать совершенствование конструкций механических решеток с использованием современных конструкционных материалов (легированные жаро- и высокопрочные чугуны).

3. Механический недожог с уносом при слоевом сжигании возможно сокращать за счет организации ВНТ. Очистку дымовых газов проводить с помощью одноступенчатой пылеочистки при использовании современных высокоэффективных циклонов.

4. Считать целесообразным научные исследования тепловых и аэродинамических характеристик слоевых ВНТ топок малой мощности.

5. Необходимо исследовать пути снижения выбросов NO_x в слоевых топках с помощью:

- балластирования продуктов сгорания водой;
- работы на минимальных коэффициентах избытка воздуха с подачей вторичного воздуха на острое дутье и организацией ВНТ;
- использования рециркуляции дымовых газов в топочное пространство.

УДК 620.9.64.658.26

Р. А. Волков

Компания «Группа ПОЛИМЕРТЕПЛО», г. Киев

ЭВОЛЮЦИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ОТОПЛЕНИЯ И ГВС

В последние годы полимерные технологии все увереннее проникают в современную теплоэнергетику. Еще каких-то 10–15 лет назад мы удивлялись применению полимеров во внутридомовых системах

ГВС и отопления и с недоверием относились к трубам из сшитого полиэтилена (РЕХ), включая металлопластик. Однако, со временем применение труб известных производителей и их правильная, в соответствии с техническими требованиями производителей, эксплуатация на внутридомовых сетях показали высокую жизнеспособность и экономическую целесообразность данных технологий.

За последние 6–8 лет на внешних сетях российских и украинских городов стали уверенно применяться гибкие полимерные теплоизолированные трубы. Но если для применения на внутридомовых сетях отопления было возможно просто копировать западные технические решения, то в случае внешних тепловых распределительных сетей ситуация оказалась намного сложнее и интереснее.

Для тепловых сетей больших и средних городов СНГ нужны трубопроводные системы больших диаметров и к тому же рассчитанные на большие температуры и давления. Со временем это поняли и ведущие западные компании – производители гибких теплоизолированных труб, переориентировавшись на рынок коттеджного строительства и тепловых сетей поселков и небольших городков.

Технические же решения по развитию полимерных технологий для российских тепловых сетей нашим производителям пришлось искать самостоятельно.

Как показал опыт компании «Группа ПОЛИМЕРТЕПЛО», основой решения большинства технических вопросов по созданию гибких полимерных теплоизолированных труб для тепловых сетей больших городов СНГ стало применение технологии армирования (конструкция гибких армированных труб ИЗОПРОФЛЕКС®).

С начала выпуска первых армированных труб в 2004 г. проложено уже более 3000 км трубы повышенной надежности ИЗОПРОФЛЕКС®. Показатели аварийности – исключительно низкие. Однако, по сравнению с трубами ИЗОПРОФЛЕКС®, аварийность на гибких теплоизолированных трубах КАСАФЛЕКС с напорными трубами из спирально-гофрированной нержавеющей оказались несколько выше, однако остались в пределах европейских норм и практически полностью были обусловлены либо неправильным монтажом, либо ошибками проектирования.

Относительная высокая себестоимость труб КАСАФЛЕКС, а также невозможность изготовления труб КАСАФЛЕКС больших диаметров в гибком исполнении побудили специалистов Группы ПОЛИМЕРТЕПЛО и сотрудников НТЦ «Пластик» к поиску полимерных вариантов высокотемпературных труб.

Подобный высокотехнологичный проект не может быть реализован в рамках одного, даже очень высокопрофессионального коллектива. В данном случае следует говорить о проведении целой программы исследований, лежащей на стыке трех различных направлений:

- научно-исследовательского, включающего в себя разработку новых марок высокотемпературных полимеров;
- инженерно-технологического, отвечающего за разработку оптимальной конструкции многослойной армированной системы и технологию ее производства;
- внедренческого, позволяющего правильно поставить задачу и провести полный комплекс долговременных испытаний на реальных тепловых сетях с реальными тепловыми нагрузками.

Был проведен анализ температурных режимов, которые применяются на тепловых распределительных сетях России и СНГ. Выяснили, что разнообразие используемых в тепловых сетях температурных графиков довольно велико и что в диапазоне температур 95–135 °С графики идут почти с одинаковым шагом в 5 °С. На какие же температурные нагрузки следует ориентироваться разработчикам новых полимерных труб, учитывая такое разнообразие применяемых температурных графиков в тепловых сетях?

Самым продуктивным оказался подход, предполагающий создание целой линейки многослойных армированных теплоизолированных труб, предназначенных для разных температурных диапазонов. Другими словами, речь идет о значительном расширении номенклатуры труб ИЗОПРОФЛЕКС® в сторону высоких температур. В этом случае конструкция гибких многослойных полимерных теплоизолированных труб предоставляет уникальную возможность создания труб со специфическими свойствами в соответствии с конкретными техническими требованиями.

Предлагаемый подход с технической и экономической точек зрения позволяет очень гибко подойти к решению задач по перевооружению парка тепловых сетей каждой конкретной теплосетевой компании. В конечном счете, речь идет об оптимальном расходовании средств, выделяемых на ремонт или реконструкцию тепловых сетей.

Упрощенно предлагаемый подход можно сформулировать как тезис: каждому тепловому режиму – своя труба. И после тщательного анализа всех применяемых в сетях отопления в России и СНГ температурных графиков было принято решение о разбиении всего используемого температурного диапазона на четыре градации:

- до 95 °С;
- 95–115 °С;
- 115–135 °С;
- 135–155 °С.

Главной причиной подобного способа разделения температурного диапазона явилась техническая возможность создания расширенного семейства гибких армированных труб ИЗОПРОФЛЕКС® с подобным рядом по рабочим температурам теплоносителя. Фактически, для создания данной линейки была решена сложная многопараметрическая задача, где в качестве параметров выступали не только технические характеристики многослойной армированной системы, но и стоимостные показатели специально разрабатываемых марок высокотемпературных полимеров.

Что важно в конструкции двух новых труб из семейства ИЗОПРОФЛЕКС® – ИЗОПРОФЛЕКС®-115А и ИЗОПРОФЛЕКС®-135А для потребителей? Для теплосетевых и теплоснабжающих компаний интерес представляет лишь технические параметры труб и результаты полного комплекса лабораторных и полевых испытаний в соответствии с нормативными требованиями. У заказчика при этом должна быть полная уверенность в достоверности и корректности всех представленных данных. Гарантией же последних могут служить репутация разработчика и производителя, а также опыт безаварийной эксплуатации труб в тепловых сетях.

В заключение хотелось бы отметить, что, несмотря на то, что работы над проектом еще не полностью завершены и предстоят дальнейшие испытания труб ИЗОПРОФЛЕКС®-135А, коллектив разработчиков нового расширенного семейства труб уже сейчас уверен в правильности выбора концепции линейки тепловых труб с определенным шагом по температуре. Заканчивается значительный этап многолетней исследовательской работы, и можно с удовлетворением отметить, что инженерный подход к созданию класса многослойных полимерных армированных систем для тепловых разводящих сетей, предложенный много лет назад коллективом НТЦ «Пластик» и Группой ПОЛИМЕР-ТЕПЛО, оказался крайне продуктивным. И то обещание, которое в свое время дал Завод «АНД Газтрубпласт» Департаменту Топливо-энергетического хозяйства г. Москвы – вытеснить металл из разводящих сетей города – похоже, начинает выполняться.

**В. Т. Роговий¹, О. І. Сігал¹, О. В. Канигін¹, Я. М. Тузман²,
А. П. Олефіренко³, Ю. Д. Коваль³**

¹*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

²*ВАТ «Будмаш», м. Прилуки*

³*ДГП СВЦОО, м. Київ*

КОНСТРУКЦІЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ ДОСЛІДНОГО ЗРАЗКА ВОДОГРІЙНОГО ВОДОТРУБНОГО КОТЛА КВВ-1,0ГН ТЕПЛОПРОДУКТИВНІСТЮ 1,0 МВт

Інститут технічної теплофізики НАН України розробив водогрійний водотрубний котел КВВ-1,0Гн теплопродуктивністю 1,0 МВт, дослідний зразок якого виготовило ВАТ «Будмаш» (м. Прилуки, Чернігівської обл.).

Котел КВВ-1,0Гн працює під наддувом на природному газі низького тиску і призначений для опалення та гарячого водопостачання (без прямого водорозбору води) житлових, виробничих і адміністративних споруд в закритих системах з надлишковим тиском води до 0,6 МПа і максимальною температурою 95 °С.

До складу котла КВВ-1,0Гн входять власне котел з кожухом, тепловою ізоляцією, охолоджуваною водою кришкою та вибуховим клапаном, автоматичний газовий пальник, арматура, автоматика з контрольно-вимірювальними пристроями.

У відповідності до рисунка, власне котел має екрановану топку (1) та конвекційну поверхню (2), розташовану в газоході Г-подібної компоновки.

Топка має перетин, близький до прямокутного, і складається з двох симетричних зварних, мембранного типу, екранів (3). Труби діаметром 51 мм, набираються з малим кроком і приварюються «в розтин» до своєї пари колекторів діаметром 108 мм.

Задній (4) і фронтальний (8) екрани топки є блоковими поверхнями мембранного типу, труби в яких діаметром 51 мм, набираються з кроком 80 мм.

Продукти згоряння з топки, через верхній фестон, утворений трубами правого бічного екрану, виходять в конвекційну частину.

У верхній частині топки є штуцер з вентилям для видалення повітря, а в нижній – штуцер з вентилям для зливу води. На вихідному патрубку (9) приварені гільзи для розміщення датчиків контрольно-вимірювальних приладів.

На лівому бічному екрані топки встановлений вибуховий клапан.

До верхніх колекторів фронтального і заднього екранів топки приварені вушка для стропування і переміщення котла.

Конвекційна поверхня нагріву котла набирається з труб діаметром 28 мм V-образної компоновки. Труби приварюються до вертикальних стояків діаметром 51 мм, утворюючи в перетині пучок з шаховим розташуванням і кроком.

Вертикальні стояки приварюються до своєї пари колекторів діаметром 108 мм, які попарно сполучені чотирма горизонтальними перепускними трубами діаметром 51 мм. Всі чотири колектори мають денця, за винятком заднього нижнього і переднього верхнього, які мають по одному денцю, а протилежна частина колектора залишається відкритою для входу води в конвекційну поверхню і виходу води з неї у фронтальний екран топки.

Продукти згоряння з конвекційного пучка потрапляють в горизонтальний газохід (5), з якого коробом (6) прямують в боров і димар.

В передньому верхньому колекторі конвекційної поверхні є штуцер з вентилям для видалення повітря, а в нижньому колекторі – штуцер для зливу води з конвекційної частини.

Циркуляція води в котлі багатоходова і відбувається в наступній послідовності. Через вхідний патрубок (7) вода поступає в задній нижній колектор конвекційної частини, де вона розділяється на два симет-

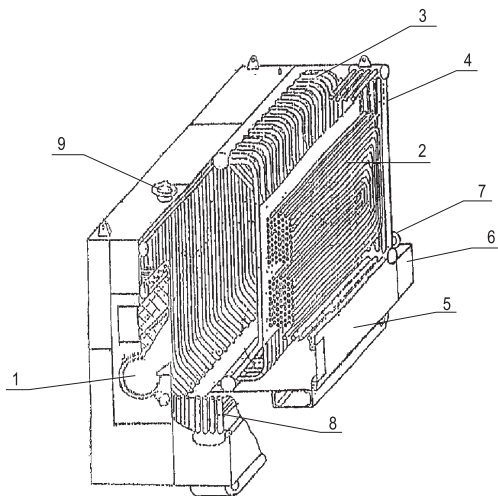


Рисунок. Котел водогрійний водотрубний КВВ-1,0 Гт:

1 – топка; 2 – конвекційна поверхня; 3 – бокові екрани; 4 – задній екран; 5 – горизонтальний газохід; 6 – короб; 7 – вхідний патрубок; 8 – фронтальний екран; 9 – вихідний патрубок

ричні потоки, які створюються вертикальними стояками і перепускними трубами, і об'єднується в діагонально розташованому (по відношенню до входу води) передньому верхньому колекторі. З цього колектора вода поступає у фронтальний екран топки (8), після чого трьома ходами з п'яти труб проходить правий бічний екран топки, потім задній екран топки (4) і, аналогічно правому бічному екрану, трьома ходами з п'яти труб проходить лівий бічний екран і через вихідний патрубок (9) поступає в загальну магістраль прямої води котельної.

Для забезпечення необхідної швидкості води в трубах топки і конвекційної поверхні колектори бічних екранів топки поділені на секції за допомогою перегородок, а стояки конвекційної частини мають по одній перегородці, яка поділяє вхід і вихід води з п'яти U-подібних труб.

У верхній частині топки котла встановлений вибуховий клапан, мембрана якого повинна руйнуватися, якщо в котлі утворилася газоповітряна суміш і відбувся вибух.

Патрубки входу і виходу води з котла забезпечені глухими гільзами, в яких встановлюються датчики контрольно-вимірювальних приладів і системи автоматизації котла.

Верхні колектори екранів топки і конвекційної поверхні забезпечені штуцерами для видалення повітря, а нижні колектори цих частин котла забезпечені штуцерами для видалення води з котла.

В нижній частині горизонтального газоходу котла (5) встановлений патрубок для видалення конденсату, що утворився при згорянні палива.

Котел не потребує спеціального фундаменту, а тому в нижній частині до його колекторів приварюються санчата.

На фронтальному екрані топки котла кріпиться охолоджувана водою кришка, на якій монтується автоматичний газовий блочний пальник RS-100 типу 822 T, виробництва концерну «Riello R.B.L.» (Італія).

Автоматика, яка встановлена на пальнику, проводить автоматичний пуск пальника та захисне припинення подачі газу при:

- відключенні напруги живлення;
- зникненні полум'я пальника;
- наявності уявного полум'я перед пуском пальника;
- тиску газу перед клапанами нижче встановленого значення;
- тиску повітря перед пальником нижче встановленого значення.

Поява аварійного стану пальника супроводжується світловою сигналізацією.

Випробування котла КВВ-1,0Гн проводились в 2008 р. на стенді Державного госпрозрахункового підприємства «Сертифікаційний випробувальний центр опалювального обладнання» (ДГП СВЦОО).

Результати випробувань представлені в таблиці.

Таблиця

Найменування параметру	Розмірність	Фактичне значення		
Навантаження	%	95,2	63,0	30,4
Вода				
Масова витрата води	т/год	26,5	27,2	26,7
Температура води на вході	°С	62,4	62,7	63,4
Температура води на виході	°С	93,3	82,6	73,2
Теплопродуктивність	кВт	952	630	304
Тиск води на вході	МПа	0,32	0,32	0,32
Тиск води на виході	бар	2,8	2,8	2,8
Газ				
Приєднувальний тиск газу	кПа	3,3	1,7	1
Тиск газу перед пальником	кПа	1,65	0,75	0,1
Витрата газу (20 °С, 101,3 кПа)	м³/год	107,5	71	34
Теплова потужність пальника	кВт	1024	677	324
Повітря				
Температура повітря	°С	23,6	23,6	23,6
Тиск повітря після вентилятора	кПа	0,9	0,4	0,1
Вихідні гази				
Вміст кисню	%	2,2	3,7	4,5
Вміст вуглекислого газу	%	10,6	9,7	9,3
Вміст оксиду вуглецю	ppm	9	63	80
Вміст оксиду вуглецю (приведений до $\alpha = 1$)	% мг/м³	0,001 13	0,008 96	0,010 127
Вміст оксидів азоту	ppm	49	42	37
Вміст оксидів азоту (приведений до $\alpha = 1$)	мг/м³	112	105	97
Коефіцієнт розбавлення	—	1,12	1,21	1,27
Коефіцієнт надлишку повітря	—	1,11	1,19	1,25
Температура вихідних газів	°С	157,2	115,6	73,9

Найменування параметру	Розмір-ність	Фактичне значення		
Тиск у топці	Па	340	180	55
Розрідження за котлом	Па	30	30	15
Експлуатаційні показники				
Втрати тепла з вихідними газами	%	5,0	4,0	2,7
Втрати тепла з хімічним недопалом	%	0,003	0,023	0,031
Втрати в довкілля	%	0,1	0,2	0,4
ККД за зворотним балансом	%	94,9	95,8	96,9
ККД за прямим балансом	%	93,0	93,0	93,9
Гідродинамічний опір	кПа	40	40	40

За результатами випробувань та за наданою робочою конструкторською документацією (креслення, ТУ, керівництво з експлуатації, паспорт) котел КВВ-1,0 Гн прийнятий міжвідомчою комісією і рекомендований для серійного виробництва.

За технічними умовами ТУУ 28.2-05417118-001:2008, які діють з 25.12.2008 р. до 25.12.2018 р. котел КВВ-1,0 Гн при серійному виробництві повинен мати такі основні параметри і розміри:

Номінальна теплопродуктивність, МВт $\pm 7\%$	1,0
Витрата палива, м ³ /год, не більше, при $Q_i^0 = 33\,520$ кДж/м ³	117
Коефіцієнт корисної дії, %, не менше	92
Робочий тиск води в котлі, МПа, не більше	0,6
Температура води на виході з котла, °С, не більше	95
Питомі викиди оксидів вуглецю, мг/м ³ , (при $\alpha = 1,0$) не більше	130
Питомі викиди оксидів азоту, мг/м ³ , (при $\alpha = 1,0$) не більше	250
Габаритні розміри, мм, не більше:	
довжина з пальником	3500
довжина без пальника	2500
ширина	1300
висота	2000
Діапазон регулювання теплопродуктивності по відношенню до номінальної, %	40–100
Маса котла, кг, не більше	2500

Аналізуючи дані випробувань можна констатувати, що котел КВВ-1,0Гн за своїми техніко-економічними та екологічними показниками

знаходиться на рівні кращих вітчизняних і зарубіжних аналогів і може конкурувати на ринку опалювального обладнання теплогенеруючих джерел України.

В квітні 2009 р. котел КВВ-1,0Гн був сертифікований за № реєстру UA1.013.0019255-09.

УДК 620.9.64:658.26

О. І. Сігал, Г. П. Кучин, В. Я. Скрипко, К. О. Корінчук

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАМІНИ АБО РЕКОНСТРУКЦІЇ КОТЛІВ ПТВМ-50, ТВГ-8М ТА НИИСТУ-5

Основним завданням регіональних програм модернізації комунальної теплоенергетики [1] є економія природного газу не менше 30% від базової витрати з терміном окупності капітальних вкладень не більше 5 років. Економію природного газу при роботі опалювальних котлів можна отримати шляхом підвищення їх ККД. Приріст прибутку при цьому отримується за рахунок вартості заощадженого палива.

Прослідкуємо, як змінюється термін окупності реконструкції трьох типів котлів ПТВМ-50, ТВГ-8М та НИИСТУ-5 при умові, що їх номінальний ККД дорівнює 70%, а за рахунок реконструкції його доводять до 91% (рисунок). Такі умови прийняті для того, щоб визначити характер залежності терміна окупності від ККД котла до реконструкції (реальний нормативний ККД цих котлів при номінальних навантаженнях відмічено пунктирними лініями).

В рамках реконструкції вищевказаних котлів пропонується в котлах ПТВМ-50 встановити сучасні пальники в «холодній воронці» котла, замінити труби конвективної частини котлів ТВГ-8М, замінити котли НИИСТУ-5 на котли КСВ-0,5. На 01.01.2011 р. вартість модернізації одного котла ПТВМ-50 оцінюється в 350 тис. грн., ТВГ-8М – 200 тис. грн., вартість котла КСВ-0,5 виробництва Монастирищенського котельного заводу – 122 тис. грн.

Як відомо, економічна ефективність капіталовкладень E визначається як співвідношення приросту прибутку (зниження собівартості) або хозрозрахункового доходу до капітальних вкладень [2].

$$E = \frac{\Delta\Pi}{K},$$

де $\Delta\Pi$ – приріст прибутку (зниження собівартості) або доходу;

K – величина капітальних вкладень.

Величина E повинна зіставлятися з відповідним нормативом ефективності капітальних вкладень Θ . При розробці регіональних програм модернізації комунальної теплоенергетики норматив ефективності капітальних вкладень прийнятий рівним 0,2, тобто максимальний термін окупності складає 5 років. Якщо $E \geq \Theta$, то капітальні вкладення повинні визначатися ефективними.

Розрахунок окупності τ проводимо за формулою:

$$\tau = \frac{K \cdot N}{C}, \text{ років,}$$

де K – капітальні вкладення на 1 котел з урахуванням монтажу (40% вартості реконструкції котла), грн.;

N – кількість котлів (розрахунок ведемо для одного котла);

C – вартість заощадженого газу, грн.

Розрахунок вартості заощадженого газу визначається за формулою:

$$C = 2570 \cdot \Delta B, \text{ грн.,}$$

де 2570 – прогнозна ціна 1000 м³ газу, грн.;

ΔB – заощадження природного газу, м³/рік.

Розрахунок заощадження природного газу ΔB виконуємо за формулою:

$$\Delta B = q : 1,16 \cdot Q \cdot 0,3 \cdot 24 \cdot h \cdot 0,01(\eta_2 - \eta_1) \cdot N, \text{ м}^3/\text{рік,}$$

де q – значення нормативної паспортної витрати палива, к у. п./Гкал;

1,16 – коефіцієнт переводу кг у.п./Гкал в м³/Гкал;

Q – теплова потужність, Гкал/год;

0,3 – частка середньорічного навантаження котла від номінального;

24 – кількість годин роботи за добу;

h – тривалість опалювального періоду, діб;

η_1 – ККД застарілого котла, %;

η_2 – ККД нового котла, %;

N – кількість нових котлів, одиниць;

Приймаємо h рівним 192 доби.

Як видно з рисунку, для котлів НИИСТУ-5 з ККД 83% і вище при заміні їх на котли КСВ-0,5 не виконуються вимоги щодо терміну окупності, а саме 5 років. Таким чином, з точки зору економії палива і окупності ефективно проводити заміну котлів НИИСТУ-5 з ККД 70–80%. Реконструкція котлів ПТВМ-50 та ТВГ-8М є ефективною при ККД цих котлів 70–89%.

З даного аналізу можна зробити висновок, що економічно вигідними є заходи щодо модернізації котлів великої потужності. Так, окупність реконструкції ПТВМ-50 складає до 1 року. Таким чином, чим більша теплопродуктивність котла, тим вигіднішим є його модернізація.

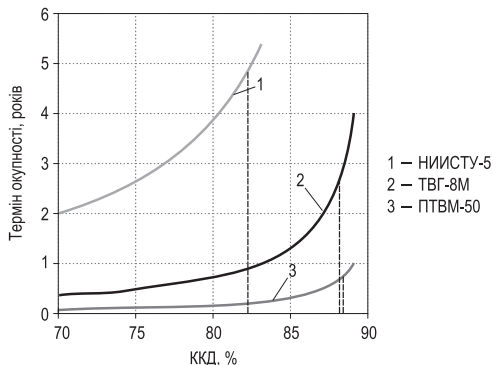


Рисунок. Залежність терміна окупності від ККД при реконструкції котлів ПТВМ-50, ТВГ-8М та НИИСТУ-5

Список використаної літератури

1. Долінський А. А. Державна програма комплексної модернізації комунальної теплоенергетики України // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: Матеріали XVIII міжнародної конференції / Інститут промислової екології. – К.: ІВЦ АЛКОН НАН України, 2008. – С. 12–16.
2. Методика определения эффективности капитальных вложений. – М., 1988.

В. Г. Демченко, Є. Й. Бикоріз, В. І. Капітонов

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ТОПКОВОГО ТЕПЛООБМІНУ В ТОПКАХ КОТЛІВ

Відомо, що організація подачі деякої частини димових газів з газоходу за котлом або економайзером в ядро горіння зменшує максимальну температуру і діючу концентрацію кисню. Треба відзначити, що даний метод добре вивчений і досліджений для котлів великої і середньої потужності, але завжди вважалося, що не ефективний для котлів малої потужності (до 450 кВт) [1, 2]. Застосування для цих цілей внутрішньої рециркуляції завжди вважалося малоефективним заходом і раніше розглядалося тільки в межах пального пристрою, наприклад, в полум'яних насадках для оптимізації горіння у високооб'ємних топках. Проте, дослідження останніх років дають можливість використовувати нові підходи до рішення даної задачі, починаючи від розрахунків топки, закінчуючи новими даними по хімічній кінетиці процесів горіння [3].

Представляють інтерес методи формування факела за рахунок збільшення його площі шляхом розділення факела на більш дрібне полум'я і зміну їх конфігурації відповідними дюзами, що якнайповніше реалізовано в плоскофакельних і мікродифузійних пальниках. Ці методи також приводять до стабільних позитивних результатів, проте, мають місце проблеми регулювання режимів в процесі експлуатації [4]. Відомо, що модернізація, шляхом зміни форми факела, пальників *ГМГ* і пальників *МППГ* приводить до підвищення ККД до 7% при паралельному зниженні шкідливих викидів [5].

З метою збільшення чорноти топки апробовано покриття теплообмінних поверхонь кремнійорганічним лаком з пігментами, наприклад, сажею і оксидом заліза. Даний метод також приводить до підвищення ККД на 4%, проте, в процесі експлуатації його ефективність знижується [6].

Як бачимо, основні зусилля дослідників спрямовані, в першу чергу, на вдосконалення пальникових пристроїв, збільшення поверхні теплосприймача і якості теплосприйняття. При цьому у ряді робіт [7, 8] врахо-

вана специфіка процесів тепломасопереносу, що протікають в топці котла в цілому, а не тільки в області роботи пальникового пристрою.

Широкий розвиток можуть одержати методи інтенсифікації топкового теплообміну шляхом зміни геометрії топкового простору з урахуванням процесів аеродинаміки, розподілу температурних градієнтів, швидкостей і повноти протікання хімічних реакцій. Це приводить до стабілізації і інтенсифікації процесу горіння і, як наслідок, зниження шкідливих викидів CO і NO_x . Найпоширенішим способом є інсталяція в зону горіння додаткових охолоджуваних поверхонь, виготовлених з високотемпературних матеріалів, наприклад, з неіржавіючої сталі або кераміки [7, 9]. При конструюванні котлів геометричні показники топки підбираються виходячи з якнайкращого заповнення топкового об'єму факелом, що світиться. Цей підхід лежить в основі нормативного методу теплового розрахунку котельних агрегатів, розробленого для котлів середньої і великої потужності з високооб'ємними топками [10, 11]. Застосування даних методик без коректування для розрахунку котлів малої потужності недоцільне. Слід зазначити, що розрахункові формули для визначення діаметру і довжини факела носять орієнтовний характер. Котельні установки мають різну конструкцію і індивідуальні особливості.

До відмінних особливостей котлів малої потужності слід віднести компактні розміри топкової камери (100, 200... дм³), високий ступінь екранування і високий ступінь теплонапруги.

Як правило, такі котли обладнуються одним пальниковим пристроєм, який розташований по центру топкового об'єму, передача теплоти від продуктів згорання здійснюється як випромінюванням, так і конвекцією і температура димових газів на виході з топки набагато нижче, ніж в котлах середньої і великої потужності. При установці в топках проміжних екранів-випромінювачів видимий коефіцієнт випромінювання топки, а, отже, і тепловіддача в ній зростають зі збільшенням відношення поверхні випромінювача до поверхні нагріву, кутового коефіцієнта випромінювання, зменшення ступеня чорноти факела. Виходячи з умов інтенсифікації теплообміну, особливо доцільно встановлювати проміжні випромінювачі при газовому полум'ї і малому ступені чорноти топки в малих котлах [9].

З метою підвищення ККД котла НИИСТУ-5 і зниження токсичних викидів в атмосферу співробітниками Інституту промислової екології проведена реконструкція котла шляхом установки проміжних керамічних вторинних випромінювачів [8, 9]. На котлі потужністю 0,59 МВт з форкамерними пальниками встановлювалися в 3 ряди по 11 гірлянд

легковагові вторинні випромінювачі розміром $4 \times 0,04 \times 0,1$ загальною площею $6,8 \text{ м}^2$. Випромінювачі встановлювалися в зоні факела пальника і, як показали дослідження, значно знижували викиди оксиду азоту за рахунок зміни температури в ядрі зони горіння. В результаті проведених досліджень була понижена температура газів на 88 К , а ККД збільшено на $4,0\text{--}4,8\%$, викиди оксидів азоту при мінімальному навантаженні знизилися з 205 мг/м^3 до 185 мг/м^3 . Ще більш значні результати були одержані при заміні форкамерного на модернізований подовий пальник МППГ з одночасною установкою стрижневих додаткових випромінювачів. Випробування проводилися на котлі потужністю $0,65 \text{ МВт}$. Вторинні легковагові випромінювачі встановлювалися в два ряди по 11 гірлянд $0,04 \times 0,04 \times 1,5 \text{ м}$. Загальна площа випромінювачів складала $7,1 \text{ м}^2$. Коефіцієнт корисної дії котла збільшився на $5\text{--}8,5\%$, а викиди оксидів азоту зменшилися на $2,2\%$.

Існуючі чисельні методи газової динаміки застосовують, в основному, диференціальні методи, що враховують тільки локальні характеристики радіаційних потоків. В результаті задачі дослідження топкових процесів розв'язуються без достатньо повного урахування радіаційного перенесення енергії. Проведено чисельний розрахунок розподілу середніх температур по довжині топки жаротрубного котла паропродуктивністю 10 т/год. при тиску $0,9 \text{ МПа}$, температурі насиченої пари 448 К , з номінальною подачею на горіння $725 \text{ м}^3/\text{год.}$ природного газу. Горизонтальна жарова труба в котлі має діаметр $1,2 \text{ м}$; довжину $8,8 \text{ м}$. Результати розрахунку представлені на рисунку.

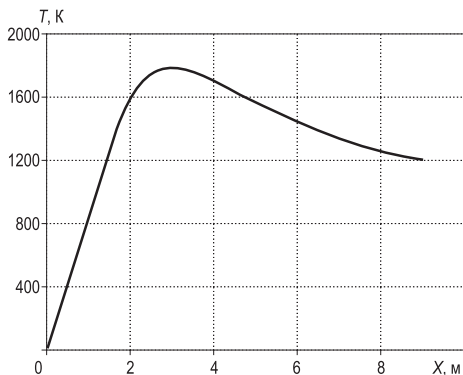


Рисунок. Значення середньої розрахункової температури газів по довжині жарової труби

3 приведенного графіка видно як розподіляються значення температури по довжині топки. Очевидно, що вирівнювання їх профілю по довжині топки приводить до

інтенсифікації процесу тепломасопереносу. Також знайдена залежність розподілу значень температури зберігається і при інших геометричних розмірах топки котла. Установка в топковий простір додаткових

елементів у вигляді перегородок, ширм і екранів також впливає на розподіли температур і процеси теплообміну і використовується в техніці для зниження температурних навантажень на елементи котла. Деякі автори вважають, що установка екранів приводить до зниження теплоструму за рахунок ослаблення сприйняття випромінювання.

Запропоновано метод ППРВ установки в топковий простір проміжновипромінюючої рециркуляційної циліндричної вставки, добре злагодженої з конфігурацією топки і пальниковим пристроєм. Установка вторинного випромінювача корінним чином змінює аеродинамічні і кінетичні процеси, що протікають в топці котла, забезпечує максимальну повноту тепловиділення палива, підвищує теплонапругу камери згорання і інтенсифікує тепломасообмінні процеси.

Процес горіння в цьому випадку протікає таким чином. Паливо подається в пальник, змішуючись з повітрям, і поступає в топкову камеру. Горіння палива відбувається в об'ємі вогняної труби. Далі продукти згорання поступають в простір між вогняною і жаровою трубою, потім в конвективний пучок димогарних труб і в димар. Очевидно, що за рахунок інжекції і виникнення зони розрідження в корені факела виникає внутрішня рециркуляція димових газів в ядро горіння, що знижує його температуру і заповнює недолік кисню. Результатом цього є зниження кількості оксидів азоту в продуктах згорання.

При низькотемпературному спалюванні ефективність рециркуляції може виявитися незначною, але при спалюванні газу і мазуту у високонапружених топках навіть помірна рециркуляція димових газів дозволяє в 3–4 рази понизити викиди NO_x . Крім того, відбувається перерозподіл епюри температур, що дозволяє виключати локальні перегріви, збільшити ККД і продовжити терміни експлуатації устаткування. Промислові випробування по різних варіантах введення рециркуляційних газів в область горіння котла показали, що найбільшого зниження оксидів азоту можна досягти при введенні рециркуляційних газів через центральні канали пальників. Проте найбільше поширення набуло введення частини димових газів разом з дуттьовим повітрям, а також по середнім і периферійним каналам пальників.

При ступені рециркуляції 20% подача рециркуляційних газів в дуттьове повітря дозволяє понизити викиди оксидів азоту на 50%.

Висновки

Для поліпшення ефективності теплообміну і зниження шкідливих викидів в продуктах згорання необхідний вибір оптимальних харак-

теристик проміжних випромінювачів, таких як – відносні розміри, форма, розташування в топковому просторі і матеріал.

Встановлення ППВ дає додатковий променистий тепловий потік на екранні поверхні топки (жарову трубу), унаслідок чого ентальпія продуктів згорання на виході з топки знижується. Це приводить до зниження температури на виході з топки і як наслідок підвищенню її ККД і зниженню виходу шкідливих викидів, в першу чергу NO_x та CO .

Список використаної літератури

1. Борщов Д. Я., Воликов А. Н. Защита окружающей среды при эксплуатации котлов малой мощности. – М.: Стройиздат, 1987. – 156 с.
2. Сигал И. Я., Марковский А. В., Нижник С. С. и др. Образование оксидов азота в топках котельных агрегатов // Теплоэнергетика. – 1971. – № 4.
3. Бретшнайдер Б., Курфюст И. Охрана воздушного бассейна от загрязнений: технология и контроль: Пер. с англ. / Под ред. А. Ф. Туболкина. – Л.: Химия, 1989.
4. Хаускрост К., Констаебл Э. Современный курс общей химии. – Москва, «Мир», 2002, в двух томах, том 1. – 539 с., том 2. – 528 с.
5. Сорока Б. С., Пьяных К. Е., Згурский В. А., Апальков А. П. Математическое моделирование горелочных устройств с пониженным выходом NO_x топлива // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2000. – № 1. – С. 69–73.
6. Власюк А. В., Кучин Г. П., Скрипко В. Я. Некоторые проблемы экологии и энергосбережения коммунальной теплоэнергетики в новых рыночных условиях // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 4. – С. 10–12.
7. Власюк А. В., Кучин Г. П., Скрипко В. Я. Повышение эффективности работы отопительных котлов мощностью до 1 МВт // Энергетика и электрификация. – 2001. – № 3. – С. 38–41.
8. Кутателадзе С. С. Основы теории теплообмена. – М.: Атомиздат, 1979.
9. Абрамов А. К. Повышение эффективности стальных отопительных котлов малой мощности при сжигании газообразного и жидкого топлива. Автореф. дис. канд. техн. наук: К 063.31.03/ Лен. Инж-строит. ин-т. – Л., 1983. – 25 с.
10. Тепловой расчет котлов. Нормативный метод. – Санкт-Петербург: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.
11. Buderus Handbuch fuer Heizungstechnik, Beut Verlag GmbH, Berlin-Wien-Zuerich, 1994, ISBN 3-410-13214-7.

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

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ПРИМЕНЕНИЕ КИПЯЩЕГО СЛОЯ ДЛЯ СЖИГАНИЯ НИЗКОСОРТНОГО ТВЕРДОГО ТОПЛИВА В ТОПКАХ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЛОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

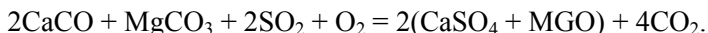
Для теплоснабжения жилых и общественных зданий городов и поселков Украины кроме теплоэлектростанций и теплоэлектроцентралей широко используются отопительные котельные, очень небольшая часть из которых работает на твердом топливе. В стране имеются запасы энергетических углей, при этом доля углей ухудшенного качества, зольностью до 50% в общем балансе твердого топлива непрерывно повышается и будет возрастать из-за увеличения тонких пластов в шахтах. При сжигании высокозольных углей и так довольно низкий КПД угольных котлов снижается, теплопроизводительность падает, в результате чего снижается надежность теплоснабжения потребителей.

Одной из наиболее эффективных технологий сжигания твердого топлива является технология сжигания низкосортных углей в кипящем слое (КС).

Характерной особенностью кипящего слоя является достаточно развитая поверхность частиц угля, в следствие чего достигается высокая степень выгорания углерода, снижаются химический и механический недожог.

Одновременно, при сжигании низкосортных углей в топках котлов с кипящим слоем, снижаются выбросы диоксида серы и оксидов азота в атмосферу. Наиболее эффективным считается известковый метод, при котором в качестве поглотителя диоксида серы в котлоагрегатах с псевдоожиженным слоем используется известняк или доломит.

Основная реакция в общем виде:



Устойчивое (85–90%) связывание SO_2 происходит при поддержании соотношения $\text{Ca/S} = 4$ и больше [1].

Известно также, что при сжигании угля в псевдоожиженном слое при температуре 800 °С концентрация NO_x на 45% ниже, чем при факельном сжигании [1]. Обычно угли сжигаются в слоевых топках. Размеры колосниковой решетки котла НИИСТУ-5 с поверхностью нагрева 465 м²: длина – 2205 мм, площадь – 1,86 м².

У авторов имеется опыт сжигания низкосортных углей в кипящем слое на примере реконструированной топki котла типа НИИСТУ-5 тепловой производительностью 0,45–0,54 МВт [2, 3].

Реконструированная топочная камера (рисунок) футерованная огнеупорным кирпичом имела сечение 0,55×1,24 м. В топке размещалась воздухораспределительная решетка 1 с колпачками, расположенными с шагом 110 мм. В каждом колпачке просверлено 8 отверстий диаметром 7 мм.

Подача угля осуществлялась шнековым питателем 3, выгрузка золы – винтовым конвейером 6 из зольного бункера 5. Для отбора теплоты с КС и обеспечения заданной теплопроизводительности котла в топке устанавливался теплообменник 4. Для розжига использовалась горелка 2, в которой сжигалось легкое печное топливо.

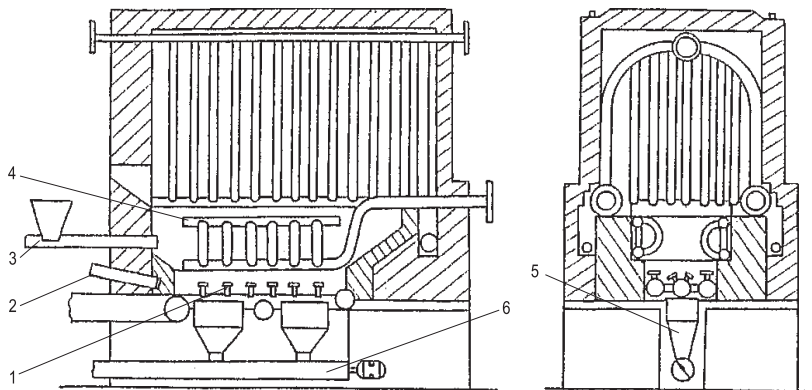


Рисунок. Реконструированная топочная камера

В качестве первоначальной инертной засыпки можно применять речной песок фракции 0,5–1,0 мм. После достижения температуры КС 653–693 К вручную забрасывался газовый уголь фракции 1–13 мм. При температуре 1033–1093 К отключалась подача жидкого топлива, включался шнек-питатель и процесс горения выводился на расчетный режим путем регулирования подачи топлива.

Регулирование тепловой производительности котла достигалась увеличением высоты кипящего слоя. При этом увеличивалась глубина погружения теплообменника в кипящий слой и одновременно повышалась подача угля в топку. Высота кипящего слоя при минимальной производительности составляла 150–200 мм при номинальной – 400–460 мм. В топке с кипящим слоем сжигались угли марок Т (S – 3,4%), Г (S – 4,4%), АШ (S – 3,6%), промежуточные продукты (S – 4,4%) углей Донецкого бассейна зольностью до 45% и зола слоевых топок, содержащая до 60% негорючих веществ. Расход угля составлял 5–100 кг/ч, количество воздуха, подаваемого вентилятором – 850–950 м³/ч, температура КС поддерживалась 1093–1123 К.

Характеристика работы котла

Тепловая производительность, МВт	0,45,
КПД, %	75,
Содержание углерода в уносе, %	10–12,
Содержание углерода в золе, %	0,35–0,4,
Потери теплоты с уходящими газами, %	15–17.

Содержание диоксида серы и оксидов азота в продуктах сгорания приведены в таблице [3].

Таблица

Топливо	Зольность, %	Температура, К	SO ₂ , мг/м ³	NO _x , мг/м ³
Антрацитовый штыб Q_p^H 19,06 МДж/кг	32	1163–1203	10–20	150–160
Антрацитовый штыб Q_p^H 20,35 МДж/кг	31	1153–1183	20–40	100
Антрацитовый штыб Q_p^H 16,34 МДж/кг	44	1123–1173	30–40	120–150
Промпродукт Q_p^H 22,34 МДж/кг	27	1123–1163	40–60	150
Промпродукт Q_p^H 16,42 МДж/кг	36	1083–1103	15–20	90–100
Промпродукт Q_p^H 17,14 МДж/кг	44	1073–1113	100–110	80–90

Выводы

Применение технологии сжигания низкосортных углей в кипящем слое в котлах малой мощности позволяет:

- эффективно сжигать высокозольные угли (до 60% зольности);
- снизить количество выбросов оксидов азота;
- снизить количество выбросов диоксидов серы;
- повысить степень выгорания углерода твердого топлива до 99,3–99,6%.

Учитывая вышеприведенный опыт апробации, авторы считают, что аналогичная концепция может быть положена в основу сжигания низкосортных твердых топлив в предтопках к газовым котлам.

Список использованной литературы

1. Кучин Г. П., Скрипко В. Я., Урда Н. Н. Сжигание низкосортных топлив в псевдоожиженном слое. – Киев: Техника, 1976.
2. Кучин Г. П., Скрипко В. Я., Пикашов В. С. Перспективы применения кипящего слоя в отопительных котлах малой тепловой производительности для сжигания низкосортных углей // Энергетика и электрификация. – № 3. – 1988.
3. Кучин Г. П., Скрипко В. Я., Сигал А. И., Быкорез Е. И. Перспективы сжигания низкосортного твердого топлива в топках кипящего слоя отопительных котлов мощностью до 1 МВт // Промышленная теплотехника. – № 4. – 2009.

УДК 621.18.045:662.951.2

А. И. Сигал, Д. А. Серебрянский, Е. И. Быкорез

Институт технический теплофизики НАН Украины, г. Киев

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ С ТОПКОЙ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО КИПАЩЕГО СЛОЯ

Использование в большой и коммунальной энергетике альтернативных местных видов топлива, позволит Украине снизить зависимость от поставок импортных энергоносителей. Это также согласуется с действующей стратегией Украины в области энергетики. Так в соответствии с

постановлением кабинета министров Украины № 682 от 20.03.2009 года принят ряд мер по переводу существующих газовых котельных на местные твердые виды топлива, например на каменный уголь.

Одним из путей решения проблемы может быть применение технологий сжигания твердого топлива в псевдоожиженном слое, который способен обеспечивать сжигание забалластированного и низкосортного топлива такого как (бурый уголь, сланцы, промышленные и бытовые отходы).

Топки котлов с псевдоожиженным слоем широко распространены за рубежом. Для их надежной работы требуется система подготовки топлива расчетного дисперсного состава. Топливоподготовка соответствующего гранулометрического состава для топок с псевдоожиженным слоем требует наличие инфраструктуры, технологического оборудования и автотранспорта. Кроме, того, желательно, чтоб котел был установлен недалеко от места добычи топлива для снижения плеча перевозки.

Технология сжигания топлива в низкотемпературном (1023–1223 К) кипящем слое (НТКС) позволяет сжигать топливо с зольностью до 70%, что практически не возможно в традиционных топочных устройствах. Данный способ имеет следующие преимущества: отсутствие движущихся частей в топочном пространстве, возможность сжигания в одном агрегате топлив разного качества, содержание топлива в слое до 1–5%.

Вместе с тем, технологический процесс сжигания топлива в НТКС – достаточно сложный и требует автоматического регулирования таких параметров, как: расход окислителя, температура и высота кипящего слоя, разрежение в топке, подача топлива.

В отделе теплофизических процессов в котлах Института технической теплофизики НАН Украины создана экспериментальная установка НТКС мощностью 18 кВт (рис. 1).

Камера топки котла имеет квадратное сечение 400×400 высотой 500 мм и изготовлена из стали СТ-3 толщиной 3 мм. Камера топки футерована огнестойким кирпичом. В камере есть штуцера для установки горелки розжига, а также патрубки для установки термопар, технологическая крышка. В нижней части топки расположена воздушораспределительная решетка, состоящая из трех регистров диаметром 63 мм по 5 сопел (колпачков). Воздухораспределительная решетка соединена с зольным бункером, который соединен с топкой фланцевым соединением. Сверху топочной камеры установлен теплообменник цилиндрической формы диаметром 400 мм, высотой 1000 мм.

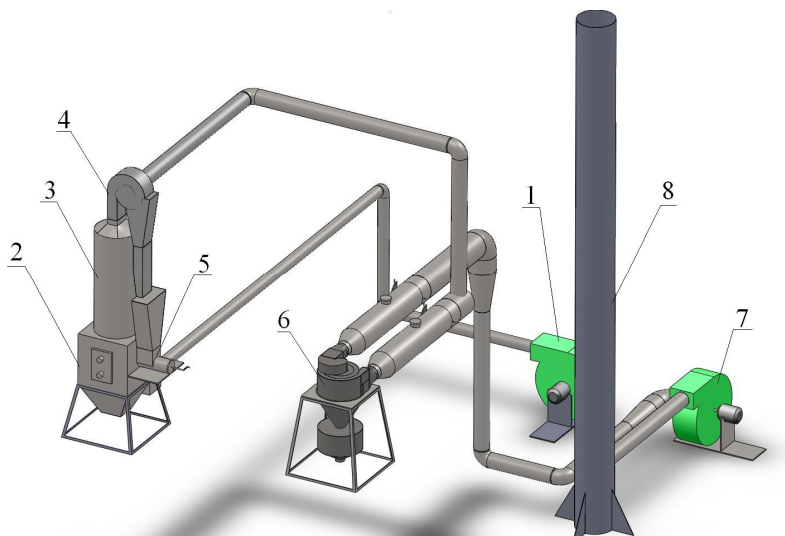


Рис. 1. Схема стенда НТКС ТФПК ИТТФ НАН Украины:

- 1 – дутьевой вентилятор ВВД № 5;
- 2 – топка котла НТКС;
- 3 – теплообменник;
- 4 – двухканальный центробежный фильтр;
- 5 – шнек топливоподачи;
- 6 – двухуровневый шестиканальный центробежный фильтр ЦФ2-6-06;
- 7 – дымосос;
- 8 – дымовая труба.

Сверху теплообменника расположен двухканальный центробежный фильтр для частичного возврата уноса золы и недогоревших частиц топлива в топку через шнековый питатель топки. За двухканальным центробежным фильтром установлен шестиканальный центробежный фильтр для очистки дымовых газов до санитарных норм.

Лабораторная установка работает следующим образом: воздух необходимый для горения твердого топлива подается дутьевым центробежным вентилятором 1 (рис. 1) в газоход и перед топкой котла 2 распределяется в воздухораспределительной коробке по трем регистрам с горелками (колпачками); топливо через шнековый механизм 5 порционно-дозировано подается в топку НТКС сверху воздухораспределительной решетки; продукты сгорания кипящего псевдоожиженного слоя попадают в теплообменник 3, в котором отдают свое тепло воде и направляются в двухканальный центробежный фильтр 4, в котором происходит частич-

ная разгрузка дымовых газов от золы и частиц несгоревшего топлива. Далее дымовые газы по газоходам попадают в шестиканальный двухуровневый центробежный фильтр 6, в котором они очищаются до санитарных норм. После очистки дымовые газы по газоходам через дымосос 7 попадают в дымовую трубу 8 и эвакуируются в атмосферу.

После монтажа в лаборатории экспериментальной установки котла НТКС проводилась его аэродинамическая продувка дутьевым вентилятором, результаты приведены на рис. 2.

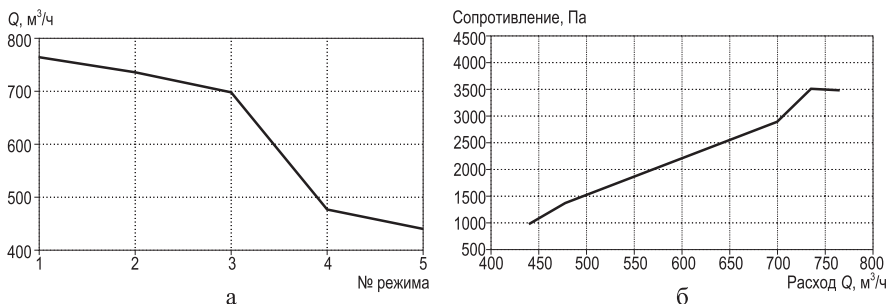


Рис. 2. Результаты аэродинамической продувки котла НТКС дутьевым вентилятором:

а – изменение расхода дутьевого воздуха в зависимости от положения шибер в точке 1;
 б – аэродинамическое сопротивление установки с топкой НТКС (топка + теплообменник + двухканальный центробежный фильтр)

Реальные эксплуатационные значения расхода дутьевого воздуха на горение в НТКС будут варьироваться в пределах 200...400 м³/ч, соответственно и потеря напора установки будет ниже.

Для оценки устойчивости работы топки с кипящим слоем необходимо рассчитать условия псевдоожижения и скорость витания твердых частиц топлива, сжигаемого в топке. Данный расчет позволит определить время пребывания частиц в топочном объеме и степень выноса частиц из слоя. В условиях наступления равновесия сил, частица переходит в режим установившегося стационарного движения (витания) и задача упрощается. В частности, для устоявшегося движения частицы в восходящем потоке газа характерно равенство веса сумме архимедовой силы аэродинамического сопротивления потока. Скорость установившегося движения будет равна:

$$w_{\text{вит}} = \sqrt{\frac{4g(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}}) \cdot d_x}{3 \cdot \rho_{\text{г}} \cdot c}},$$

где $w_{\text{вит}}$ – скорость витания (уноса) частиц, м/с; $d_{\text{ч}}$ – эквивалентный диаметр частиц, м; $\rho_{\text{ч}}$ – плотность частиц, кг/м³; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газового потока, кг/м³; c – коэффициент сопротивления частицы. Коэффициент c – является функцией Re , зависящего от скорости газового потока в топке.

В таблице 1 приведены скорости витания наиболее распространенных частиц, используемых для организации топочного псевдоожижения.

Таблица 1

Характеристика частиц используемых для организации псевдоожиженного слоя

Материал	Фракция, мм	$d_{\text{с}}$, мм	w_0 , м/с	ρ , кг/м ³	ρ_1 , кг/м ³	$\epsilon_{\text{кс}}$
Песок кварцевый	0,1–0,65	0,25	0,12	2640	1460	0,75
	0,15–0,5	–	0,05			
	1–1,5	1,00	0,51			
	1,5–3,0	1,50	0,83			
Песок речной	0,25–0,5	0,34	0,07	2640	1450	0,80
	1,0–1,5	1,00	0,38			
	–	0,20	0,43			
Шамот высокоглиноземный	0,2–2,5	–	0,60	2350	1400	0,75
	1,0–1,5	1,23	0,77	–	1600	
Шамот	1,0–1,5	1,15	0,44	–	–	0,75
Плавленый магнезит	1,0–1,5	1,07	0,70	3580	2520	0,85–0,9
	0,25–1,0	–	0,40			
Глинозем	0,2–0,7	0,55	0,24	3900	1750	0,80
	0,5–1,0	0,70	0,37; 0,79	3900	1750	
	1,0–1,5	1,22	0,93	3900	1600	
	1,5–2,0	1,73	1,10	3500	1800	
	2,0–3,0	2,44	1,40	3900	1800	
Зола угля	0–0,25	0,12	0,07	2600	1280	–
	0,25–0,5	0,36	0,11			
	0,5–1,0	0,70	0,26			
	3–5	4,00	1,10			
	5–7	6,00	2,00			
	0–15	4,40	1,10			

Интервал скоростей витания лежит в широком диапазоне от 0,05 до 2,0 м/с, в связи с этим точное определение аэродинамической картины

топки котла представляет большой интерес для расчетов процесса горения топлива.

Моделирование аэродинамики топочного объема котла НТКС, проводилось при помощи прикладного пакета CFD. Расчетная область занятая текучей средой (воздухом при н.у.) состояла из 194 989 ячеек. В качестве первого начального условия расчетной модели был выбран массовый расход воздуха $0,166 \text{ м}^3/\text{с}$ на входном патрубке топки НТКС. Второе начальное условие – выход воздуха из патрубка за двухканальным центробежным фильтром. Воздухораспределительная решетка состоит из 15 колпачков в каждом из которых 16 отверстий по 8 мм.

Результаты аэродинамического расчета приведены на рис. 3.

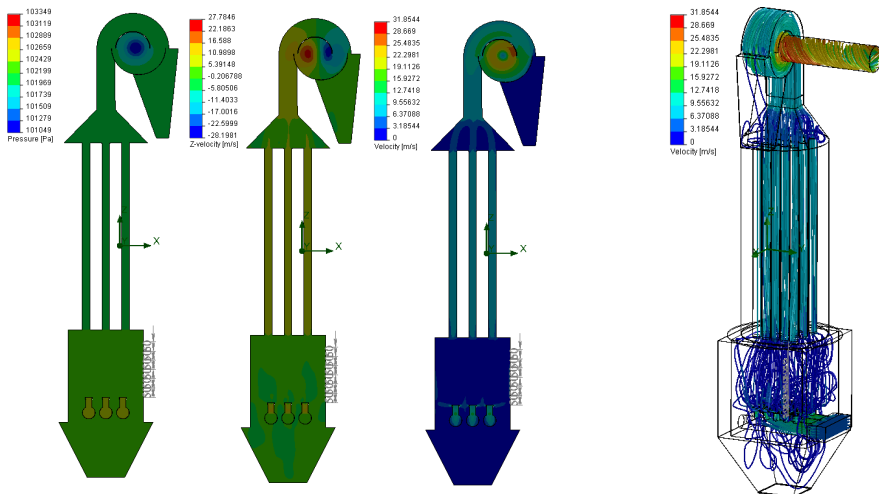


Рис. 3. Распределение давлений и скоростей

Различие результатов расчета и экспериментальных измерений распределения давлений в топочном агрегате НТКС (топка, теплообменник, двухканальный фильтр) может быть следствием отсутствия в расчетной модели узла воздухораспределения перед топочным агрегатом. Так при расходе дутьевого воздуха $600 \text{ м}^3/\text{ч}$, потеря напора по расчету составила 1450 Па, экспериментальное же значение – 2250 Па. Осевая скорость в топочном агрегате – не превышает 5 м/с, при указанном расходе воздуха.

Для определения аэродинамической картины распределения осевых скоростей потока воздуха в топке котла, его сечение было разбито на равномерные отрезки в поперечном сечении топки и по его высоте (рис. 4).

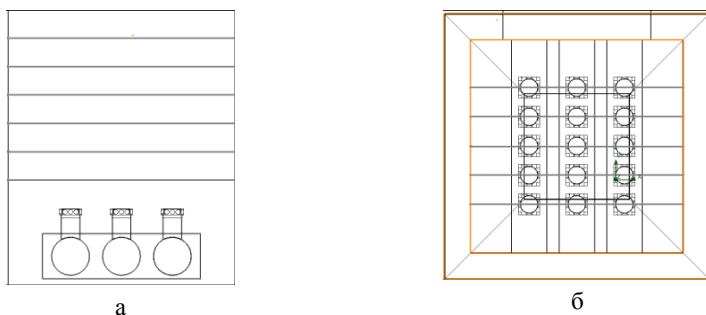


Рис. 4. Расположение линий для расчета распределения осевых скоростей воздуха в топке:
 а – вид спереди (линии равноудалены друг от друга на расстоянии 50 мм);
 б – вид сверху (линии равноудалены друг от друга на расстоянии 50 мм)

Результаты расчета распределения осевых скоростей в поперечном сечении топки котла приведены на рис. 5.

В результате проведенных экспериментальных работ на лабораторной установке, определен диапазон изменения расхода воздуха в топке, составляющий 400–800 м³/ч, при котором происходит псевдоожижение. Аэродинамическое сопротивление топки с теплообменником и центробежным фильтром не превышает 1000 Па, при реальных эксплуатационных расходах дутьевого воздуха (до 400 м³/ч).

Приведенное распределение осевых скоростей по высоте топки, свидетельствуют о наличии зон отрицательных скоростей, являющихся причинами существования в топке вихрей. Зона отрицательных скоростей на расстоянии 300 мм снижается вдвое по сравнению с ее значением на расстоянии 50 мм от колпачков воздухораспределительной решетки, причем нарушается симметрия распределения этой скорости.

Осевая скорость воздуха, выходящего из первых рядов колпачков воздухораспределительной решетки по сравнению с последними рядами относительно воздушного тракта примерно на 30% больше. Это обстоятельство необходимо учитывать при организации загрузки топлива в топку котла.

В результате проведенных экспериментальных работ на лабораторной установке, определен диапазон изменения расхода воздуха в топке, составляющий 400–800 м³/ч, при котором происходит псевдоожижение. Аэродинамическое сопротивление топки с теплообменником и центробежным фильтром не превышает 1000 Па, при реальных эксплуатационных расходах дутьевого воздуха (до 400 м³/ч).

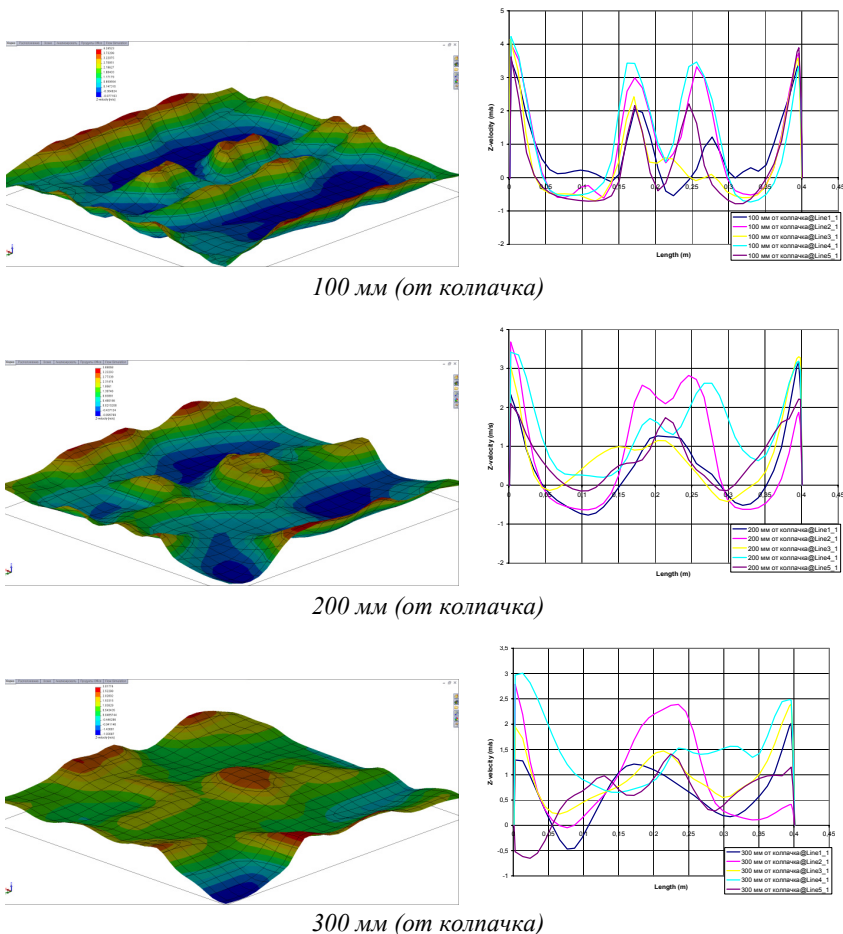


Рис. 5. Результаты расчета распределения осевых скоростей в поперечном сечении топки котла

Приведенное распределение осевых скоростей по высоте топки, свидетельствуют о наличии зон отрицательных скоростей, являющихся причинами существования в топке вихрей. Зона отрицательных скоростей на расстоянии 300 мм снижается вдвое по сравнению с ее значением на расстоянии 50 мм от колпачков воздухораспределительной решетки, причем нарушается симметрия распределения этой скорости.

Осевая скорость воздуха, выходящего из первых рядов колпачков воздухораспределительной решетки по сравнению с последними ряда-

ми относительно воздушного тракта примерно на 30% больше. Это обстоятельство необходимо учитывать при организации загрузки топлива в топку котла.

Для организации псевдоожижения в топке лабораторного котла НТКС института теплофизики НАН Украины может быть применен кварцевый либо речной песок с эквивалентным диаметром от 0,2 до 1,5 мм.

УДК 662.182

**Г. П. Кучин¹, В. Я. Скрипко¹, О. І. Сігал¹, Є. Й. Бикоріз²,
А. В. Власюк³**

¹Інститут промислової екології, м. Київ

²Інститут технічної теплофизики НАН України, м. Київ

³МАТЕК ДП «Провітерм-Україна», м. Київ

ПАЛЬНИКОВІ ПРИСТРОЇ ДО ОПАЛЮВАЛЬНИХ КОТЛІВ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

В даний час велика кількість котлів: ННІСТУ-5, Ревокатова, Надточія та ін. оснащені застарілими форкамерними пальниками, при роботі з якими використовуються природна тяга. На якість горіння, а отже і на ефективність використання газу, впливають погодні умови, оскільки на котлах, як правило, відсутня автоматика регулювання по тязі і істотно перевитрачатиметься газ.

Авторами розроблені нові пальники: газовий з примусовою подачею повітря з повним попереднім змішенням газу і повітря і газовий з частковим попереднім змішенням.

Пальник з повним попереднім змішенням є зварною конструкцією (рис. 1).

Газовий колектор пальника сполучений з газовими патрубками, в яких є отворами для виходу газу. Патрубки проходять через повітряний колектор, до якого приєднані реєстри з соплами. При цьому між газовими патрубками і реєстрами створюються кільцеві зазори. Природний газ подається в газовий колектор, повітря подається в повітряний ко-

латор. На кожному реєстрі відбувається зміщення газу і повітря, після чого газоповітряна суміш поступає в зону горіння через сопла.

Технічна характеристика пальника з повним попереднім зміщенням газу і повітря

Номінальна теплова потужність, МВт	0,55
Тиск газу перед пальником при номінальній тепловій потужності, кПа	0,7
Тиск повітря перед пальником при номінальній тепловій потужності, кПа	3,5
Витрата газу пальником при номінальній тепловій потужності, $\text{м}^3/\text{год.}$	66
Коефіцієнт робочого регулювання	3,62
Коефіцієнт надлишку повітря при номінальній теплопродуктивності	$\alpha = 1,12$
Вміст CO в продуктах згорання на виході з топкової камери при номінальній потужності (при $\alpha = 1$), %	0,048
Концентрація NO_x на виході з топкової камери при номінальній потужності (при $\alpha = 1$), $\text{мг}/\text{м}^3$	17.

Пальник створює рівномірне поле температур на поді топки і виключає перегрів окремих частин труб котла. Дослідження показали, що ККД котла підвищувалося до 4% завдяки додатковому випромінюванню поверхні поду котла. При застосуванні даних пальників збільшуються витрати електроенергії на власні потреби, проте, значне зниження витрат палива на виробництво теплової енергії не тільки компенсує витрату електроенергії, але і знижує собівартість теплової енергії.

Особливістю пальника з повним попереднім зміщенням є низький вихід оксидів азоту $17 \text{ мг}/\text{м}^3$ при номінальній тепловій потужності

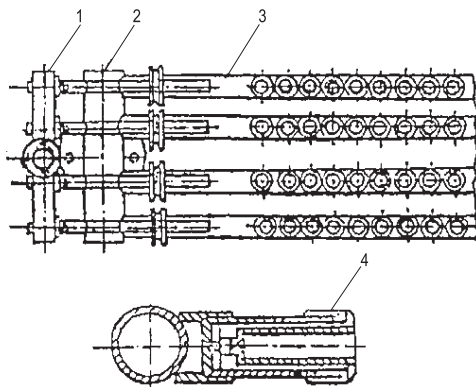


Рис. 1. Пальник газовий подовий з повним попереднім зміщенням:

1 – газовий колектор; 2 – повітряний колектор; 3 – реєстр; 4 – сопла

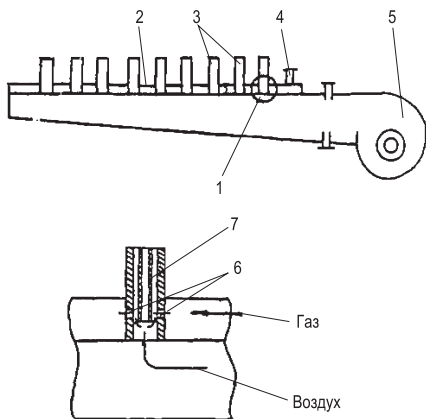


Рис. 2. Пальник газовий багатосполювий з частковим попереднім змішенням

0,55 МВт, що може віднести його на рівень кращих аналогів в світі. Пальник газовий подовий з повним попереднім змішенням пройшов державні випробування і упродовженний на ряді теплопостачальних підприємств України.

На рис. 2 представлений пальник часткового попереднього змішення газу і повітря, який складається з повітряної камери 1, газорозподільної камери 2, змішувача 3 з отворами 6, вставки 7, розміщеною в змішувачах, і штуцера для підведення газу 4 і вентилятора 5 [1].

Пальник працює таким чином. Природний газ через штуцер 4 поступає в газорозподільну камеру 4 і через отвори 6 в кільцевий простір, що створюється внутрішньою поверхнею змішування 3 і вставкою 7. Потік повітря від вентилятора 5 розділяється на дві частини: одна частина (первинне повітря) проходить по кільцевому каналу між змішувачем і вставкою, змішується з газом, який поступає через отвори 6, а вторинне повітря проходить посередині центральної вставки у верхню частину змішувача. Згорання газоповітряної суміші відбувається на виході із змішувача.

Технічна характеристика пальника

з частковим попереднім змішенням газу і повітря

Номінальна теплова потужність, МВт	0,74
Номінальний тиск газу, Па	1220
Номінальний тиск повітря, Па	720
Витрата газу перед пальником, м ³ /год	79,7
Коефіцієнт робочого регулювання	3,2
Коефіцієнт надлишку повітря	1,05
Вміст CO в сухих продуктах згорання (при $\alpha = 1$), %	0,03
Вміст NO _x в сухих продуктах згорання (при $\alpha = 1$), $\mu\text{г}/\text{м}^3$	80

Пальник газовий з частковим попереднім змішенням пройшов державні випробування на котлі НІИСТУ-5, рекомендована для застосу-

вання на водогрійних котлах малої потужності і застосовується на ряді теплопостачальних підприємств України.

Висновки

Для роботи на опалювальних котлах малої потужності пропонується використовувати розроблені авторами пальники – газовий примусової подачі повітря з повним попереднім змішенням газу і повітря і газовий з частковим попереднім змішенням, які дозволяють збільшити ККД опалювальних котлів до 4%.

Список використаної літератури

1. Блочний пальник. Патент України № 38417, F23C11/02, Бюл. 4, 15.05.2001 р.

УДК 621.036.7

**Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренківський, А. І. Степанова,
Р. О. Навродська, С. І. Шевчук**

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПІДІГРІВАЧІВ ДЛЯ ПІДСУШУВАННЯ ДИМОВИХ ГАЗІВ ПІСЛЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

Проведено дослідження ефективності газопідігрівачів для підсушування димових газів після теплоутилізаційного обладнання. Розглянуто три типа газопідігрівачів: водогазовий з оребреними трубами, газогазовий, що включає труби з кільцевими турбулізаторами, та газогазовий пластинчатий. Аналіз ефективності газопідігрівачів проведено згідно з методикою комплексного дослідження ефективності енергетичних установок [1–2] за допомогою ексерго-технологічного $k_{ex}^T = E_{внут}^{внут} m_0 / Q$ та тепло-ексергетичного $\epsilon = E_{втр}^{внут} / Q$ критеріїв ефективності. Величини внутрішніх ексергетичних втрат $E_{втр}^{внут}$ (деструкції), а також величини основних теплотехнічних та технологічних характеристик, що входять до критеріїв ефективності, визначено з систем рівнянь ексергетичного, теплового та матеріального балансів для газо-

підігрівачів, рівнянь теплопередачі та співвідношень для ексергетичних характеристик. Загальна система рівнянь має вигляд:

$$\sum_{i=1}^n E_{i_{\text{вих}}} - \sum_{i=1}^n E_{i_{\text{вх}}} + \sum_{i=1}^n E_{i_{\text{втр}}}^{\text{внут}} + \sum_{j=1}^m E_{j_{\text{втр}}}^{\text{зовн}} = 0;$$

$$\sum_{i=1}^n G_{i_{\text{вх}}} h_{i_{\text{вх}}} - \sum_{i=1}^n G_{i_{\text{вих}}} h_{i_{\text{вих}}} = 0$$

$$\sum_{i=1}^n G_i = \text{const};$$

$$G^{\text{дг,вод}} c_{\text{рсп}}^{\text{дг}} (T_{\text{вх}}^{\text{дг,вод}} - T_{\text{вих}}^{\text{дг,вод}}) - \bar{k}^{\text{дг,вод}} \overline{\Delta T F} = 0;$$

$$E^{\text{дг}} = G^{\text{дг}} \left[c_{\text{рсп}}^{\text{дг}} (T_{\text{вх}}^{\text{дг}} - T_{\text{вих}}^{\text{дг}}) - T_0 \left(c_{\text{рсп}}^{\text{дг}} \ln \frac{T_{\text{вх}}^{\text{дг}}}{T_{\text{вих}}^{\text{дг}}} - \frac{R}{M^{\text{дг}}} \ln \frac{p_{\text{вх}}^{\text{дг}}}{p_{\text{вих}}^{\text{дг}}} \right) \right]$$

$$E^{\text{вод}} = G^{\text{вод}} [(h_{\text{вих}}^{\text{вод}} - h_{\text{вх}}^{\text{вод}}) - T_0 (s_{\text{вих}}^{\text{вод}} - s_{\text{вх}}^{\text{вод}})]$$

Для газопідігрівачів різного типу розв'язано оптимізаційні задачі. Необхідні для цього функціональні залежності ексерго-технологічного та тепло-ексергетичного критеріїв ефективності (цільових функцій оптимізації) від основних параметрів теплообмінної поверхні газопідігрівачів визначались за допомогою статистичних методів планування експерименту, в рамках яких для побудови матриці планування в кожному

випадку був реалізований ортогональний центральний композиційний план. На рисунку наведено один з результатів обчислювальних експериментів.

Мінімізація отриманих функціональних залежностей для ексерго-технологічного та тепло-ексергетичного критеріїв ефективності дозволила визначити оптимальну область значень параметрів теплообмінної поверхні газопідігрівачів (табл. 1) та відповідних критеріїв ефективності (табл. 2).

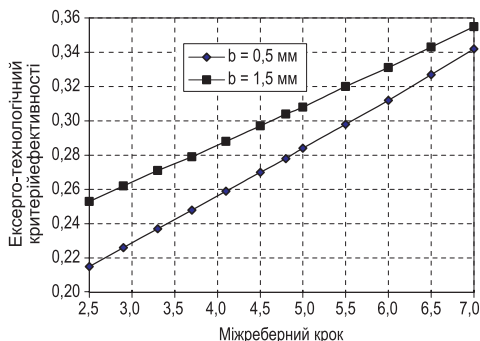


Рисунок. Залежність ексерго-технологічного критерія ефективності $k_{\text{ex}}^{\text{т}}$ від міждреберного кроку s для водогазового газопідігрівача з оребреними трубами при різних значеннях товщини ребра b та при висоті ребра $h = 7,0$ мм.

За визначеними критеріями ефективності розглянуті газопідігрівачі ранжуються наступним чином: водогазовий з оребреними трубами; газогазовий, що включає труби з кільцевими турбулізаторами, газогазовий пластинчатий.

Таблиця 1

Оптимальні параметри теплообмінної поверхні газопідігрівачів

Газопідігрівач	Параметри	Оптимальні значення
Водогазовий з оребреними трубами	h , мм b , мм s , мм	7,0–9,0 0,4–0,5 2,5–3,0
Газогазовий, труби з кільцевими турбулізаторами	$D_{\text{зовн}}$, мм $D_{\text{внут}}$, мм $t/D_{\text{внут}}$	42–44 35–37 0,52–0,54
Газогазовий пластинчатий	a , мм b , мм d , мм	650–750 250–350 5–8

Таблиця 2

Критерії ефективності газопідігрівачів

Газопідігрівач	k_{ex}^T	ϵ
Водо-газовий з оребреними трубами	0,215	0,077
Газо-газовий, труби з кільцевими турбулізаторами	0,796	0,255
Газо-газовий пластинчатий	1,240	0,313

Умовні позначення

a , b – геометричні розміри пластин; $c_{\text{срер}}$ – середня ізобарна теплоємність; d – відстань між пластинами; D_3 , $D_{\text{вн}}$ – діаметри труб; F – площа поверхні теплообміну; E – ексергія теплоносіїв; $E_{\text{втр}}^3$ – зовнішні ексергетичні втрати; G – витрати теплоносіїв; h – ентальпія; k – коефіцієнт теплопередачі; p – тиск; Q – теплота; $m_0 = m/Q$ – питома матеріалоемність; m – маса; s – ентропія; t – параметр накатки; T – температура; T_0 – температура оточуючого середовища; верхні індекси: дг, вод – димові гази, вода; нижні індекси: вх, вих – вхід, вихід; зовн, внут – зовнішній, внутрішній.

Список використаної літератури

1. Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Степанова А. И., Голубинский П. К., Навродская Р. А., Новаковский М. А. Комплексный подход к оценке эффективности систем утилизации теплоты отходящих газов энергетических установок // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2008. – № 5. – С. 22–28.
2. Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Степанова А. И., Навродская Р. А., Шевчук С. И., Новаковский М. А. Эффективность систем утилизации теплоты отходящих газов стекловаренных печей // Промышленная теплотехника. – 2009. – Т. 31, № 4. – С. 78–85.

УДК 662.61:621

**Н. М. Фіалко^{1,2}, В. Г. Прокопов¹, Ю. В. Шеренковський¹,
М. З. Абдулін², Л. С. Бутовський², В. С. Новіцький¹,
Г. В. Іваненко¹, Є. І. Мілко¹**

*¹Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ,
²НТУУ «КПІ»*

СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ ПАЛЬНИКОВИХ ПРИСТРОЇВ СТРУМЕНЕВО-НІШЕВОГО ТИПУ

Проблема підвищення довговічності та надійності пальникових пристроїв безпосередньо пов'язана із застосуванням нових технічних рішень щодо систем охолодження цих пристроїв. В даній роботі аналізуються особливості систем охолодження пальникових пристроїв струменево-нішевого типу. У пальникових пристроях даного типу за відсутності їх спеціального охолодження високі рівні температури мають місце в тій частині конструкції, яка охоплює торцеву зону пілона, що обернена в паливний простір. При цьому найбільші температури стінок пристрою пальника, як правило, спостерігаються власне на торцевих поверхнях пілонів. Ця обставина визначає необхідність розробки для вказаних пальникових пристроїв спеціальних систем охолодження, покликаних знизити рівні температур у відмічених теплонавантажених торцевих зонах пілонів. Як спосіб локального охолодження торцевих

стінок пілона було обрано їх струменевий обдув, оскільки він займає одне з перших місць серед високоефективних методів інтенсифікації теплообміну. Цей метод, як відомо, забезпечує в оптимальних умовах зростання інтенсивності теплообміну в 3–5 разів в порівнянні з позовжнім обтіканням поверхні [1].

Щодо ділянок охолодження, прилеглих до торцевої стінки (тобто нішевої порожнини і зон, що примикають до неї), то тут запропоновано використовувати спеціально організоване позовжнє обтікання поверхні цих ділянок.

У ситуації, що розглядається, як охолоджувальний агент, очевидно, доцільно застосувати природний газ до його надходження в газоподаючі отвори.

Таким чином, запропонована система охолодження є системою зі струменевим обдувом торцевої поверхні пілона та зі спеціально організованим позовжнім обтіканням нішевої і прилеглих до неї поверхонь природним газом перед його надходженням в газоподаючі отвори.

Залежно від умов експлуатації пальникових пристроїв, останні знаходяться у більш або менш жорсткій в тепловому відношенні обстановці. І відповідно системи охолодження цих пристроїв повинні забезпечувати таке відведення тепла від поверхонь, яке відповідало б особливостям їх роботи. Зважаючи на це у рамках цього дослідження розглянуто можливість реалізації ряду систем охолодження, орієнтованих на різні умови експлуатації пальникових пристроїв. При цьому для струменевого охолодження торцевої поверхні пілона пропонується використовувати системи круглих імпульсних струменів або плоскі імпульсні струмені. Що ж до охолодження ділянок, прилеглих до торцевої стінки, то тут позовжнє обтікання поверхні може бути організоване за трьома схемами:

- без використання дефлектора;
- з використанням направляючого дефлектора;
- з використанням спеціально спрофільованого дефлектора.

Класифікацію запропонованих систем охолодження пальникових пристроїв, яка не претендує на повноту, представлено на рис. 1. Принципові схеми цих систем ілюструє рис. 2.

Використання направляючого дефлектора дозволяє організувати вузький канал поблизу торцевої поверхні пілона, що забезпечує високі швидкості течії газу і відповідно інтенсифікацію відведення теплоти від вказаних поверхонь. За рахунок застосування спеціально спрофільованого дефлектора формується вузький канал для течії охолоджу-

вального агента уздовж усієї охолоджуваної поверхні, зважаючи на що ефективність охолодження істотно підвищується.



Рис. 1. Запропонована класифікація систем охолодження пристроїв паливників.

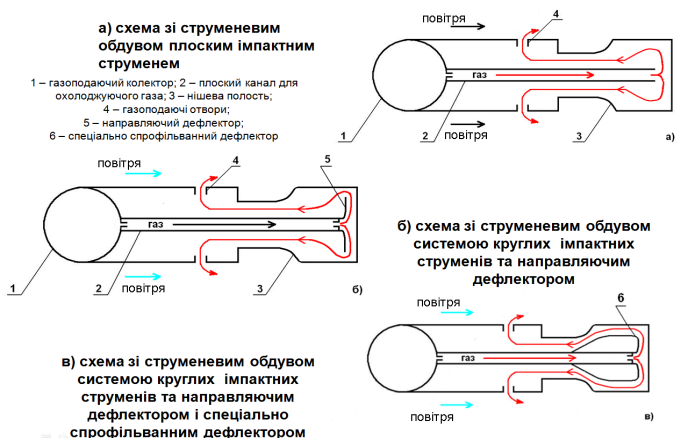


Рис. 2. Принципові схеми систем охолодження

Список використаної літератури

1. Дыбан Е. П., Мазур А. И. Конвективный теплообмен при струйном обтекании тел. – Киев: Наукова думка, 1982. – 303 с.

Н. М. Фиалко^{1,2}, В. Г. Прокопов¹, Ю. В. Шеренковский¹,
С. А. Алешко¹, В. С. Новицкий¹, Н. В. Майсон³, М. В. Бородачев³,
Т. В. Шелешей², А. Д. Волошин³

¹Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев,

²НТТУ «КПИ»,

³Национальный авиационный университет, г. Киев

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ СТРУЙНО-НИШЕВОГО ТИПА

Исследования процессов переноса в горелочных устройствах струйно-нишевого типа представляют значительный интерес для практики конструирования и эксплуатации данных устройств. При этом особо важными представляются исследования, проводимые на основе математического моделирования, поскольку они позволяют получать детальную полевую информацию относительно основных характеристик протекания процесса.

Ниже рассматриваются вопросы, касающиеся особенностей математического моделирования течения и смесеобразования топлива и окислителя в горелочных устройствах струйно-нишевого типа (см. рис. 1).

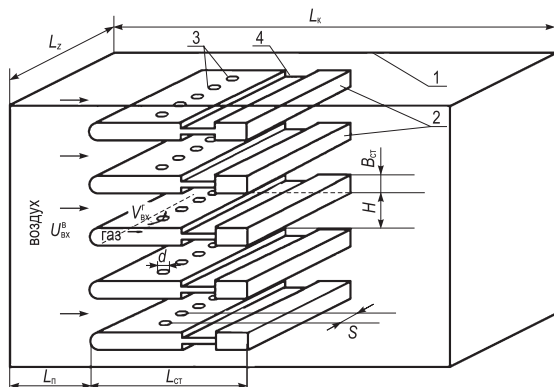


Рис. 1. К постановке задачи переноса для горелочных устройств струйно-нишевого типа:

1 – плоский канал; 2 – стабилизаторы пламени; 3 – газоподающие отверстия; 4 – нишевая полость.

Математическая модель исследуемого процесса включает в себя систему дифференциальных уравнений в частных производных, которая в декартовой системе координат может быть представлена в следующем виде.

Уравнение неразрывности

$$\frac{\partial(\rho U_j)}{\partial x_j} = 0, \quad (1)$$

где ρ – плотность среды; t – время; x_j – декартова координата, $j = 1, 2, 3$; U_j – компоненты вектора скорости в направлении x_j .

Заметим, что в уравнении (1) и в дальнейших соотношениях подразумевается суммирование по повторяющемуся индексу.

Уравнения движения (осредненные по Рейнольдсу)

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

где P – статическое давление; τ_{ij} – компоненты тензора напряжений,

$$\tau_{ij} = 2(\mu + \mu_T)S_{ij} - \frac{2}{3}\left[(\mu + \mu_T)\frac{\partial U_n}{\partial x_n} + \rho \cdot k\right]\delta_{ij}. \quad (3)$$

Здесь k – кинетическая энергия турбулентных пульсаций; μ , μ_T – молекулярная и турбулентная динамическая вязкость; δ_{ij} – символ Кронекера; S_{ij} – компоненты тензора скоростей деформаций,

$$S_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i}\right). \quad (4)$$

Уравнения сохранения массы компонентов реагирующей смеси могут быть записаны в следующем виде

$$\frac{\partial(\rho_\kappa U_j)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\frac{v}{Sc_\kappa} + \frac{v_T}{Sc_T}\right)\frac{\partial \rho_\kappa}{\partial x_j}, \quad \kappa = 1, 2, \dots, N-1, \quad (5)$$

где ρ_κ – парциальная массовая плотность κ -го компонента, $\rho_\kappa = \rho \cdot w_\kappa$; w_κ – массовая концентрация κ -го компонента; N – число компонентов смеси; Sc_κ – число Шмидта κ -го компонента; $Sc_\kappa = \frac{\nu}{D_\kappa}$; D_κ – коэффициент диффузии; ν_T – турбулентная кинематическая вязкость; Sc_T – турбулентное число Шмидта.

Входящие в приведенные выше уравнения турбулентные характеристики (такие, как Pr_T , Pr_T и др.) определялись в соответствии с k - ϵ моделью турбулентности в модификации *RNG*.

Численная реализация рассматриваемой задачи осуществлялась с применением программного комплекса Fluent.

При решении задач рассматриваемого класса наряду с заданием соответствующих условий однозначности и схемных характеристик необходимо, как известно, инициализировать поля зависимых переменных. При этом для увеличения скорости сходимости решения в качестве исходных приближений могут использоваться поля этих переменных, полученные в результате предыдущих вычислительных экспериментов.

Ниже приводятся данные компьютерного моделирования, которые касаются анализа возможностей инициализации полей зависимых переменных на основе информации, отвечающей предыдущим расчетным исследованиям. Представленные результаты отвечают следующим исходным параметрам: $L_{ст} = 0,22$ м; $L_k = 0,57$ м; $L_{П} = 0,05$ м; длина ниши $L = 0,04$ м; высота ниши $H_n = 0,01$ м; расстояние между стабилизаторами $H = 0,1$ м; диаметр газоподающих отверстий $d = 0,0045$ м; относительный шаг газоподающих отверстий $S/d = 3,175$; средняя скорость воздуха на входе в стабилизаторную решетку $U_{вх}^B = 10$ м/с; средняя скорость газа на выходе из газоподающих отверстий $U_{вых}^Г = 44,2$ м/с; величина интенсивности турбулентности Tu на входе газа и воздуха равнялась 1%.

Характерные результаты математического моделирования, связанные с указанной инициализацией, иллюстрирует таблица. (Значок * в таблице и подрисуночной подписи к рис. 2 означает, что при инициализации полей скорости им присваивались фиксированные значения, которые отвечают средней скорости воздуха $U_{вх}^B$ на входе в стабилизаторную решетку).

Таблица

Зависимость количества итераций от исходного приближения

$Re_{Г}$ исходного приближения	$Re_{Г} = 11\ 060$	$Re_{Г}$ исходного приближения	$Re_{Г} = 16\ 590$
0*	2646	0*	2318
5530	1977	11060	1237
16580	1453	22120	1054

Представленные данные свидетельствуют о том, что скорость сходимости итерационного процесса существенно зависит от исходного

приближения. При этом чем большим в данной физической ситуации является число Re_Γ , тем более высокой оказывается скорость сходимости итерационного процесса при инициализации полей скоростей путем задания значений U_{BX}^B .

Сравнительный анализ зависимостей от номера итерационного шага максимальных погрешностей зависимых переменных (давления, составляющих скорости, энергии турбулентности, скорости диссипации турбулентной энергии) показал, что лимитирующими в рассматриваемых условиях являются погрешности в определении энергии турбулентности (см. рис. 2).

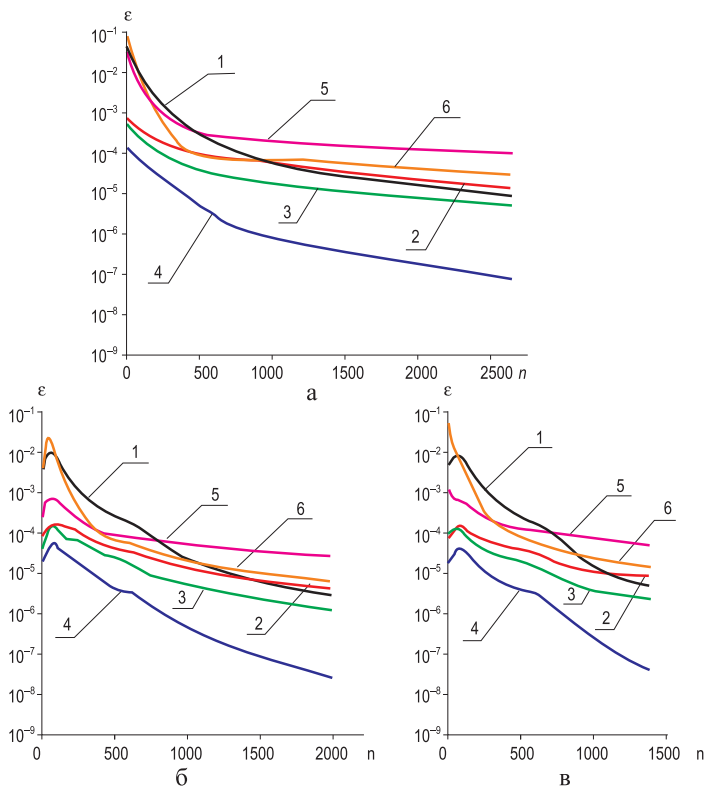


Рис. 2. Зависимость от количества итераций n максимальных погрешностей ε определения давления (1), составляющих скорости U_x , U_y , U_z (2, 3, 4), кинетической энергии турбулентности (5), скорости диссипации кинетической энергии турбулентности (6) для $Re_\Gamma = 11\ 060$ при разных начальных приближениях: а) $Re_\Gamma = 0^*$; б) $Re_\Gamma = 5530$; в) $Re_\Gamma = 16\ 590$.

**Н. М. Фиалко^{1,2}, В. Г. Прокопов¹, Ю. В. Шеренковский¹,
Л. С. Бутовский², Н. О. Меранова¹, С. А. Алешко¹,
Н. П. Полозенко¹, А. В. Клищ¹**

¹*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев,*

²*НТУУ «КПИ», г. Киев*

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ВЛИЯНИЯ ШАГА МЕЖДУ ГАЗОПОДАЮЩИМИ ОТВЕРСТИЯМИ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ В СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ

Настоящая работа посвящена анализу влияния относительного шага расположения газоподающих отверстий на характеристики течения в горелочных устройствах стабилизаторного типа при подаче газа внедрением в воздушный поток с боковых плоскостей стабилизаторов.

Применительно к рассматриваемым условиям представляет интерес нахождение зависимости глубины проникновения h струй в поперечный поток от величины указанного относительного шага. Используя зависимость [1]

$$h = k_S \cdot d \cdot \frac{V_\Gamma}{V_B} \sqrt{\frac{\rho_\Gamma}{\rho_B}}, \quad (1)$$

после ряда преобразований можно получить следующее соотношение

$$\frac{h}{H_K} = k_S \cdot \frac{4}{\pi \cdot L_0} \frac{S}{d \cdot \alpha} \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_\Gamma}}, \quad (2)$$

где k_S – коэффициент, зависящий от величины S/d ; $k_S = 1,6 + 0,025 (S/d - 4)$, $4 \leq k_S \leq 16$; d – диаметр газоподающих отверстий; V_B , V_Γ – средние скорости набегающего воздуха и газа в газоподающих отверстиях; ρ_Γ , ρ_B – плотности газа и воздуха; S – расстояние между соседними газоподающими отверстиями; α – коэффициент избытка воздуха; $L_0 = 16,8$; H_K – половина высоты межстабилизаторного канала.

Зависимость (2) в отличие от (1) получена применительно к каналу конечных размеров, а не к условиям неограниченного потока. Соответственно этому, как очевидно, выражение (2) может использоваться только при условии $h/H_k < 1$. Как показали данные математического моделирования, в широком диапазоне изменения коэффициента загромождения проходного сечения канала k_f формула (2) дает удовлетворительные результаты при $h/H_k \leq 0,8$ ($k_f = \frac{B_{ст}}{2H_k + B_{ст}}$, где $B_{ст}$ – ширина стабилизатора).

При фиксированных значениях α , ρ_v и ρ_r зависимость (2) представима в виде

$$\frac{h}{H_k} = A \cdot k_s \cdot \frac{S}{d}, \quad (3)$$

где $A = \frac{4}{\pi \cdot L_0 \cdot \alpha} \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_r}}$.

Таким образом, в данных условиях относительная глубина проникновения h/H_k является функцией только шага расположения отверстий S/d . И поскольку изменение величины $k_s = f(S/d)$ в рассматриваемом диапазоне параметров сравнительно невелико, то, как видно из рис. 1, функция $h/H_k = f(S/d)$ весьма близка к линейной для различных фиксированных значений коэффициента избытка воздуха α .

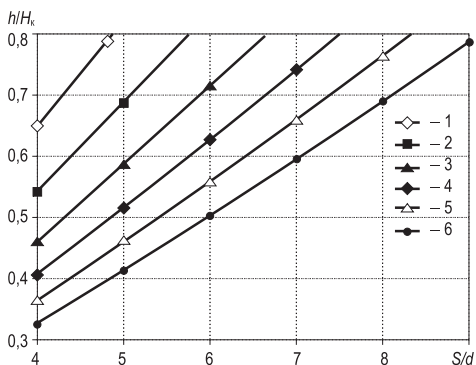


Рис. 1. Зависимость относительной глубины проникновения струй h/H_k от шага расположения газоподающих отверстий S/d при различных коэффициентах избытка воздуха: 1 – $\alpha = 1,0$; 2 – $1,2$; 3 – $1,4$; 4 – $1,6$; 5 – $1,8$; 6 – $2,0$

Представленный характер зависимости $h/H_k = f(S/d)$, очевидно, связан с тем, что с увеличением S/d при фиксированной величине общего расхода газа и прочих равных условиях возрастает расход газа, приходящийся на одно газоподающее отверстие, и соответственно повышается средняя скорость подачи газа V_r . Это обстоятельство и определяет возрастание глубины проникновения струи при увеличении относительного шага S/d .

Что же касается скорости газа V_{Γ} , то для ее вычисления применительно к рассматриваемым условиям, отвечающим решетке стабилизаторов, может быть предложено следующее выражение

$$V_{\Gamma} = \frac{2U_{\text{BX}}^{\text{B}} \cdot B_{\text{CT}} \cdot S \cdot \rho_{\text{B}}}{\pi \cdot L_0 \cdot k_f \cdot d^2 \cdot \alpha \cdot \rho_{\Gamma}}, \quad (4)$$

где U_{BX}^{B} – скорость воздуха во входном сечении канала, в котором расположена стабилизаторная решетка.

На рис. 2, а и б в качестве примера представлены картины линий тока в продольном сечении, проходящем через центр газоподающего отверстия, для величин $S/d = 6,4$ ($V_{\Gamma} = 74,75$ м/с) и $S/d = 3,56$ ($V_{\Gamma} = 41,54$ м/с) при прочих фиксированных параметрах: $d = 3 \cdot 10^{-3}$ м; $U_{\text{BX}}^{\text{B}} = 7,0$ м/с; $\alpha = 1,35$. Как видно, с возрастанием S/d наблюдается более глубокое проникновение струй газа в сносящий поток воздуха.

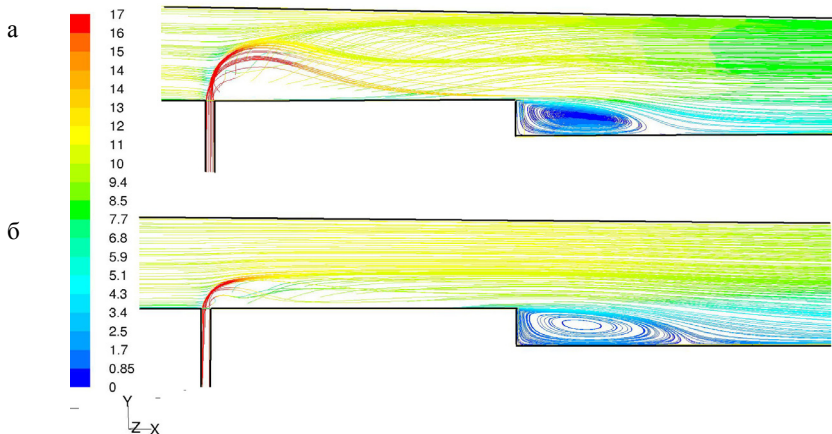


Рис. 2. Линии тока в продольном сечении, проходящем через центр газоподающего отверстия, для различных величин S/d : (а) – $S/d = 6,4$; (б) – $S/d = 3,56$.

Полученное аналитическое выражение, определяющее глубину проникновения струй топлива в зависимости от относительного шага расположения газоподающих отверстий, представляет значительный интерес для практики расчетов горелочных устройств стабилизаторного типа.

Список использованной литературы

1. Иванов Ю.В. Газогорелочные устройства. – М.: Недра, 1972. – 376 с.

Н. М. Фиалко^{1,2}, В. Г. Прокопов¹, Л. С. Бутовский²,
Ю. В. Шеренковский¹, Н. О. Меранова¹, С. А. Алешко¹,
Г. В. Иваненко¹, О. Н. Кутняк¹

¹Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев,

²НТТУ «КПИ», г. Киев

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ТЕЧЕНИЯ ТОПЛИВА И ОКИСЛИТЕЛЯ В СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПРИ РАЗЛИЧНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ ГАЗОПОДАЮЩИХ ОТВЕРСТИЙ ОТНОСИТЕЛЬНО СРЫВНОЙ КРОМКИ СТАБИЛИЗАТОРА

Одним из важных направлений конструктивной реализации микрофакельного горения является направление, связанное с формированием факела за решеткой стабилизаторов пламени. Это обуславливает необходимость проведения исследований, касающихся изучения различных элементов рабочих процессов в горелочных устройствах стабилизаторного типа с микрофакельным сжиганием топлива.

Настоящая работа посвящена анализу особенностей структуры течения топлива и окислителя в горелочных устройствах с системой плоских стабилизаторов пламени при подаче газа внедрением в сносящий поток окислителя. При этом в задачу исследования входило изучение характеристик течения при различном расстоянии L_1 газоподающих отверстий от срывной кромки стабилизатора.

В качестве основного метода исследований применялся метод математического моделирования. Численная реализация рассматриваемой задачи осуществлялась с применением программного комплекса Fluent. При этом ввиду регулярности расположения стабилизаторов в стабилизаторной решетке и газоподающих отверстий на стабилизаторах при математическом моделировании рассматривался характерный элемент изучаемой системы (фрагмент $ABB'A'D'C'CD$) длиной L_k , равной длине канала, высотой $H/2$, составляющей половину шага между стаби-

лизаторами, и глубиной $S/2$, равной половине шага между газоподающими отверстиями (рис. 1).

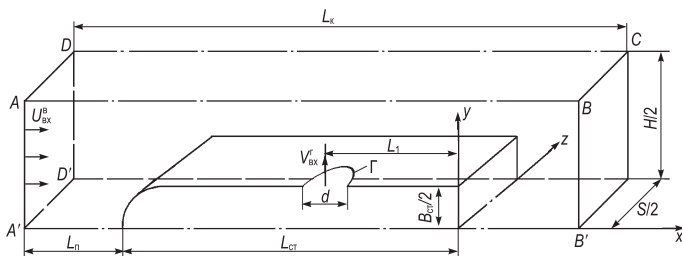


Рис. 1. К постановке задачи исследования

В таблице представлены исходные варьируемые параметры, отвечающие условиям проведения вычислительных экспериментов. Прочие исходные данные при расчетах принимались следующими: $B_{ср} = 0,03$ м; $L_{ср} = 0,22$ м; $L_k = 0,57$ м; $L_п = 0,05$ м; шаг расположения стабилизаторов $H = 0,1$ м, что отвечает значению коэффициента загромождения проходного сечения канала $k_f = 0,3$; физические свойства газа и воздуха определялись по температуре $t_{гв} = 27$ °С; величина интенсивности турбулентности Tu во входных сечениях газа и воздуха равнялась 1%.

Таблица

**Основные исходные данные к математическому моделированию
по изучению влияния на картину течения величины L_1**

№ вар.	$L_1, 10^{-3}$ м	S/d	$d, 10^{-3}$ м	α	V_{BX}^B	V_{BX}^T
1	120	3,175	4,5	1,10	10,0	44,20
2	80	3,175	4,5	1,10	10,0	44,20
3	25	3,175	4,5	1,10	10,0	44,20
4	120	6,4	3,0	1,35	7,0	74,75
5	80	6,4	3,0	1,35	7,0	74,75
6	25	6,4	3,0	1,35	7,0	74,75

Как видно из таблицы, исследование влияния параметра L_1 на характеристики течения выполнялось для двух ситуаций, характеризующихся сравнительно небольшими значениями относительного шага расположения газоподающих отверстий ($S/d = 3,175$) и существенно

большими его величинами ($S/d = 6,4$). На рис. 2, 3 представлены в качестве примера данные, отвечающие первой из указанных ситуаций.

Согласно результатам математического моделирования, приведенным на рис. 2, профили скорости $U = f(y)$ на относительно небольших расстояниях от газоподающих отверстий характеризуются наличием трех экстремумов – двух максимумов и одного минимума. Удаленный от поверхности стабилизатора максимум скорости соответствует, как очевидно, оси струи газа. Ближайший же к стабилизатору максимум скорости связан с особенностями обтекания основания струи сносимым потоком воздуха. С удалением от газоподающих отверстий вниз по потоку неравномерности профиля скорости сглаживаются. Как видно из рис. 2, для $L_1 = 120 \cdot 10^{-3}$ м и $80 \cdot 10^{-3}$ м в сечении, отвечающем срывной кромке стабилизатора, отмеченные неравномерности оказываются весьма незначительными. Иная картина наблюдается при небольшом удалении газоподающих отверстий от срывной кромки стабилизатора $L_1 = 25 \cdot 10^{-3}$ м. В этой ситуации существенная неравномерность профиля скорости, характеризующаяся указанными выше экстремумами, имеет место и в плоскости срывной кромки стабилизатора. В зоне же за стабилизатором на достаточном удалении от него ($x = 100 \cdot 10^{-3}$ м, $x = 150 \cdot 10^{-3}$ м) для всех значений L_1 с ростом координаты x реализуется тенденция к выравниванию профиля скорости.

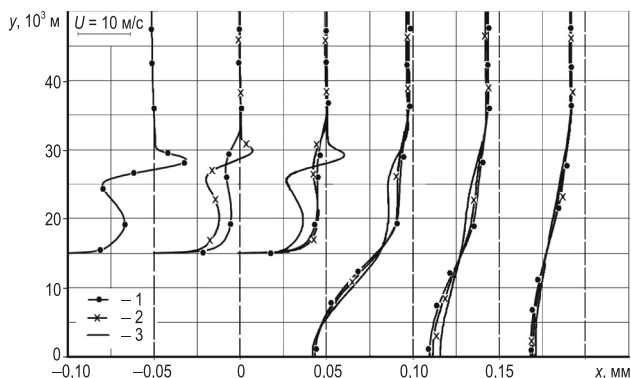


Рис. 2. Профили скорости U на оси струи для $S/d = 3,175$ при различных значениях L_1 : 1 – $L_1 = 120 \cdot 10^{-3}$ м; 2 – $L_1 = 80 \cdot 10^{-3}$ м; 3 – $L_1 = 25 \cdot 10^{-3}$ м

Согласно полученным данным, величина параметра L_1 оказывает также определенное влияние и на характеристики течения в зоне обратных токов в закормовой области стабилизатора. Как видно из рис. 3, наличие струйной подачи газа приводит к уменьшению длины $L_{от}$ зоны обратных токов. При этом максимальные по абсолютной величине значения скорости U_{max} в данной зоне заметно возрастают. И чем меньше величина L_1 , тем в большей мере проявляются указанные тенденции.

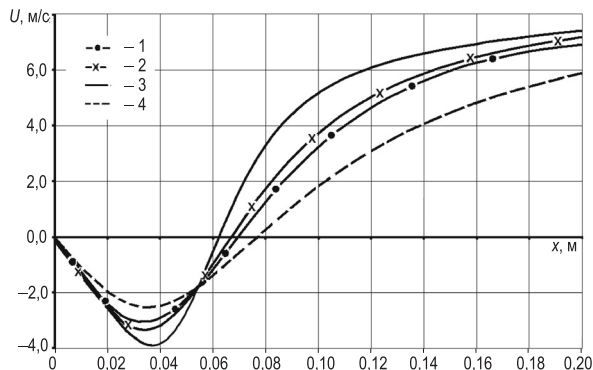


Рис. 3. Распределение скорости на оси следа для $S/d = 3,175$ при различных L_1 : 1 — $L_1 = 120 \cdot 10^{-3}$ м; 2 — $L_1 = 80 \cdot 10^{-3}$ м; 3 — $L_1 = 25 \cdot 10^{-3}$ м; 4 — отсутствие струйной подачи газа.

Анализ закономерностей влияния на характеристики течения величины L_1 для больших, чем рассмотренные выше, значений S/d свидетельствует о следующем. При $S/d = 6,4$ общие особенности зависимости картины течения от величины L_1 в большой мере сохраняются. В этих условиях имеет место заметное удаление от боковой поверхности стабилизатора максимума скорости, отвечающего оси струи. Последнее обстоятельство связано с повышением дальнобойности струи при увеличении значений S/d .

Таким образом, проведенные исследования показали, что картина течения как в межстабилизаторных каналах, так и в закормовых областях стабилизаторов существенно зависит от расстояния L_1 между срывной кромкой стабилизатора и осями газоподающих отверстий.

Н. М. Фиалко^{1,2}, В. Г. Прокопов¹, Л. С. Бутовский²,
Ю. В. Шеренковский¹, Н. О. Меранова¹, С. А. Алешко¹,
Н. П. Полозенко¹, П. С. Коханенко¹, А. Д. Волошин³

¹Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев,

²НТТУ «КПИ», г. Киев

³Национальный авиационный университет, г. Киев

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СМЕСЕОБРАЗОВАНИЯ ТОПЛИВА И ОКИСЛИТЕЛЯ В СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ С ПОДАЧЕЙ ТОПЛИВА ВНЕДРЕНИЕМ В СНОСЯЩИЙ ПОТОК ОКИСЛИТЕЛЯ

Эффективность сжигания топлива в горелочных устройствах, как известно, в большой мере определяется организацией процесса смесеобразования топлива и окислителя [1,2]. Настоящая работа посвящена изучению особенностей смесеобразования при реализации технологии сжигания природного газа в горелочных устройствах стабилизаторного типа с подачей топлива внедрением в сносящий поток окислителя.

Математическая модель исследуемого процесса может быть представлена в виде:

$$\nabla \cdot (\rho \vec{V}) = -\nabla p + \nabla \cdot \bar{\tau}, \quad (1)$$

$$\nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0, \quad (2)$$

$$\nabla \cdot (\rho \vec{V} Y_i) = -\nabla \cdot \bar{J}_i, \quad i = 1, 2, \dots, N-1, \quad (3)$$

где ρ – плотность среды; V – скорость; p – статическое давление; $\bar{\tau}$ – тензор напряжений, компоненты которого определялись из выражения

$$\tau_{ij} = 2(\mu + \mu_T) S_{ij} - \frac{2}{3} [(\mu + \mu_T) \nabla \cdot \vec{V} + \rho \cdot k] \delta_{ij};$$

, μ_T – молекулярная и турбулентная динамическая вязкость; S_{ij} – компоненты тензора скоростей деформации; k – кинетическая энергия

турбулентных пульсаций; δ_{ij} – символ Кронекера; Y_i – массовая доля i -го компонента; $\bar{J}_i$ – диффузионный поток i -го компонента, $\bar{J}_i = -\left(\rho D_i + \frac{\mu_t}{Sc_t}\right)\nabla Y_i$; N – число компонентов смеси; D_i – коэффициент диффузии i -го компонента; Sc_t – турбулентное число Шмидта.

Ниже освещаются результаты математического моделирования исследуемого процесса смесеобразования. При этом основное внимание уделяется рассмотрению динамики смесеобразования в пределах собственно горелочного устройства. Рисунок иллюстрирует трансформацию полей концентраций метана в продольных и поперечных сечениях потока.

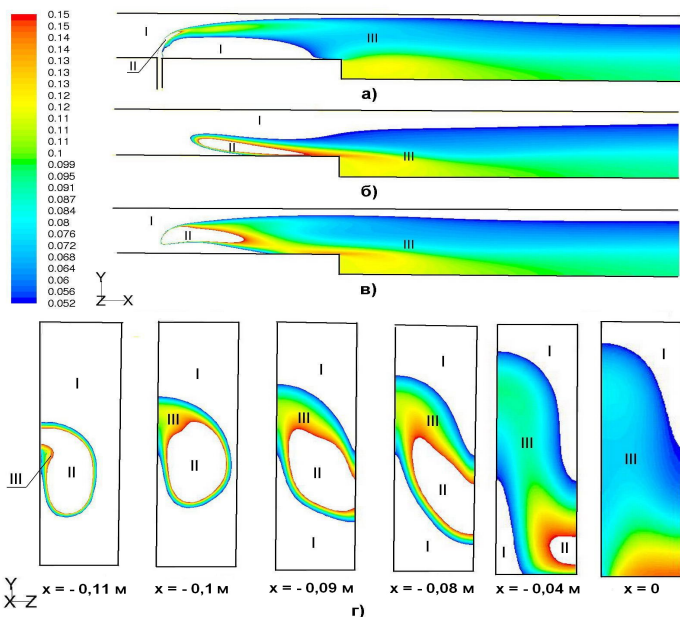


Рисунок. Поля объемной концентрация метана в продольных сечениях канала $z = \text{const}$:

а – $z = 0$ (центр газоподводящего отверстия); б – $z = 9,6 \cdot 10^{-3}$ м (середина расстояния между отверстиями); в – $z = 4,5 \cdot 10^{-3}$ м, а также в поперечных сечениях $x = \text{const}$ (г).

Зоны I–II на рисунке отвечают подобластям, характеризующимся повышенным содержанием воздуха или топлива соответственно. Здесь в первой зоне объемная концентрация метана меньше нижнего кон-

центрационного предела воспламенения $c < 0,0523$, а во второй – превышает верхний концентрационный предел $c > 0,15$. В зоне III величина c находится в концентрационных пределах воспламенения ($0,0523 \leq c \leq 0,15$). Как видно, в зонах, прилежащих к устью струи, должно смесеобразование реализуется в основном лишь в небольших подобластях близких к периферии струи. По мере удаления от газоподающих отверстий вниз по потоку размеры этих подобластей увеличиваются. Причем это увеличение касается, прежде всего, зон, находящихся в верхней части струи, где она омывается сносящим воздушным потоком. Что же касается зон с избыточным содержанием воздуха или природного газа, то они по мере удаления от устья струи эволюционируют следующим образом. Зона с избытком газа при удалении вниз по потоку вначале несколько увеличивается и незначительно смещается от оси струи в межструйное пространство. При некоторых значениях координаты x указанные зоны в смежных струях смыкаются между собой (см. рисунок (г), при $x = -90 \cdot 10^{-3}$ м, $-80 \cdot 10^{-3}$ м и $-40 \cdot 10^{-3}$ м). В итоге по мере развития процесса смесеобразования на достаточно больших расстояниях от устья струи размеры зон с избытком газа сокращаются, и к тому же они все в большей мере смещаются в межструйное пространство, приближаясь к нижней поверхности канала. Такой характер трансформации положения и размеров данных зон в большой мере обусловлен существенно меньшим количеством воздуха, поступающего в межструйное пространство, по сравнению с воздушным потоком, обтекающим верхнюю часть струй.

Список использованной литературы

1. Иванов Ю. В. Газогорелочные устройства. – М.: Недра, 1972. – 376 с.
2. Фиалко Н. М., Бутовский Л. С., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В., Меранова Н. О., Алешко С. А., Полозенко Н. П. Компьютерное моделирование процесса смесеобразования в горелочных устройствах стабилизаторного типа с подачей газа внедрением в сносящий поток воздуха // Пром. теплотехника. – 2011. – № 1. – С. 51–56.

Н. М. Фиалко^{1,2}, В. Г. Прокопов¹, Л. С. Бутовский²,
Ю. В. Шеренковский¹, Н. О. Меранова¹, С. А. Алешко¹,
А. А. Харченко², И. И. Баламаджи¹

¹Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев,

²НТТУ «КПИ», г. Киев

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ СТАБИЛИЗАТОРНОГО ТИПА ПРИ ПОДАЧЕ ТОПЛИВА В ЗОНУ РЕЦИРКУЛЯЦИИ С ТОРЦЕВОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПИЛОНА

Горелочные устройства стабилизаторного типа с подачей топлива в зону рециркуляции за стабилизатором обладают целым рядом достоинств, таких как возможность сжигания топлива в широком диапазоне режимов по коэффициенту избытка воздуха, высокая полнота сгорания на частичных нагрузках и др. Настоящая работа посвящена изучению особенностей течения топлива и окислителя применительно к указанным горелочным устройствам. При этом рассматриваются закономерности влияния коэффициента загромождения проходного сечения канала k_f на картину течения в данной физической ситуации. Особое внимание уделяется анализу зависимости характеристик течения от величины параметра f , представляющего собой отношение средних скоростей газа $V_{\text{ВХ}}^{\Gamma}$ и воздуха $U_{\text{ВЫХ}}^{\text{В}}$ соответственно в газоподающих отверстиях и на выходе из межстабилизаторного канала $\left(f = \frac{V_{\text{ВХ}}^{\Gamma}}{U_{\text{ВЫХ}}^{\text{В}}}\right)$.

Важность такого анализа обусловлена существенным влиянием параметра f на картину циркуляционного течения в следе за стабилизатором, и как следствие, на закономерности смесеобразования, стабилизации пламени и выгорания топлива.

Ниже в качестве характерных примеров приводятся результаты математического моделирования, отвечающие значениям $k_f = 0,45$ и $0,6$ при изменении параметра f в диапазоне от $0,72$ до $5,3$. Варьируемые при исследованиях величины даны в таблице. Прочие исходные

параметры имели следующие значения: $B_{\text{ст}} = 0,03$ м; $L_{\text{ст}} = 0,22$ м; $L_{\text{к}} = 0,57$ м; $d = 3 \cdot 10^{-3}$ м; $S/d = 3,2$; $U_{\text{вых}}^{\text{в}} = 7$ м/с; (здесь: $B_{\text{ст}}$, $L_{\text{ст}}$ – соответственно ширина и длина стабилизатора; $L_{\text{к}}$ – длина канала; d – диаметр газоподающих отверстий; S – расстояние между соседними отверстиями). Теплофизические свойства газа и воздуха определялись по температуре 27 °С; интенсивность турбулентности газа и воздуха во входном сечении составляла 1%.

Таблица

Варьируемые параметры при исследовании закономерностей течения в условиях подачи газа в зону рециркуляции за стабилизатором

№ варианта	k_f	$V_{\text{вх}}^{\text{г}}$, м/с	$f = \frac{V_{\text{вх}}^{\text{г}}}{U_{\text{вых}}^{\text{в}}}$
1	0,60	12,61	0,72
2	0,60	25,22	1,44
3	0,60	37,36	2,13
4	0,45	33,64	2,64
5	0,45	49,82	3,91
6	0,45	67,26	5,30

Подача газа в рассматриваемых условиях осуществлялась через систему отверстий диаметром $d = 3 \cdot 10^{-3}$ м, расположенных с относительным шагом $S/d = 3,2$ посередине торца стабилизатора вдоль оси z (см. рис. 1).

Полученные в результате компьютерного моделирования данные свидетельствуют о том, что торцевая подача газа кардинальным образом меняет картину течения в закормовой области стабилизатора в

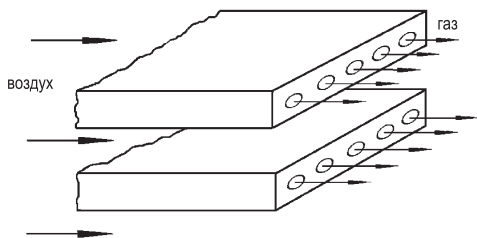


Рис. 1. Схема торцевой подачи газа в стабилизаторной решетке

сравнении с ситуацией отсутствия такой подачи. Так, при торцевом вдуве газа в условиях относительно небольших значений параметра f понижается давление в закормовой области стабилизатора, а длина зоны обратных токов возрастает. Однако дальнейшее увеличение значений f приво-

дит к повышению статического давления в зоне рециркуляционного течения и, соответственно, к уменьшению длины зоны обратных токов $L_{от}$.

Остановимся несколько подробнее на анализе результатов исследований, отвечающих сравнительно большим величинам параметра k_f ($k_f = 0,6$).

На рис. 2 представлены картины линий тока в продольном сечении, проходящем через ось газоподающего отверстия при $k_f = 0,6$ для следующих величин f : $f = 0,72$; 1,44 и 2,13. Обращает на себя внимание весьма большая протяженность области циркуляционных течений за стабилизатором для всех рассматриваемых значений параметра f . (Заметим, что при больших величинах k_f значительная протяженность зоны циркуляции также имеет место и в условиях отсутствия торцевого вдува газа). Основная особенность рассматриваемой ситуации состоит в специфике циркуляционного течения при различных величинах параметра f .

При относительно небольших значениях f (т.е. при невысоких скоростях газа $V_{\Gamma_{\text{вх}}}$) в ближнем следе за стабилизатором реализуются два контактирующих между собой достаточно крупных вихря (см. рис. 2, а). Первый из них расположен непосредственно у торцевой поверхности стабилизатора вблизи газоподающих отверстий. Его форму можно охарактеризовать как своеобразную треугольную с криволинейными сторонами и сглаженными углами. Второй более крупный вихрь имеет специфическую конфигурацию, благодаря чему обеспечивается согласование движения вихрей, как с поступательным движением воздуха, так и в плане их вращения между собой. Формирование указанных вихрей в большой мере связано с эжектирующим действием для первого из них струй газа, для второго – межстабилизаторной струи воздуха.

С повышением скорости газа $V_{\Gamma_{\text{вх}}}$, т.е. с ростом параметра f , картина циркуляционного течения в следе за стабилизатором существенно меняется (см. рис. 2 б, в). В отличие от предыдущей ситуации здесь реализуется не два, а три вихря. Таким образом, увеличение скорости газа $V_{\Gamma_{\text{вх}}}$ сопровождается возникновением, а также ростом дополнительного вихря, расположенного над вихрем, который примыкает к газоподающим отверстиям. При этом с ростом $V_{\Gamma_{\text{вх}}}$ последний вихрь (т.е. примыкающий к газоподающим отверстиям) заметно увеличивает-ся как по протяженности, так и по интенсивности, оказывая ускоряющее воздействие на возникающий дополнительный вихрь. Что же касается крайнего вниз по потоку вихря, то при увеличении скорости газа $V_{\Gamma_{\text{вх}}}$ он существенно эволюционирует, уменьшаясь в размерах и

отдаляясь как от торцевой поверхности стабилизатора, так и от других вихрей. При этом конфигурация указанного крайнего вниз по потоку вихря и дополнительно возникшего вихря также характеризуется отмеченной выше своеобразной треугольной формой.

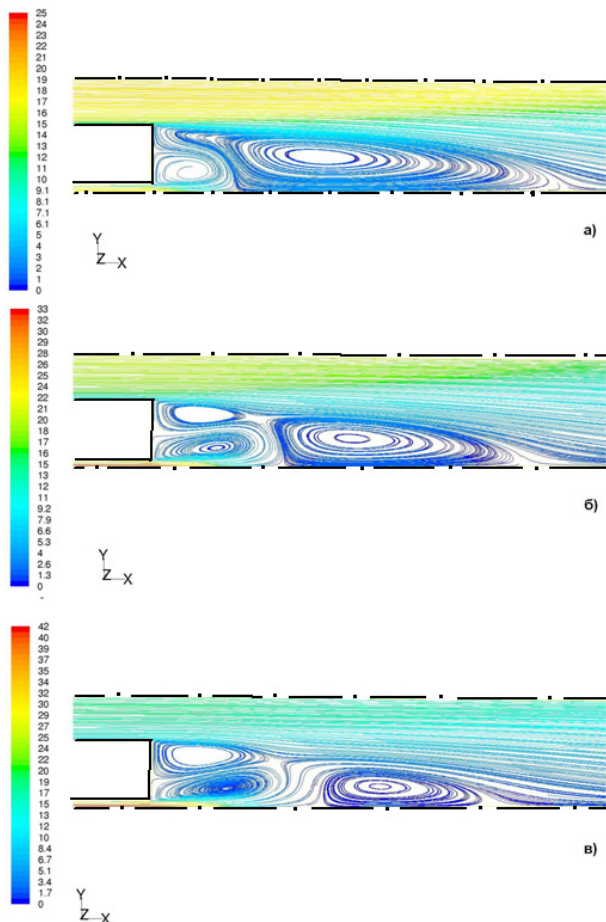


Рис. 2. Картины линий тока в продольном сечении, проходящем через ось газоподающего отверстия, при $k_f = 0,6$ для различных величин f :
а – $f = 0,72$; б – $f = 1,44$; в – $f = 2,13$.

Рассмотрим далее вкратце особенности течения при относительно малых значениях k_f ($k_f = 0,45$). Рис. 3 иллюстрирует картины линий

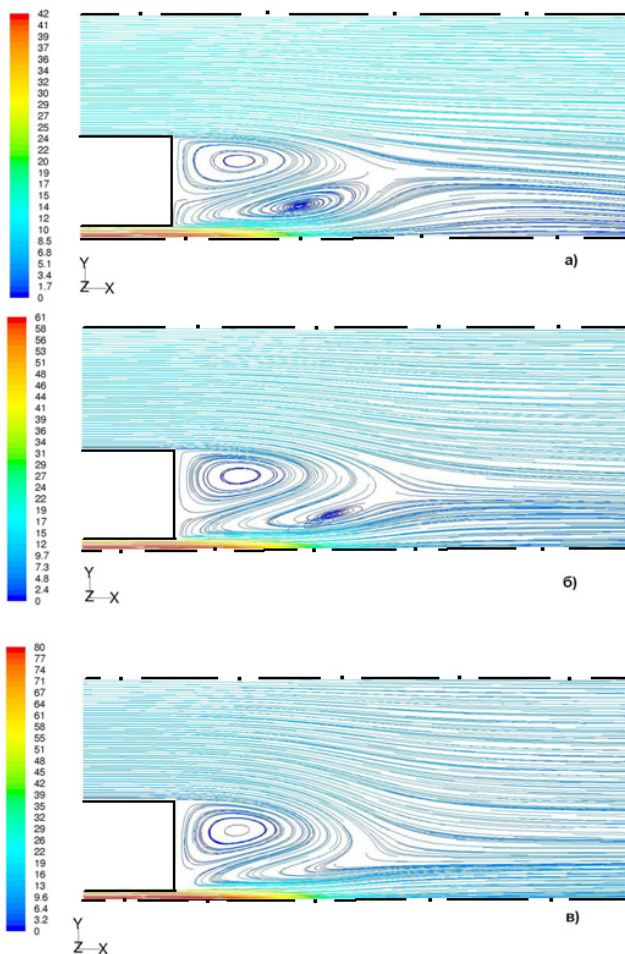


Рис. 3. Картины линий тока в продольном сечении, проходящем через ось газоподающих отверстий, для $k_f = 0,45$ при различных значениях отношения скорости газа f :
а – $f = 2,64$; б – $f = 3,91$; в $f = 5,3$.

тока в продольном сечении, проходящем через ось газоподающих отверстий, для $k_f = 0,45$ при различных значениях отношения скорости газа в газоподающих отверстиях $V_{\text{вх}}^{\Gamma}$ к скорости воздуха $U_{\text{вых}}^{\text{в}}$ на выходе из межстабилизаторного канала. Как видно, в данном случае структура течения существенно отличается от рассмотренной выше для

$k_f = 0,6$. Так, протяженности зон циркуляционного течения здесь оказываются существенно меньшими. В этой ситуации при значении параметра $f = 2,64$ в закормовой области стабилизатора образуются два вихря более близких по своим характеристикам друг к другу, чем для $k_f = 0,6$. Формирование этих вихрей в большой мере связано, как и в рассмотренной выше ситуации, с эжектирующим действием межстабилизаторной струи воздуха и струй газа (см. рис. 3 а). С увеличением скорости газа $V_{\text{вх}}$ (т.е. с ростом параметра f) вихрь, прилежащий к струе газа, становится менее ярко выраженным и при дальнейшем повышении скорости $V_{\text{вх}}$ полностью вырождается (см. рис. 3 б, в).

УДК 621.18

И. Я. Сигал, А. В. Смихула

Институт газа НАН Украины, г. Киев

СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСА NO_x И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОТЛОВ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Оксиды азота на 95–98% определяют токсичность продуктов сгорания котлов электростанций на природном газе и на 40–50% – котлов на угле и мазуте. Поэтому, снижение выброса оксидов азота в атмосферу в решающей мере позволяет уменьшить загрязнение атмосферного воздуха, что особенно существенно при расположении энергоблоков и крупных электростанций в городах (Киевские ТЭЦ-5 и ТЭЦ-6, Харьковская ТЭЦ-5), или большой единичной мощности электростанций. Институтом газа проводятся работы на ТЭЦ Украины с целью снижения вредных выбросов, в первую очередь, оксидов азота [1, 2]. Перспективными методами повышения эффективности снижения образования NO_x при сжигании топлива в котлах электростанций, при которых возможно обеспечить снижение оксидов азота на 60–70% являются: подача газов рециркуляции в топливо, а не дутьевой воздух; усиление воздействия газов рециркуляции путем увеличения их доли на центральные горелки и соответствующим снижением на крайние, что способствует снижению пика температур в центральной зоне топочной

камеры (при сжигании природного газа и мазута); при сжигании углей 30–40% снижение образования оксидов азота следует добиваться методами ступенчатого сжигания, которые для различного вида топок, количества и расположения горелок могут существенно отличаться. Эффективность влияния рециркуляции на образование оксидов азота тем больше, чем выше температура в зоне горения. Она снижается при уменьшении нагрузки котла, увеличении коэффициента избытка воздуха, уменьшении температуры горения топлива. Украина сильно отстала от стран Европейского Союза в области защиты атмосферного воздуха от вредных выбросов и необходимо срочно провести работы по 2–3-кратному снижению выбросов в атмосферу оксидов серы и азота.

Котельное хозяйство Украины, в основном, состоит из котлов и оборудования, введенных в эксплуатацию еще во времена бывшего СССР, конструктивно рассчитанных на использование дешевого топлива [3]. Поэтому, необходимо в обязательном порядке производить реконструкцию котельных агрегатов с учетом современного состояния оборудования и цен на энергоносители. Значительную группу по потребляемому в Украине природному газу занимают котлы мощностью от 4 до 10 МВт. Из них около 50% занимают котлы ТВГ-8 (ТВГ-8М), ТВГ-4р, разработанные Институтом газа НАН Украины и их эволюционные модели КВГ-4,65, КВГ-7,56. Таких котлов в Украине около 2500 и их установленная мощность составляет около 10 ГВт [4]. Подавляющее большинство котлов ТВГ-8 (ТВГ-8М), ТВГ-4р эксплуатируется более 30 лет (при расчетном 20), при этом, в ряде городов, в том числе и в Киеве, многие котлы отработали 30–40 лет и продолжают эксплуатироваться. Обследование котлов показало, что топочные экраны котлов в большинстве случаев находятся в удовлетворительном состоянии и могут еще эксплуатироваться не менее 10 лет, а горелочные устройства и конвективные поверхности нуждаются в замене. Замена горелок и конвективной поверхности нагрева будет в 5 раз дешевле замены самих котлов, в особенности, учитывая, что кроме покупки нового котла нужно будет демонтировать старый и перестраивать инфраструктуру котельной. Институт газа на протяжении многих лет разрабатывает типовые решения по модернизации некоторых распространенных типов котлов работающих на газе (котлы: НИИСТУ-5, ТВГ-8, ДЕ-16/14, ПТВМ-100, ПТВМ-50 и др.). Например, Институт газа НАН Украины разработал подовые щелевые горелки 3-го поколения МПИГ-3. Горелки обеспечивают улучшение процессов смешивания газа с воздухом, работают с малым коэффициентом избыт-

ка воздуха и интенсифицируют теплообмен в топке. Институтом газа НАН Украины (Лавренцов Е. М.) также разработана новая конструкция конвективной поверхности нагрева из труб $\varnothing 32 \times 3$ и 38×3 мм (вместо труб $\varnothing 28 \times 3$, из которых сделана заводская поверхность) для котлов ТВГ-8 (ТВГ-8М) и др. Так, установка горелок и новой конвективной поверхности для большинства котлов КВГ-ТВГ позволяет увеличить КПД на 4,5% (согласно проведенных службой наладки «Жилтепло-энерго Киевэнерго» испытаний в декабре 2009 года), а котлов типа НИИСТУ-5 на 8–15% [5].

Разрабатываются 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 и ДКВР. Замена горелок не требует переоборудования котла – горелки устанавливаются в ту же амбразуру, которая имеется в котле. Горелочное устройство такого типа успешно прошло 2-годовую промышленную эксплуатацию в котле ДЕ-16/14 (г. Лужаны, Черновицкой обл.), что обеспечило высокий КПД котла на различных режимах производительности и ликвидировало вибрацию, к которой склонны котлы типа ДЕ.

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

Список использованной литературы

1. Сигал И. Я., Дубоший О. М., Смихула А. В. Снижение выбросов оксидов азота котлами электростанций // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 1. – С. 31–35.
2. Сигал И. Я., Дубоший А. Н., Сигал А. И., Смихула А. В. Повышение эффективности влияния рециркуляции дымовых газов на снижение выброса оксидов азота котлами электростанций // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2010. – № 1. – С. 48–52.
3. Сигал И. Я., Домбровская Э. П., Смихула А. В. К вопросу о модернизации котельного хозяйства Украины // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2004. – №3. – С. 66–69.

4. Сігал І. Я., Домбровська Е. П., Сміхула А. В., Білодід В. Д., Лавренцов Є. М., Шишовський А. О., Колчев В. О. Аналіз стану котельного господарства України з метою модернізації, продовження ресурсу чи заміни котлів малої і середньої потужностей // *Екотехнологии и ресурсосбережение*. – № 6, 2003. – С. 76–79.

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.

УДК 697.4:621.577

В. И. Пузанов

ИПЦ АЛКОН НАН Украины, г. Киев

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОАККУМУЛИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ «ТЕПЛОН» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОЧНОГО ТАРИФА

Технические характеристики
корпуса № 66 ИВЦ АЛКОН НАН Украины
по адресу г. Киев, ул. Шахтерская, 4а:

• Строительный объем, м ³	15 000
• Расчетная температура (–21 °С)	18 °С
• Расчетная тепловая нагрузка (–21 °С)	0,384 Гкал/час, 276 Гкал/мес.
• Реальное потребление тепла, Гкал/мес.	162
• Потери по трассе Киевэнерго, Гкал/мес.	47
• Стоимость 1 Гкал, грн.	676

В связи с резким увеличением стоимости тепла в 2009 г. от городских теплосетей с 205,25 грн./Гкал до 676,15 грн./Гкал актуальным стал вопрос снижения затрат на отопление корпуса № 66 в зимний период. Дополнительным фактором необходимости в срочном порядке поиска альтернативных решений по отоплению были расчетные затраты тепловой энергии в теплосети длиной 450,0 м, которая находится на балансе ИВЦ АЛКОН и составляли в среднем 40,0 Гкал в месяц (676,15 грн./Гкал × 40,0 Гкал = 27 046,0 грн.).

С учетом предварительных расчетов стоимости 1 Гкал тепла см. таблицу, инвестиционную составляющую, конструкторские и технологические решения, простоту и надежность эксплуатации для внедрения был выбран комплекс «Теплон» с емкостью бака-аккумулятора 48 т и электрической мощностью нагревателей 360 кВт.

Таблица

Расчетная стоимость 1 Гкал тепла с использованием разных энергоносителей

Энергоноситель	Стоимость 1 Гкал	Стоимость
Газ	358 грн.	2105 грн. 1000 м ³
Электрическая энергия	единый тариф 877 грн. ночной тариф 216 грн.	0,7015 грн. 1 кВт/ч 0,1754 грн. 1 кВт/ч

При расчетной тепловой нагрузке 276 Гкал/мес., стоимость отопления корпуса составляет ~186 тыс. грн. за тепло и ~32 тыс. потерь.

Итого: ~220 тыс. грн.

При отоплении с помощью «Теплона» (276 Гкал/мес.) стоимость отопления корпуса составляет 60 тыс. грн. Потери отсутствуют.

Итого: 60 тыс. грн.

Расчетный экономический эффект 160 тыс. грн. в месяц или 800 тыс. грн. за отопительный сезон.

Преимущества нагревателя «Теплон»:

- Нагреватель «Теплон» работает от трехфазного электрического тока 380 В, потребляет электроэнергию только ночью, является современным взрыво- и пожаробезопасным, бесшумным экологически чистым оборудованием для отопления и горячего водоснабжения.

- Отсутствие давления как в самих нагревателях, так и в аккумуляторной емкости является гарантией безопасности эксплуатации. На поверхностях нагревателей «Теплона» температура не превышает 95 °С.

Это предохраняет от возникновения накипи и сохраняет КПД в течении всего срока эксплуатации. Комплекс «Теплон» – экологически безопасная отопительная система. Замена традиционных котелен на отопительный комплекс «Теплон» позволяет ликвидировать вредные выбросы в атмосферу и избежать штрафов за загрязнение окружающей среды.

- Управление процессом нагрева теплоносителя и подачей его полностью автоматизированное. Бесшумность процесса нагрева и абсолютная безопасность позволяют устанавливать оборудование непосредственно на объекте потребления тепла, таким образом ликвидируются внешние тепловые сети и значительные теплопотери.

- Модульный подход к общей мощности комплекса «Теплон» обеспечивает бесперебойную поставку тепла. В случаях аварийного отключения электроэнергии комплекс «Теплон» позволяет сохранить систему отопления от замерзания в течении нескольких суток.

- Затраты на эксплуатацию комплекса «Теплон» минимальные за счет рационального использования каждой калории и высокого КПД (98%).

- Оборудование не требует межсезонного обслуживания.

- Использование аккумуляции тепла в период льготного (ночного) тарифа на электроэнергию снижает стоимость отопления до минимально возможного уровня.

- Технические характеристики комплексу «Теплон» и стоимость оборудования рассчитываются индивидуально для каждого объекта.

- Изготавливаются нагреватели «Теплон» соответственно ТУ У 28.2-31033020-001:2007.



Фото 1. Внутренний вид бака аккумулятора с установленными нагревателями.

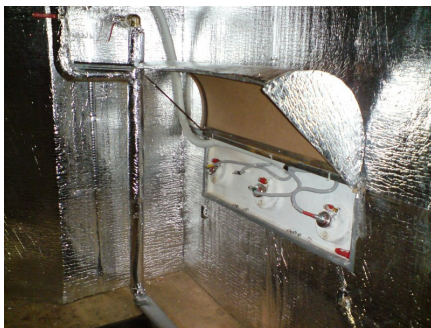


Фото 2. Внешнее подключение группы нагревателей 3х15 кВт к трем фазам. Элеваторный узел.



Фото 3. Так выглядит подводка электроэнергии на 2 «Теплона» (в перспективе)



Фото 4. Так выглядит система автоматики «Теплона»



Фото 5. Так выглядят сетевые насосы Теплона (основной и резервный)

Введение трехзонного тарифа потребовало много времени и согласований.

Схема электропитания корпуса построена следующим образом: верхний уровень учета потребления электроэнергии одно-тарифный (подключены офисы, производства), второй уровень учета потребления электроэнергии трехтарифный (подключен «Теплон»).

В среднем за месяц потребление эл. энергии «Теплоном» составляет 90 тыс. кВт·ч, что соответствует 69 422 грн. (с НДС) по единому тарифу, 29 225 грн. (с НДС) по ночному тарифу. Экономия – 40 197 грн.

Стоимость эквивалентного количества городского тепла составляла бы 79 768 грн. (с НДС). Экономия – 50 543 грн.

Опытная эксплуатация комплекса «Теплон» в корпусе № 66 ИВЦ АЛКОН НАН Украины показала полное соответствие расчетных параметров результатам промышленной эксплуатации комплекса.

Срок окупаемости проекта 2,5 года.

В. А. Бородуля, Л. М. Виноградов, С. М. Добкин

*Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова НАН Беларуси,
г. Минск, Беларусь*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КИПЯЩЕГО СЛОЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ОСАДКОВ СТОЧНЫХ ВОД

Осадки сточных вод (ОСВ) представляют собой один из наиболее объемных видов отходов, образующихся на городских очистных сооружениях, осуществляющих обычно совместную очистку коммунальных и промышленных стоков. Современные технические решения на таких сооружениях включают механическую и биохимическую очистку, доочистку и обезвоживание, а их производительность достигает до нескольких миллионов м³ в сутки. Например, в г. Минске, при водопотреблении 260 л/сутки на одного жителя и содержании в канализационных стоках около 0,5% твердого вещества ежегодное количество ОСВ в пересчете на сухое вещество достигает 0,7–0,8 млн т.

Проблемы утилизации ОСВ получают в последние годы позитивное развитие во многих странах. И это не случайно, особенно в связи с вопросами обеспечения энергобезопасности государства. Элементный состав ОСВ изменяется в широком пределе и в сухом веществе содержится от 35 до 88% углерода, 5–8% водорода. Многие ОСВ, подсушенные до влажности менее 10%, характеризуются теплотой сгорания, сопоставимой с теплотой сгорания бурого угля (около 3700 ккал/кг), поэтому могут сжигаться с получением энергии.

С технологической точки зрения сжигание ОСВ представляет способ обезвреживания с одновременным использованием их в качестве топлива и утилизацией выделяющейся теплоты, а в ряде случаев и образовавшейся золы.

Степень пригодности ОСВ для сжигания и получения тепловой энергии зависит главным образом от содержания в них органических веществ и влажности. Обычно в промышленных условиях это достигается при уменьшении влажности ОСВ до 60–65%.

Широкое применение для сжигания ОСВ получили печи кипящего (псевдооживленного) слоя, в которых осадки подают в псевдооживлен-

ный слой инертного материала (кварцевого песка с размером частиц от 1 до 5 мм) с температурой, которая обеспечивает их воспламенение (760–810 °С). Такие устройства имеют определенные преимущества: 1) интенсивное перемешивание ОСВ с газами, поддерживающими горение; 2) высокая эффективность теплообменных процессов; 3) отсутствие механической системы для образующейся золы, которая удаляется совместно с дымовыми газами; 4) кипящий слой кварцевого песка выполняет функции аккумулятора тепла, что позволяет вести процесс без значительных температурных нагрузок. Печи кипящего слоя обеспечивают полное выгорание органических соединений при относительно низких температуре и избытке воздуха, позволяют осуществить запуск или остановку печи в короткий промежуток времени. Отсутствие движущихся частей и значительных температурных перепадов в огнеупорной обмуровке снижают эксплуатационные расходы.

Печи с кипящим слоем за последние десятилетия получили широкое применение в США, Германии, Франции, Японии и других странах.

Первый в России и Восточной Европе завод по сжиганию ОСВ в печах кипящего слоя был принят в эксплуатацию в 1997 г. в г. С.-Петербурге на Центральной станции аэрации, на которую поступает до 1600 м³/сутки сточных вод. При их механической и биохимической очистке образуется до 5000 м³/сутки осадков с влажностью 95,0–6,9%. Из них одну половину составляют осадки первичных отстойников, а вторую – избыточный ил. После обезвоживания и предварительного нагревания до 40–45 °С содержание сухого вещества в осадках достигает 35%, и их направляют на сжигание в печи кипящего слоя конструкции «Пирофлюид».

Работа таких печей полностью автоматизирована, постоянный контроль, и поддержание температуры в ней осуществляются регулированием ввода осадка, подачи дополнительного топлива, температуры предварительного подогрева и расхода воздуха для горения.

Всего установлены четыре печи диаметром 6,7 м, которые обрабатывают 2,5–2,8 т/ч сухого вещества каждая.

Образующиеся при сжигании ОСВ дымовые газы перед поступлением в атмосферу подвергаются золо- и пылеудалению на электрофилт্রে (эффективность 99,9%) и мокрой очистке. Такая схема газоочистки удовлетворяет требованиям российских и зарубежных стандартов. Зола накапливается в бункере электрофилтра и затем выводится на утилизацию, где ее применяют в производстве кирпича и других строительных материалов. Этому способствует крупность

(средний размер частиц 0,35 мм) и состав золы, %: 50–54 SiO₂, 8–11 Al₂O₃, 15–17 CaO, 6–7 P₂O₅.

Пар котлов-утилизаторов полностью обеспечивает производственные и бытовые помещения отоплением и горячим водоснабжением, коммерчески используется котельной для снабжения внешних потребителей.

Такая технология подготовки и сжигания ОСВ в г. С.-Петербурге в значительной степени воспроизводит применяемые в других странах, например, на крупнейшем в Европе заводе в Дордрехсте (Нидерланды) производительностью 90 тыс. т/год по сухому веществу.

Следует отметить, что сжигание ОСВ в кипящем слое является относительно новой, обширной и быстро развивающейся на базе современного уровня науки и техники отраслью. При этом решаются все основные проблемы: многократное сокращение веса и объема ОСВ, санитарная очистка, возможность получения тепла, электроэнергии, а из золы – строительных материалов.

В последние годы большое внимание уделяется разработке технологий и устройств для совместного сжигания ОСВ с твердыми бытовыми отходами, а также углями, биомассой.

В Институте тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова НАН Беларуси совместно с ОАО «ГСКБ» (г. Брест) на протяжении многих лет ведется совместная разработка современных высокоэффективных образцов энергетического оборудования на различных видах топлива, в т.ч. местных низкосортных с повышенной зольностью и влажностью. Выполненные исследования и разработки по совершенствованию перспективных технологий сжигания позволили создать ряд котлов тепловой мощностью 0,5–4,0 МВт с топками кипящего слоя, которые успешно эксплуатируются не только в Беларуси, но и за ее пределами (Россия, Прибалтика, Польша).

Так в марте 2009 г. в рамках проекта: «Реконструкция котельной с использованием местных видов топлива» в г. Ошмяны (Республика Беларусь) установлен высокоэффективный водогрейный котел КВ-Ф-3,0Т с топкой кипящего слоя тепловой мощностью 3,0 МВт, работающий на 100% фрезерном торфе влажностью до 65% и зольностью до 30%. Внедрение этого котла позволило снизить годовое потребление природного газа на котельных ошмянского РУП ЖКХ на 18% или на 1470 тыс. м³ (1690 т у. т.).

В Беларуси на основе имеющегося опыта начаты работы по созданию оборудования для экологически безопасного сжигания ОСВ в кипящем слое.

А. А. Михалевич, З. С. Пархомова

ГП «Институт энергетики НАН Беларуси», Минск, Беларусь,

ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова»,

Минск, Беларусь

НАН Беларуси», Минск, Беларусь

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГКПНИ «ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТЬ»

В настоящее время развитие энергоэффективных технологий является одним из приоритетнейших направлений в мире.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 ноября 2005 г. № 1339 утверждена Государственная комплексная программа научных исследований на 2006–2010 годы «Исследования и разработки по повышению надежности энергоснабжения, эффективности производства и потребления энергии, замещению импортируемых топливно-энергетических ресурсов местными и возобновляемыми источниками энергии с целью усиления энергетической безопасности страны» (ГКПНИ «Энергобезопасность»), целями которой являются разработка научно-обоснованных предложений по созданию нового оборудования, технологических процессов, систем управления, обеспечивающих укрепление энергетической безопасности страны.

Работы в рамках ГКПНИ «Энергобезопасность» ведутся по следующим направлениям. Это научное обоснование (теоретические и экспериментальные исследования) создания опытных установок, новых высокоэффективных технологий и методов, существенно усиливающих энергетическую безопасность страны и обеспечивающих повышение надежности производства и снабжения тепловой и электрической энергией; повышение эффективности использования топлива, тепловой и электрической энергии в отраслях экономики и в социальной сфере за счет энергосбережения; расширение использования местных топливных ресурсов (древесины, торфа, бурых углей и др.); использование вторичных энергоресурсов; вовлечение в энергобаланс возобновляемых источников энергии на основе ветра, солнца, и др.

В течение периода Программы выполнения Программы с 2006 года из средств республиканского бюджета выделено более 12 млрд рублей.

Работы, выполняемые специалистами Института тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова (ИТМО) НАН Беларуси в рамках задания «Исследование явления переноса энергии при нагреве металла в газопламенных печах с целью разработки энергоресурсосберегающей технологии управляемого нагрева», направлены на создание соответствующих лучшим мировым аналогам отечественных образцов оборудования (печи и тепловые агрегаты) для нагрева и термической обработки металла в машиностроительной и металлургической отраслях промышленности республики, а также на разработку энергоэффективных режимов их работы.

Разработанная промышленная система автоматического управления тепловым режимом работы газопламенных печей внедрена на модернизированной термической печи отжига и нормализации ЗАО «АТЛАНТ» Барановичского станкостроительного завода. В результате модернизации печи при ее полной загрузке был достигнут КПД в 46% и очень высокая для газовой печи с такими габаритами равномерности нагрева стальных заготовок. По сравнению с работой печи до ее модернизации удельное потребление энергии на термообработку металла уменьшилось в среднем в 3 раза.

В рамках задания «Тепловая оптимизация конструкции нагревательных печей и технологического процесса нагрева заготовок» специалистами ИТМО определены оптические свойства дымовых газов для расчетов теплопереноса в печи. Разработана методика расчета теплового баланса загрузочной нагревательной печи в трехмерном случае и создан комплекс программ, включающий два программных блока: расчет угловых коэффициентов элементов нагревательной печи и численное моделирование динамики нагрева с учетом температурной зависимости теплофизических и оптических параметров элементов печи, временной зависимости мощности факелов и их геометрического расположения, тепловых потерь за счет подсоса холодного воздуха. Печь обеспечила четырехкратное снижение потребления природного газа по сравнению с ее аналогом до реконструкции.

Результаты выполнения задания «Разработка и исследование технологий кипящего слоя для совместного сжигания местных видов топлива и утилизации зольных остатков, в том числе в перспективных котлах с повышенными параметрами вырабатываемого пара» использованы при выполнении проекта «Реконструкция котельной с использованием местных видов топлива». В г. Ошмяны на котельной РУП ЖКХ установлен высокоэффективный водогрейный котел КВ-Ф-3,0Т с топкой кипя-

щего слоя тепловой мощностью 3,0 МВт (разработанный ОАО «ГСКБ») работающий на 100% фрезерном торфе влажностью до 65% и зольностью до 30%.

В рамках задания «Исследование и обоснование энергоэффективных технических решений по теплоутилизации различных видов биомассы и горючих отходов для локального теплоснабжения» специалистами ИТМО совместно с специалистами РУП «НПЦ НАН Беларуси по механизации сельского хозяйства» разработан инсинератор, предназначенный для термической утилизации туш павшей птицы и других органических отходов сельскохозяйственного производства.

С целью расширения использования местных топливных ресурсов выполняются работы по заданиям «Разработка методов лесохозяйственного освоения выработанных торфяников с целью получения биотоплива для нужд энергетики» и «Разработка методологии оценки древесно-топливных ресурсов и определение масштабов эффективного использования древесных ТЭР в энергетике», научная новизна которых состоит в обосновании методов лесовыращивания на выработанных торфяниках с сокращенным оборотом рубки с целью увеличения местных видов продукции для топливной энергетики. Установлено, что объем древесного отпада в лесах Беларуси, пригодного для использования в качестве ТЭР, составляет 35,5 млн м³. Использование отпада позволит дополнительно получить около 9 млн т у. т. и сэкономить за счет снижения объемов потребления традиционных источников топлива около 509 млн долларов.

Для жилищно-коммунального хозяйства республики в рамках задания Энергобезопасность 12 «Разработать концепцию повышения надежности и эффективности управления системами централизованного теплоснабжения городов и населенных пунктов» разработана и рекомендована к реализации на Минских тепловых сетях концепция создания АСУ ТП Минских тепловых сетей. Внедрение АСУ ТП повысит надежность и качество теплоснабжения г. Минска и позволит достигнуть экономии ТЭР в объеме не менее 5%.

В целях развития гелиоэнергетики разрабатываются методы получения высокоэффективных тонкопленочных фотопреобразователей на основе прямозонных полупроводников Cu(In,Ga)(S,Se)_2 , а также продолжаются работы по разработке и исследованию преобразователей солнечной энергии на основе донорно-акцепторных гетеропереходов в многоуровневых органических и гибридных системах на гибкой полимерной подложке.

Ход выполняемых работ по ГКПНИ «Энергобезопасность» позволяет надеяться, что исследования и разработки по повышению надежности энергоснабжения, эффективности производства и потребления энергии, замещению импортируемых топливно-энергетических ресурсов местными и возобновляемыми источниками энергии обеспечат усиление энергетической безопасности страны.

УДК 502.5:504.38:613.5

И. Л. Данилкина

*Вице-президент Союза экологических аудиторов Украины,
Экологический аудитор (сертификат ЕА № 073 от 13.08.2007), г. Киев*

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СОЮЗА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ АУДИТОРОВ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО АУДИТА В УКРАИНЕ

В настоящее время Украина активно интегрируется в мировую экономику и систему международной экологической безопасности.

Реализация принципов устойчивого развития в Украине предполагает социально, экономически и экологически сбалансированное развитие регионов страны на основе рационального использования ресурсов, усиления экологической составляющей экономики и гармонизацию экологических и экономических интересов общества в целом.

Необходимость ужесточения требований природоохранного законодательства, новые подходы к управлению в сфере охраны окружающей среды и другие факторы выдвигают в качестве приоритета развитие нового направления аудиторской деятельности – экологического аудита. Он становится важным инструментом обеспечения экологической безопасности и устойчивого развития.

Анализ международного опыта свидетельствует о широком практическом применении государствами процедуры экологического аудита в качестве средства получения и оценки экологической информации о предприятии или ином хозяйственном объекте, выработки необходимых корректирующих мер и принятия решений на различных

уровнях управления охраной окружающей среды и природопользованием.

Экологический аудит появился в экономически развитых государствах в 70-е годы как средство защиты интересов предпринимательских структур. Основные вехи его развития в мире:

- **70-е годы**

Экологический аудит – средство защиты интересов предпринимательских структур.

- **80-е годы**

Международная торговая палата рассматривает экологический аудит в качестве метода внутреннего административного управления, средства усиления контроля над производственной практикой, оценки соответствия стратегий деятельности компаний нормам экологического права.

- **90-е годы**

Коммерческие банки стали использовать экологический аудит в целях предупреждения риска неплатежей по ссудам своих заемщиков и банкротства в связи с их деятельностью, связанной с воздействием на окружающую среду.

- **Настоящее время**

Во многих странах приняты национальные стандарты и специальные законодательные акты в области экологического аудита.

Развитие правового института экологического аудита в Украине началось с принятием в 2004 году Закона «Об экологическом аудите». Закон коренным образом изменил отношение к этому виду деятельности. Прежде всего, эти изменения связаны с повышением правового статуса эколого-аудиторской деятельности и ее введение в правовое поле Украины. В связи с выходом этого Закона, соответствующие изменения, были сделаны в базовый Закон «Об охране окружающей природной среды», Закон «О приватизации государственной собственности», «О приватизации небольших государственных предприятий» (малая приватизация).

Если за рубежом экологический аудит получил широкое распространение, то в Украине работа по формированию правовой и нормативной базы, созданию соответствующих стандартов и документов в данной области только начинается. Сегодня, создана и работает единая для всего государства система сертификации экологических аудиторов, создан и ведется единый реестр экологических аудиторов и юриди-

ческих лиц, имеющих право на осуществление экологического аудита. Соответствующие функции по сертификации и ведению реестра, а также методическое обеспечение эколого-аудиторской деятельности, возложено на Министерство охраны окружающей природной среды Украины.

Сегодня, в условиях, когда рынок экологического аудита находится только лишь в стадии становления и на практике экологические аудиторы зачастую сталкиваются с трудностями, связанными с дефицитом методических материалов, с непониманием на предприятиях роли и места экологического аудита в деле совершенствования хозяйственной деятельности с точки зрения их соответствия требованиям природоохранного законодательства, жизнь подсказала необходимость объединения экологических аудиторов в общественную организацию.

Весной 2008 года в 16 областях Украины прошли учредительные Сборы областных отделений будущей общественной организации; в июне 2008 г. в г. Киеве прошли учредительные Сборы экологических аудиторов; в августе 2009 года был зарегистрирован Союз экологических аудиторов Украины. Сегодня Союз объединяет на добровольных началах порядка 50 действующих сертифицированных экологических аудиторов и специалистов, чья деятельность связана или влияет на развитие системы экологического аудита в Украине.

Основная цель Всеукраинской общественной организации «Союз экологических аудиторов Украины» – содействие развитию эколого-аудиторской деятельности в Украине в соответствии с требованиями Закона Украины «Об экологическом аудите».

Экологический аудит, как система, представляет собой организационное, правовое, информационное, методическое и финансовое обеспечение процессов:

- подготовки экологических аудиторов;
- сертификации экологических аудиторов;
- аккредитации эколого-аудиторских организаций;
- собственно проведения экологических аудитов;
- надзора за эколого-аудиторской деятельностью.

По каждому из выделенных направлений, Союз имеет четко обозначенные цели. Они состоят в следующем:

- содействие выходу новой редакции ЗУ «Об экологическом аудите»;
- развитие сотрудничества с соответствующими структурными подразделениями Минприроды;

- содействие совершенствованию системы подготовки экологических аудиторов, в т.ч. обеспечения их стажировки в условиях реального производства;
- разработка и введение в действие внутренних процедур Союза по контролю за эколого-аудиторской деятельностью и за выполнением положений Кодекса профессиональной этики экологических аудиторов;
- содействие разработке и введению в действие методических рекомендаций по осуществлению обязательных видов экологического аудита;
- содействие разработке и введению в действие методических рекомендаций для осуществления экологических аудитов для различных отраслей промышленности (экологически опасных).

Усилия Союза экологических аудиторов Украины, направленные на развитие эколого-аудиторской деятельности в Украине будут содействовать активизации процессов, связанных с разработкой и внедрением систем экологического управления в разных отраслях промышленности Украины.

УДК 664.03

А. А. Долінський, В. В. Ганзенко, Н. Л. Радченко

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧА ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА КОРМІВ НА ОСНОВІ ЕКСТРУЗІЙНОЇ ОБРОБКИ

В ІТТФ НАН України було розроблено технологію отримання пастоподібних кормів на основі сої з використанням екструдера. Застосування даної технології дозволяє скоротити витрати енергії на 30% шляхом суміщення в одному апараті операцій подрібнення термообробки та гомогенізації, а також за рахунок використання теплоти екструзії, що акумулюється в струмені розплаву екструдату для наступної стерилізації компонентів під час змішування.

Суть технології полягає у наступному: боби сої з заданим вмістом вологи 12–14% подаються на вхід екструдера, в якому за рахунок

обертання шнека маса у вигляді твердої пробки рухається по складній S-подібній траєкторії поступово стискаючись та ущільнюючись з наступним подрібненням. За створюваних умов відбувається перетворення механічної енергії тертя в теплову, у результаті чого температура зростає до 140–170 °С, а тиск до 50 атм. і маса з дисперсно-сипучого стану переходить у в'язкопластичний гелеподібний стан. На виході з матриці відбувається різке зниження тиску, що веде до вибухового скипання перегрітої вологи з суміші і інтенсивного руйнування клітини з її наступною деструкцією. Енергія, що вивільняється із струменю розплаву, використовується для наступної стерилізації компонентів під час їх змішування.

Для глибшого розуміння механізму впливу комплексної дії високих температур та вологи в сировині на її структуроутворення, було проведено експерименти, котрі дозволили отримати динаміку зміни температурних полів залежно від початкового вологовмісту рис. 1, а також мікроструктуру зразків сої відібраної по зонам екструдера та в матриці рис. 2.

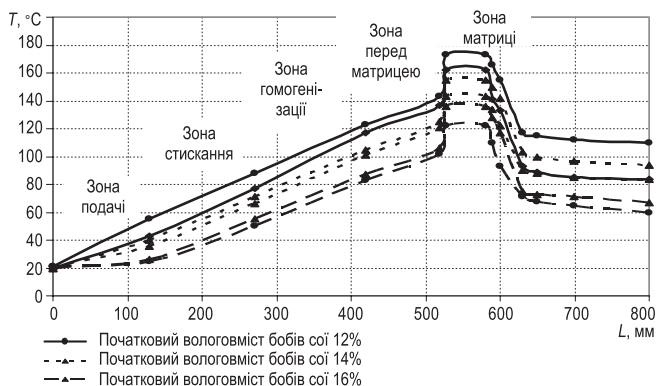


Рис. 1. Динаміка зміни температур по довжині функціональних зон екструдера та на виході в залежності від вологовмісту сировини

Результати показали, що в зонах подачі і стискання спостерігається поступове підвищення температур викликане силами тертя між частинками сої та робочим органом екструдера. Починаючи з зони гомогенізації і до зони перед матрицею, відбувається стрибок температур викликаний змінною геометрією шнека. В матриці за рахунок невеликого часу перебування (4–5 с), температура залишається постійною і миттє-

во знижується тільки на виході з екструдера. Дослідження структури зразків сої показали, що в I і II зонах спостерігається механічне руйнування клітин і лише в зоні гомогенізації відбуваються певні перетворення. Частинки маси під дією зсувних напружень витягуються та переорієнтовуються у напрямку руху зсувних напружень. При цьому відбувається руйнування кристалічної структури та утворення аморфної анізотропної. У матричній зоні (конус) продовжується процес утворення видовжених щільно упакованих агрегатів. На виході з матриці миттєве скидання тиску до атмосферного веде до того, що волога, котра міститься у подрібнених частинках гарячої маси миттєво випаровуючись, розриває структуру, а крохмаль знаходячись у в'язкому стані, «карамелізується», утворюючи шлиту поперечну структуру макромокул.



Рис. 2. Динаміка зміни мікроструктури сої під час обробки в екструдері (по функціональним зонам шнека) (при збільшенні 320 св. поле)

Також було проведено дослідження амінокислотного та вітамінного складу екструдованої сої в залежності від вмісту води і температури обробки. Результати показали, що екструзійна обробка завдяки короткотривалій дії (до 25 с) високих температур не впливає на склад амінокислот.

Таким чином, проведені дослідження та розрахунки показали, що використання екструдера дозволяє знизити енерговитрати на 30% і отримати збалансований за складом білків, жирів і вуглеводів корм з тривалим терміном зберігання.

ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТОРФУ ЯК МІСЦЕВОГО ПАЛИВА В МАЛІЙ ТА ВЕЛИКІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ

Забезпечення енергетичної незалежності України в значній мірі визначається використанням власних джерел енергії. Включення в енергообіг альтернативних джерел енергії може стати вагомим внеском у розв'язання проблеми дефіциту первинних енергоносіїв в Україні.

Сьогодні енергетична політика України в цілому спрямована на енергозбереження та використання альтернативних, нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Згідно Закону України «Про альтернативні джерела енергії», поняття «альтернативні джерела енергії» включає в себе відновлювані джерела енергії та вторинні енергетичні ресурси. Паливо визначається альтернативним, якщо воно повністю виготовлене (видобуте) з нетрадиційних та поновлюваних джерел і видів енергетичної сировини (включаючи біомасу) або є сумішшю традиційного палива з альтернативним. До альтернативних видів твердого палива належать: продукція та відходи сільського господарства, лісового господарства та технологічно пов'язаних з ним галузей промисловості, органічна частина промислових та побутових відходів, а також гранули та брикети, вироблені з них; торф, а також гранули та брикети, вироблені з нього (стаття 5 – 1 згідно до Закону № 1391 – VI від 21.05.2009).

Завдання щодо розширення використання альтернативного твердого, в тому числі композиційного, палива для виробництва теплової та електричної енергії, зниження частки імпортованих енергоресурсів та підвищення енергоефективності економіки країни в цілому вирішуються в рамках реалізованих у державі програм і заходів. Відповідно до «Енергетичної Стратегії України до 2030 р.» (затверджена Кабінетом Міністрів України 15 березня 2006 р.), частка відновлюваних джерел енергії в загальному обсязі споживання первинних енергоносіїв у 2030 р. має зрости до 17,5%, що складає 35 млн т у. п. З огляду на це, перспективним є виробництво електричної і теплової енергії в Україні за рахунок енергії біомаси.

Серед відновлюваних альтернативних джерел енергії, що належать до біомаси слід звернути увагу на торф.

Торф – геологічно наймолодша ланка в ланцюгу каустобіолітів «торф – буре вугілля – кам’яне вугілля – антрацит», має найнижчий рівень карбонізації і, відповідно, найменше значення теплоти згоряння. Це наймолодше викопне паливо, яке за своїми теплофізичними властивостями близьке до рослинної біомаси і серед широкого загалу сировини, що можна віднести до біомаси, торф по співвідношенню нижньої теплоти згоряння та вмісту золи займає достатньо високе місце (рис. 1).

Поверхнєве розташування торфових родовищ та порівняно невеликі витрати на організацію і ведення видобувних робіт роблять цю корисну копалину потенційно ефективним місцевим видом палива.

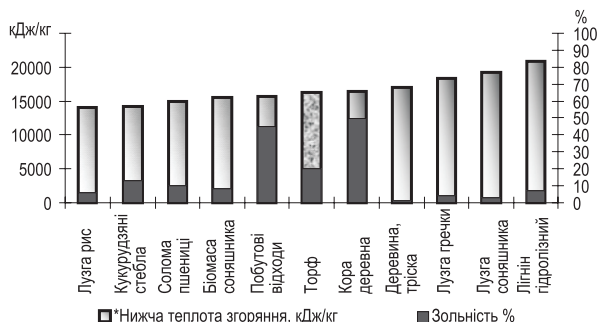


Рис. 1. Показники теплоти згоряння та зольності різних видів біомаси

У світовому масштабі вклад торфу в виробництво і використання енергії незначний і складає приблизно одну тисячну від енергії, яка споживається в світі, але в окремих країнах від 10 до 20% енергетичних потреб задовольняється за рахунок торфу (Фінляндія, Швеція, Ірландія). На сьогодні відомі електрогенеруючі компанії Varo Oy та Bord-na-Mona, що використовують торф як джерело енергії.

В Україні запаси торфу мають промислове значення. Геологічні запаси складають 2,2 млрд т (Росія – 150,0 млрд т, Білорусь – 4,8 млрд т), балансові – близько 936,1 млн т, що робить торф реальним резервом покращення паливно-енергетичного балансу України. Виявлено і розвідано 2474 торфородовища, загальна площа яких в межах промислової глибини покладу складає 642 тис. га.

Розподіл запасів торфуги за областями України наведено на рис. 2.

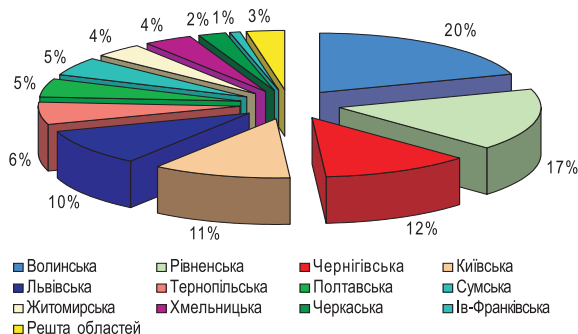


Рис. 2. Розподіл запасів торфуги за областями України

Основні запаси торфуги сконцентровані в районах Полісся. Промисловий видобуток торфуги на сьогодні ведеться в 12 областях: Волинській, Рівненській, Житомирській, Київській, Черкаській, Полтавській, Сумській, Чернігівській, Хмельницькій, Тернопільській, Львівській, Івано-Франківській.

Найбільші ресурси торфуги, як видно з рис. 2, мають п'ять областей: Волинська, Рівненська, Чернігівська, Київська, Львівська. На їх території виявлено і розвідано 1400 родовищ (60% всіх родовищ країни), а геологічні запаси торфуги складають 1,5 млрд т (68% запасів України).

За обсягами видобутку торфуги серед країн СНД Україна займає третє місце, а у виробництві торф'яних брикетів – друге.

Починаючи з 60-х років минулого століття спостерігалась постійна деградація торфопереробної галузі через здешевлення традиційних енергоносіїв. Частка торфуги в паливному балансі України постійно зменшувалась (рис. 3).

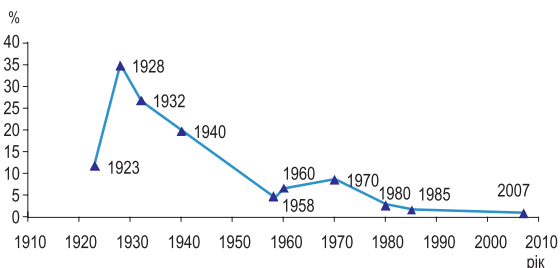


Рис. 3. Частка торфуги в паливному балансі України

Масове застосування дешевих традиційних енергоносіїв зробило галузь неконкурентною. Частка торфу в паливному балансі України зменшилась до 0,1–0,13%. Це частково призвело до енергетичної кризи через нерозвинену інфраструктуру використання вітчизняних енергоносіїв та залежність держави від коливань цін на енергетичному ринку.

За останні декілька років ситуація докорінно змінилася. Ціни на традиційні енергоносії зросли різною мірою, тому зорієнтуватись у реальній вартості кожного з палив стало важче. У кінцевому підсумку споживач платить гроші не за фізичні предмети (газ, мазут, вугілля, дрова, торф та ін.), а за ту теплову енергію, яку ці палива в собі містять і яку споживач передбачає з них одержати. Запропоновано використувати показник, який об'єднує в собі енергетичну і вартісну характеристики палива: ціну одиниці нижчої теплоти його згоряння. З рис. 4 видно, що якраз енергія торфових палив є найдешевшою. Але ці палива характеризуються меншими значеннями нижчої теплоти згоряння, тому для одержання однакової кількості енергії торфових палив знадобиться більше, ніж, наприклад, мазуту чи вугілля. Так для одержання 1000 ГДж теплової енергії у топковому пристрої з ККД 0,8 необхідно:

- високоякісного кам'яного вугілля 57 т (загальна вартість близько 50 тис. грн.);
- торфового брикету 80 т (загальна вартість близько 30 тис. грн.);
- кускового торфу 120 т (загальна вартість близько 20 тис. грн.).

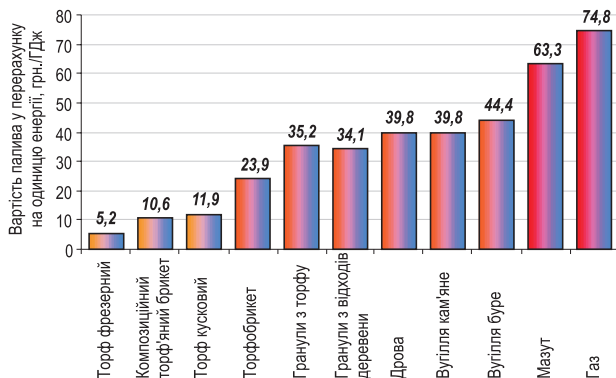


Рис. 4. Вартість палива у перерахунку на одиницю енергії (ГДж)

Наближення споживача до виробника торфових палив сприятиме зменшенню транспортних витрат, отже і вартості торфопалива в цілому. Величину цих витрат можна оцінити за допомогою формули:

$$\text{Ц} = \frac{1}{Q_{\text{н}}^{\text{p}}} \cdot \left(\text{Ц}_0 + \frac{T \cdot L \cdot k}{B} \right), \text{ грн./ГДж},$$

де Ц – ціна 1 ГДж нижчої теплоти згоряння палива з урахуванням витрат на його доставку;

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ – нижча теплота згоряння палива, МДж/кг;

Ц_0 – ціна 1 т палива на місці виробництва чи складування, звідки паливо транспортуватимуть споживачеві;

T – транспортний тариф, грн./км;

L – відстань транспортування, км;

k – коефіцієнт, що дорівнює 1 при оплаті споживачем доставки палива тільки в один кінець і дорівнює 2 при оплаті споживачем також повернення транспорту;

B – вантажопідйомність транспортного засобу, т.

Проаналізовано зміни реальної ціни таких палив, як кам'яне вугілля, торфобрикет і кусковий торф, за умови, що вартість палива становить відповідно 840, 380 та 210 грн./т, а нижча теплота згоряння – 24, 16 та 11 МДж/кг. В розрахунках враховано оплату споживачем повернення транспорту. Результати розрахунку зростання реальної ціни палив зі збільшення відстані перевезення для автоперевезень вантажопідйомністю 3 т, при транспортному тарифі – 0,65 грн./км представлені на рис. 5.

З рис 5 видно, що на місці виробництва чи складування палив найдешевшими є кусковий торф і торфобрикет, а більш дорожчим – кам'яне вугілля. Але вже при відстані перевезення понад 150 км переваги кускового торфу над вугіллям втрачаються. Торфобрикет же перестав бути економічно ефективнішим за кам'яне вугілля при перевезенні на відстань понад 200–250 км.

Зрозуміло, що реальна ціна палива для споживача залежить також і від вантажопідйомності транспортного засобу, який здійснює перевезення. Так, наприклад, при заміні 3-тонної вантажівки на 10–20-тонну реальна ціна палива змінюється. Як видно з

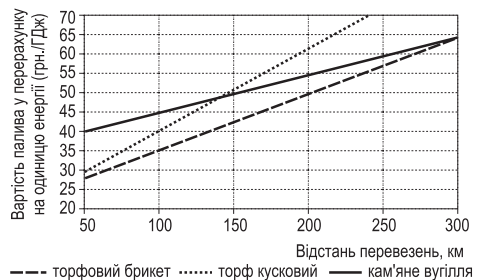


Рис. 5. Вплив відстані перевезень палив на їх реальну ціну (вантажопідйомність автомобіля 3 т)

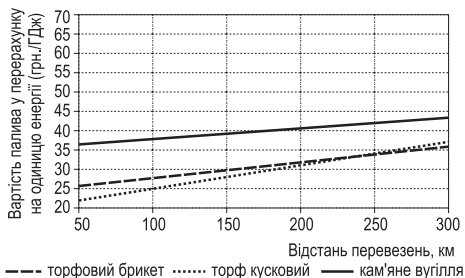


Рис. 6. Вплив відстані перевезень палив на їх реальну ціну (вантажопідйомність автомобіля 10–20 т)

ристання автомобілів великої вантажопідйомності) може успішно транспортуватися в межах України.

В Україні сьогодні стрімко розвивається ринок котельного обладнання для використання біопалив, в тому числі і торфу, але майже немає ринку біопалива, що унеможливує залучення торфу як і іншої біомаси в енергетичну сферу. Спроби часткової заміни вугілля торфом в енергетичному обладнанні лише в стадії наукової розробки і потребують на сьогодні активної підтримки на рівні державного фінансування цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України.

Розробка технологій енергетичного використання торфу в газових та вугільних енергетичних установках, у комунальній енергетиці, обґрунтування виду палива (фрезерний торф, кусковий чи брикет) та допустимих обсягів використання в окремих галузях енергетики веде:

По-перше: до розширення сфер енергетичного застосування торфопалива, що буде мати не лише економічний, а й соціальний ефект, оскільки сприятиме створенню нових робочих місць за рахунок збільшення видобутку і транспорту торфових палив, призведе до зменшення відтоку грошей з обласного бюджету на придбання кам'яного вугілля, мазуту, природного газу. Окрема торфовидобувна область закуповує 100–300 тис. т кам'яного вугілля щорічно. Еквівалентну кількість теплової енергії може забезпечити торф'яний брикет у кількості 150–450 тис. т вартістю 57–150 млн грн.

Так, наприклад, підвищення долі торфу в енергетичному балансі Київської області до 5%, що становить близько 250 тис. т у. п./рік дозволяє:

1. Замінити 200 млн м³ газу, що споживається областю за рік, та заощадити близько 400 млн грн./рік.

рис. 6, при перевезенні 10 т та 20 т палива торфобрикет залишається дешевшим за вугілля і при перевезенні на відстань понад 300 км. Кусковий торф втрачає свою цінову перевагу над брикетом при відстані понад 250 км. Це означає, що у сучасній ситуації кусковий торф справді слід розглядати лише як місцеве паливо, а торф'яний брикет (за умови вико-

2. Замінити 300 тис. т вугілля, що споживається областю за рік, та заощадити близько 135 млн грн./рік.

Отже підвищення долі використання торфопалива в комунальній та промисловій енергетиці торфовидобувних областей на сьогодні вкрай актуальне і економічно обґрунтоване.

По-друге: торф містить в собі дуже незначну (до 0,3%) кількість сірки, тому газоподібні продукти його згоряння екологічно більш прийнятні, ніж ті, що одержуються з кам'яного вугілля, вміст сірки в якому нерідко сягає 9%. Те саме можна сказати і про твердий залишок – золу торфу, що містить в собі в середньому 0,11% фосфору, близько 2,5% кальцію, близько 1,08% заліза, а також деякі мікроелементи і може успішно застосовуватись як розкислювач ґрунтів і добриво.

Варто зазначити, що найбільш дешевим з торфових палив є фрезерний торф, однак для його ефективного спалювання необхідна суттєва модернізація топкових пристроїв. Це питання проробляється спільними зусиллями Інституту технічної теплофізики НАН України та ДП «Рівнеторф», але для успішного його вирішення необхідне цільове фінансування цієї роботи.

На підставі викладеного можна зробити такі короткі висновки:

1. Розширення застосування місцевих палив, а саме торфових палив на об'єктах малої та великої енергетики є економічно доцільним.

2. Економічно обґрунтованим є використання вітчизняних торфопалив для заміщення імпортованих палив.

3. Розвиток торфової галузі та широке залучення до енергетики України торфопалив потребує підтримки як на державному рівні так і на місцевому рівнях, у першу чергу у північно-західному та центральному регіоні країни в вигляді фінансування комплексних цільових науково-дослідних робіт присвячених:

а) узагальненню існуючого вітчизняного та закордонного досвіду сумісного спалювання торфу разом з газом та вугіллям;

б) обґрунтуванню можливостей з незначними інвестиційними витратами залучення торфу до великої та малої енергетики з метою максимального заміщення традиційних енергоносіїв, що використовуються в торфовидобувних областях країни;

в) розробці сучасних технологій підготовки паливного торфу виходячи з умов ефективного використання в великій та малій енергетиці;

г) розробці ефективних технологій сумісного спалювання торфу з вугіллям та газом та шляхів малозатратних модернізацій існуючого котельного та енергетичного обладнання.

4. Технічне переозброєння є справою невідкладною і необхідною для розвитку та ефективного співіснування енергетики країни та торфової промисловості України.

УДК 697:621.365

**Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский,
Н. О. Меранова, О. Е. Малецкая, Г. А. Гнедаш**

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ

Использование электроэнергии для отопления является, как известно, одним из важных направлений развития теплоснабжения в мировой энергетике. Это, прежде всего, касается стран с высоким уровнем обеспечения относительно дешевой первичной электроэнергией, т.е. стран, энергетические системы которых характеризуются значительной долей ГЭС и АЭС. Именно бурное развитие гидроэнергетики, а позже и атомной энергетики послужило условием возрастания роли электрификации теплоснабжения. Так, в Норвегии широкое применение систем электроотопления связано с высокой, достигающей 98%, долей ГЭС в производстве электроэнергии. Во Франции доля электроотопления жилых зданий достигает 30%, что обусловлено высоким уровнем развития атомной энергетики [1–5].

В разных странах преимущественное распространение получают те или иные системы электроотопления в зависимости, прежде всего, от структуры топливно-энергетического баланса, стоимости электроэнергии по сравнению с другими энергоносителями и пр. Например, если в странах с развитой гидроэнергетикой значительно более широко используются системы электроотопления непрерывного действия, то в

странах, где доминирующими источниками электроэнергии являются АЭС, преимущественное распространение находят аккумуляционные электрические системы отопления. Последнее обстоятельство обусловлено тем, что аккумуляционные системы являются важным фактором воздействия на эффективность генерирования электрической энергии посредством сглаживания неравномерности электропотребления. Действительно, в странах с развитой атомной энергетикой мощность дополнительных источников маневренной генерации может быть существенно уменьшена путем антипикового управления нагрузкой. При этом роль потребителей-регуляторов могут успешно выполнять электрические системы отопления аккумуляционного действия [1, 2].

Ниже на рисунке приводится не претендующая на полноту классификация основных видов систем электроотопления непрерывного и аккумуляционного действия. Следует отметить, что данная классификация отражает лишь типичные ситуации и не является абсолютной. Так, относящиеся к системам непрерывного действия электроотопление с использованием тэновых, электродных и др. котлов при их оборудовании теплоаккумулирующими емкостями для горячей воды трансформируется в системы аккумуляционного типа.



Рисунок. Основные виды систем электроотопления непрерывного и аккумуляционного действия

Характеризуя опыт использования электроотопления в Украине и состояние исследований в данной области, следует отметить перспективность применения, прежде всего, систем аккумуляционного действия.

Список использованной литературы

1. Пырков В. В. Электрические кабельные системы отопления. Энергетическое сопоставление. – Киев: ООО «Медиа-Макс», 2004. – 88 с.
2. Енергоощадна технологія електротеплоакумуляційного обігріву в житлово-комунальному та аграрно-промисловому комплексах України / Під ред. Д. Й. Розинського. – К.: Видавництво Купріянова О. О., 2007. – 272 с.
3. Джангиров В., Лелюшкин Н., Маслов В. Перспективы электротеплоснабжения (часть 1) // Энерго Рынок. – 2010. – 73, № 1. – С. 24–28.
4. Джангиров В., Лелюшкин Н., Маслов В. Перспективы электротеплоснабжения (часть 2) // Энерго Рынок. – 2010. – 74, № 2. – С. 19–23.
5. Розинський Д. Й. Електротеплоакумуляційне опалення у будівництві, промисловості та АПК – складова енергобезпеки України // Екологія і ресурси. – 2003. – Вип. 5. – С. 76–90.

УДК 662.997:621.5

Ю. Ю. Сперанская¹, А. И. Сигал², В. В. Макаров³

*¹Севастопольский национальный университет
ядерной энергии и промышленности, г. Севастополь,*

²Институт промышленной экологии, г. Киев,

*³Севастопольский национальный технический университет,
г. Севастополь*

УДЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА ПРИ ВНЕДРЕНИИ ГЕЛИОПРИСТАВОК К КОТЕЛЬНЫМ

Предложены уравнения для оценки количества экономии (замещаемого) топлива при использовании солнечных приставок к котельным. Получены удельные значения экономии различных видов топлива с 1 м² гелиоприставки к котельной для ГВС, применительно к климатическим условиям г. Севастополя.

При внедрении гелиоприставок к котельным, потребителю необходимо иметь фактическую информацию об ожидаемой экономии топлива. Она не однозначна. Ее величина зависит от климатических условий региона, где предполагается использование гелиоприставки, при-

меняемого топлива на котельной и КПД котельного агрегата (электроагрегата).

Количество передаваемой полезной теплоты (Q_n) в бак-аккумулятор гелиоприставки круглогодичного действия можно описать уравнением теплового баланса и теплопередачи

$$Q_n = 3,6 \cdot A \eta_K \sum_{i=1}^{\tau} q_i = (G_1 \cdot C p_1 \delta t_1) \eta_1 = (G_2 \cdot C p_2 \delta t_2) \eta_2, \quad (1)$$

$$Q_n = k F \cdot \bar{\Delta t}, \quad (2)$$

где A – поверхность гелиополя, м^2 ;

η_K – КПД СК;

q_i – количество часовой солнечной радиации прямой и рассеянной, падающей на поверхность СК, $\text{Вт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$;

τ – среднедневное время работы солнечной установки, ч;

c_{p1}, c_{p2} – удельная изобарная теплоемкость теплоносителя 1-го контура и нагретой воды соответственно, $\text{кДж}/\text{кг} \cdot \text{К}$;

G_1, G_2 – количество нагреваемого теплоносителя 1-го контура и нагреваемой воды во втором контуре (бак-аккумулятор), $\text{кг}/\text{сут}$;

k – коэффициент теплопередачи теплообменной поверхности, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

F – величина теплопередающей поверхности, м^2 ;

Δt – среднелогарифмическая разность температур в теплоносителе, $^{\circ}\text{C}$.

Коэффициент полезного действия солнечного коллектора определяется уравнением

$$\eta_K = F' \left[(\alpha \beta) - \frac{\tau U_L (t_f - t_a)}{\sum_{i=1}^{\tau} q_i} \right], \quad (3)$$

где F' – конструктивная эффективность СК;

α – коэффициент поглощения абсорбером солнечного излучения;

β – оптический коэффициент прозрачной изоляции;

U_L – коэффициент потерь СК в окружающую среду, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$;

$$t_f = 0,5(t_n + t_k),$$

где t_n, t_k – температура теплоносителя в 1-ом контуре, начальная и конечная соответственно, $^{\circ}\text{C}$.

В работе рассматривается двухконтурная гелиоприставка круглогодичного действия, применительно к условиям Севастопольского региона. При этом в качестве расчетного месяца в соответствии с [1] принят июль. Рассматривались плоские и вакуумно-трубчатые солнечные коллекторы, имеющие характеристики: $F' = 0,95$; $\alpha = 0,9$; $\beta = 0,86$; $U_L = 4,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ (для плоского СК) и $U_L = 2,0 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$ (для трубчатого СК).

Расчетное количество преобразованной энергии при работе 1 м^2 гелиополя двухконтурной, круглогодичного действия гелиоустановки, в рассматриваемых вариантах СК, используя уравнения (1, 2 и 3), будет составлять:

$$Q_T^{\text{год}} = 3,6 \sum_{j=1}^{12} \eta_K^j \cdot n \sum_{i=1}^{\tau} q_i, \text{ кДж}, \quad (4)$$

где j – количество месяцев работы установки, $j = 1$ – январь, $j = 2$ – февраль и т.д.;

n – количество дней в расчетном месяце;

η_K^j – КПД коллектора в расчетном месяце.

В расчете учитывались котельные, в которых могут использоваться генерирующие источники теплоты: электронагреватель, газовый котел, котел, работающий на жидком топливе, например, на мазуте и котел, работающий на угле. Каждый из рассматриваемых генерирующих источников имеет свой КПД. Тогда количество замещаемого топлива G_3 для рассматриваемых генерирующих источников можно определить по формуле

$$G_3 = 3,6 \cdot 10^{-3} \sum_{j=1}^{12} \eta_K^j \cdot \sum_{i=1}^n q_i / \eta_{\text{д.и}} \cdot Q_{\text{д.и}}^H, \text{ кг/год} \quad (5)$$

где n – числа дней в расчетном месяце;

$\eta_{\text{д.и}}$ – КПД генерирующего источника энергии;

Q^H – низшая теплота сгорания топлива, применяемого в генерирующем источнике энергии, МДж/кг.

При расчете условного топлива следует величину, полученную в (5) разделить на принятую теплоту сгорания условного топлива $Q_{\text{у.т.}} = 29,3 \text{ МДж/кг}$. Предлагаемые уравнения можно использовать для оценки количества замещаемого топлива при использовании гелиоприставок к котельным круглогодичного действия. Например, в соответствии с [2]: для котла, работающего на жидком топливе $\eta_{\text{ж}} = 0,82$; для газового котла $\eta_{\text{г}} = 0,92$; для котла, работающего на угле $\eta_{\text{у}} = 0,65$.

Для электронагревателя можно принять, что количество электрической энергии производилось на ТЭС при использовании природного

газа. Усредненное КПД ТЭС можно принять $\eta = 0,3$. С учетом потерь на ЛЭП и в электронагревателе $\eta_n = 0,93$, тогда $\eta_3 = 0,3 \cdot 0,93 = 0,279$.

Расчетные удельные значения экономии топлива с 1 м² гелиоприставки рассчитаны применительно к климатическим условиям г. Севастополя и сведены в таблицу.

Таблица

Удельные значения экономии топлива при использовании плоского либо вакуумно-трубчатого СК гелиоприставок к котельным

Вид топлива	Плоский СК				Вакуумно-трубчатый СК			
	Вариант при температуре 1-ого контура 50 °С		Вариант при температуре 1-ого контура 60 °С		Вариант при температуре 1-ого контура 50 °С		Вариант при температуре 1-ого контура 60 °С	
	фактич. кг/год	кг условного топлива в год	фактич. кг/год	кг условного топлива в год	фактич. кг/год	кг условного топлива в год	фактич. кг/год	кг условного топлива в год
Электронагр.	306,07	74,58	302,28	73,66	391,73	95,46	376,72	91,80
Мазут	66,62	74,58	65,8	73,66	85,27	95,46	82,0	91,80
Уголь	138,40	74,58	136,68	73,66	177,0	95,46	170,3	91,80
Природн. газ (газовый котел)	92,79	74,58	91,64	73,66	118,76	95,46	114,21	91,80

Вывод

Применительно к климатическим условиям г. Севастополя получены удельные значения экономии различных видов топлива с 1 м² гелиоприставки к котельной с учетом КПД генерирующих источников тепловой энергии. Предлагаемые уравнения можно использовать для оценки количества замещаемого топлива в других регионах Украины при использовании солнечных приставок к котельным круглогодичного действия.

Список использованной литературы

1. ВСН52-86 «Установки солнечного горячего водоснабжения. Нормы проектирования».
2. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), издание 3-е. – Санкт-Петербург: НПО ЦКТИ-ВТИ, 1998. – 257 с.

Р І Ш Е Н Н Я

XX Міжнародної конференції «Проблеми екології і експлуатації об'єктів енергетики» 8–12 червня 2010 р., м. Ялта

8–12 червня 2010 р. в м. Ялта Інститутом промислової екології разом з Міністерством з питань житлово-комунального господарства України, Міністерством охорони навколишнього природного середовища України, Національним агентством екологічних інвестицій України, Національною академією наук України, та Інститутом технічної теплофізики НАН України було організовано та проведено XX Міжнародну конференцію «Проблеми екології і експлуатації об'єктів енергетики».

На конференції розглядались питання енергоефективної модернізації житлово-комунального господарства України, розвиток та перспективи проектів спільного впровадження в рамках механізмів Кіотського протоколу для комунального господарства, а також практичні досягнення модернізації комунального господарства.

В роботі конференції взяли участь науковці, фахівці академічних, галузевих, науково-дослідних та проектних організацій, виробничих підприємств і комерційних структур

На конференції зареєстровано 84 учасника, з них: 1 представник Кабінету Міністрів України, 1 заступник міністра Мінжитлокомунгоспу України, 1 представник Нацекоеінвестагентства України, радник Голови Нацекоеінвестагентства України, керівник Департаменту екології і безпеки БЮРО ВЕРІТАС Черноморського регіону, 2 академіка НАН України, 3 доктора наук, представник Європейського Інституту санування, безпеці, страхуванню і розробці обладнання та засобів для охорони навколишнього середовища (SVT e.V.), (Німеччина), представники Інституту тепло- і масообміну ім. Ликова НАН Білорусь, віцепрезидент «Союзу екологічних аудиторів України», керівники облдержадміністрацій і виконавчих комітетів міських рад, керівники облтеплокомуненеро, представники провідних фірм-розробників котельного обладнання.

Конференція прийняла рішення звернутися до Міністерства з питань житлово-комунального господарства України з пропозицією:

Рекомендувати керівникам комунальних підприємств закінчити підготовку регіональних програм до 31.12.2010 р.

1. Опрацювати питання щодо затвердження регіональних програм без схем теплозабезпечення.

2. Звернутися до теплопостачальних підприємств з проханням активізувати діяльність з підготовки проектів спільного впровадження (СВ) для залучення фінансування регіональних програм.

3. Спільно з Націнвестагентством опрацювати питання щодо прискорення надання держпідтримки теплопостачальним підприємствам, виконуючим проекти СВ, відповідно до постанови від 25 листопада 2009 р. № 1313 «Про затвердження Порядку надання державної підтримки власникам об'єктів, що реалізують проекти, спрямовані на скорочення обсягу антропогенних викидів парникових газів згідно із статтею 6 Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату».

4. Спільно з Мінфіном опрацювати питання щодо заборони нецільового використання інвестиційної складової тарифу, та зробити її захищеною статтею з можливістю подальшого накопичення коштів на спец рахунках теплопостачальних підприємств з метою використання виключно для їх модернізації згідно з регіональними програмами.

5. Спільно з Мінфіном та Мінекономіки розглянути можливість погашення процентів по кредитах бюджетними коштами з переходом через фінансовий рік.

6. З метою залучення вторинних енергоресурсів до теплового балансу України спільно з зацікавленими Міністерствами та відомствами розглянути питання про введення платежів за теплові викиди.

7. З метою уніфікації технічної політики розглянути можливість об'єднання теплопостачальних підприємств областей в одну структуру (або делегувати повноваження).

8. Спільно з Мінрегіонбудом опрацювати питання щодо внесення змін до ДБН «Теплові мережі» в частині вимог до приміщень для встановлення індивідуальних теплових пунктів (ІТП).

9. Затвердити порядок фінансування та прийняття на баланс і обслуговування ІТП при реконструкції систем теплозабезпечення існуючого житлового фонду.

10. Спільно з Мінприроди опрацювати питання щодо запровадження єдиного еколого енергетичного аудиту.

11. Спільно з Мінприродою провести круглий стіл для обговорення залучення інвестицій міжнародних адаптаційних фондів зміни клімату відповідно до розпорядження № 209 для модернізації об'єктів ЖКГ.

12. Заборонити зниження потенційного біоресурсу України.

11.06.2010 р.



ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ

Україна, 03057, Київ, вул. Желябова, 2а
тел.: (044) 453 2862, тел./факс: (044) 456 9262
e-mail: engeco@kw.ua
www.engecology.com

Tel. (+ 038 044) 453 2862, Tel./fax: (+ 038 044) 456 9262
2a Zheliabova str., Kyiv 03057 UKRAINE

INSTITUTE OF ENGINEERING ECOLOGY

- Утилізатори теплоти: конденсаційні, контактні, контактньо-поверхневі
Heat recovery apparatuses: condensation, contact, surface-contact
- Повітряпідігрівачі
Air heaters
- Модернізовані подові випромінюючі пальникові пристрої
Modern hearth radiation burners
- Інтенсифікація топкового теплообміну
Intensification of fire-chamber heat exchange
- Пальникові пристрої двостадійного спалювання
Gas burners for two-stage burning
- Мазутопідігрівачі
Fuel oil heaters
- Сміттєспалювальні модулі потужністю 2 т ТПВ/год
Waste incineration units (2 t per hour)
- Пило- та газоочищення
Dust and gas cleaning
- Зменшення утворення NO_x
Reduction of NO_x formation
- Допалення газових органічних викидів
Afterburning of organic gas emissions
- Поліпшення екологічного стану та зменшення використання пального
Improving of environmental situation and reduction of fuel consumption
- Підготовка проектів спільного впровадження зі зниження викидів парникових газів
Joint Implementation projects for reduction of greenhouse gases emission

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;
- проведение экологических исследований и экспертиз, а также энергетического и экологического обследования промышленных предприятий с выдачей соответствующих рекомендаций.

Институт промышленной экологии предлагает следующие разработки, направленные на экономию топливно-энергетических ресурсов и улучшение экологической ситуации:

1. Подготовка проектов совместного осуществления по сокращению выбросов парниковых газов за счет:

– снижения затрат топлива и энергоресурсов в результате повышения эффективности работы энергетического оборудования коммунальных, энергетических и других предприятий;

– за счет улавливания свалочного газа на полигоне твердых бытовых отходов;

– за счет использования биогаза канализационных сточных вод;

– за счет использования биогаза пищевых предприятий, и т.п.

2. Комбинированная технология для снижения образования оксидов азота, газоочистки и утилизации теплоты уходящих газов топливосжигающего оборудования.

3. Модернизированные подовые горелки с повышенным КПД и пониженным образованием оксидов азота для котлов производительностью до 10 Гкал/час.

4. Горелочные устройства двустадийного сжигания с пониженным образованием оксидов азота для котлов типов ПТВМ, КВГМ и др.

5. Технология рециркуляции продуктов сгорания в воздух и топливо для снижения образования оксидов азота.

6. Технология повышения КПД котлов с одновременным снижением образования оксидов азота путем интенсификации топочного теплообмена с использованием вторичных излучателей.

7. Технология подогрева дутьевого воздуха для горелок котлов и печей с использованием вторичных энергоресурсов.

8. Технология подогрева топочных мазутов с использованием теплоты продуктов сгорания.

9. Скрубберы тонкой очистки от пыли в промышленности и энергетике.

10. Системы золоулавливания для промышленных и отопительных котлов.

11. Системы пылеочистки для технологических процессов с улавливанием и возвратом материала в цикл.
12. Технология нейтрализации выбросов паров органических веществ, в том числе с использованием энергопотенциала нейтрализуемых веществ.
13. Мусоросжигательные модули производительностью 2 т ТБО в час.
14. Комбинированные системы использования отходов горюче-смазочных материалов в качестве топлива.
15. Горелки для сжигания биогаза.
16. Подогрев приточного вентиляционного воздуха за счет теплоты обратной теплосетевой воды.
17. Высокоэффективные, в том числе конденсационные, теплообменники из труб с кольцевыми канавками.

Ежегодно Институт проводит конференцию стран СНГ с международным участием «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики» в Крыму.

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 энерго-сберегающих 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: engeco@kw.ua
www.engecology.com

ПОДГОТОВКА ПРОЕКТОВ СОВМЕСТНОГО ВНЕДРЕНИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АТМОСФЕРУ ОБЪЕКТАМИ СИСТЕМ КОММУНАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ УКРАИНЫ

Институт промышленной экологии выполняет работы по обследованию энергетических объектов, разработке методов повышения эффективности их работы, уменьшения расхода топлива и энергоресурсов и снижения выбросов парниковых газов (ПГ) (в первую очередь углекислого газа) в атмосферу.

Обязательства по сокращению выбросов парниковых газов стран-участниц Киотского протокола к Рамочной Конвенции ООН об изменении климата начали действовать с начала 2008 года. Украина в масштабе страны обязана лишь не превысить уровень выбросов ПГ в базовом 1990 году. Это способствует возможности передачи украинскими предприятиями заинтересованным странам или организациям дополнительных Единиц сокращения выбросов (ЕСВ) ПГ, образованных в результате осуществления мер по снижению выбросов на своем предприятии, путем зачета в рамках проектов Совместного Внедрения или с использованием иных механизмов согласно Киотскому протоколу. Участие промышленных предприятий в проектах Совместного Внедрения дает возможность привлечь дополнительное «зеленое» финансирование в модернизацию производства, направленную на внедрение энергоэкономных технологий или на комплекс работ по энергосбережению.

Институт выполняет весь комплекс работ по подготовке и сопровождению проекта Совместного Внедрения за счет реконструкции оборудования энергоблоков ТЭЦ, систем коммунального теплоснабжения и промышленных предприятий Украины, полигонов ТБО: подготавливает пакеты документов для подачи заявки на проект СВ как в Национальное агентство экологических инвестиций Украины, так и потенциальному покупателю, включая краткое описание проекта и сопроводительные документы; сопровождает процесс подачи и прохождения заявки; после прохождения первого этапа (получения Письма поддержки) подготавливает проектно-техническую документацию проекта СВ, включая описание проекта, описание базового сценария, ТЭО, обоснование дополнительности проекта, план мониторинга выбросов ПГ, характеристику технических, экономических, финансовых аспектов проекта, ОВОС, план генерирования ЕСВ, финансовый план реализации проекта и т.д.; подготавливает и сопровождает процесс детерминации проекта; подготавливает и сопровождает заключение контракта с покупателем Единиц сокращения выбросов; подготавливает пакет документов и сопровождает процесс получения Письма одобрения проекта от Национального агентства экологических инвестиций Украины; подготавливает пакет документов для регистрации проекта в Надзорном комитете по проектам Совместного внедрения (Путь 2) либо для утверждения проекта в Национальном агентстве экологических инвестиций Украины (Путь 1), и сопровождает процесс регистрации либо утверждения проекта.

В ходе последующего внедрения проекта Институт осуществляет подготовку периодических отчетов по мониторингу проекта, подготовку и сопровождение процессов первичной и периодических верификаций проекта, подготовку и сопровождение процесса передачи единиц сокращений выбросов парниковых газов со счета Заказчика в Национальном реестре Украины на счет покупателя в реестре страны-партнера по проекту.

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62
e-mail: engeco@kw.ua
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, вварены 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
Кэффициент 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 $\alpha = 1$), мг/м ³	
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: engeco@kw.ua
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, вваренных 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 вварены 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 вентиляторной 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 $Q_n^p = 35600 \text{ кДж/м}^3$), 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 НАН Украины, производится АК «Киевэнерго».

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: engeco@kw.ua
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 CO_2 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.

Адрес для запроса дополнительной информации:

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: engeco@kw.ua
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/м³;
- 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: engeco@kw.ua
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 CO₂, NO_x, и др.), является интенсификация теплообмена и соответственно теплоотдачи в топочной камере.

При сжигании природного газа в относительно небольших топочных 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 экранов 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).

Адрес для запроса дополнительной информации:

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: engeco@kw.ua
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.

Адрес для запроса дополнительной информации:

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: engeco@kw.ua
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 котелов 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.

Адрес для запроса дополнительной информации:

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: engeco@kw.ua
www.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 вентилятора и обеспечиваются требования ПДВ (менее $5 \cdot 10^3$ микробных частиц в 1 м³ очищенного воздуха).

Адрес для запроса дополнительной информации:

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а
Тел.: (38 044) 453-28-62, тел./факс: (38 044) 456-92-62
e-mail: engeco@kw.ua
www.engecology.com



**АП «Ялтинский Учебно-методический центр экологии» –
многоплановое предприятие**
Основная деятельность – учебная (лицензия № 010002 НБУ-Р от 25.11.98)

ЯУМЦЭ располагает гостиницей с номерами со всеми удобствами на 40 мест, столовой, аудиториями, необходимой оргтехникой для проведения занятий, семинаров, совещаний. Центр готовит специалистов по вопросам охраны труда. Коллектив центра окружает слушателей теплом и заботой. В комнатах всегда чисто, белоснежное белье благоухает свежестью, везде цветы, в столовой по-домашнему уютно, персонал столовой три раза в день вкусно и разнообразно кормит слушателей. В свободное от занятий время слушатели могут ознакомиться с достопримечательностями Крыма – Ялтой, Алупкинским Воронцовским дворцом, «Ласточкиным гнездом», совершить экскурсии в Ливадийский дворец и город Севастополь. В пяти минутах ходьбы расположен Мисхорский парк и знаменитый пляж «Русалка». В теплое время года до и после занятий можно окунуться в ласковые воды Черного моря, но даже и в холодное время море прекрасно, и прогулка по его берегу надолго вселяет бодрость, снимает усталость. Освобожденные от бытовых забот слушатели могут всецело посвятить себя учебному процессу, к их услугам хорошая техническая библиотека, видеофильмы, компьютеры.

Обучение проводится по следующим направлениям:

- Охрана труда;
- Эксплуатация объектов повышенной опасности (Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды, лифтов, грузоподъемных механизмов, систем газоснабжения);
- Электробезопасность – обучение лиц, ответственных за энергохозяйство предприятий;
- Подготовка специалистов электротехнических лабораторий;
- Проектирование, строительство и эксплуатация возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Для технического обеспечения этого курса имеется действующий гелиополигон с автоматической системой управления, позволяющий слушателям выбирать оптимальные варианты применения ВИЭ для своих предприятий. Кроме этого, гелиополигон является демонстрационным, так как он смонтирован из коллекторов различных типов. Одновременно он обеспечивает горячей водой нужды всего здания Центра.

Большое внимание на занятиях уделяется вопросам организации Системы управления охраной труда на предприятиях. В программе занятий лекции,

практические, выездные занятия на лучших предприятиях ЮБК, разбор конкретных ситуаций, тестирование. Слушатели закрепляют свои знания на персональных компьютерах с помощью обучающей и контролирующей программы «Охрана труда».

Курсы заканчиваются комплексным экзаменом с выдачей удостоверения установленного образца.

Для должностных лиц и специалистов производственной сферы курс рассчитан на 12 дней, для непроизводственной сферы – на 6 дней.

Наш адрес: 98671 Республика Крым, г. Ялта, Кореиз-1, Алупкинское шоссе, 10.

Телефон: (0654) 242487.

E-mail: yaumcесо@ukrpost.ua

Проезд: от автовокзала г. Ялты автобусом № 27 или маршрутным такси № 27^а до остановки «Мисхорская курортная поликлиника».

ООО «МЕЖДУНАРОДНАЯ АССОЦИАЦИЯ ТЕРМОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ» ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОВРЕМЕННОЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОМПАНИЙ-ЧЛЕНОВ АССОЦИАЦИИ

Одно из направлений, поддерживаемое ассоциацией – конденсационные газовые котлы.

В феврале этого года отечественный производитель теплотехники «АТОНМАШ» презентовал конденсационный котел. На украинском рынке под торговой маркой ATON будут представлены навесные конденсационники мощностью 22–36 кВт.

Как сообщили сотрудники Торгового дома «АТОН», котел произведен на базе новейших технологий голландской компании Intergas, производящей отопительное оборудование с 1939 года.

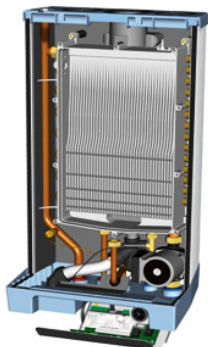


Сотрудничество по конденсационным технологиям с голландскими партнерами Intergas – лидером рынка в данном сегменте – началось еще в 2007-м году.

«Уникальность конденсационного котла ATON в его «сердце» – алюминиевом теплообменнике, в который интегрированы два медных контура. Уникальная технология соединения алюминия и меди используется в автомобилестроении. Такое соединение металлов при эксплуатации в условиях жесткой воды увеличивает практически вдвое срок эксплуатации оборудования, по сравнению с котлами, в которых использованы стальные теплообменники», отмечает Дмитрий Евтеев, коммерческий директор.

Коррозия стали происходит намного быстрее в условиях воды с солями кальция и магния, и поэтому такой теплообменник после 5–6 лет требует затратного капремонта или вообще замены.

Сегодня конденсационные котлы – это одна из самых эффективных технологий в отоплении, поскольку она имеет самый высокий коэффициент полезного действия (условный КПД¹ составляет 109%) и самый низкий уровень вредных отходов (газов NO_x и CO) – в 20 раз меньше действующих в Украине. Данные котлы отличаются значительной экономией до 17% топлива, по сравнению с традиционными и до 33% топлива по сравнению с устаревшими газовыми котлами. Дополнительная экономия при установке конденсационного котла ATON достигается еще и за счет его уникальной конструкции, благодаря которой, составные части не изнашиваются. Также, котел работает в режиме конденсации при приготовлении горячей воды, что невозможно при использовании обычных технологий.



Конденсационный котел АТОН имеет низкие шумовые характеристики, а благодаря вентилятору с регулируемой частотой вращения и многоступенчатому насосу отопительного контура мало потребляет электроэнергии. Управление котлом полностью автоматизировано. Оно осуществляется от микропроцессора, что обеспечивает повышенную безопасность эксплуатации котла. Также возможен удаленный контроль работы данного котла. Оборудование защищено от: накипи, замерзания, дефицита давления воды или блокирования насоса.

С каждым годом конденсационная техника занимает все более уверенные позиции на рынке отопительного оборудования. Во всем мире уделяют особое внимание проблемам экологии и энергосбережения, правительства стимулируют переход на новые конденсационные котлы. Так, например, в странах ЕС тот, кто устанавливает у себя такое оборудование, получает дотации из бюджета. А в некоторых странах правительство уже запрещает использовать котлы традиционного типа, позволяя использовать в системах индивидуального отопления только конденсационные котлы.

Справка о «Заводе «АТОНМАШ»

В 2006 году из состава ОАО «Красиловский машиностроительный завод» выделено отдельное предприятие – ООО «Завод Атонмаш», которое является одним из ведущих предприятий теплотехнического холдинга АТОН ГРУПП. Продукция завода сертифицирована в Украине, России, Белоруссии, Молдавии. Предприятие первое среди аналогичных в теплотехнической отрасли внедрило и сертифицировало систему управления качеством в соответствии с требованиями ДСТУ ISO 9001-2001. Ассортимент продукции насчитывает более 30 разновидностей бытовых котлов, предназначенных для теплоснабжения индивидуальных жилых домов, квартир, административно-хозяйственных и производственных объектов, оборудованных автономными системами водяного отопления с естественной или принудительной циркуляцией теплоносителя. За историю своего развития предприятие стало большим современным заводом европейского образца с передовыми технологиями производства отопительной техники, производящим более 100 тысяч единиц отопительной техники в год. Подробнее о компании – <http://www.aton.ua>.

Справка ЗАО «ХК «Укртехнопром»

Один из лидеров рынка отопительной техники Украины, основным направлением деятельности которой является поставка бытового и промышленного теплотехнического оборудования под торговой маркой АТОН на территорию Украины, России и Белоруссии. В продуктовом портфеле компании более 70 наименований собственной продукции, дополнительно в линейке продаж представлено теплотехническое оборудование других производителей, которое обеспечивает полноту ассортимента. Производственные мощности расположены в Хмельницкой области на заводе Атонмаш и Красиловском машиностроительном заводе, центральный офис компании находится в Киеве. Вся выпускаемая продукция сертифицирована на соответствие действующим нормам техники безопасности и охраны окружающей среды Украины, России и Белоруссии. Реализация и

сервисное обслуживание отопительной техники осуществляются через развитую дилерскую сеть по всей территории Украины. <http://www.ukrtehnoprom.com>.

ООО «Международная ассоциация термознергетических компаний» (МАТЭК) представляет **безопасные и надежные готовые модульные котельные**. Рост тарифов на традиционные виды топлива мотивирует активное внедрение **альтернативных видов топлива**. Если у Вас имеется: деревянная щепа или пеллеты, черный или бурый уголь (орешек), торф фрезерованный или брикетированный – любое из этих видов топлива можно сжигать в финских автоматизированных котельных **MEGAKONE** (без переоборудования!).

Мощности котелен: от 30 кВт до 1,2 МВт.

Модуляция мощности: от 5 до 100%.

Готовые модульные котельные установки являются хорошим залогом для кредита. Вы будете знать конечную стоимость и точную дату доставки в момент заказа. **Теперь возможен лизинг и покупка в рассрочку.**

Серия AgriCont – это серия полностью автоматизированных модульных многотопливных котельных установок, имеющая широкий типоразмерный ряд в диапазоне мощностей от 30 до 300 кВт.

Большой топливный бункер позволяет иметь достаточный запас топлива на длительный период работы котельной.

Возможность использовать разные виды топлива (щепу, древесные и торфяные брикеты, древесные и торфяные пеллеты, опилки, дизельное топливо, мазут) значительно упрощает задачу топливоснабжения.

Монтаж и пуско-наладка модульной котельной AgriContPower занимает минимальное количество времени, так как оно комплектуется и собирается на заводе. Все что вам нужно сделать – подсоединить трубопроводы прямой и обратной воды и подвести электроэнергию. Модульная котельная AgriContPower может быть поставлена в различной комплектации согласно запросам Заказчика.

AGRICONTPower	
Мощность:	30, 60, 75, 80, 100, 120, 150, 200, 250, 300 кВт
Топливо:	древесная щепа, брикеты, пеллеты, торфяные брикеты и пеллеты, уголь, дизельное топливо
Габариты:	2,5×4,4 м (W-модель 3,0×4,4 м), высота 3,67 м
Масса:	4,5–6 т
Бункер:	11 м ³ (W-модель 14 м ³)
Топливоподача:	пружинный забрасыватель со шнеком прямой подачи топлива в горелку.
Комплектация:	котел в сборе, КИПиА, трубы, гидросистема подъема крыши топливного бункера, кислотостойкая труба.

Серия MAXICONT



Большой топливный бункер позволяет иметь достаточный запас топлива на длительный период работы котельной, независимо от того какой вид топлива вы используете: древесную щепу, брикеты или пеллеты. W- и EW-модели оснащены двухстворчатой дверью топливного бункера и бетонированной наклонной площадкой перед ним. Это позволяет загружать топливо в бункер котельной непосредственно из кузова самосвала.

Модульная котельная MaxiCont в стандартной комплектации имеет все необходимое оборудование.

Шнековая система подачи топлива обеспечивает равномерную подачу топлива в топку котла.

Шлюзовой затвор MaxiCont системы подачи топлива препятствует проникновению дымовых газов в топливный бункер.

Автоматическая система удаления золы позволяет содержать камеру сгорания и зольник в чистоте.

Водоохлаждаемая насадка горелки с подвижной решеткой входит в стандартную комплектацию MaxiCont и AgriCont мощностью более 150 кВт.

Все модульные котельные могут быть оборудованы системой дистанционного управления, которая позволяет контролировать и управлять процессом через браузер Интернета. Все что вам потребуется это лишь Интернет-соединение. Нет необходимости в установке дополнительного программного обеспечения.

MAXICONT
Мощность: 60, 80, 100, 120, 150, 200, 250, 300, 400 кВт
Топливо: древесная щепа, брикеты, пеллеты, торфяные брикеты и пеллеты, уголь, дизельное топливо
Габариты: 3,0×6,0 м (W-модель 3,5×6,0 м), (EW-модель 4,0×6,0 м) высота 3,5 м
Масса: от 8,5 до 10,5 т
Бункер: 23 м ³ (W-модель 26 м ³) (EW-модель 29 м ³)
Топливоподача: пружинный забрасыватель, двухступенчатая система подачи топлива в горелку.
Комплектация: котел в сборе, КИПиА, трубы, гидросистема подъема крыши топливного бункера (а также отсека, где установлен котел мощностью более 300 кВт), кислотостойкая труба.

Официальным представителем финской компании MEGAKONE является компания **НПФ «Технотерм»**

г. Киев-03151, ул. Молодогвардейская, 11, тел./факс: (044) 490-51-45,
www.tehnoterm.com.ua E-mail: office@tehnoterm.com.ua)

ПРОДУКЦИЯ КОМПАНИИ BROEN – ИДЕАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ КАЧЕСТВА И ЗАБОТЫ ОБ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ

Компания **BROEN** основана в 1948 году в Дании. В 1993 году компания вошла в состав голландского концерна Aalberts Industries. В 1997 году в состав компании **BROEN** вошел польский завод DZT по производству трубопроводной арматуры для тепло-, газоснабжения, а в 2008 году компания стала владельцем завода ZAWGAZ (Польша), который является одним из мировых лидеров по производству трубопроводной арматуры для заправочных станций и газопроводных магистралей.

Благодаря многолетнему опыту и ответственности за производство качественной продукции компания **BROEN** стала известной во всем мире. **BROEN** является лидером в таких сферах, как строительство, тепло- и газоснабжение, изготовление оборудования медицинского назначения, оборудования для лабораторий, а также производство душевых систем для безопасного удаления агрессивных сред (химических и других).

BROEN – интеллектуальные идеи, касающиеся разумного использования природных ресурсов. Разработка и воплощение идей для комфортного использования продукции в системах отопления, кондиционирования, вентиляции и канализации. Разработка регулирующей арматуры для оптимального использования энергии, а также оборудование для лабораторий, которое обеспечивает быстрое удаление агрессивных сред при попадании их на тело человека.

BROEN имеет дочерние компании-партнеры во всем мире и насчитывает более 850 сотрудников.

В Украине компания **BROEN** имеет представительство и дилерские сети в регионах страны, сотрудники которых профессионально подберут необходимую продукцию для определенных условий эксплуатации. Компания имеет склады в Украине и известна своими кратчайшими сроками поставки по Украине и направляемую с завода в Польшу.

В Украину продукция компании **BROEN** поставляется уже более 10 лет и за это время завоевала доверие во многих регионах страны. О высоком качестве продукции говорит многолетнее сотрудничество **BROEN** с такими компаниями-лидерами, как ООО «Эволюкс», ООО «Эмет-Арматура», ЗАО «Темно», ООО «СИК «Прима Терм», корпорация «Энергоресурс-Инвест», ЗАО «Оболонь», ЧП «Энтерком», КП «Теплоснабжение города Одесса» и многими другими организациями.

В Украине мы известны благодаря таким объектам, как ТЦ «Сады Победы» (Одесса), тепловые сети г. Одесса, тепловые сети г. Киев, системы теплоснабжения здания Кабинета Министров (Киев), системы теплоснабжения здания Минтранса (Киев), системы теплоснабжения Киево-Печерской Лавры (Киев), системы теплоснабжения шахты им. Засядько (Донецк), системы теплоснабжения

мемориала жертвам Голодомора (Киев), системы теплоснабжения ОАО «Запорожсталь» (Запорожье), тепловые сети жилищного комплекса «Чайка» (Киевская обл.) и др.

Надежность и качество продукции гарантирует:

- защиту окружающей среды от возможных поломок и соответствующих выбросов рабочих сред в окружающую среду;
- избежание утечек и потерь рабочей среды;
- исключение затрат, понесенных в результате поломки продукта;
- долговечную и качественную работу.

Конструкция основного вида продукции BROEN Ballomax – стального крана шарового



1. Ручка /сталь/
2. Гайка-колпачок /сталь St 1.0715/
3. Стопорная шпилька
4. Промежуточное кольцо
5. Направляющая штока /сталь St 3S/
6. Кольцо /EPDM/
7. Уплотняющее кольцо
8. Шток /нержавеющая сталь 1.4305/
9. Прокладка /PTFE+20%C/
10. Шар /нержавеющая сталь X6CrNi18-10/
11. Седло шара /материал PTFE +20%C/
12. Поддерживающее кольцо /нержавеющая сталь X6CrNi18-10/
13. Пружинная шайба /сталь 1.1248/
14. Корпус крана /сталь P235GH/

Основные виды продукции, поставляемой в Украину

BROEN

INTELLIGENT FLOW SOLUTIONS

Ballomax



Краны шаровые
стальные полно- и
неполнопроходные

Ду – 10–600

Ру – 16/25/40,
Т = 200/250

Муфтовое, флан-
цевое, приварное,
комбинированное

Вода, пар, воздух,
масло и т.д.

Системы тепло-,
газоснабжения,
вентиляция

Ballomax



Краны шаровые
стальные предизо-
лированные для под-
земной установки

Ду – 10–300

Ру – 16/25/40,
Т = 200

Приварное

Вода, пар, воздух,
масло и т.д.

Системы теплоснаб-
жения

Ballorex



Клапаны балан-
сировочные для
регуливки сис-
тем отопления

Ду – 10–300

Ру – 16,
Т = –10...+135

Муфтовое, флан-
цевое, приварное

Вода, охлаждаю-
щие среды

Системы отопле-
ния и кондицио-
нирования

Zawgaz



Краны шаровые
стальные полно-
и неполно-
проходные

Ду – 10–700

Ру – 16–100,
Т = –60...+200

Муфтовое, флан-
цевое, приварное

Газ, нефтепро-
дукты, вода

Системы тепло-,
газо-, нефтеснаб-
жения



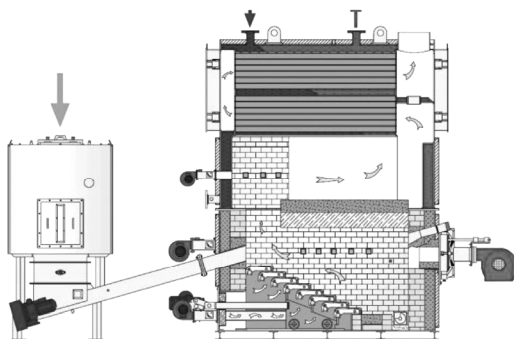
Представництво BROEN-Україна
м. Київ, моб.: +38 (067) 656-44-94,
факс.: +38 (044) 592-54-08,
rza@broen.net.ua, www.broen.net.ua

В. М. Островский

ЗАО «Энергосантехпроект», г. Москва

**ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК,
РАБОТАЮЩИХ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА,
КАК ЭЛЕМЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
РЕГИОНОВ**

Котел BIOTEC



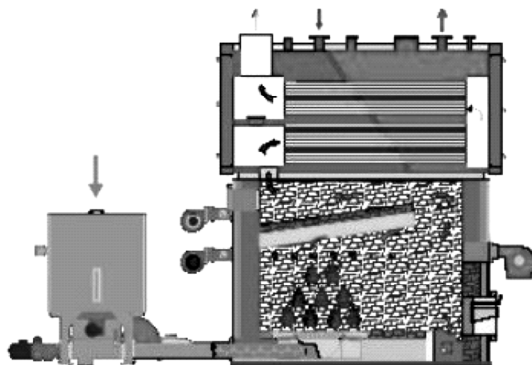
- | | |
|-------------------------------------|----------------|
| – Для производства горячей воды | +95 °С, 2 бар |
| – Для производства перегретой воды | +110 °С, 2 бар |
| – Для производства насыщенного пара | 0,7 бар |

Системы подачи топлива:

- неподвижная колосниковая решетка (модель Biotec/F) для сжигания топлива максимальной влажностью 50% по сухой базе;
- подвижная колосниковая решетка со шнековой подачей (модель Biotec/G) для топлива максимальной влажностью до 80% по сухой базе и размерами до 3 см;
- подвижная колосниковая решетка с толкателем (модель Biotec/SP) для топлива максимальной влажностью до 80% по сухой базе и размерами до 30×5×5 см.

Несколько проходов уходящих газов внутри котла дает в результате максимальную производительность установки при низких выбросах в атмосферу. За счет использования гидравлических толкателей котел способен сжигать куски топлива нестандартных размеров и форм.

Котел GLOBAL



- | | |
|-------------------------------------|----------------------------|
| – Для производства горячей воды | +95 °С, 2 бар |
| – Для производства перегретой воды | +150 °С, 12 бар |
| – Для производства насыщенного пара | 12 бар |
| – 8 моделей с тепловой мощностью | 300 000 кКал/час (349 кВт) |

Подача топлива осуществляется механическим шнеком для топлива влажностью до 50% или наклонной мобильной решеткой для топлива влажностью до 100%.

Несколько проходов уходящих газов внутри котла дает в результате максимальную производительность установки при низких выбросах в атмосферу.

Котел оснащен мобильной наклонной решеткой из хромистого чугуна (для топлива влажностью от 30 до 100%) с горизонтальным возвратно-поступательным функционированием при помощи механического толкателя для продвижения топлива по решетке.

В котле GLOBAL происходит автоматическое удаление золы при помощи скребка и шнека.

Вентиляционные камеры под решеткой разделены на отсеки для рационального направления первичной, вторичной и третичной воздушной горючей смеси.

Котлы GLOBAL оснащены:

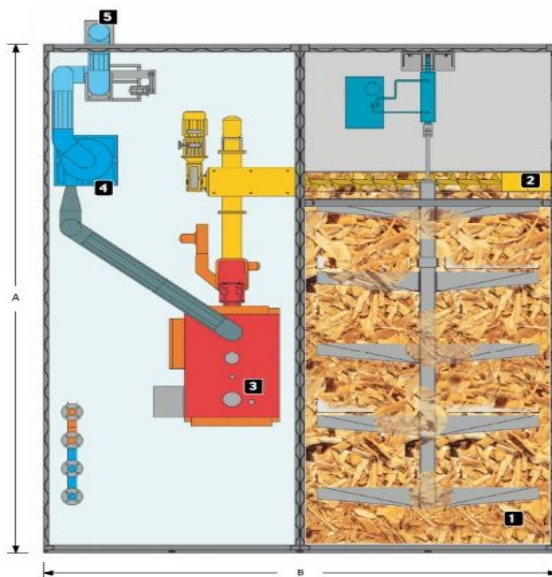
- пилот-горелка первого воспламенения топлива;
- главный пульт управления, который позволяет осуществлять:
 - 1) управление подачей топлива;
 - 2) регулирование подачи первичной и вторичной горючей воздушной смеси;
 - 3) контроль сгорания при помощи анализа CO_2 в уходящих газах.

БИО-КОНТЕЙНЕР

Многоцелевая мобильная котельная состоит из блоков, смонтированных внутри 2-х стандартных контейнеров:

– *Первый блок* – котел с вспомогательным оборудованием и системой управления.

– *Второй блок* – топливный склад с механизмом выгрузки типа «живое дно» объемом 20 м³.



Размеры:
A - 6050 mm
B - 4860 mm
h - 2600 mm
Мощность от Kcal/h 80.000 (Kw 92)
до Kcal/h 300.000 (Kw 348)

Основное топливо: древесные отходы (кора, щепа, опилки).

Резервное: газ или дизельное топливо (по проекту).

Котел мощностью 92÷348 кВт комплектуется механизмом автоматической подачи топлива шнекового типа, циклоном с дымососом, механизмом золоудаления.

Склад топлива оснащен системой «подвижного дна» на направляющих шнеках для хранения и подачи щепы, стружки, коры, опилок в сухом и сыром виде, связанной с системой подачи топлива котла.

Котел предназначен для работы на отходах деревообработки, высокой влажности и других био-материалах.

Система автоматического золоудаления направляет золу в герметичный золосборник.

На выходе из котла установлен мультициклон для очистки уходящих газов и дымовая труба.

Наукове видання

ПРОБЛЕМИ ЕКОЛОГІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

Матеріали XX міжнародної конференції

(8–12 червня 2010 р., м. Ялта, смт. Кореїз)

(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 23.12.2010 р. Формат 60×84 1/16. Папір офсет.
Гарнітура «Times New Roman». Друк офсетний. Ум. друк. арк. 16,16.
Обл.-вид. арк. 12,30. Тираж 150 екз. Зам. № 124.

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.*

Надруковано в ТОВ «Аякс Прінт»
04074, м. Київ, вул. Бережанська, 4