

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ УКРАИНЫ

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА  
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА УКРАИНЫ

НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНЫ

ИНСТИТУТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕПЛОФИЗИКИ

ИНСТИТУТ ГАЗА

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

# ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

*Сборник трудов*

*Под редакцией  
кандидата технических наук  
A. I. Сигала*

КИЕВ  
ИПЦ АЛКОН  
2017

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 Сборник трудов / Институт промышленной экологии. – К. : ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2017. – 222 с.

ISBN 978-966-8449-62-8

В сборнике помещены труды участников XXVI Международной конференции «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики» (20–24 сентября 2016 г., г. Одесса), а также другие материалы по теме, поданные в оргкомитет специалистами отрасли.

Материалы посвящены общим проблемам энергетики, экологическим проблемам теплозонергетики, вызовам и перспективам приведения экологической политики в соответствие с нормативами Директивы 2010/75/ЕС, механизмам внедрения внутренней торговли выбросами парниковых газов в соответствии с Директивой 2003/87/ЕС, проблемам эксплуатации объектов промышленной и муниципальной энергетики, современным технологиям скважин топлив, экологически чистым и энергосберегающим технологиям, процессам скважинания бытовых отходов, анализу автономных источников теплоснабжения, перспективе внедрения системы энергоменеджмента в Украине, а также внедрению энергоэффективных проектов в зданиях.

УДК 504.03+620.9  
ББК 28я43+31.19я43

ISBN 978-966-8449-62-8

© Институт промышленной экологии, 2017

© ИПЦ АЛКОН НАН Украины (оформление), 2017

## **СОДЕРЖАНИЕ**

**Сигал А. И.**

ПРОБЛЕМЫ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ  
В УКРАИНЕ ..... 9

**Никитин Е. Е.**

ПРИМЕНЕНИЕ КOGNITIVNOGO PODХODA DЛЯ ANALIZA  
CITUACIИ V SFERE ЦENTRALIZOVANNOGO  
TEPLOSNABZHENIЯ ..... 16

**Колмиков Ю. М.**

УЧАСТЬ UKRAЇNSKOGO SOUZU PROMISLOVЦІV  
I PІDPRIЄMЦІV U PІDTRIMЦІ TERMMODERНІZАЦІЇ  
JITLOVOGO SEKTORU UKRAЇNI ..... 24

**Мацевитий Ю. М., Русанов А. В., Соловей В. В., Тарелин А. А.**

ZABEZPECHENНA RОZVITKU EKOLOGICHNOї ENERGETIKI  
VISOКОЇ EFEKTIVNOSTI ..... 31

**Раманаускас В.**

РАЗВИТИЕ БИОТОПЛИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ  
В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ ЛИТВЫ ..... 36

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

СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСА ОКСИДОВ АЗОТА ДО ЕВРОПЕЙСКИХ  
НОРМ И ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ  
ПОКАЗАТЕЛЕЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ КОТЛОВ ..... 40

**Буйнявичус К., Стрюгас Н.**

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОВЫХ КОТЛОВ  
ПУТЕМ КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ..... 44

**Арсирий В. А., Бутенко А. Г.**

УЛУЧШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
ХАРАКТЕРИСТИК ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ 300 МВт ..... 49

**Демченко В. Г.**

БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНА ОЦІНКА ЗАХОДІВ  
ПО ОПТИМІЗАЦІЇ СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ..... 53

**Тарадай А. М., Гончаренко Д. Ф., Яременко М. А., Есин Е. С.,**

**Фомич С. В.**

ПОКВАРТИРНАЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИЯ ОСНОВА ДАЛЬНЕЙШЕГО  
РАЗВИТИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ-ЭФФЕКТИВНЫХ СИСТЕМ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ ..... 56

|  |     |
|--|-----|
| <b>Падерно Д. Ю., Корінчук К. О., Логвин В. О.</b>   |     |
| ОСОБЛИВОСТІ ВІЗНАЧЕННЯ БАЗОВОГО РІВНЯ ВИКІДІВ<br>ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ В РАМКАХ ПІДГОТОВКИ ДО УСТВ ДЛЯ<br>ПІДПРИЄМСТВ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ ..... | 63  |
| <b>Куруленко С. С.</b>   |     |
| ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА КВОТЫ НА ВЫБРОСЫ<br>ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО<br>КОМПЛЕКСА .....  | 71  |
| <b>Сігал О. І., Канигін О. В., Бикоріз Є. Й.</b>   |     |
| ВІЗНАЧЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ПРОЦЕСУ<br>ТЕПЛООБМІНУ В ТОПЦІ .....  | 75  |
| <b>Сігал О. І., Канигін О. В., Бикоріз Є. Й.</b>   |     |
| ВІЗНАЧЕННЯ КОНФІГУРАЦІЇ ФАКЕЛУ ТА КОНЦЕНТРАЦІЇ<br>ОКСИДІВ ВУГЛЕЦЮ В ТОПКОВОМУ ПРОСТОРІ .....   | 80  |
| <b>Канигін О. В., Бикоріз Є. Й., Корінчук К. О.</b>  |     |
| МОДЕЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ У ЖАРОВІЙ<br>ТРУБІ-ТОПЦІ ТА ОЦІНКА ЙОГО ВПЛИВУ НА ФОРМУВАННЯ<br>ОКСИДІВ АЗОТУ .....                                   | 83  |
| <b>Канигін О. В., Бикоріз Є. Й., Корінчук К. О.</b>  |     |
| ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛООБМІННИХ<br>ПРОЦЕСІВ В ТОПЦІ ЖАРОТРУБНОГО ДИМОГАРНОГО<br>КОТЛА.....  | 86  |
| <b>Кобзар С. Г., Халатов А. А.</b>   |     |
| ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ СТУПЕНЕВОГО СПАЛЮВАННЯ<br>ВУГІЛЛЯ КОТЛА ТПП 312 ПРИ НАВАНТАЖЕННІ 280 МВт <sub>e</sub> .....  | 91  |
| <b>Абдулин М. З., Сирый А. А., Жученко А. М.</b>   |     |
| ЕФФЕКТИВНОСТЬ ОГНЕТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА .....   | 94  |
| <b>Абдулин М. З., Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В.,<br/>Меранова Н. О., Тимошенко А. Б., Юрчук В. Л.,<br/>Іваненко Г. В., Клищ А. В.</b>                 |     |
| ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНОМ УСТРОЙСТВЕ<br>С УГЛОВЫМИ ТУРБУЛИЗАТОРАМИ ПОТОКА .....  | 99  |
| <b>Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В.,<br/>Меранова Н. О., Алешко С. А., Ганжа М. В., Юрчук В. Л.,<br/>Швецова Л. А.</b>                   |     |
| ТЕПЛОВОЕ СОСТОЯНИЕ СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОК<br>С ЗАЩИТНЫМИ ПОКРЫТИЯМИ .....   | 102 |

|  |     |
|--|-----|
| <b>Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Алешко С. А.,<br/>Рокитъко К. В., Полозенко Н. П., Блинов Д. Г.,<br/>Малецкая О. Е., Ольховская Н. Н.</b>                   |     |
| СТРУКТУРА ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ<br>ПРИ ПОДКОВООБРАЗНОМ ЭШЕЛОНИРОВАНИИ<br>СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ .....   | 106 |
| <b>Фиалко Н. М., Меранова Н. О., Майсон М. В., Тимощенко А. Б.,<br/>Иваненко Г. В., Клищ А. В.</b>   |     |
| МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ<br>В ПРЯМОУГОЛЬНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ НИШАХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ<br>СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ .....                         | 110 |
| <b>Фиалко Н. М., Навродская Р. А., Степанова А. И.</b>   |     |
| ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ<br>ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОВОВОЗДУШНОГО<br>ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРА СТЕКЛОВАРЕННОЙ ПЕЧИ .....                     | 114 |
| <b>Фиалко Н. М., Навродская Р. А., Степанова А. И.</b>   |     |
| СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ<br>ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИИ СЛОЖНЫХ<br>ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ .....   | 118 |
| <b>Фиалко Н. М., Гнедаш Г. А., Навродская Р. А.,<br/>Пресич Г. А., Новаковский М. А.</b>   |     |
| ВЛИЯНИЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВ<br>КОТЛОВ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННЫХ<br>УСТАНОВОК .....   | 122 |
| <b>Фіалко Н. М., Пресіч Г. О., Гнєдаш Г. О.,<br/>Новаковський М. О., Глушак О. Ю.</b>  |     |
| ЕФЕКТИВНА КОМБІНОВАНА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНА<br>СИСТЕМА КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК КОМУНАЛЬНОЇ<br>ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ .....  | 126 |
| <b>Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Меранова Н. О.,<br/>Алешко С. А., Стрижеус С. Н., Войтенко А. Ю., Хміль Д. П.,<br/>Брусинская Я. В., Остапчук Т. С.</b> |     |
| ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛООБМЕНА В ВЕРТИКАЛЬНЫХ<br>ТРУБАХ ПРИ СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЯХ .....   | 130 |
| <b>Фиалко Н. М., Шевчук С. И., Навродская Р. А.,<br/>Новаковский М. А., Дацковская И. Л.</b>   |     |
| АНАЛИЗ РАБОТЫ ДЫМОВЫХ ТРУБ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК<br>ПРИ ГЛУБОКОМ ОХЛАЖДЕНИИ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ .....   | 133 |

|   |     |
|---|-----|
| <b>Даниленко А. Г.</b><br>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ<br>КООПЕРАЦИИ ПРИ ДИВЕРСИФИКАЦИИ НАПРАВЛЕНИЙ<br>ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕРВИСНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ<br>В КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ .....                    | 137 |
| <b>Коломиець Д. Н., Петрик А. А.</b><br>ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ РЕАКЦИОННЫХ<br>ЗОН ПРИ ПРОДУВКЕ ВАННЫ СТАЛЕПЛАВИЛЬНОГО АГРЕГАТА<br>КИСЛОРОДОМ .....  | 141 |
| <b>Плашихин С. В., Семенюк Н. В.</b><br>ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ ФИЛЬТР И ЦИКЛОФИЛЬТР – ПРОГРЕССИВНЫЕ<br>ТЕХНОЛОГИИ ПЫЛЕОЧИСТКИ В ЦЕМЕНТНОЙ<br>ПРОМЫШЛЕННОСТИ .....   | 144 |
| <b>Фиалко Н. М., Тимченко Н. П., Халатов А. А.,<br/>Шеренковский Ю. В.</b><br>АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ГИБРИДНЫХ СИСТЕМ<br>ЭЛЕКТРОТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КАК АКТИВНЫХ<br>СМАРТ-ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ ..... | 148 |
| <b>Срмаков В. М.</b><br>ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА: ВПЛИВ ТА ВІДИ ПОРУШЕНЬ<br>НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА НА РОДОВИЩАХ<br>КАМ'ЯНОГО ВУГЛЯ .....  | 152 |
| <b>Барский В. А., Башта В. Н., Фришман А. Е., Черёмухин С. С.</b><br>ВЫСОКОЭФФЕКТИВНАЯ БЫСТРООКУПАЕМАЯ<br>ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ СИСТЕМА ДЛЯ КОТЕЛЬНЫХ<br>АГРЕГАТОВ .....  | 155 |
| <b>Коринчук Д. М.</b><br>ОБОСНОВАНИЕ КОМПОНОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЛИНИИ<br>ПРОИЗВОДСТВА КОМПОЗИЦИОННОГО БИОТОПЛИВА .....  | 158 |
| <b>Падерно Д. Ю., Логвин В. О.</b><br>ОГЛЯД НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ТА ЗОБОВ'ЯЗАНЬ<br>УКРАЇНИ З ОБМЕЖЕННЯ ВИКІДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН<br>В АТМОСФЕРУ .....  | 160 |
| <b>Павлюк Н. Ю.</b><br>ОСОБЛИВОСТІ ДИРЕКТИВИ 2010/75/ЄС СТОСОВНО<br>СПАЛЮВАННЯ ВІДХОДІВ ТА ПОБІЧНОГО СПАЛЮВАННЯ<br>ВІДХОДІВ .....   | 172 |

|  |     |
|--|-----|
| <b>Павлюк Н. Ю.</b>  |     |
| ПРОПОЗИЦІЙ ДО ПРОЕКТУ НАЦІОНАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ<br>ПОВОДЖЕННЯ З ПОБУТОВИМИ ВІДХОДАМИ В УКРАЇНІ.....                               | 177 |
| <b>Сігал О. І., Крикун С. С., Павлюк Н. Ю., Сатін І. В.,<br/>Плашихін С. В., Кіржнер Д. А., Семенюк М. В., Каменьков Г. Б.</b> |     |
| ДОСЛІДЖЕННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ СПАЛЮВАННЯ ТВЕРДИХ<br>ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ м. КИЄВА ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ ....                         | 181 |
| <b>Басок Б. И., Базеев Е. Т.</b>   |     |
| ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ – ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ<br>ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЙ ЭНЕРГОРЕСУРС .....  | 185 |

### ***НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ***

|   |     |
|---|-----|
| • РАБОТЫ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ИНСТИТУТОМ<br>ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ .....   | 191 |
| • КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНЫЙ, РАБОТАЮЩИЙ<br>НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ,<br>ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн) .....                 | 194 |
| • КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫЙ<br>ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн) .....   | 195 |
| • УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ И СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ<br>ОКСИДОВ АЗОТА КОТЛАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ<br>КОНТАКТНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ<br>ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ.....    | 197 |
| • МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ ПОДОВЫЕ ГОРЕЛКИ ТИПА МПИГ<br>ДЛЯ КОТЛОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДО 10 Гкал/час .....  | 199 |
| • ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТОПОЧНОГО ТЕПЛООБМЕНА<br>В КОТЛАХ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ<br>(ВТОРИЧНЫХ) ИЗЛУЧАТЕЛЕЙ .....   | 201 |
| • РЕЦИРКУЛЯЦИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ .....   | 203 |
| • МОДЕРНІЗАЦІЯ КОТЛІВ ПТВМ-50 .....   | 204 |
| • ЭКОНОМИЯ ГАЗА И ПРОДЛЕНИЕ РЕСУРСА КОТЛОВ<br>ТВГ-8, ТВГ-8М, КВГ-7,56 .....   | 206 |
| • ПЕРЕОБОРУДОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГОРЕЛОК<br>КОТЛОВ ТИПА ДЕ И ДКВР С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ<br>РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА (ОСОБЕННО<br>В ОСЕННЕ-ВЕСЕННИЙ ПЕРИОД) ..... | 207 |

|  |     |
|--|-----|
| • КОНДЕНСАЦІЙНИЙ ТЕПЛОУТИЛЗАТОР УТКП-0,7.<br>КОНТАКТНА КОМБІНОВАНА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНА<br>УСТАНОВКА.....                 | 208 |
| • СОКРАЩЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЖКХ<br>ЗА СЧЕТ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ .....                       | 210 |
| • СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СОБСТВЕННЫЕ<br>НУЖДЫ КОТЕЛЬНОЙ ЗА СЧЕТ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВА<br>УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ..... | 211 |
| • ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ ФИЛЬТР .....  | 212 |
| • ЦИКЛОФИЛЬТР.....   | 214 |
| • ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ .....  | 216 |
| • ВИПРОБУВАЛЬНА ЛАБОРАТОРІЯ ІТТФ НАН УКРАЇНИ.....  | 218 |
| • RIELLO S.P.A.....  | 219 |
| • Група компаній ТЕПЛОЕНЕРГО™ .....  | 221 |

*Институт промышленной экологии, г. Киев*

## **ПРОБЛЕМЫ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ В УКРАИНЕ**

В течение последнего года, с появлением проекта новой энергетической стратегии до 2035 года, неопределенность, которой характеризовалось положение в энергокомплексе Страны, только возросла. Так очевидно, что энергетика – отрасль, обслуживающая экономику страны, а вот стратегии развития экономики нет, и не очень понятно, какую именно, и насколько энергозатратную экономику должна обеспечивать энергетика.

В стратегии в соответствии с мировыми трендами предусмотрен к 2035 году полный отказ от сжигания угля на электростанциях, что позволило в национальном плане (НЭП) по сокращению выбросов брать на себя необоснованные обязательства, выполнение которых и проверка этого выполнения отнесены на 2028–2033 гг.

К сожалению, к тому же периоду времени можно отнести и массовый вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС, построенных СССР.

Учитывая вышеизложенное, Украина из мощнейшей в энергетическом смысле Державы может превратиться в покупателя электроэнергии.

Что же в альтернативе? Очевидно, что у Украины не хватает экономического потенциала для строительства новых энергоблоков АЭС. Кроме того, миф о дешевой атомной энергии базировался на «подаренных» энергоблоках и незаложенном в тариф полном жизненном цикле АЭС с учетом демонтажа и захоронения.

Бурное развитие солнечной, ветровой, биоэнергетики обусловлено, в значительной мере, зеленым тарифом и, пока этой энергии до 10 %, кошелек потребителя (через налоги) это выдерживает. Должна ли Страна и в дальнейшем развивать только дотационную из бюджета энергетику, это вопрос. Очевидно, что с ростом доли такой энергетики, компенсационная «зеленая» составляющая будет падать, а тариф возрастать, причем в разы.

Но, если уже рассматривать такую энергетику, основное преимущество которой состоит в возможности ее наращивания за счет внеш-

них инвестиций, то логично ввести не «зеленый», а компенсирующий тариф для уравнивания всех вновь вводимых мощностей, т.е. тариф на энергию от новых источников. Это подтолкнуло бы строительство ТЭЦ на ТБО (на бытовых отходах), сжигание RDF-топлива, подземную газификацию угля, торфа и т.д.

Пока же можно прогнозировать на 2035 г. наращивание объемов гидроэнергетики почти в 2 раза, до 15–16 %, за счет перехода в разряд генерации тех мощностей, которые сегодня используются как балансирующие, и ГАЭС. Рост солнечной энергетики потребует больших площадей (в Украине нет пустынь) (однако, массовая вырубка лесов с развитием биоэнергетики может компенсировать этот недостаток). Повышение эффективности производства электроэнергии с 18 до 22–23 % на фотоволтейках последнего поколения делает их соизмеримыми со старыми ТЭС (КПД = 28...29 %), при несоизмеримо меньших капитальных и эксплуатационных затратах. Основным недостатком является незавершенность жизненного цикла, т.е. поверхности солнечных батарей можно только захоранивать на нынешней стадии развития науки.

Ветроэнергетика имеет в Украине существенные перспективы, но представляется все же вторичной энергией. Так, источником ветра является перепад давлений между точками на местности. Использование именно этой первичной энергии перепада давлений было бы более логично и, видимо, к этому придут в ближайшем будущем. Так, проложенная между этими точками труба большого диаметра со встроенной ветротурбиной могла бы срабатывать в энергию тот же перепад давлений с меньшими последствиями для окружающей среды.

В целом же можно процитировать И. В. Плачкова, который сказал, что он подозревает, что каждый кВт и Гкал энергии нам достается по одной и той же итоговой цене независимо от метода и источника, а если что-то дешевле, значит, мы чего-то не учли или недосчитали.

Проведенные оценки показывают, что, даже если мы будем очень торопиться с замещающими мощностями, в районе 40-х годов 21 века наступит энергетическая яма и мы должны быть готовы к сокращению потребления энергоресурсов почти на 50 %.

Экологические требования к энергообъектам неуклонно растут, что отражается во все более жестких требованиях Директив ЕС.

И хотя, согласно законодательства Украины, международные обязательства Страны доминируют над национальным законом и подписание соглашения об ассоциации с ЕС гарантирует имплементацию директив ЕС в Украине, на деле все выглядит иначе.

По сути, Украина отказалась от нормы вышеприведенного закона и решила вводить каждую из директив ЕС в рамках ее имплементации отдельным, повторяющим ее законом, внося ее на рассмотрение ВР. Не стоит говорить, что после обсуждения в ВР эти законы с изменениями и дополнениями мало похожи на директивы ЕС, но и для принятия их всех с учетом особенности работы наших законодателей понадобятся десятилетия.

Что же происходит и произойдет за это время в коммунальной теплоэнергетике? Кстати, только в нашей стране это коммунальное хозяйство и, соответственно, его курирует Министерство регионального развития, во всех иных странах – это отрасль энергетики.

Отсутствует комплексный подход, стратегическое видение и техническая политика отрасли. Не во всех областях есть «Региональная программа модернизации коммунальной теплоэнергетики», а там, где они есть, – не выполняются и уже устарели, а новые не разрабатываются. Они должны базироваться на региональных топливных и энергобалансах, а также на схемах теплоснабжениях городов, однако зачастую отсутствуют как первые, так и вторые. И хотя отсутствие на местном уровне таких документов является прямым нарушением нормы закона, нас успокаивают, что это не единственный закон, который не выполняется.

Только на основании схемы теплоснабжения города должен устанавливаться тариф на тепловую энергию, так как из этого документа можно оценить необходимый объем инвестиционной составляющей в тарифе. Отсутствие прогнозируемой этой величины сильно снижает инвестиционную привлекательность отрасли. В странах Европы ужесточение экологического законодательства обычно является локомотивом технического перевооружения отраслей промышленности, так, например, евро 3, евро 4 и евро 5 (нормативы для транспортных средств) привели к созданию новых, более экологически чистых двигателей, и, соответственно, новых автомобилей. В Украине принятие новых нормативов на выбросы не ведет автоматически к замене, например, котлов на новые. Разрабатываются «малозатратные» методы снижения выбросов в уже действующих котлах, но и они зачастую не внедряются, т.к. экономически более выгодно платить штрафы за нарушение требований.

Если рассматривать техническую базу, необходимую для достижения экономически целесообразных вариантов, то следует отметить не только устаревший парк котлов коммунальной энергетики в целом, – а

это около 78 тыс. шт., но и невысокий уровень новой техники, приобретаемой на смену устаревшему оборудованию.

Котлы, оснащенные горелками с пониженным образованием оксидов азота существенно дороже, а оснащение котлоагрегата пылегазоочисткой почти удваивает его стоимость, поэтому чаще всего закупаются наиболее дешевые котлы, имеющие значительные выбросы в атмосферу.

За 25 лет независимости в Украине заменено около 2 тыс. котлов (в основном до 3,15 МВт), еще более 4 тыс. отремонтировано. Если учесть, что фактически используется около 40 тыс. котлов (остальные резервные), то обновлено около 15 % котельного парка.

К сожалению, в основном котлы до 3,15 МВт заменяются на жаротрубные, отремонтировать которые спустя еще 25 лет вряд ли удастся. Глядя на наиболее жизнеспособное поколение водотрубных котлов: НИИСТУ; ДКВр; ДЕ; ТВГ; КВГ; КЕ; ПТВМ; КВГМ и признавая их «неубиваемость» даже с учетом качества воды в теплосетях, следует признать, что они заслужили на модернизацию и разработку новых современных котлов на их базе.

Почему не западная модель? Почему Кулибины, а не конвейер Форда? Сегодня мы очень бедная страна, имеющая свой металл, свою трубу и свою технологию. Введение системы Prozorro с основным и единственным критерием – ценой привело к ускорению разрушения украинского производства (т.к. конкурировать с Китаем по цене при серийном производстве – невозможно). Остается лишь абгрейд собственными силами, что существенно дешевле, чем покупка по цене (средней) 25 тыс. евро за 1 МВт установленной мощности.

Так, в рамках модернизации из 4 тыс. НИИСТУ-5 около 1200 имеет смысл оснастить облегченной обмуровкой и горелками нового поколения, доведя их КПД до 92 %. Это котлы, работающие в базе. По мере замены остальных – резервных – котлов на новые, эти, модернизированные, перейдут в резерв (около 30 %), еще на 30 % планируется сокращение потребления газа при утеплении зданий, и 30 % котлов планируется заменить на новые в течение 5 лет, т.е. примерно по 6 % в год.

Что касается котлов ДЕ, наиболее удачный из которых котел ДЕ-25, а неудачный – ДЕ-10 (его все же, при возможности, следует выводить из эксплуатации), замена горелок на новые – автоматизированные с частотным регулированием и оснащение утилизаторами теплоты способно вернуть этим котлам конкурентоспособность на современном уровне.

Аналогичная ситуация с котлами ДКВ и ДКВр, однако эти котлы удачны во всем диапазоне от 2 до 20 МВт. Не следует забывать, что это котлы паровые и перевод их в водогрейный режим имеет несколько модификаций. Тем не менее, котлы отличаются высокой ремонтопригодностью, неплохим КПД и удивительной живучестью. Оснащенные горелками нового поколения с современной автоматикой и частотным регулированием тяги и дутья эти котлы могут обеспечивать нас теплом еще 10–20 лет. В этом случае целесообразно дооснастить их экономайзерами конденсационного типа и воздухоподогревателями, разработанными в нашем институте. КИТ такого котлоагрегата превысит 95–97 % (в зависимости от нагрузки).

Котлы ТВГ и КВГ от 4 до 8 МВт после реконструкции Института газа НАН Украины оснащены новыми конвективными поверхностями из труб Ø32 мм и новой подовой горелкой МПИГ-3. Это единственный котел на рынке, оборудованный двухсветным топочным экраном, который вместе с подовой щелевой горелкой обеспечивает равномерный нагрев по всей тепловоспринимающей поверхности и этим препятствует локальному вскипанию в трубах, чего не лишены иные конструкции.

В последние годы участились случаи установки в котлы ТВГ фронтовых горелок. Последнее мотивируется хорошими их экологическими характеристиками и высоким уровнем автоматизации, однако переход от противотока (газы – вода) в топке к перекрестному току ведет к необходимости пересчета гидравлического режима топки, а без этого при локальном вскипании лишает котлы этого типа своего главного преимущества – долговечности (сейчас еще работают котлы установленные более 40 лет назад, без существенной потери КПД). Для котлов ТВГ правомочно и все сказанное выше об оснащении котлов ДКВр утилизаторами теплоты и воздухоподогревателями.

Котлы вертикальной компоновки ПТВМ-50, -100 и -180 Дорогобужского котельного завода отличаются, в первую очередь, естественной тягой и очень малым пятном, занимаемым в котельной на 1 МВт установленной мощности. Следствием является невозможность замены такого котла при необходимости сохранения мощности котельной без ее расширения, что не всегда возможно. К недостаткам котлов этой серии можно отнести захолаживание низа топочной камеры и неконтролируемые присосы воздуха через щель холодной воронки, к преимуществам – значительное количество горелочных устройств, установленное паярусно навстречу друг другу.

Такое расположение горелок позволяет равномерно нагружать топочные экраны и обеспечивать снижение образования оксидов азота за счет стадийного сжигания.

Известно несколько модернизаций таких котлов. Так, в Болгарии и Германии такие котлы оснащались плоским герметичным подом. Одним из вариантов предусматривается установка на этом поду горелочных устройств. Более дешевую реконструкцию предлагают украинские специалисты – расположение подовой щелевой горелки в щели холодной воронки. Такая модернизация в Житомире и Киеве осуществлена на котлах тепловых сетей и показала достойные результаты. У литовской компании «Enerstena» имеется также опыт установки теплоутилизатора конденсационного типа на котле ПТВМ-100, который стоит тиражировать.

В целом, для всех эксплуатируемых котлов мощностью более 6 МВт можно установить около 20 тыс. утилизаторов теплоты следующих типоразмеров: 5–6 тыс. м<sup>3</sup>; 15 тыс. м<sup>3</sup>; 30 тыс. м<sup>3</sup>; 120 тыс. м<sup>3</sup> уходящих газов. Первоочередно – 18 тыс. шт. тепловой мощностью 1 МВт на 15 тыс. м<sup>3</sup> соответственно.

Установка утилизаторов теплоты является одним из быстроокупаемых мероприятий и сдерживается лишь отсутствием механизмов ЭСКО-контрактов, и ранее – «револьверного механизма энергосбережения». Следует отметить, что утилизация теплоты фактически бывает трех различных типов:

- установка утилизаторов некондиционного типа за котлами устаревших конструкций с низким КПД для его повышения в случае нецелесообразности ремонта котла;
- установка утилизатора конденсационного типа для повышения КИТ системы в целом, в этом случае необходимо уделить внимание защите дымовой трубы от конденсата.

Оба этих типа утилизации имеют один крупный недостаток. Их эффективность ограничена температурой обратной сетевой воды, которая является охлаждающей для утилизатора. Для устранения этого недостатка предлагается третий тип утилизации:

- установка контактного воздухоподогревателя и экономайзера в отдельном контуре циркуляции, не связанном с обратной сетевой водой.

Что до защиты дымовых труб, следует отметить работы чл.-кор. НАН Украины Н. М. Фиалко, ИТТФ НАН Украины, в которых аппроксимированы все имеющиеся возможности. В первую очередь, это

подогрев уходящих газов или их перепуск байпасом, покрытие дымовой трубы защитными растворами, контроль точки росы в трубе. Развитие современных технологий, в т.ч. автоматизации, создало реальные предпосылки к ликвидации наиболее сложных проблем водогрейных котлов. Так, изменение расхода газа на котел, что тоже есть не на всех котлах, измеряется расход на котельную без измерения теплотворной способности топлива, что не дает представления об эффективности сжигания в непрерывном режиме даже при наличии теплосчетчика за котлом (который чаще тоже устанавливается на котельной). Неверные данные о теплотворной способности топлива приводят к установлению неправильного соотношения газ-воздух в горелочном устройстве и, как следствие, к недожогу топлива. Установка приборов контроля недожога в дымовых трактах небольших котлов – дорогое удовольствие. Задачу удалось решить группе специалистов под руководством чл.-кор. НАН Украины В. П. Бабака, ИТТФ НАН Украины. Они предложили и апробировали недорогое устройство на основе автомобильного λ-зонда. Не отличаясь высокой точностью, устройство является вполне достаточным индикатором для определения необходимости добавлять или сокращать подачу дутьевого воздуха. Такая недорогая модернизация может поднять эксплуатационный КПД как минимум на 3 %. Я уже не говорю о неплохих котлах 0,63–2,00 МВт и горелочных устройствах конструкции автора, подробно описанных в других статьях этого сборника.

Как видите, технологические решения в Украине есть, однако их внедрению препятствует отсутствие единого центра принятия решений, создание которого крайне необходимо для реализации принятых стратегий, концепций и программ, которые более чем нужны.

Однако каждый директор теплоснабжающей организации является заложником несогласованности действий ветвей власти.

Так, он зависит от тарифа и инвестиционной составляющей, а значит, от комиссии НКРКП и ее независимости, т.е. от президентской вертикали и его администрации; зависит от лимитов на газ и, будучи «вечным» должником НАК «Нафтогаз» и его структур, зависит от финансовой вертикали во главе с первым вице-премьер-министром, курирующим НАК; зависит от Минтопэнерго, получая тепло (покупное) от ТЭС и ТЭЦ, и, соответственно, от иного вице-премьер-министра, курирующего это направление; зависит от своего профильного министра регионального развития и ЖКХ, за которым записана техническая политика в отрасли – тоже вице-премьер-министра; от своего мэра –

назначающего на должность; от депутатов – косвенно; от олигархата – собственников облгаза и облэнерго, и от местного бизнеса – через застройщиков. Сегодня каждое из этих ведомств реализует свою, понятную и полезную только ему программу.

Этот, далеко не полный перечень центров влияния показывает, что позитивные изменения в отрасли возможны только после создания Украинского и региональных центров принятия решений, как бы они ни назывались.

УДК 697.341

**Е. Е. Никитин**

*Институт газа НАН Украины, г. Киев*

## **ПРИМЕНЕНИЕ КОГНИТИВНОГО ПОДХОДА ДЛЯ АНАЛИЗА СИТУАЦИИ В СФЕРЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Целесообразность использования когнитивного подхода для анализа ситуации в сфере централизованного теплоснабжения обусловлена многоаспектностью влияющих факторов (технические, технико-экономические, социальные, финансовые, экологические, политические), их взаимосвязанностью и сложностью установления количественной взаимосвязи между ними.

Для анализа ситуации может быть использована когнитивная карта – ориентированный граф, вершины которого представляют собой факторы, а дуги – взаимодействие между факторами. Будем рассматривать три вида факторов: целевые установки, факторы, характеризующие ситуацию, и управляющие воздействия. Рассматриваются два вида взаимодействия между факторами: усиление одного фактора другим (положительная взаимосвязь) или ослабление (отрицательная взаимосвязь).

Последовательное взаимодействие между определенным количеством факторов представляет собой цепочку причинно-следственных связей (ПСС). Цепочку ПСС, начинающуюся и завершающуюся одним и тем же фактором, будем называть замкнутой.

Факторы могут быть выражены как в позитивной, так и в негативной модальности, что не изменяет по существу характера исследуемой ситуации, однако изменяет форму ее отображения на когнитивной карте. В зависимости от модальности отображения фактора изменяется и направленность его изменения (усиление или ослабление).

Для графического отображения рассмотренных понятий использованы следующие условные обозначения.

В когнитивной карте:

-  – целевая установка;
-  – фактор, характеризующий ситуацию;
-  – негативный фактор;
-  – ключевой фактор;
-  – управляющее воздействие;
-  – усиление одного фактора другим (положительная взаимосвязь);
-  – ослабление одного фактора другим (отрицательная взаимосвязь).

При описании цепочек ПСС:

→ – влияние одного фактора на другой (положительное или отрицательное);

(x)↑ – усиление фактора x;  
(x)↓ – ослабление фактора x;

Целью разработки когнитивной карты является:

- определение целевых установок субъектов рассматриваемой сферы деятельности;
- определение значимых факторов, характеризующих ситуацию, и установление характера взаимодействия между ними и целевыми установками;
- выявление замкнутых цепочек негативных факторов с положительной ПСС;
- определение ключевых факторов влияния;
- выявление цепочек ПСС между ключевыми и другими влияющими факторами и выявление парадоксальных взаимосвязей между ними;
- определение управляющих воздействий на ключевые факторы;

– выявление конфликта интересов субъектов в сфере централизованного теплоснабжения, вызванных воздействием управляющих факторов.

Первая группа факторов – целевые установки, определяются на основе анализа производственных и других интересов субъектов социально-экономических процессов в сфере СЦТ (табл. 1).

*Таблица 1  
Целевые установки субъектов сферы СЦТ*

| <b>Субъект сферы централизованного теплоснабжения</b> | <b>Целевые установки (сокращение)</b>   |
|---|---|
| Потребители тепловой энергии                          | 1. Комфортность теплового режима в помещении (комфорт)<br>2. Снижение платы за тепловую энергию (платеж)<br>3. Экологическая безопасность (экология)<br>4. Надежность теплоснабжения (надежность) |
| Теплоснабжающие организации                           | 5. Увеличение сбыта тепловой энергии (сбыт теп.)<br>6. Повышение рентабельности производства тепловой энергии (рентаб.)   |
| Органы центральной и местной исполнительной власти    | 7. Снижение бюджетных расходов на теплоснабжение (бюдж. рас.)<br>8. Обеспечение энергетической безопасности города и страны (энергобез.)<br>Целевые установки 1, 2, 3, 4                          |
| Поставщики топлива и электрической энергии            | 9. Увеличение объемов сбыта топлива и электроэнергии (сбыт ТЭР)   |
| Поставщики оборудования и услуг                       | 10. Увеличение объемов поставок энергетического оборудования, материалов и услуг определенных видов (сбыт оборуд.)  |

Факторы, характеризующие ситуацию, выявляются на основании исследований СЦТ, социологических опросов потребителей тепловой энергии, анализа экономических и энергетических процессов (табл. 2).

Схема взаимодействия между целевыми установками и факторами, характеризующими ситуацию в сфере СЦТ, представлена в виде когнитивной карты (рисунок).

Таблица 2

**Факторы, характеризующие ситуацию в сфере СЦТ  
и управляющие факторы**

| №                              | Название фактора   | Сокращ.        | K <sub>cb</sub> |
|--------------------------------|--|----------------|-----------------|
| <b>Технические</b>             |  |                |                 |
| 11                             | Физический и моральный износ оборудования  | Износ          | 3               |
| 12                             | Низкая энергетическая эффективность ТИ и ТС  | Эф. СЦТ        | 13              |
| 13                             | Низкая энергетическая эффективность тепловых потребителей                            | Эф. ТП         | 8               |
| 14                             | Низкое качество теплоснабжения   | Качество       | 2               |
| 15                             | Увеличение периода модернизации  | Период         | 2               |
| 16                             | Фрагментарная модернизация   | Фрагмент.      | 5               |
| 17                             | Несогласованность целей для системы и подсистем                                      | Несогл. цели   | 3               |
| 18                             | Сложность (низкая эффективность) разработки долговременных программ модернизации СЦТ | Сложн. прогр.  | 6               |
| <b>Финансовые</b>              |  |                |                 |
| 19                             | Объем располагаемых финансовых ресурсов существенно ниже необходимого                | Финансы        | 7               |
| <b>Социально-экономические</b> |  |                |                 |
| 20                             | Различие в тарифах на тепловую энергию для различных групп потребителей              | Разн. тариф.   | 1               |
| 21                             | Рост тарифа на тепловую энергию  | Рост. тарифа   | 3               |
| 22                             | Увеличение риска неплатежей  | Риск неплат.   | 2               |
| 23                             | Стремление потребителей к отключению от СЦТ  | Отключ. ТП     |                 |
| <b>Экономические</b>           |  |                |                 |
| 24                             | Увеличение цены покупного топлива и электроэнергии для предприятий ЦТ                | цена ТЭР       | 1               |
| 25                             | Увеличение себестоимости тепловой энергии  | себест.        | 3               |
| 26                             | Снижение инвестиционной привлекательности СЦТ  | инв. не привл. | 4               |
| <b>Политические</b>            |  |                |                 |
| 27                             | Частая смена высшего руководства городов и центральных органов исполнительной власти | Смена рук.     | 4               |
| <b>Управляющие факторы</b>     |  |                |                 |
| 28                             | Энергоэффективная модернизация СЦТ   | Мод. СЦТ       |                 |
| 29                             | Энергоэффективная модернизация зданий  | Мод. ТП        |                 |

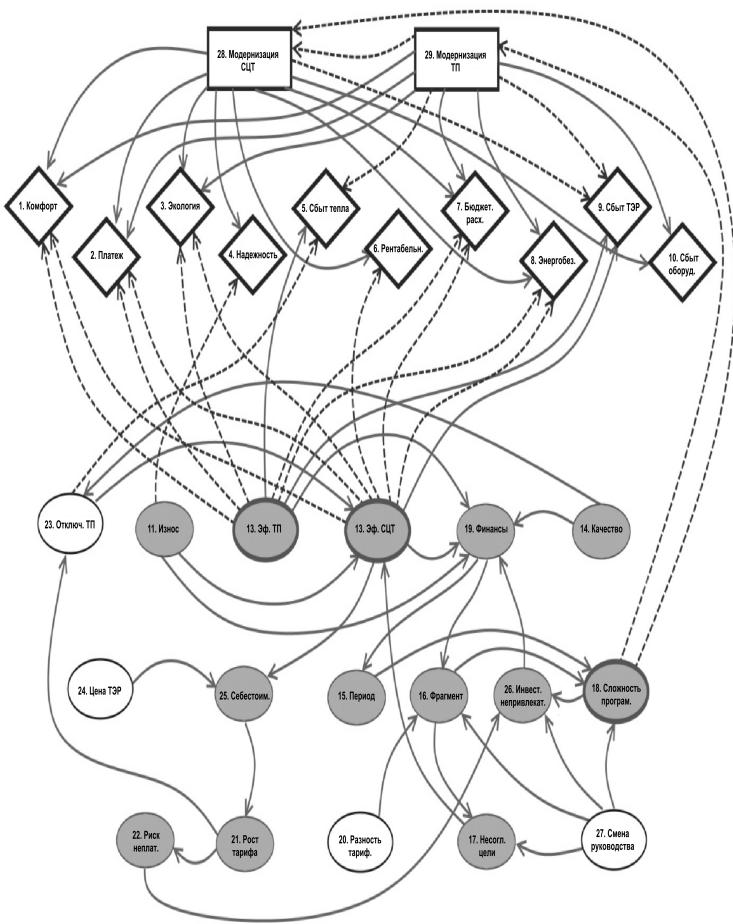


Рисунок. Когнитивная карта ситуации в сфере СЦТ.

Анализ когнитивной карты позволяет выявить замкнутые цепочки негативных факторов с положительной ПСС (табл. 3).

Наличие замкнутых цепочек негативных факторов с положительной ПСС характеризует тенденцию рассматриваемой ситуации к негативному самопроизвольному развитию. Такая негативная тенденция не может улучшиться сама по себе, только за счет взаимной компенсации факторов, характеризующих ситуацию. Она будет динамично развиваться в негативном направлении, если не будут предприняты определенные действия, препятствующие этому развитию.

Таблица 3

*Замкнутые цепочки факторов с положительной ПСС*

| № | Цепочка ППС  |
|---|--|
| A | (12)↑→(19)→(16)↑→(17)↑→(12)↑                       |
| B | (12)↑→(25)→(21)↑→(23)↑→(12)↑                       |
| C | (12)↑→(25)↑→(21)→(22)↑→(26)↑→(19)→(16)↑→(17)→(12)↑ |
| D | (19)↑→(15)↑→(18)→(26)↑→(19)↑                       |
| E | (19)↑→(16)↑→(18)→(26)↑→(19)↑                       |
| I | (19)↑→(16)↑→(17)→(12)↑→(19)↑                       |

Рассмотрим три примера механизма развития замкнутых цепочек негативных факторов с положительной ПСС.

А. Низкая энергетическая эффективность (фактор 12, рисунок) в совокупности со значительным физическим износом СЦТ (11) определяют необходимость привлечения значительных инвестиций и возникновение ситуации, когда объем необходимых финансовых ресурсов существенно превышает существующие возможности муниципалитета (19). Это приводит к возникновению ситуации «фрагментарная модернизация» (16), суть которой заключается в том, что исходя из наличия ограниченного финансирования, решается задача повышения энергоэффективности отдельных подсистем СЦТ без учета глобальной цели повышения энергоэффективности системы в целом (17), что приводит к усилению фактора 12. Необходимо отметить также, что фрагментарной модернизации способствует различие тарифов на тепловую энергию для населения и других групп потребителей, в том числе для бюджетных организаций (20).

В. Низкая энергетическая эффективность (12), приводит к повышению себестоимости тепловой энергии (25). Рост себестоимости обусловлен также ростом цен на топливо и электроэнергию, которые закупает теплоснабжающая организация (24). В результате происходит возрастание тарифа на тепловую энергию (21), что в свою очередь усиливает тенденцию к отключению тепловых потребителей от СЦТ (23), увеличению различия между установленной мощностью и присоединенной нагрузкой и усилению фактора (12).

Д. То, что объем располагаемых финансовых ресурсов существенно ниже необходимого объема финансирования (19), растягивает период модернизации СЦТ на многие годы (15), что существенно усложняет программы модернизации этого объекта. Многие программы ма-

лоэффективны или вовсе остаются нереализованными, сменяясь другими программами, которых ожидает та же участь. Это снижает инвестиционную привлекательность объекта, что еще более усиливает фактор (19). Период модернизации СЦТ существенно больше каденции местных и центральных органов власти (27), которые стремятся к получению быстрых результатов за счет фрагментарной модернизации (16), что еще больше снижает инвестиционную привлекательность долговременных программ модернизации СЦТ (26).

Наличие цепочек негативных факторов с положительной ПСС является основой тенденции деградации СЦТ, которая проявляется в отключении тепловых потребителей от СЦТ, снижении присоединенной тепловой нагрузки, увеличении различия между установленной мощностью и присоединенной тепловой нагрузкой. Характерным примером является отключение отдельных бюджетных тепловых потребителей от централизованного теплового источника и использование локальных тепловых источников, например, котлов на биотопливе. При этом в СЦТ происходит повышение относительных затрат электроэнергии на транспортировку теплоносителя, относительных потерь в тепловых сетях и другие проблемы несоответствия установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки. Дополнительными факторами, стимулирующими эту ситуацию, являются различие тарифов на тепловую энергию для населения и бюджетных организаций (20), а также частая смена руководства местных и центральных органов исполнительной власти (27), о чём упоминалось выше.

Управляющее воздействия на ситуацию может быть осуществлено через ключевые факторы, изменение которых способно целевым образом ее изменить. Формальным способом выявления ключевых факторов является определение показателя его связанности ( $K_{cb}$ ) – количества дуг, связанных с вершиной, соответствующей этому фактору (таблица 2). Неформальное определение ключевых факторов осуществляется экспертым путем на основании анализа общей картины взаимодействия факторов. Используя формальный и неформальный способы можно заключить, что ключевыми факторами являются: низкая энергетическая эффективность СЦТ (12), низкая энергетическая эффективность тепловых потребителей (13), а также сложность (низкая эффективность) разработки долговременных программ модернизации СЦТ (18). Очевидно, что управляющими воздействиями, противодействующими снижению энергетической эффективности СЦТ (12) и тепловых потребителей (13), является проведение модернизации этих объектов (28, 29).

Анализ когнитивной карты (рисунок) позволяет выявить парадоксальный характер взаимодействия некоторых ключевых факторов и целевых установок (табл. 4). Парадоксальность этих взаимосвязей обусловлена положительным характером взаимосвязи между ключевыми факторами, сформулированными в негативной модальности с целевыми установками некоторых субъектов сферы централизованного теплоснабжения.

*Таблица 4  
Парадоксальные ПСС ключевых факторов и целевых установок*

| № | Цепочка ПСС                                | Комментарий  |
|---|--|--|
| F | (12) $\uparrow \rightarrow$ (9) $\uparrow$ | Низкая энергоэффективность СЦТ приводит к увеличению сбыта топлива и электроэнергии    |
| G | (13) $\uparrow \rightarrow$ (5) $\uparrow$ | Низкая энергоэффективность зданий приводит к увеличению сбыта тепловой энергии         |
| H | (13) $\uparrow \rightarrow$ (9) $\uparrow$ | Низкая энергоэффективность зданий приводит к увеличению сбыта топлива и электроэнергии |

Кроме того, следует отметить, что реализация управляющих факторов (28), (29) будет способствовать достижению большинства целевых установок субъектов централизованного теплоснабжения (таблица 1), за исключением двух ПСС, заключающих в себе конфликт интересов (табл. 5).

*Таблица 5  
Парадоксальные ПСС управляющих факторов и целевых установок*

| № | Цепочка ПСС                                   | Комментарий  |
|---|---|--|
| I | (29) $\uparrow \rightarrow$ (5) $\downarrow$  | Энергоэффективная модернизация ТП приведет к снижению сбыта тепловой энергии   |
| J | (29) $\uparrow \rightarrow$ (9) $\downarrow$  | Энергоэффективная модернизация ТП приведет к снижению сбыта ТЭР  |
| K | (28) $\uparrow \rightarrow$ (9) $\downarrow$  | Энергоэффективная модернизация СЦТ приведет к снижению сбыта топлива и электроэнергии  |
| L | (29) $\uparrow \rightarrow$ (28) $\downarrow$ | Энергоэффективная модернизация ТП приведет к снижению экономической эффективности мероприятий по повышению энергоэффективности СЦТ |

ППС (L) может быть объяснена следующим образом. Энергоэффективная модернизация ТП приведет к снижению необходимых объемов выработки тепловой энергии в СЦТ, что, в свою очередь, будет снижать срок окупаемости капитальных затрат мероприятий по повышению энергоэффективности ТИ и ТС.

Таким образом, наблюдающая на практике деградация СЦТ, вызвана не только физическим и моральным износом оборудования и нехваткой финансовых ресурсов для проведения модернизации, но и наличием замкнутых цепочек причинно-следственных связей негативных факторов и конфликтов целевых установок субъектов деятельности в сфере централизованного теплоснабжения. Эти противоречия следует учитывать при разработке концепций и программ энергоэффективной модернизации ТП и СЦТ. Основными направлениями устранения этих противоречий являются: разработка комплексных программ модернизации муниципального энергетического сектора, включая электрогенерирующие, газо- и теплоснабжающие компании; увязка долговременных программ развития электроэнергетических и газоснабжающих компаний с комплексными муниципальными программами, включая программы термомодернизации зданий; обеспечение доступа поставщиков электроэнергии, природного газа и тепловой энергии на рынок услуг по термомодернизации зданий, например, в качестве ЭСКО-компаний.

УДК 621,330.32

**Ю. М. Колмиков**

*Комісія з розвитку енергетики та енергозбереження  
Український союз промисловців і підприємців, м. Київ*

## **УЧАСТЬ УКРАЇНСЬКОГО СОЮЗУ ПРОМИСЛОВЦІВ І ПІДПРИЄМЦІВ У ПІДТРИМЦІ ТЕРМОМОДЕРНІЗАЦІЇ ЖИТЛОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ**

Сьогодні Україна все ще є однією з енергозалежніх країн Європи, споживаючи у загальному балансі більше 60–70 % імпортних енергоресурсів. Причини цьому – не лише відсутність власних ресурсів, але і неефективне їх використання. І проблему цю варто розглядати не лише

на державному рівні (адже енергетична незалежність – це питання національних інтересів і національної безпеки), але і на рівні звичайних громадян.

Так, в Україні, як і в більшості європейських країн, понад 30 % кінцевої енергії споживається будинками. Це найбільший сектор національної економіки з точки зору енергоспоживання, за яким ідуть промисловість і транспорт. Причини: незабезпеченість енергоефективності будівель (втрати тепла становлять 47 %), зношеність мереж (втрачається 12 % тепла), застаріле обладнання котелень (5 %).

Чи не тому останні декілька років спостерігається бум утеплення стін будинків?

На думку експертів Українського союзу промисловців і підприємців, за допомогою тепломодернізації та капітального ремонту в будинках можна зменшити щорічне споживання і втрати енергії на 10–25 %. При цьому в цілому по Україні потенціал зменшення енергоспоживання становить 75 %.

Втім, досвід багатьох країн показує, що лише комплексна термомодернізація існуючого житлового фонду здатна кардинально вплинути на скорочення споживання енергоресурсів. Комплексна модернізація будівлі, за підрахунками фахівців, може в остаточному підсумку забезпечити економію енергоресурсів близько 50 %. Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) стверджує, що кожен долар, інвестований в енергоефективність, обернеться 4 доларами економії, причому такий проект повністю окупиться приблизно за чотири роки.

Енергоефективність – це раціональне використання енергетичних ресурсів одночасно з дотриманням вимог до охорони навколошнього середовища.

Для населення це означатиме значне скорочення комунальних витрат, для країни – економія ресурсів, підвищення продуктивності промисловості і конкурентоспроможності, для екології – обмеження викидів парникових газів в атмосферу, для енергетичних компаній – зниження витрат на паливо і необґрутованих витрат на будівництво.

Саме тому актуальним є питання консолідації зусиль влади, бізнесу, громадських організацій та простих громадян для вирішення проблем енергозбереження і енергоефективності.

З цією метою у 2004 році у складі Українського союзу промисловців і підприємців (УСПП) була створена Підкомісія з розвитку енергетики і енергозбереження, яку очолив Колмиков Ю. М., мета діяльності якої – підвищення інтенсивності розвитку енергозбереження та енерго-

ефективності в економіці України шляхом налагодження результативних взаємовідносин між представниками процесу розробки та впровадження енергоефективних проектів.

21 грудня 2012 року Підкомісію з розвитку енергетики та енергозбереження було реорганізовано в Комісію з розвитку енергетики та енергозбереження.

До складу Комісії входить понад 20 членів, серед яких провідні фахівці на ринку енергетики України, які очолювали в різні часи, або продовжують очолювати сьогодні державні структури у сфері енергетики, представники найбільших українських енергетичних підприємств, таких як НАЕК «Енергоатом», керівники галузевих асоціацій.

До основних завдань, які вирішує Комісія, відносяться наступні:

- узагальнення практики застосування законодавства з питань енергозбереження, енергоефективності та альтернативної енергетики, взаємодія з цього питання з органами виконавчої влади;
- удосконалення економічних механізмів стимулювання енергозбереження;
- подання пропозицій в НКРЕКП, Держенергоефективності;
- розгляд та внесення пропозицій щодо вдосконалення Енергетичної стратегії України до 2030 року, Галузевих програм енергозбереження та енергоефективності до 2017 року.

Комісія представляє інтереси в енергетиці понад 38 тисяч колективних та індивідуальних членів Українського союзу промисловців і підприємців та допомагає в розвитку проектів, що покликані зменшити залежність України від імпортних енергоносіїв та забезпечити перехід української економіки на екологічні та відновлювальні способи отримання енергії.

Надається підтримка українським компаніям, які здійснюють розробку та реалізацію енергоефективних проектів за такими найактуальнішими напрямками:

- екологічно-чисте виробництво електричної енергії з використанням сонячних, вітрових, гідроелектростанцій;
- впровадження когенераційних установок, які в якості палива використовують біогаз, отриманий на полігонах твердих побутових відходів, з біomasи чи осаду стічних вод у водно-каналізаційному господарстві;
- впровадження технологій для екологічно-чистої переробки та утилізації твердих побутових відходів з можливістю подальшого отримання теплової та електричної енергії;

- впровадження новітніх екологічно-чистих технологій опалення та гарячого водопостачання із застосуванням систем, що базуються на використанні теплових насосів, сонячних колекторів та біопалива.

Виконуючи покладені на неї завдання, Комісія співпрацює з:

- Верховною Радою України
  - Кабінетом Міністрів України
  - Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України
  - Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України,
- а також з профільними асоціаціями:
- Асоціація «Укргідроенерго»
  - Біопаливна асоціація України
  - Українська вітроенергетична асоціація
  - Біогенергетична асоціація України
  - Асоціація учасників ринку альтернативних видів палива та енергії України (АПЕУ)
  - ВГО «Академія технологічних наук України»
  - ГО «Енергетична асоціація України»
  - ГО «Академія енергетики України»
  - Європейсько-українське енергетичне агентство
  - Міжгалузева асоціація з розвитку систем теплопостачання «Укртеплокомууненерго»
  - Асоціація «Український Пелетний Союз»
  - Асоціація учасників ринку вікон і фасадів
  - Всеукраїнська спілка виробників будматеріалів.

За підтримки Комісії реалізовано ряд енергоефективних проектів в Запорізькій, Київській, Львівській, Миколаївській та інших областях України.

Комісія постійно працює над вирішенням на законодавчому рівні питань щодо підвищення енергоефективності комунального господарства, скорочення непродуктивного споживання електроенергії, зокрема – при наданні послуг водопостачання та водовідведення. Наприклад, Комісією розроблені та подані пропозиції щодо внесення змін у правила підключення, отримання ліцензій та зеленого тарифу для об'єктів альтернативної енергетики.

Крім того, ініціюються та проводяться круглі столи з питань покращення умов інвестицій в альтернативну енергетику, ведеться активна

робота на законодавчому рівні, зокрема щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії.

Варто відзначити, що у діяльності Українського союзу промисловців і підприємців значна увага приділяється підготовці спеціалістів та встановленню партнерських відносин між підприємствами та вищими навчальними закладами країни.

Згідно зі статутом, УСПП впливає на формування системи освіти України відповідно до попиту підприємців для формування кадрового резерву та підвищення конкурентоспроможності національної економіки.

У квітні 2016 року на розширеному засіданні Антикризової ради громадських організацій та правління УСПП була ухвалена Антикризова програма спільних дій влади та бізнесу: невідкладні рішення. Одним із важливих напрямів Антикризової програми визначено співробітництво між ВНЗ, науковими установами, представниками бізнесу та державних органів із конкретних питань підвищення ефективності інноваційної діяльності, впровадження у навчальні програми окремих курсів стосовно сучасної підприємницької та інноваційної діяльності, ознайомлення з прикладами економічно ефективного впровадження результатів досліджень.

Поряд із іншими, надзвичайну актуальність набувають питання підвищення енергоефективності: як в частині формування навчальних програм, так і в формуванні витрат енергетичних ресурсів та води на забезпечення діяльності будівель та гуртожитків.

В умовах постійного зростання тарифів на енергетичні ресурси, керівники вищих навчальних закладів, на жаль, змушені приймати управлінські рішення з тотальної економії грошових коштів на комунальні видатки. Як наслідок, університети запроваджують «дистанційну форму навчання» на зимовий період, що, у свою чергу, негативно впливає на якість навчання. На противагу цьому пропонується впровадження сучасних технологій енергозбереження та виховання енергосвідомих поколінь, які б набутий досвід із енергоощадливого виховання у вищих навчальних закладах поширювали в майбутньому на всіх ланках національного господарства України.

З метою концентрації зусиль на вирішенні проблеми енергоефективності освітньої галузі рекомендаціями Антикризової програми передбачено наступні заходи: Міносвіти спільно з Держенергоефективністю розробити програму «Енергоефективний університет» з метою демонстрації всім майбутнім спеціалістам практичних прикладів еко-

номного використання енергоресурсів та збереження навколошнього середовища; здійснити енергопаспортизацію всіх бюджетних закладів із встановленням нормативного рівня споживання енергії та конкретних термінів приведення їх до нормативного рівня.

Втім, жодна програма не буде працювати достатньо ефективно, якщо не буде підтримки населення. У контексті енергоефективності, в першу чергу, на думку спадає утеплення стін будинків.

Утеплення фасадів – комплексна і важлива дія, яка дозволить у деяких випадках зекономити до 50 % тепла.

З метою забезпечення комплексного підходу до термомодернізації існуючого житлового фонду держава спростила механізм надання відшкодування на впровадження заходів з енергоефективності. А саме, будь-яке об'єднання співвласників багатоквартирних будинків (ОСББ) може звернутися за кредитом до одного з банків, який уклав договір про співпрацю з Держенергоефективності. Банк надає кошти, проводяться відповідні роботи в будинку (будинках), підрядник надає документи про проведення цих заходів (акт виконаних робіт, рахунки-фактури тощо). Ці документи подаються до банку, який через зведеній реєстр позичальників надає інформацію про відповідний кредит та виконану роботу Держенергоефективності, після чого Агентство повертає ОСББ від 40 до 70 % від тіла кредиту на обладнання та матеріали. Цей механізм спрощує надання державного відшкодування: відсутні конкурсний відбір та проведення експертіз для ОСББ, які бажають отримати державну підтримку, треба лише надати пакет відповідних документів. Термін відшкодування зменшився з двох років до двох місяців.

З метою забезпечення якості таких проектів перед їх запровадженням має проводитися обов'язковий енергоаудит, тобто проведення обстеження будівлі для визначення можливих шляхів економії енергоресурсів, а отже і коштів, та покращення умов перебування мешканців та персоналу.

Однією з важливих складових енергетичного аудиту будівлі є розроблення її теплового балансу, у якому відображені основні джерела надходження тепла у приміщення та основні складові тепловтрат.

Головним результатом енергоаудиту є перелік рекомендацій щодо зниження енергоспоживання та витрат на енергоносії із зазначенням їх вартості та окупності.

При виконанні робіт допускається використання лише сертифікованих товарів, матеріалів та послуг юридично оформленіх будівельних фірм.

В Україні програма «теплих кредитів» упевнено демонструє позитивну динаміку. Так, за 2 роки дії цієї програми її учасниками стали більше 214 тисяч домогосподарств України, залучивши при цьому понад 2,7 млрд. грн. на утеплення власних помешкань, з яких понад 1,16 млрд. грн. вже відшкодовано Урядом.

Згідно результатів досліджень, проведених USAID та IFC у 2015–2016 роках, кожна українська родина, яка скористалася «теплими кредитами» в одноквартирних будинках (замінивши вікна на енергоефективні, встановивши твердопаливні котли, утепливши стіни), зменшила споживання природного газу від 16 % до 43 %, а мешканці багатоквартирних будинків заощадили до 24 % тепла та до 71 % електричної енергії. За прогнозами експертів, подальше комплексне впровадження програми «теплих кредитів» дозволить у середньостроковій перспективі досягти щорічної економії природного газу близько 7,3 млрд. м<sup>3</sup>, у тому числі 2,6 млрд. для ОСББ та 4,7 млрд. для фізичних осіб.

У реалізації програми «теплих кредитів» бере участь більше 400 промислових підприємств виробників енергоефективних матеріалів та обладнання, таких як: пінопласт, мінеральна вата, енергозберігаючі вікна та двері, негазові котли малої потужності, LED-освітлення, теплолічильники, лічильники води, радіатори опалення тощо. Також зазначена програма стимулює збільшення кількості робочих місць, яких на сьогодні є близько 70000.

Із запуском програм по енергоефективності, за умови належного фінансування, вже до 2021-го розраховується заощадити до 1,5 млрд. м<sup>3</sup> газу щороку. Ще 5 млрд. грн. щорічно може бути заощаджено на фінансуванні субсидій. Запуск програм по енергоефективності відкриває новий інноваційний ринок енергоефективних технологій.

Тому, з метою подальшого впровадження енергоефективних заходів, популяризації програми «теплих кредитів» серед населення та ОСББ тощо необхідно проводити інформаційно-роз'яснювальну роботу щодо соціально-економічного ефекту для міста від участі домогосподарств та ОСББ/ЖБК у державній програмі «теплих кредитів».

З метою організації ефективної взаємодії між ОСББ/ЖБК та населенням з одного боку, та вітчизняними виробниками енергоефективного обладнання та матеріалів, банками і місцевими адміністраціями з другого боку, у процесі реалізації програми державної підтримка термомодернізації житлових будівель в Україні, Комісією УСПП створюються регіональні консультаційні центри.

Завданням цих консультаційних центрів є:

- надання ОСББ/ЖБК та населенню безкоштовних технічних консультацій від виробників щодо впровадження заходів з енергозбереження;
- визначення пріоритетності, орієнтовної вартості впровадження та термінів окупності заходів з енергозбереження;
- вибір оптимальних схем кредитування ОСББ/ЖБК та населення.

Комісія УСПП з розвитку енергетики та енергозбереження здійснює підтримку реалізації більше 330 енергоекспективних проектів, що направлені на зменшення залежності Україні у споживанні газу та переходу на екологічні та відновлювальні способи отримання енергії.

УДК 620.9;504.064

**Ю. М. Мацевитий, А. В. Русанов, В. В. Соловей, А. А. Тарелин**

*Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного  
НАН України, м. Харків*

## **ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗВИТКУ ЕКОЛОГІЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ВИСОКОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ**

Стійке функціонування енергетичного комплексу України є однією з найважливіших складових національної безпеки і енергетичної незалежності держави. Саме тому, економічні та політичні виклики сьогодення вимагають термінової розробки кризової частини програми функціонування ПЕК України на найближчі 2,0–2,5 роки з максимальною диверсифікацією палив, що використовуються на ТЕС і ТЕЦ, змінивши підходи до їх забезпечення, в першу чергу, за рахунок істотного збільшення в паливному балансі долі бурого вугілля і торфу, запаси яких дозволяють практично повністю задовольнити потребу енергопідприємств північно-західних і центральних регіонів України.

Розширення обсягів видобутку бурого вугілля і торфу дозволить перейти до промислових технологій отримання синтетичних рідких і газоподібних енергоносіїв, здатних частково замінити нафтovі палива і природний газ.

Важливою складовою концепції сталого розвитку промислових регіонів України є методологія промислового симбіозу, яка базується на

технологічній ув'язці матеріальних і енергетичних потоків підприємств, що функціонують в межах територіально-промислового регіону, з метою розширення номенклатури продукції і скорочення питомих витрат енергії на одиницю сукупного товарного продукту з одночасним зменшенням техногенного навантаження на екосистему (рис. 1).



Рис. 1. Схема реалізації методології промислового симбіозу на прикладі твердопаливної ТЕС.

Результати техніко-економічних досліджень свідчать, що реалізація моделі промислового симбіозу щодо інтеграції матеріальних та енергетичних потоків в межах територіально-промислового комплексу з енергогенеруючим підприємством, забезпечує зменшення питомих витрат енергетичних та сировинних ресурсів у 2,2–3,5 рази. По окремих технологічних напрямках цей показник може сягати 3–4 кратного зменшення [1]. Подібних результатів можна досягти і на об'єктах гірничо-металургійного та хіміко-технологічного профілю шляхом модернізації енергетичних і матеріальних потоків та створення комплексного виробництва з максимальним коефіцієнтом використання вхідних ресурсів.

Незважаючи на відносно високий потенціал української енергетики, технічний стан встановленого на електростанціях обладнання викликає обґрутовані побоювання, обумовлені, в першу чергу, тривалістю терміну його експлуатації. Це більшою мірою стосується теплової енергетики, оскільки формування технічної інфраструктури ТЕС

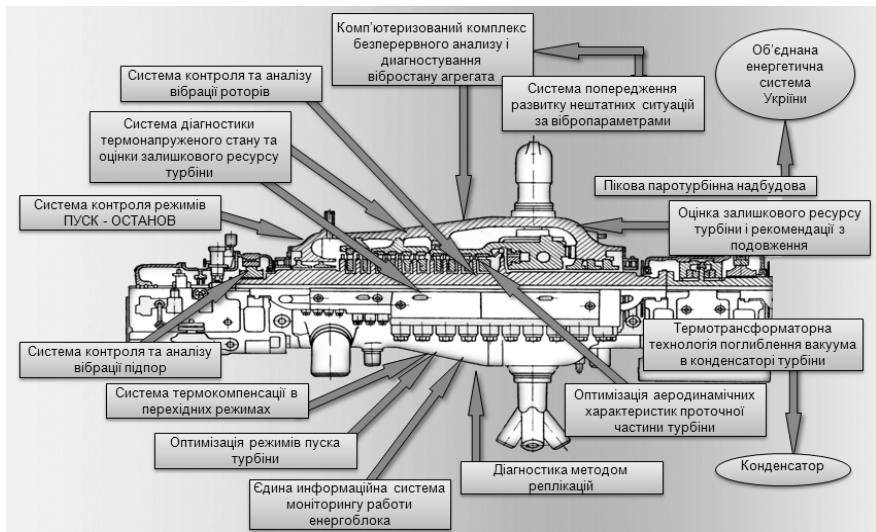
і ТЕЦ відноситься до 60–70-х років минулого століття. Значна частина (до 80 %) устаткування має напрацювання, що перевищує розрахунковий ресурс на 100–150 тис. годин та впливає на такі важливі техніко-економічні показники їх експлуатації, як надійність і економічність [2]. Не менш гостро ця проблема стане в найближчі 3–5 років і перед атомною енергетикою.

Виходячи з цього, вкрай необхідно в першу чергу забезпечити проведення досконалньої модернізації енергетичного обладнання, використовуючи наявні ефективні технології.

Треба відзначити, що така модернізація може бути проведена для практично усіх основних вузлів турбомашин (рис. 2) з використанням існуючого енергомашинобудівного потенціалу українських підприємств. Реалізація розроблених вітчизняною наукою організаційних і науково-технічних заходів здатне забезпечити наближення модернізованого обладнання до техніко-економічних показників сучасних зарубіжних аналогів при порівняно невеликих капіталовкладеннях. Так, сумарний об'єм інвестицій, необхідних для реалізації початкового етапу програми інноваційної модернізації устаткування сумарною потужністю 10–12 млн. кВт (це 30–35 % від усієї встановленої потужності ТЕС) складе не більше 2,0–2,4 млрд. дол. США, тоді як на заміну устаткування аналогічної потужності необхідно близько 20–25 млрд. дол. США [3].

Особливо актуальним є питання створення спеціальних високоманеврових і високоекономічних «пікових» потужностей на ТЕС, ГЕС та ГАЕС, що забезпечують нині до 98 % маневрових можливостей енергосистеми України. Ефективність роботи таких енергетичних установок може бути здобута тільки за рахунок використання перспективних технологій і більш досконалого устаткування для перетворення енергії, здатного функціонувати в широкому діапазоні регулювання потужності.

Не можна залишити поза увагою такі важливі питання, як шляхи підвищення енергоефективності генерації енергії з використанням інших інноваційних технологій. Так, при використанні природного газу втілення когенераційних технологій забезпечує до 30 % економії при генерації електроенергії та теплоти для комунально-побутових потреб (опалювальні котельні) та окремих видів виробництв (цементна промисловість та ін.). Для децентралізованого енерго- і теплопостачання доцільно використовувати електрохімічні системи на базі паливних елементів та теплонасосні технології (з коефіцієнтом трансформації електроенергії в теплоту на рівні 2,5–3,5) для кондиціонування повітря влітку і для опалення взимку (протягом 95 % опалювального сезону).



**Рис. 2.** Схема технологій та технічних рішень, що запропоновано для реалізації програми інноваційної модернізації турбоустановок.

Враховуючи потенційну можливість створення власного замкнено-го ядерного циклу, слід розглянути варіант збільшення вироблення частки електроенергії на АЕС (до 70 %), що сприятиме підвищенню експортного потенціалу країни. Крім того надлишок електроенергії може бути трансформовано в екологічно чистий енергоносій – водень, який може бути використано, як для часткового заміщення природного газу в хімічній промисловості при виробництві аміаку та добрев, так і в комунальній та автотранспортній галузях економіки України.

Підсумовуючи викладене, до основних пріоритетів розвитку енергетики, на наш погляд слід віднести наступні стратегічно важливі напрями:

- переорієнтація теплової енергетики на власні вугільні ресурси;
- збільшення потужності та обсягів виробництва електроенергії на АЕС;
- забезпечення енергетики вітчизняною високотехнологічною продукцією машинобудування;
- підвищення енергоефективності при генерації та забезпечення ресурсозбереження на всіх стадіях виробництва та споживання енергії;
- підвищення техногенної і екологічної безпеки енергетичних об'єктів;

- розширення обсягів використання відновлюваних і альтернативних джерел енергії та залучення місцевих енергоресурсів;
- застосування ІТ-технологій в енергетиці при розробці, плануванні і керуванні енергетичними системами;
- проведення модернізації (в т.ч. маловитратної) енергообладнання з подовженням строків його експлуатації (підвищення ресурсу) і підйомом його маневреності та ефективності до світового рівня;
- розробка водневих технологій та створення обладнання для їх реалізації;
- інтенсифікація видобутку нафти, газу і газового конденсату з малодебітних свердловин;
- забезпечення розвитку вітроенергетики та виробництво відповідного обладнання;
- впровадження комплексних інтегрованих енерготехнологій промислового симбіозу;
- відродження малої гидроенергетики;
- впровадження нових технологій водо підготовки на ТЕЦ і ТЕС, очистки промислових стоків та демінералізації вод;
- модернізація верстатного парку енергомашинобудівних підприємств на основі ІТ-технологій.

### **Список використаної літератури**

1. Основы теории ресурсосберегающих интегрированных химико-технологических систем: Учебн. пособие / Мешалкин В. П., Товажнянский Л. Л., Капустенко А. П. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2006. – 412 с.
2. Повышение энергоэффективности работы турбоустановок ТЭС и ТЭЦ путем модернизации, реконструкции и усовершенствования режимов их эксплуатации / Мацевитый Ю. М., Шульженко Н. Г., Голощапов В. В. и др.: Под общ. ред. ак. Ю. М. Мацевитого; НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Киев: Наук. думка, 2008. – 366 с.
3. Мацевитый Ю. М. Модернизация отечественного энергомашиностроения – основа энергетической безопасности Украины / Ю. М. Мацевитый, А. В. Русанов, В. В. Соловей, А. И. Васильев // Пробл. машиностроения. – 2013. – Т. 16, № 4. – С. 66–71.

*Литовская ассоциация энергетики биомассы, Литва*

## **РАЗВИТИЕ БИОТОПЛИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ ЛИТВЫ**

Литва – небольшая европейская страна (общая площадь 65 300 км<sup>2</sup>), но ее достижения в области биотопливной энергетики являются хорошим примером для тех стран мира, которые по-прежнему зависят от невозобновляемых видов топлива. Биотопливо является одним из возобновляемых альтернативных источников энергии, его усвоение позволяет стране отказаться от дорогостоящего ископаемого топлива и стать энергетически независимой.

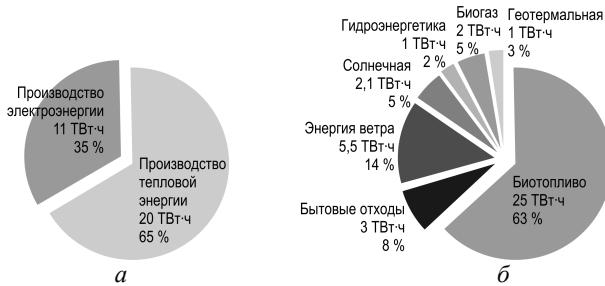
Географическое положение Литвы особенно благоприятно для использования биотоплива, потому что более чем 30 % территории страны покрыто лесами и кустарниками, и свыше 25 % площади занимают посевы зерновых культур, которые ежегодно дают 0,8 млн. т<sub>нз</sub> соломы – биотоплива (таблица).

Таблица

### ***Используемый или частично используемый потенциал биомассы***

| Тип биотоплива   | млн. т <sub>нз</sub> | ТВт        |
|--|----------------------|------------|
| Дрова  | 0,505                | 5,873      |
| Отходы древесной промышленности  | 0,280                | 3,256      |
| Отходы вырубки леса  | 0,185                | 2,152      |
| Древесина, получаемая при очищении насаждений, парков, придорожных зон | 0,150                | 1,861      |
| После вырубки леса остающиеся пни                                      | -0,100               | ~1,163     |
| Плантации энергетических растений быстрой вегетации                    | ~ 0,015              | 0,163      |
| Солома   | 0,810                | 9,420      |
| <b>Всего:</b>  | <b>-2</b>            | <b>-25</b> |

Потенциал биотоплива в стране может полностью удовлетворить спрос на тепловую энергию, а также отчасти удовлетворить спрос на электроэнергию в Литве (рис. 1).



Наличие потенциала биотоплива было не единственной причиной, заставившей Литву обернуться к возобновляемым источникам энергии.

Высокие цены на природный газ и рост цен на тепло обнищало домашние хозяйства и вызвало растущее беспокойство среди населения – для некоторых расходы на отопление стали серьезной проблемой выживания.

Это заставило государство искать другие, более дешевые альтернативы. Так как биотопливо в 2–3 раза дешевле импортного природного газа, было решено, что именно оно является одним из приоритетных видов топлива для производства тепловой энергии в Литве (рис. 2).

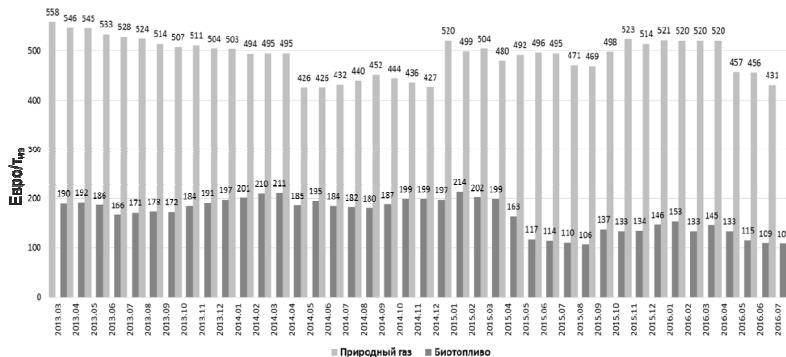


Рис. 2. Динамика средних цен на природный газ и биотопливо в 2013–2016 гг.

Началом биотопливной энергетики в Литве считается 1997 год, когда на основании скандинавского опыта в централизованной системе теплоснабжения страны (ЦТС) впервые появились котельные на био-

топливе (древесная щепа и опилки). Это было особенно успешно там, где для отопления использовался дорогой и загрязняющий окружающую среду мазут. Примерно через семь лет (в 2004 г.) биотопливо уже зарекомендовало себя как перспективное и экологически чистое топливо для производства энергии: в биотопливные котлы один за другим инвестировали районные и крупные города. Но в 2004 году доля биотоплива в структуре расхода топлива в ЦТС составила всего 10 %.

В этом же году Литва вступила в Европейский Союз, это поощрило и привело к еще более широкому использованию возобновляемых источников для получения энергии. За десять лет было построено несколько десятков новых котельных на биотопливе, и были успешно осуществлены проекты реконструкции старых, физически и морально устаревших котельных ЦТС с заменой ископаемого топлива на местное топливо – биотопливо. Результат – доля биотоплива в производстве тепловой энергии в централизованном теплоснабжении в 2015 году уже превысила 60 %. Кроме того, Литва имеет амбициозные планы на будущее – планируется, что в 2020 году доля биотоплива в структуре расхода топлива в ЦТС составит даже 80 % (рис. 3).



**Рис. 3. Использование биотоплива в производстве энергии в секторе теплоснабжения.**

Отлично подготовленная и реализованная реформа теплового хозяйства в Литве радует потребителей тепловой энергии, которые из-за налогов за коммунальные услуги были лишены основной части получаемого дохода. Цены на тепловую энергию в стране за последние 5 лет упали в среднем на 25 %. В отдельных городах снижение цен на тепловую энергию еще выше.

Четыре года назад во втором по величине городе Литвы (население 308 831) доля биотоплива в структуре расхода топлива в ЦТС составила лишь 6 %. В этом году доля биотоплива составляет даже более

чем 80 %, это для населения города Каунаса вызвало снижение цен на тепловую энергию на 40 % (рис. 4).

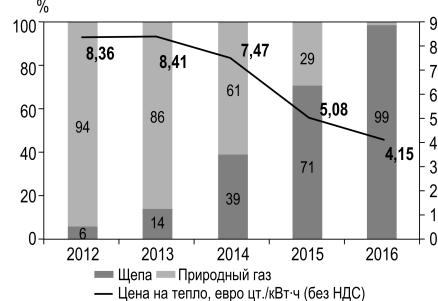
Значительный вклад в снижение цен на тепловую энергию также внесло то, что на рынок вышли независимые производители тепла, которые тепловую энергию продают поставщикам тепла, управляющим системами централизованного теплоснабжения. Литва в настоящее время имеет 43 независимых производителей тепла, которые производят тепло и часто продают его дешевле, чем это стоило бы поставщикам централизованного теплоснабжения. Это способствует проявлению конкуренции в секторе теплоснабжения. В городах, где конкуренция среди производителей выше, цена на тепло сокращается быстрее.

Социальное благосостояние населения страны за счет снижения цен на тепловую энергию – это не единственный положительный аспект использования биотоплива. Экономика страны, при использовании биотоплива, не только улучшает внешнеторговый баланс страны (т.е. отпадает необходимость затрат на топливо), но и способствует созданию новых рабочих мест, развитию совершенно новых отраслей промышленности. Кроме того, использование биотоплива в секторе тепловой энергетики помогает прийти к международным соглашениям.

Литва до 2020 года обязалась производить до 23 % энергии из возобновляемых источников энергии – эти обязательства не только достигнуты, но и значительно превышены.

### **Заключения:**

- Потенциал биотоплива и цена на биотопливо, в 2–3 раза ниже цены импортного природного газа, способствовали развитию биотопливной энергетики в Литве.
- За десять лет в 6 раз увеличилась доля биотоплива в структуре расхода топлива в централизованной системе теплоснабжения Литвы и в 2015 году составила около 61 %.
- Рост доли биотоплива в структуре расхода топлива в централизованной системе теплоснабжения позволил для населения Литвы



**Рис. 4.** Структура расхода топлива в ЦТС и цены на тепловую энергию в городе Каунасе.

снизить цены на тепловую энергию на 25 % (сравнительные средние цены на отопление в 2010–2015 году).

- Использование биотоплива способствует экономическому росту страны, созданию социального благосостояния граждан и стремлению к энергетической независимости.

**Источник:**

1. Литовская ассоциация биотопливной энергетики
2. Литовская конфедерация возобновляемых источников энергии
3. Литовская ассоциация поставщиков тепла
4. Литовская Комиссия по ценам и контролю энергетики

УДК 621.182

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

*Институт газа НАН Украины, г. Киев*

**СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСА ОКСИДОВ АЗОТА  
ДО ЕВРОПЕЙСКИХ НОРМ  
И ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ  
ПОКАЗАТЕЛЕЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ КОТЛОВ**

Институт газа НАН Украины имеет большой опыт в странах СНГ и один из крупнейших в Европе по снижению выброса  $\text{NO}_x$  на 30–70 % котлами ТЭЦ и мощных котельных. В период 1975–2017 гг. на 182 котлах мощностью 30–1000 МВт в 20 странах (Украина, Россия, Болгария и др.) осуществлены мероприятия по снижению выбросов  $\text{NO}_x$  при сжигании природного газа. Например, двухступенчатые горелки с пониженным на 40 % образованием оксидов азота, конструкции Института газа НАН Украины (ГДС-100, ГДС-50) внедрены и работают в течение многих лет на котлах ПТВМ-100 Дарницкой ТЭЦ (ООО «ЕВРО-РЕКОНСТРУКЦИЯ»), котлах ПТВМ-50 котельных «Нивки», «Отрадный» г. Киева и других городов СНГ, а также устанавливаются заводом на новых паровых котлах типа ГМ-50-14 и др. [1].

Согласно директиве Европейского Союза 2010/75/EU, норма выброса NO<sub>x</sub> при сжигании ископаемых топлив приведена в таблице.

Таблица

**Выбросы основных загрязняющих веществ объектами энергетики Украины и нормы согласно директиве 2010/75/EU которая входит в Договор об Ассоциации ЕС и Украина (р = 101,325 кПа)**

| Загрязняющее вещество  | Нормативы по директиве ЕС 2010/75/EU, мг/нм <sup>3</sup> | Показатели ТЭС Украины, мг/нм <sup>3</sup> |           | Превышение над директивой, раз |
|--|--|--|-----------|--------------------------------|
| <b>Работа ТЭС/ТЭЦ от 500 МВт (тепловых) на твердом топливе, O<sub>2</sub> = 6 %</b>            |  |  |           |                                |
| Твердые частички   | 20   | скруббер                                   | 1500–4000 | 75–200                         |
|  |  | эл. фильтр                                 | 350–1000  | 17–50                          |
| SO <sub>x</sub>  | 200  | 800–9000                                   |           | 4–45                           |
| NO <sub>x</sub>  | 200  | 500–1600                                   |           | 2,5–8,0                        |
| <b>Работа ТЭС/ТЭЦ, котельных независимо от мощности на природном газе, O<sub>2</sub> = 3 %</b> |  |  |           |                                |
| NO <sub>x</sub>  | 100  | 200–400                                    |           | 2–4                            |

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 в городах (Киевские ТЭЦ-5 и ТЭЦ-6, Харьковская ТЭЦ-5). Институтом газа проводятся работы на ТЭЦ Украины с целью снижения вредных выбросов, в первую очередь, оксидов азота [2–4]. Перспективными методами повышения эффективности снижения образования NO<sub>x</sub> при сжигании топлива в котлах электростанций, при которых возможно обеспечить снижение оксидов азота на 60–70 % являются: подача газов рециркуляции в топливо, а не в дутьевой воздух; усиление воздействия газов рециркуляции путем увеличения их доли на центральные горелки и соответствующим снижении на крайние, что способствует снижению пика температур в центральной зоне топочной камеры (при сжигании

природного газа и мазута). При сжигании углей 30–40 % снижения образования оксидов азота следует добиваться методами ступенчатого сжигания, которые для различного вида топок, количества и расположения горелок могут существенно отличаться. Украина сильно отстала от стран Европейского Союза в области защиты атмосферного воздуха от вредных выбросов и необходимо срочно провести работы по снижению выбросов в атмосферу твердых частиц, оксидов азота и серы.

Котельное хозяйство Украины, в основном, состоит из котлов и оборудования, введенных в эксплуатацию еще во времена бывшего СССР, конструктивно рассчитанных на использование дешевого топлива [5]. Поэтому, необходимо в обязательном порядке производить реконструкцию котельных агрегатов с учетом стоимости современного 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 [6]. Подавляющее большинство котлов ТВГ-8 (ТВГ-8М), ТВГ-4р эксплуатируется более 30 лет (при расчетном 20), при этом, в ряде городов в.т.ч. 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, ДКВР-6,5/13, ПТВМ-100, ПТВМ-50 и др.) Например, Институт газа НАНУ разработал подовые щелевые горелки 3-го поколения МПИГ-3. Горелки обеспечивают улучшенное смешивание газа с воздухом, работают с малым коэффициентом избытка воздуха и интенсифицируют теплообмен в топке. Институтом газа НАН Украины также разработана новая конструкция конвективной поверхности нагрева из труб Ø32×3 и Ø38×3 мм (вместо труб Ø28×3, из которых сделана заводская поверхность) для котлов ТВГ-8 (ТВГ-8М) и др. Так, установка горелок и но-

вой конвективной поверхности для большинства котлов КВГ-ТВГ, позволяет увеличить КПД на 4,5–5,0 %, а котлов типа НИИСТУ-5 на 8–15 % [7].

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 промышленную эксплуатацию в кotle 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.

### Список использованной литературы

1. Нижник С. С., Сигал И. Я., Уваров С. М., Кернажицкая Е. С. Сжигание газа в топках котлов ПТВМ, оборудованных горелками ГДС // Энергетика и электрификация. – 2000. – № 1. – С. 5–9.
2. Сигал И. Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. – Л.: Недра, 1988. – 312 с.
3. Сигал И. Я., Дубоший О. М., Сміхула А. В. Снижение выбросов оксидов азота котлами электростанций // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 1. – С. 31–35.
4. Сигал И. Я., Дубоший А. Н., Сигал А. И., Сміхула А. В. Повышение эффективности влияния рециркуляции дымовых газов на снижение выброса оксидов азота котлами электростанций // Экотехнологии и ресурсосбережение – 2010. – № 1. – С. 48–52.
5. Сигал И. Я., Домбровская Э. П., Сміхула А. В. К вопросу о модернизации котельного хозяйства Украины // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2004. – № 3. – С. 66–69.
6. Сигал 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 // Экотехнологии и ресурсосбережение. – № 6, 2003. – С. 76–79.
7. 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.

<sup>1</sup>*Научно-исследовательский центр ЗАО «Enerstena», г. Каунас, Литва*

<sup>2</sup>*Литовский Энергетический институт, г. Каунас, Литва*

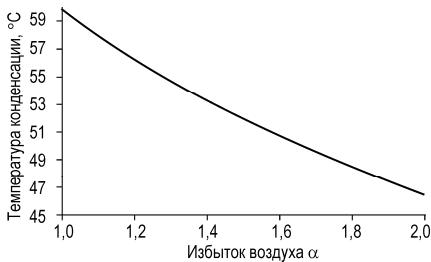
## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОВЫХ КОТЛОВ ПУТЕМ КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ**

Парк газовых котлов в основном состоит из котлов старой конструкции 40–60-летней давности. За это время цены на топливо возросли в десятки раз, и те технические решения, которые когда то были приемлемыми, сейчас уже не соответствуют современным требованиям по экономичности, надежности, по затратам на эксплуатацию и по экологическим показателям. Замена старых котлов на современные требует огромных средств, поэтому не всегда экономически выгодна или возможна.

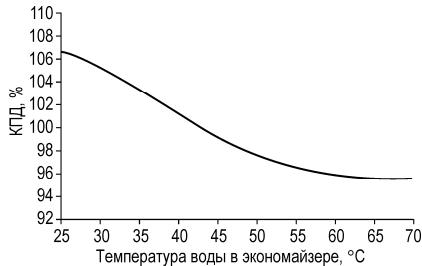
Целями модернизации котлов являются: повышение экономичности, улучшение надежности и управляемости котлов, уменьшение количества обслуживающего персонала и уменьшение влияния человеческого фактора, автоматическое поддержание наиболее оптимальных режимов работы, уменьшение выбросов загрязняющих веществ и ряд других задач.

Опыт модернизации котлов показал, что наилучшие результаты достигаются во время комплексной модернизации. Например, при модернизации горелочных устройств или их замене, при условии автоматизации управления соотношением воздух–топливо, можно получить повышение КПД котла на 1–2 %. В отдельных случаях – больше. Установка же конденсационного экономайзера (КЭ) позволяет повысить КПД установки еще на 5–7 %. Большой эффект на экономайзере ограничен температурой конденсации водяных паров дымовых газов, на которую влияет избыток воздуха в дымовых газах. Например, уменьшение избытка воздуха в дымовых газах с 1,8 до 1,2, повышает температуру точки росы с 49 до 56 °C (рис. 1), что повышает не только КПД собственно котла, но и производительность конденсационного экономайзера.

Производительность КЭ в большой мере зависит и от температуры возвратной воды (см. рис. 2).



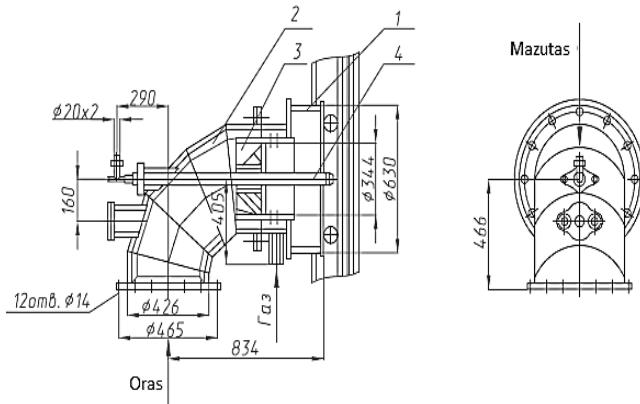
**Рис. 1.** Влияние избытка воздуха в дымовых газах на температуру конденсации водяных паров.



**Рис. 2.** Зависимость КПД котла с конденсационным экономайзером от температуры воды, поступающей в экономайзер.

Так как эффективность КЭ напрямую зависит от избытка воздуха в дымовых газах, наибольший эффект может быть получен только в результате комплексной модернизации котла для снижения избытка воздуха и установки КЭ.

В Институте Энергетики Литвы (ЛЭИ) были разработаны решения по модернизации заводских горелок котлов ПТВМ, включая замену мазутных форсунок на современную конструкцию (рис. 3).



**Рис. 3.** Модернизация горелок котлов ПТВМ, разработанная Литовским Энергетическим институтом.

На котле ПТВМ-50 Паневежских тепловых сетей («Panevėžio energija»), была осуществлена модернизация горелок (ЛЭИ) и автоматизация горелок и котла (Enerstena VS). Результаты модернизации при-

ведены в табл. 1. Было получено существенное снижение избытка воздуха при автоматической работе котла, повышение КПД котла на 2,6 %. Концентрация  $\text{NO}_x$  снизилась с 250 до 185 мг/м<sup>3</sup> при работе на газе и с 440 до 340 мг/м<sup>3</sup> при работе на мазуте. Улучшилась надежность и безопасность эксплуатации котла, так как при автоматизации были использованы компоненты современной автоматики и запорной и регулирующей арматуры. Количество горелок снижено до 8, а производительность котла до 44–45 МВт, с целью вывода котла из под влияния директивы ЕС 2010/75.

*Таблица 1  
Результаты модернизации горелок и котла ПТВМ-50*

| Параметр                          | При сжигании газа                      |                         |                           | При сжигании мазута                    |                         |                           |
|-----------------------------------|--|-------------------------|---------------------------|--|-------------------------|---------------------------|
|                                   | До модерн.                             | После модерн.           | Замечания                 | До модерн.                             | После модерн.           | Замечания                 |
| Диапазон модуляции, МВт           | нет                                    | 15–25 и 28–44           | 4 горелки и все 8 горелок | нет                                    | 16–24 и 31–46           | 4 горелки и все 8 горелок |
| Избыток воздуха                   | 1,25 (4 горелки)<br>1,14 (все горелки) | 1,06–1,13 весь диапазон |                           | 1,35 (4 горелки)<br>1,18 (все горелки) | 1,08–1,18 весь диапазон |                           |
| КПД котла, %                      | 89,2                                   | 91,8                    |                           | 89,6                                   | 92,2                    |                           |
| $\text{NO}_x$ , мг/м <sup>3</sup> | 250                                    | 185                     | при номинале              | 441                                    | 344                     | при номинале              |

В 1996 году в г. Вильнюс на ТЭЦ-2 была осуществлена полная реконструкция котла ПТВМ-100, включающая полную замену поверхностей нагрева газоплотными экранами и их увеличение, а также замену 16 горелок на 6, расположенных на противоположных сторонах топки (табл. 2, рис. 4).

Котел оснащен 6 горелками Hamworthy CE модели DFL650. Установлены отдельные дутьевые вентиляторы и калориферы для каждой группы из 3 горелок (правая/левая сторона), отдельные газовые и мазутные линии для каждой стороны котла. Таким образом, каждая группа из 3 горелок полностью отдельно управляема. Произведена полная автоматизация котла, т.е. работа без обслуживающего персонала.

Литовский Энергетический институт (ЛЭИ) разработал горелки с пониженными выбросами  $\text{NO}_x$ , серии D. Горелки мощностью 35 МВт модели D-30 (рис. 5) были установлены на котле КВГМ-100 Вильнюсской ТЭЦ-2.

Таблица 2  
Реконструкция котла ПТВМ-100 на Вильнюсской ТЭЦ-2

| Параметр                               | До реконструкции | После реконструкции |
|--|------------------|---------------------|
| Радиационные поверхности, $\text{м}^2$ | 184              | 237                 |
| Конвективные поверхности, $\text{м}^2$ | 2999             | 4694                |
| Производительность на газе, МВт        | 110              | 146                 |
| Производительность на мазуте, МВт      | 71               | 110                 |
| Количество горелок                     | 16               | 6                   |
| Количество вентиляторов                | 16               | 2                   |

В начальном исполнении горелки достигли уровня  $\text{NO}_x$  до 150  $\text{мг}/\text{м}^3$  при сжигании природного газа и это вполне соответствовало в то время действующим требованиям. Однако, после действия новой директивы ЕС 2010/75 по выбросам от больших котлов (50 МВт и выше), потребовались более низкие выбросы по окислам азота. Котел был оборудован системой рециркуляции дымовых газов с их подачей на горение (рис. 6).

При сотрудничестве Enerstena VS и ЛЭИ были модернизированы разные типы котлов, как паровых ДКВР и ДЕ, так водогрейных ПТВМ и КВГМ. Накоплен достаточный опыт модернизаций горелок и котлов.

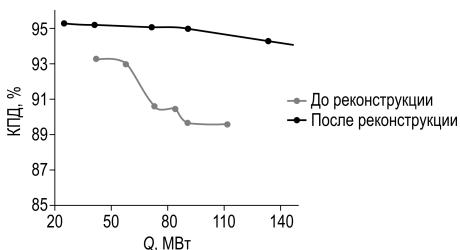


Рис. 4. КПД котла ПТВМ-100 до и после модернизации.

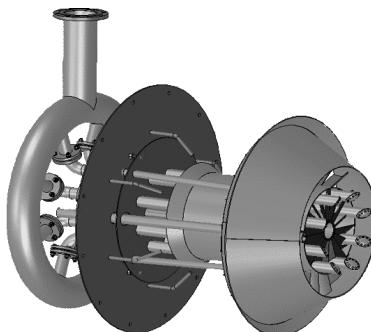
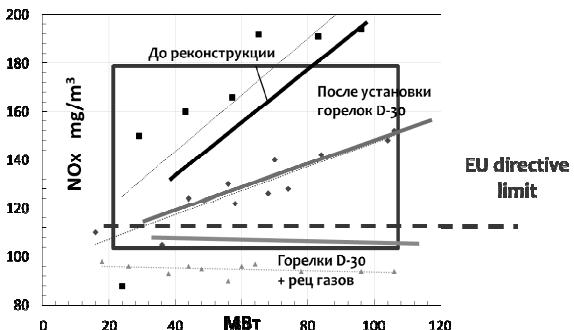


Рис. 5. Вид горелки Литовского Энергетического института D-30.



**Рис. 6.** Изменение концентрации  $\text{NO}_x$  при разных нагрузках котла КВГМ-100, до замены горелок, после установки горелок D-30 и после дополнительной установки системы рециркуляции дымовых газов.

Enerstena разработала серию конденсационных экономайзеров, которые стали широко распространяться. Анализ показывает, что при увеличении мощности КЭ, снижаются удельные капиталовложения, поэтому экономайзеры более выгодно ставить за более мощными котлами. Типичным решением является установка одного общего КЭ для группы котлов. Например, для группы котлов мощностью 100 МВт, может быть установлен один экономайзер, пропускающий дымовые газы от мощности 100 МВт. Это позволяет иметь большую маневренность по подбору работающих котлов.

Выводы: модернизация только котлов, включающая модернизацию или замену горелок, автоматизацию котла (включая точную автоматическую поддержку соотношения топливо–воздух), позволяет повысить КПД котла от 2 до 3 %. Установка конденсационного экономайзера без модернизации котла, позволяет увеличить КПД котла на 5–7 %. Однако комплексная модернизация, включающая и модернизацию котла и установку КЭ, позволяет получить синергический эффект – большую суммарную эффективность, которая может достигнуть повышение КПД системы более чем на 10 %.

### Список использованной литературы

1. Gas-Brennwertgerate – Umweltentlastung und Energieeinsparung durch Warmegewinn aus den Abgassen, Rurgas AG, 1995.
2. Буйнявичюс К. Котельная, КПД которой превышает 100 % – реально ли это ? // Энергоэффективность. – Минск, 2013, № 6. – С. 36–37.
3. Буйнявичюс К. Опыт внедрения утилизаторов за котлами мощностью 50 МВт и выше. Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: Сборник трудов / Институт промышленной экологии. – К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2015. – С. 144–146.

**В. А. Арсирий, А. Г. Бутенко**

*Одесский национальный политехнический университет, г. Одесса*

**УЛУЧШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ  
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК  
ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ 300 МВт**

На энергоблоках 300 МВт в системе очистки дымовых газов используются электрофильтры, которые удаляют только твердые частицы. В начале эксплуатации массовая концентрация золы в выбрасываемых дымовых газах не превышала 50–100 мг/нм<sup>3</sup>. Однако сегодня выбросы золы на энергоблоках 300 МВт составляют более 1000 мг/м<sup>3</sup>. Украина взяла на себя обязательства обеспечить очистку дымовых газов от твердых частиц на уровне европейских норм 30–50 мг/нм<sup>3</sup>, то есть выбросы золы на ТЭС должны быть уменьшены в 20 раз [1]. Сегодня замена электрофильтров выполняется с увеличением их размеров. Опыт замены электрофильтров на котлах 4А и 4Б Криворожской ТЭС в 2005 году показал, что после установки новых электрофильтров, размеры которых увеличены в 2 раза, выбросы золы были меньше 50 мг/м<sup>3</sup>, однако через пять лет выбросы золы увеличились до 270 мг/м<sup>3</sup>. Недостатком реновации было увеличение затрат на работу дымососов более чем на 15 %.

В 2012 году для улучшения качества очистки дымовых газов котла № 4Б был выполнен проект с выполнением дополнительного этапа совершенствования геометрии проточных частей на основе метода визуальной диагностики структуры потоков. [2]. Визуализация выполнялась на стендах в физических моделях характерных сечений проточных частей тягового тракта, которые разрабатывались на основе чертежей, разработанных на основе реальных размеров проточных частей тягового тракта котла 4Б, измеренных в период останова энергоблока. При визуальных исследованиях структуры потоков линии или полосы, а также однородные оптические области характеризуют градиенты скорости исходя из интенсивности света и тени. В светлых точках скорости больше средней величины, а в темных точках скорости меньше средних значений. Изображения визуальной диагностики характеризуют поле мгновенных значений скоростей или структуру потоков.

Первым этапом проекта было выполнение диагностики структуры потока во входных участках электрофильтров энергоблока № 4, установленных в 2005 году (рис. 1).

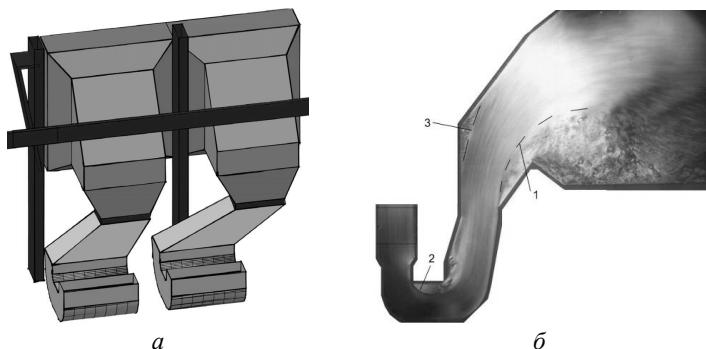


Рис. 1. Анализ конфигурации тягового тракта перед электрофильтрами по итогам реконструкции в 2005 году:  
а – конфигурация входных участков электрофильтров;  
б – визуальная диагностика структуры потока перед электрофильтром.

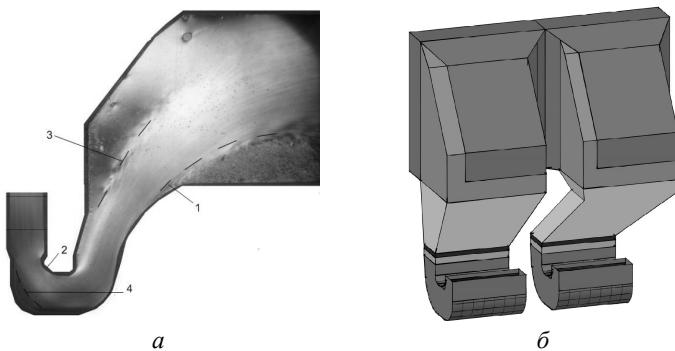
Геометрия тягового тракта (рис. 1, а) имеет неоправданно сложную конфигурацию. Анализ визуальной картины (рис. 1, б) при движении дымовых газов от РВП до входа в электрофильтры показал зоны отрыва потока от стенок и то, что в нижнюю часть сечения электрофильтров попадает малая часть дымовых газов. Таким образом, анализ результатов визуальной диагностики потоков в новой системе очистки дымовых газов энергоблока № 4 Криворожской ТЭС, а также анализ изменения параметров работы котлов после реновации 2005 года позволил отметить следующие недостатки проекта полной замены электрофильтров.

1. Попытки установить крупные электрофильтры в габаритах старой компоновки котла привели к усложнению конфигурации тягового тракта. Неравномерное распределение газов во входных участках зоны очистки увеличило абразивный износ металла, что повлекло снижение эффективности золоулавливания.
2. Анализ режимных карт котлов 4А и 4Б до и после реконструкции показал увеличение затрат энергии на работу дымососов Д-4А и Д-4Б более чем на 15 %, что указывает на увеличение сопротивлений элементов тягового тракта после замены электрофильтров.
3. Следствием увеличения сопротивлений тягового тракта после реконструкции котла являются увеличение разряжения перед дымо-

сосами (после реновации). Увеличение разряжения в тяговом тракте неизбежно привело к увеличению присосов холодного воздуха в тракты котлов энергоблока № 4.

В 2012 году на котле № 4Б Криворожской ТЭС был реализован проект реконструкции тягового тракта и системы очистки дымовых газов. Идея реконструкции заключалась в корректировке геометрии проточных частей и конфигурации тягового тракта от котла до электрофильтров, без замены электрофильтров. Главная задача корректировки аэродинамики – обеспечить равномерное распределение скоростей во входных участках электрофильтров, чтобы увеличить пространство их эффективной работы. При подготовке проекта реконструкции кроме традиционных этапов проектирования выполнены два дополнительных этапа:

- 1 – визуальная диагностика структуры потоков в физических моделях проточных частей с целью выявления недостатков конфигурации тягового тракта, которая была представлена на рис. 1, б;
- 2 – совершенствование или корректировка проточных частей тракта на основе исследования структуры потоков (рис. 2, а). На основе структуры потоков определена новая конфигурация тягового тракта (рис. 2, б).



**Рис. 2.** Методика разработки новой конфигурации проточных частей:

а – результаты визуальной диагностики структуры потока перед входными участками электрофильтров; б – новая конфигурация тягового тракта перед электрофильтрами после реконструкции 2012 года.

Сравнение результатов диагностики структуры потока на рис. 1, б и рис. 2, а показывает, что дымовые газы попадают в среднюю часть электрофильтра, что позволит более равномерно заполнить пространство очистки в электрофильтрах дымовыми газами.

Устранение зон отрыва потока от стенки – поз. 4 с использованием вставок – обтекателей обеспечивает внутреннее изменение геометрии каналов. Реконструкция тягового тракта была выполнена только на котле 4Б. Тяговый тракт котла 4А остался без изменений. Далее приведены основные результаты ремонта энергоблока № 4 в 2012 году.

1. Результаты испытаний котла 4Б после совершенствования конфигурации проточной части тягового тракта в 2012 году показали снижение массовой концентрации выбросов твердых частиц после очистки до величины менее  $50 \text{ мг}/\text{нм}^3$ .
2. Анализ режимных карт котлов 4А и 4Б показал, что затраты электроэнергии на дымосос 4А практически не изменились, а на котле 4Б после проведенных работ затраты энергии на работу дымососа уменьшены на 14 %. Снижение затрат энергии на работу дымососа 4Б обеспечило окупаемость проекта корректировки котла 4Б менее чем за 2 года.
3. Снижение сопротивлений тягового тракта обеспечило уменьшение разряжения перед дымососом Д-4Б от  $P_{Д4Б} > 380 \text{ мм вод. ст.}$  (до реконструкции) до величины  $P_{Д4Б.12} < 350 \text{ мм вод. ст.}$  (после реконструкции). За счет снижения разряжения в тяговом тракте присосы холодного воздуха в тяговом тракте от котла до входа в электрофильтры энергоблока № 4Б уменьшены на 8 %.

В статье выполнен анализ двух вариантов улучшения очистки дымовых газов: 1 – путем замены электрофильтров с существенным увеличением их размеров; 2 – за счет совершенствования геометрии проточных частей тягового тракта перед электрофильтрами в соответствии со структурой турбулентности. Указанные варианты не нужно рассматривать как альтернативные, так как сегодня необходимо менять системы очистки из-за их физического износа. Обеспечить нормативные показатели очистки дымовых газов от твердых частиц можно путем замены электрофильтров, но при этом целесообразно выполнять этап проектирования – корректировку геометрии проточных частей. Реновация позволит решить не только экологические проблемы, но также улучшить энергетические параметры эксплуатации энергоблоков.

### **Список использованной литературы**

1. Энергия. Экология. Будущее / В. П. Семиноженко, П. М. Канило, В. Н. Остапчук, А. И. Ровенский. – Харьков: Пратор, 2003. – 464 с.
2. Pat. PST 5.812.423 USA Method of determining for working media motion and designing flow structures for same // Maisotsenko V. S., Arsiri V. A. – Publ. 22.09.1998.

**В. Г. Демченко**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

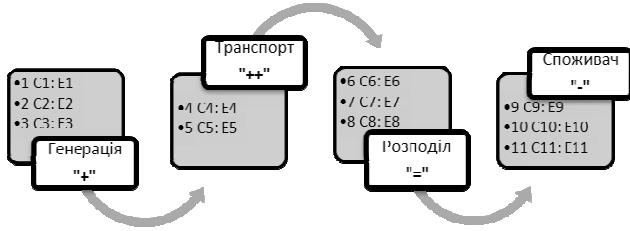
## **БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНА ОЦІНКА ЗАХОДІВ ПО ОПТИМІЗАЦІЇ СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ**

В останнє десятиліття в Україні спостерігається щорічне зростання вартості теплової енергії, а так само – збільшення втрат на всіх стадіях: генерація, передача і споживання енергоресурсів з 8,51 % до 13,1 %.

В Україні нині енергоємності продукції приділяється мало уваги, вважаючи, що її не можна понизити або – якщо є можливість зменшити – тільки за допомогою великих капітальних вкладень, при цьому енергетичні витрати знаходяться на високому рівні. Зниження енергоспоживання є однією з найважливіших умов сучасної ринкової економіки. Значний потенціал щодо енергозбереження в нашій країні мають системи теплопостачання. Це пов’язано з високою мірою зношеності генеруючого устаткування, теплових мереж і конструкцій будівель.

Для інвестиційної оцінки заходів з енергозбереження потрібна розробка об’єктивних методів багатокритеріальної оцінки енергетичної ефективності джерел і систем енергопостачання. Існуючі методи аналізу потенціалу енергозбереження не дають системних оцінок. Потрібне вдосконалення методів комплексного аналізу заходів з енергозбереження за різними критеріями якості: технологічним, економічним, споживчим і екологічним. Відповідно до вищевикладеного, актуальною є проблема багатокритеріальної оцінки заходів з енергозбереження і підвищення енергетичної ефективності в системах теплопостачання СТП [1].

Розробка технічних рішень – зміни режиму і технологічних схем – дозволяє наблизитися до квазистатичного процесу. За результатами техніко-економічних досліджень математичних моделей встановлено, що одним з головних етапів модернізації устаткування є визначення техніко-економічних показників, що відповідають необхідним значенням, з урахуванням технологічної схеми об’єкту і конструкцій елементів і умов експлуатації. Для представлення переліку заходів з енергозбереження в наочному вигляді при пошуку актуальних напрямів зниження теплових втрат на об’єкті розроблена спеціалізована блок-схема, приклад якої надано на рисунку.



Вершинами графа є характерні точки СТП, в яких відбувається розділення потоку енергії (котельня, ЦТП, ІТП, ТК). Кожна з позицій графа представляє технічний або організаційний захід, який забезпечує економію теплової енергії на цій ділянці системи та має свої витрати: вартість впровадження С і ефект – Е (кількість заощадженої теплової енергії у вартісному вираженні).

Заходи 1, 2, 3 відповідають тим заходам, які можуть бути реалізовані на центральній котельні або тепловому пункті підприємства (заміна теплообмінного устаткування, його теплоізоляція або установка частотно-регульованих приводів на електродвигуни мережевих насосів).

Заходи 4 і 5 відповідають тим заходам, які можуть бути виконані для зниження втрат теплової енергії при її транспортуванні від ЦТП до ТП (гіdraulічний режим, ізоляція трубопроводів). Заходи 6, 7, 8 визначають заходи з енергозбереження в ТП (автоматизація ТП, переведення системи опалювання на черговий режим, регулювання розподілу теплоносія по фасаду будівлі). Заходи 9, 10, 11 визначають заходи з енергозбереження і енергоефективності по будівлі (утеплення огорожувальних конструкцій, рекуперація повітря, акумулювання теплоти).

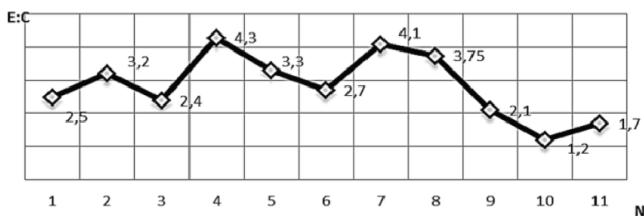
Якщо на даному рівні системи тепlopостачання можуть бути застосовані один або декілька напрямів підвищення енергетичної ефективності з усієї сукупності заходів, то вказується символ «++». Для можливості впровадження з усієї сукупності тільки одного заходу застосовується знак «+». У разі потреби впровадження усієї підмножини заходів вказується знак «==». У разі відсутності заходів знак «--» [2].

Для вивчення фактичного стану системи тепlopостачання і оцінки розподілу теплових потоків складається рівняння теплового балансу, в якому враховуються: теплота споживання енергії споживачем; об'єм теплоти на власні потреби котелень або ЦТП; втрати теплової енергії котлами та теплотехнічним устаткуванням, в системі опалювання і вентиляції, в системі ГВП. В результаті аналізу рівняння теплового балансу можна зробити висновки, що зниження втрат теплоти можна досягти на кожно-

му рівні системи за допомогою впровадження енергозберігаючих заходів. Завдання оптимізації втрат теплової енергії по енергозбереженню оцінюються двома критеріями: сума капітальних і експлуатаційних витрат С та ефект, отриманий від впровадження заходу, виражений у вартісному випадку від об'єму заощадженої теплової енергії, Е.

Рішення задачі зниження втрат в СТП полягає у виборі заходів, вартість яких не перевищує запланованого об'єму, і їх впровадження забезпечить отримання максимального ефекту. Для багатокритеріальної оцінки заходів по енергозбереженню зручно використати структурований метод організації і аналізу рішень аналітичного процесу ієархії (АНР).

Залежність економічного ефекту (Е) від об'єму капіталовкладень (С) і відношення Е: С (значення отримуваного ефекту на гривню капітальних і експлуатаційних витрат) представлена на рисунку.



## Висновки

1. Запропонована модель може бути застосована на підприємствах тепlopостачання та окремих об'єктах.
2. Адекватність розробленої моделі підтверджена практичними результатами впровадження заходів по енергозбереженню.

## Список використаної літератури

1. Демченко В. Г. Корреляционный анализ системы центрального теплоснабжения населенного пункта // Промышленная теплотехника. – Киев, 2009. – Т. 31. – № 7. – С. 32–34.
2. Мокроусов В. С. Применение специализированной граф-схемы для описания вариантов энергосберегающих мероприятий, Вестник Ивановского ГЭУ. – 2012. – № 5. – С. 85–87.

**А. М. Тарадай, Д. Ф. Гончаренко, М. А. Яременко,  
Е. С. Есин, С. В. Фомич**

*Харьковский национальный университет строительства  
и архитектуры МРК «Теплоэнергия», г. Харьков*

## **ПОКВАРТИРНАЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИЯ ОСНОВА ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ- ЭФФЕКТИВНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ**

Украина – страна централизованного теплоснабжения (ЦТ), которое развивалось базируясь на крупных, средних и мелких источниках тепла. Приоритет был отдан ТЭЦ, районным и квартальным котельным. Практически в каждом населенном пункте, будь то город или поселок городского типа мы имеем централизованную систему теплоснабжения работающую на газовом топливе. На долю твердотопливных источников тепла приходится не более 20 % всего централизованного теплоснабжения страны. Наличие централизованных систем теплоснабжения потребовало создание мощных эксплуатирующих организаций – Теплокоммунэнерго (ТКЭ). С экологической точки зрения ЦТ значительно лучше по своим показателям по сравнению с децентрализованным (ДТ). Главным преимуществом ЦТ перед ДТ в концентрации источников тепла, а следовательно и выбросов на конкретной территории. Источники тепла, как правило располагают удаленно от жилой застройки. Понятно, что на таких источниках тепла можно оборудовать наиболее современные очистные сооружения для снижения вредных выбросов. ДТ влечет за собой рассредоточение вредных выбросов по всей территории жилой застройки. При этом качество очистки выбросов значительно ниже.

Большая часть существующего жилого фонда Украины – это многоэтажные дома 5–16 этажей постройки второй половины прошлого века. Естественно, они питаются теплом от ЦТ. Любая система теплоснабжения состоит из трех основных составляющих: 1 – источник тепла, 2 – тепловые сети, 3 – потребитель тепла (абонент). Вторая составляющая –

тепловые сети – разрастается по мере увеличения степени централизации и в отдельных системах крупных городов достигает сотен километров.

Анализируя состояние систем теплоснабжения в Украине, странах ближнего и дальнего зарубежья приходится признавать: низкое качество строительства, несоблюдение строительных норм и правил, стремление нарастить жилой фонд любой ценой и ряд других объективных и субъективных факторов привело к плачевному состоянию систем теплоснабжения и особенно тепловых сетей. Весь мир уже более полувека проектирует и строит тепловые сети только из предварительно изолированных труб. Мы же приходим к этому только в последние два десятилетия.

Проблему надежности и энергоэффективности теплоснабжения во многом усугубляла погоня за экономией металла во внутридомовых системах отопления. Однотрубные вертикальные системы отопления, которыми оборудованы все жилые дома прошлого века – это «бич» системы теплоснабжения. Такие системы отопления не имеют регулировки, в них качество отопления каждой квартиры зависит от теплосъема в соседних квартирах. Конструкция таких систем полностью исключает установку квартирных счетчиков тепла.

Все вышесказанное, а также несправедливость в ценообразовании на газовое топливо, при котором долгое время цена на газ для ДТ была в разы ниже чем для ЦТ, а также мощное «лобби» изготовителей квартирных котлов породило массовое движение по децентрализации систем теплоснабжения многоэтажных жилых домов. Это привело к массовой децентрализации в ряде поселков городского типа, районных центрах, и частично крупных городах. В некоторых населенных пунктах процесс стихийной децентрализации привел к тому, что до сих пор мы имеем значительное количество квартир многоэтажных зданий, в которых вообще нет никакого отопления. Следствием децентрализации стала ликвидация в ряде населенных пунктов подразделений ТеплоКоммунэнерго по обслуживанию систем теплоснабжения. Там, где это произошло предстоит еще много работы по восстановлению нормального теплоснабжения. В таких крупных городах как Киев, Харьков, Днепр, Запорожье, Одесса, Николаев и др. все устремления децентрализаторов переоборудовавших отдельные квартиры многоэтажных домов с централизованного на индивидуальное от газовых котловых не нанесли существенного ущерба системам теплоснабжения. Процент децентрализации в этих городах колеблется в пределах 1–10 %.

В этом нет ничего удивительного, так как децентрализовать жилые массивы городов с 9–16-этажной застройкой практически невозможно,

как из-за этажности зданий так и из-за необходимости значительной реконструкции газораспределительных сетей. Однако опыт эксплуатации полностью или частично децентрализованных систем теплоснабжения дал и положительный результат в части сокращения расхода газа, в том числе благодаря теплоизоляции квартир самими абонентами за их счет. При этом необходимо подчеркнуть, что **экология городов и поселков с переводом на ДТ ухудшилась**. Еще пагубнее сказывается на экологии децентрализация с использованием источников тепла на различных видах биотоплива.

В настоящее время мировая практика имеет конкретные примеры запрета децентрализации. На государственном уровне в Польше, Великобритании, Китае и ряде других стран (особенно на твердые виды топлива).

Мы полагаем, что накопленный опыт децентрализации и объективное сопоставление достоинств и недостатков систем ЦТ и ДТ позволяет нам сделать технические и организационные предложения по коренному совершенствованию существующих систем отопления многоэтажных жилых зданий.

Таким техническим решением является поквартирная децентрализация существующих однотрубных систем отопления с сохранением действующих источников тепла и тепловых сетей от них при оборудовании каждой квартиры счетчиком тепла.

Полувековой опыт эксплуатации и многолетние научные исследования показывают, что существующие единые вертикальные однотрубные системы жилых домов, периода массовой застройки второй половины прошлого века, а это более 80 % всего отапливаемого жилого фонда, невозможно оснастить поквартирными приборами учета тепла без их переоборудования в поквартирные системы. Напрашивается вывод: **необходимо сделать систему отопления поквартирной, как это делается сейчас во всех новых строящихся домах**.

Отопительные системы в многоэтажных жилых домах советского периода можно и нужно уже сегодня переоборудовать таким образом, чтобы жители могли регулировать и учитывать количество тепла, поступающего в каждую квартиру и комнату. Чем дальше отягивается процесс модернизации внутридомовых систем теплоснабжения, тем больше усугубляется решение задачи по повышению энергоэффективности жилых домов. Существующие жилые дома по своим теплотехническим характеристикам в 2–3 раза ниже зарубежных аналогов, и следовательно требуют в 2–3 раза больше тепла.

Мировая практика свидетельствуют, что никакие другие мероприятия по снижению расхода топлива (замена котлов, горелок, экономайзеры, автоматизация, устройство ИТП и т.д.) не дают такого эффекта, как утепление отапливаемых зданий и сооружений. Все вместе взятые мероприятия по устранению потерь на теплоисточниках и тепловых сетях не могут дать того, что дает наружная теплоизоляция стен зданий, с заменой окон и балконных дверей.

Анализ показателей работы предприятий ТКЭ последних лет показал, что снижение газопотребления достигнуто за счет работ по модернизации источников тепла, замены тепловых сетей и других организационно технических мероприятий. «Главный растратчик» тепла многоэтажный жилой дом в этом процессе практически не участвует.

Очевидно, что вопрос энергетической и экологической эффективности мы должны решать в первую очередь снижая потребление газа предприятиями ТКЭ за счет значительного уменьшения теплопотребления основными абонентами – многоэтажными жилыми домами, на долю которых приходится более половины всего газа используемого для выработки тепла.

Снижение тепловых потерь через ограждающие конструкции зданий, приведет к экономии в целом по Украине до 3,5 млрд. м<sup>3</sup> в год. По Харькову и Харьковской области при потреблении на центральное отопление около 715,0 млн. м<sup>3</sup> газа, экономия составит до 300,0 млн. м<sup>3</sup> в год.

Опыт более «богатых» чем Украина стран Восточной Европы, которые прошли такой же путь «утепления» жилых зданий свидетельствует о том, что без привлечения средств самих владельцев квартир эта задача не решится. Формы привлечения средств: нормативы, штрафы, кредиты, рассрочки, льготные тарифы, понижающие коэффициенты и т.д., у них были различные, но основные составляющие присутствовали везде: 1 – привлечение средств населения, 2 – регулирование и руководство всем процессом «утепления» государством и местными органами власти, 3 – полная заинтересованность теплоснабжающей организации.

Очевидно, что без привлечения средств владельцев квартир для утепления многоэтажных жилых зданий невозможно решить проблему радикального повышения энергетической и экологической эффективности централизованных систем теплоснабжения. Поэтому чем быстрее будут внедрены в жизнь наши предложения, тем быстрее получат реальную экономию все, в том числе, владельцы квартир, теплоснабжающие предприятия, местные органы власти и государство в целом.

Общедомовой прибор учета тепла (ПУТ) на вводе в жилой дом стал необходимым условием для нормального теплоснабжения. Общедомовыми ПУТ оборудовано уже более 30 % всех жилых домов в Украине. Еще выше этот показатель в Запорожье и Харькове. Поэтому необходимо решать поставленные правительством задачи – каждый дом должен иметь ПУТ и расчеты за фактически полученное тепло должны производиться по прибору учета. Это норма для всего цивилизованного мира – так должно быть и в Украине.

Очевидно, что, какой бы хороший ПУТ мы не ставили на вводе в дом, все равно продолжается коллективная бесхозяйственность в вопросах потребления тепла и оплате за него. Ведь если у жителей общий счетчик, они и экономить должны все вместе. Теоретически должны, а практически не хотят.

Сложилась ситуация, когда центральное отопление – самая дорогая из жилищно-коммунальных услуг – пока остается вне «сферы влияния» потребителя, который вынужден оплачивать то количество тепла, которое указывают ему в распределительном счете на его оплату, не имея возможности регулировать этот процесс по своему желанию и возможностям. Общедомовые приборы, как показывает опыт, учитывают фактическое потребление тепла на дом, но не являются стимулом для экономии средств отдельно взятой семьи.

**Из этого следует, что только при наличии ПУТ в своей квартире, ее владелец может по своему усмотрению увеличивать или уменьшать количество подаваемого тепла независимо от своих соседей. И как следствие иметь стимул для утепления с реально ощущимым экономическим результатом.**

А для того чтобы был ПУТ в каждой квартире нужно реконструировать всю существующую систему отопления дома. Задача на первый взгляд неосуществимая. Невзирая на сложность задачи следует понимать, что реконструкцию или капитальный ремонт систем отопления мы вынуждены делать независимо от нашего желания и возможностей, так как все эти системы уже давно отслужили один, а то и два нормативных срока эксплуатации.

Следует также четко понимать, что переходя на поквартирные системы отопления со счетчиками, мы сохраняем и развиваем существующие системы теплоснабжения и предприятия ТКЭ, поднимая их на более высокий энергетический и экологический уровень.

Вышесказанное требует значительных затрат которые так или иначе будут изысканы. Не дожидаясь внедрения затратных мероприя-

тий мы предлагаем решать вопрос энергоэффективности сейчас за счет совершенствования ценообразования на тепловую энергию.

Во многом эффективность энергосбережения зависит от действующей нормативной базы. На сегодняшний день она такова, что какие бы мероприятия по утеплению не предпринял владелец квартиры в многоэтажном доме он не получит желаемого экономического результата, так как расчет за тепло идет по общедомовому счетчику тепла и распределяется пропорционально отапливаемой площади, а при отсутствии прибора учета, по тарифам за 1 м<sup>2</sup>. Многие жители меняют окна в своих квартирах, утепляют стены, пол, потолки, но на величину их оплаты за тепло это никак не влияет. Они платят столько же, сколько их неутеплившиеся соседи, хотя своими действиями по утеплению эти люди сэкономили в масштабах всего дома какое-то количество тепла.

Утеплив свою квартиру ее владелец явно улучшил свой комфорт, но также он частично снизил теплопотребление всего дома, что и покажет общедомовой ПУТ. Получается, что весь дом будет платить меньше, хоть на малую долю, но меньше. При этом вложения делал один владелец, а экономическую выгоду он получает наравне со всеми, что явно несправедливо и не способствует росту инициативы со стороны каждого владельца квартиры.

Поэтому предлагается на первом этапе ввести поощрительную систему для тех жильцов, которые вкладывают свои средства в утепление квартир.

Предлагаемая нами система оплаты ни у кого ничего не забирает, так как, «Теплоэнерго» или «Теплосеть» по-прежнему получит столько, сколько покажет общедомовой счетчик, а жильцы в свою очередь оплатят чуть меньшую сумму за счет утепления, выполненного одним из них.

На наш взгляд действующая сегодня в стране система ценообразования (тарифы на тепло) ни в коей мере не способствует повышению энергоэффективности производства и использования тепла. На сегодняшний день НКРЕ устанавливает и утверждает единый тариф за 1 м<sup>2</sup> жилой площади. Независимо от того в скольких населенных пунктах работает та или иная теплоснабжающая организация и какие типы домов отапливает. Также не учитывается, что тариф на тепло, получаемого от ТЭЦ в соответствии с законами физики и термодинамики должен быть не менее чем на 30 % ниже чем на тепло, получаемое от котельных.

Анализ показывает, что действующая система усреднения тарифа привела к тому, что жильцы проживающие в одних типах домов переплачивают, а других – недоплачивают. Как правило переплачивают

владельцы квартир обычной планировки близкой к «хрущевкам», а недоплачивают владельцы квартир улучшенной планировки.

Разработчики действующих методик ценообразования на тепло, как бы не видят и не учитывают тот факт, что уже более трети всех многоэтажных жилых домов оснащены общедомовыми приборами тепла, работающими в некоторых домах более пятнадцати отопительных сезонов. Основными отправными точками формирования тарифов по прежнему являются присоединенные нагрузки жилых домов и их отапливаемая площадь.

**Мы предлагаем вместо действующего метода усредненного расчета тарифа для населенного пункта ввести аналогово-дифференцированный метод для каждого типа зданий**

Наш метод расчета тарифов базируется на определении нормативного потребления тепловой энергии на 1 м<sup>2</sup> для каждого типа зданий, так как вся жилая застройка у нас в Украине велась по типовым проектам. При этом в каждом из типов зданий отбираются все дома, оборудованные счетчиками тепла и по их фактическим показателям рассчитывается норматив именно для этого типа зданий. Таким образом базовый норматив будет объективно определен для каждого типа зданий не расчетным путем, а по показаниям счетчиков. **Эти базовые нормативы могут быть взяты за основу по всей Украине и утверждены НКРЕ.** При этом мы считаем правильным вернуться к системе формирования и утверждения тарифов на местах т.е. на уровне местных советов. Такое решение позволит более эффективно устанавливать тариф используя общеукраинскую базовую цену одного квадратного метра здания данного типа с прибавлением к ней затрат на производство и транспортировку тепла каждой теплоснабжающей организацией.

Такой метод формирования тарифов позволит обеспечить так называемую социальную справедливость при начислении потребителям оплаты за потребленное тепло, то есть, каждый потребитель будет платить только за тепло потребленное его домом, а не за какую-то мифическую усредненную величину, рассчитанную на основании проектных нагрузок без учета фактического состояния домов сетей и источников.

### **Список использованной литературы**

1. Щекин Р. В., Кореневский С. М., Бем Г. Е., Скороходъко Ф. И., Чечик Е. И., Соболевский Г. Д., Мельник В. А., Кореневская О. С. Справочник по теплоснабжению и вентиляции, изд. 4, переработанное и дополненное. В двух томах. – Киев: Будівельник, 1976. – 678 с.

2. Закон України «Про теплопостачання».

3. Закон України «Про енергозбереження».
4. Постанова Кабінету міністрів України «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги» від 1 червня 2011 р. № 869, м. Київ.
5. ДБН В.2.2-15-2005 «Житлові будинки».
6. Тарадай А. М., Яременко М. А., Чернокрилюк В. В., Есин Е. С. Основные направления модернизации систем теплоснабжения для решения задачи снижения потребления природного газа в Украине // Науковий вісник будівництва. – Харків: ХНУБА, ХОТВАБУ, 2014. – Вип. 77. – С. 120–123.
7. Тарадай А. М., Кириленко И. Г., Редько А. Ф., Яременко М. А. Тенденция развития централизованного и децентрализованного теплоснабжения // Науковий вісник будівництва. – Харків: ХГТУСиА, ХОТВАБУ. – № 45, 2008. – С. 182–186.
8. Редько А. Ф., Тарадай А. М., Кириленко И. Г., Яременко М. А. Анализ работы систем учета расхода тепловой энергии в Харьковском регионе // Науковий вісник будівництва. – Харків: ХГТУСиА, ХОТВАБУ. – № 46, 2008. – С. 233–241.

УДК 502.5:504.38

**Д. Ю. Падерно, К. О. Корінчук, В. О. Логвин**

*Інститут промислової екології, м. Київ*

## **ОСОБЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ БАЗОВОГО РІВНЯ ВИКІДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ В РАМКАХ ПІДГОТОВКИ ДО УСТВ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ**

Система торгівлі дозвільними одиницями на викиди (СТВ) являє собою програму економічного стимулювання, за якою джерелам певних забруднень уповноваженим органом країни надаються дозволи на викиди певної кількості забруднювачів. Уряд видає тільки обмежену кількість дозволів, що відповідає бажаному рівню викидів. Власники цих дозволів можуть, користуючись ними, викидати дозволену кількість забруднюючих речовин або парникових газів, або, знизвивши об'єм власних викидів, продати утворені надлишки цих дозволів. Вже самий той факт, що дозволи мають товарну вартість, стимулює власника до зменшення викидів.

На сьогодні найбільш зрілою діючою СТВ є система торгівлі викидами парникових газів Європейського Союзу (ЄСТВ), яка впроваджена з 2005 року. Учасниками цієї системи є більше 12 тис. підприємств енер-

гетики та промисловості 31 країни (Європейського Союзу, Ісландії, Ліхтенштейну та Норвегії); вона охоплює більше 45 % обсягу викидів парникових газів цих країн, і є найбільш нормативно та методично розробленою (більш ніж 10 нормативних актів ЄС та 30 методичних роз'яснень). Вуглецевий ринок ЄС є найбільшим у світі, його оборот в 2008–2012 рр. склав 120 млрд. Євро, або 85 % світового вуглецевого ринку.

Метою запровадження СТВ є розподіл відповідальності за викиди ПГ між бізнесом та державою. При цьому, держави покладають на бізнес повну відповідальність за дотримання ліміту та «оплату» викидів ПГ в енергетиці та промисловості. Одночасно, держави залишають за собою відповідальність за дотримання граничних викидів ПГ в домогосподарствах, на транспорті, малих підприємствах, в сільському господарстві, в секторах поводження з відходами та землекористування.

Базовим нормативним актом ЄС, що регулює діяльність Європейської СТВ та містить основні положення щодо механізму її функціонування, є Директива 2003/87/ЄС Європейського парламенту та Ради ЄС від 13 жовтня 2003 року про впровадження схеми торгівлі викидами парниковых газів у рамках Спітвовариства та внесення змін і доповнень до Директиви Ради 96/61/ЄС [1а], з наступними її змінами і доповненнями.

Згідно Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом, впродовж двох років з дати набрання нею чинності, Україна повинна максимально наблизити національне законодавство до законодавства ЄС та зокрема імплементувати Директиву 2003/87/ЄС, в редакції зі змінами і доповненнями, внесеними Директивою 2004/101/ЄС [1б], яка відповідає регламентуванню першої і другої фаз ЄСТВ. Для регулювання третьої фази ЄСТВ (2012–2020 роки), в 2009 р. в Директиву були внесені суттєві зміни, змінений документ називають «Переглянута Директива» [1в], та пізніше ще деякі зміни [1г].

З метою формування національного плану розподілу дозвільних одиниць в рамках підготовки до впровадження в Україні системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парниковых газів, Інститутом промислової екології були проведенні науково-технічні дослідження з розроблення низки пілотних проектів з визначення базового рівня викидів ПГ для підприємств, що здійснюють теплопостачання. В якості пілотних об'єктів були обрані два найбільших в країні міських теплопостачальних підприємства, до складу яких входять три ТЕЦ, два середніх за обсягами виробництва теплової енергії, та одна окрема ТЕЦ.

В рамках проведених робіт було розглянуто 531 теплових джерел (ТЕЦ, станцій тепlopостачання та котелень), операторами яких є ПАТ «Київенерго», КП «Харківські теплові мережі», КП «ЖитомиртеплоКомуненерго» ЖМР, МКП «Херсонтеплоенерго» та ПАТ «Одеська ТЕЦ». Кількість теплових джерел у зазначених підприємствах складає 1,6 % від загальної їх кількості у комунальній теплоенергетиці України, за встановленою потужністю частка цих теплових джерел становить близько 9,6 % від загальної потужності (таблиця).

| Показник  | ПАТ «Київенерго»              |                    | КП «Харківські теплові мережі» | ПАТ «Одеська ТЕЦ» | КП «ЖитомиртеплоКомуненерго» ЖМР | МКП «Херсонтеплоенерго» |
|---|-------------------------------|--------------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|-------------------------|
|   | СВП «Київські теплові мережі» | СВП «Київські ТЕЦ» |                                |                   |                                  |                         |
| Кількість джерел викидів                                      | 182                           | 2                  | 244                            | 1                 | 64                               | 38                      |
| Встановлена теплова потужність, Гкал/год                      | 5100                          | 4273               | 4496                           | 779               | 712                              | 563                     |
| Встановлена електрична потужність, МВт                        | –                             | 1200               | 62                             | 68                | –                                | –                       |
| Кількість джерел викидів потужністю більше 20 МВт             | 47                            | 2                  | 17                             | 1                 | 10                               | 4                       |
| Встановлена потужність джерел викидів більше 20 МВт, Гкал/год | 4630                          | 4273               | 4196                           | 779               | 467                              | 485                     |

Визначення меж установки в контексті вимог Директиви є одним з ключових моментів, що визначає напрямки всіх подальших розрахун-

ків у конкретних випадках. Оператор має можливість визначити межі установок до деякої міри на свій розсуд, при цьому основним обмеженням є те, що всі спалювальні установки потужністю більше 20 МВт повинні бути обов'язково включені до системи торгівлі викидами. Можливі варіанти в діапазоні від окремих котелень (або навіть котлоагрегатів за наявності окремих лічильників палива та відпущені теплової енергії, а також димової труби) до підприємства в цілому.

В різних країнах застосовуються різні підходи до визначення меж установки. Так, в деяких країнах виробничі площаадки отримують єдиний дозвіл на викиди ПГ для всієї площаадки і вона розглядається як одна установка, у той час як в інших країнах така ж виробнича площаадка може отримати окремі дозволи на викиди ПГ і розглядається як декілька установок окремо. Наприклад, промислові ТЕЦ в одній з держав-членів може працювати за окремими дозволами на викиди ПГ, в той час як в іншій державі така ж ТЕЦ може працювати за інтегрованим дозволом на викиди ПГ разом з промисловим об'єктом, який ТЕЦ забезпечує тепловою енергією.

Взагалі, межі установки мають встановлюватись якомога ширше. Слід зазначити, що існують як недоліки, так і переваги для визначення меж установок якомога ширше. Оскільки з загальних позицій включення до СТВ фактично є додатковим фінансовим навантаженням на підприємство, можна вважати логічним за можливістю мінімізувати перелік виробничих потужностей підприємства, що включаються до цієї системи. Розширення меж установки зумовить включення додаткових виробничих одиниць до УСТВ з відповідними обов'язками та перевагами.

Проведені розрахунки показали, що для більшості вказаних тепло-постачальних підприємств найбільш доцільно розглядати в якості установок окремі котельні, при цьому в деяких випадках – також групи котелень, що підключенні до об'єднаної тепломережі.

Однак для деяких підприємств, зокрема для КП «Житомиртеплекомуненерго» ЖМР, на якому вже впроваджено низку заходів з підвищення енергоефективності, та планується активно продовжити таку діяльність на більшості котелень, в тому числі й потужністю нижче порогової за Директивою 2003/87/ЄС, виявилось доцільно визначити межі установки як підприємство в цілому; такий варіант дозволить цьому підприємству отримати достатню кількість дозвільних одиниць для можливості їх подальшого продажу та отримання відповідного доходу.

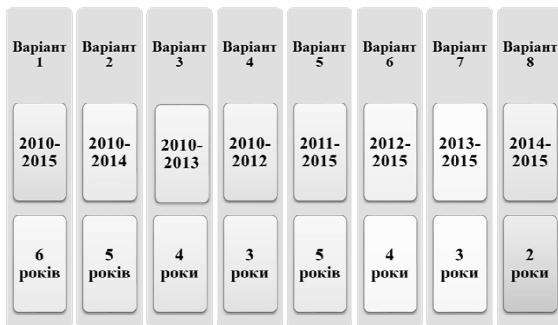
Базою для розподілу квот є історичний рівень діяльності підприємства, або базовий рівень діяльності, який підлягає визначенню на осно-

ві базової лінії діяльності підприємства за базовий період, та відповідний цьому рівню діяльності базовий рівень викидів ПГ.

В ЄСТВ вибір базового періоду можливий з декількох варіантів. В Рішенні Комісії 2011/278/ЄС вказані 2 конкретні варіанти вибору базового періоду у застосуванні до країн ЄС, – або період 2005–2008 рр., або період 2009–2010 рр., береться той, де рівні діяльності більші. Однак потрібно відзначити, що ці часові рамки визначені за відповідністю за смисловим значенням періодам фаз ЄСТВ: з початку впровадження системи торгівлі дозволами на викиди до початку першого періоду відповідальності за Кіотським протоколом – Фаза I ЄСТВ, та з початку першого періоду відповідальності за Кіотським протоколом до моменту прийняття цих Рішень (квітень 2011 р.) – частина Фази II ЄСТВ (2008–2012 рр.).

Правила визначення конкретного базового періоду для підприємств України ще підлягають офіційному визначенню, але найбільш логічно та вірогідно він буде складати 3- або 5-річний період перед визначенням базового рівня.

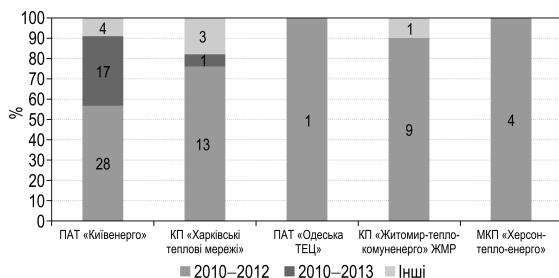
Для зазначених підприємств були проаналізовані варіанти розгляду в якості базового періодів тривалістю від 3 до 6 років, протягом 2010–2015 років (рис. 1).



**Рис. 1.** Варіанти вибору базових періодів, для яких були виконані розрахунки.

Аналіз результатів розрахунків визначення базових рівнів для різних базових періодів для зазначених підприємств показав, що найбільш оптимальним є період з 2010 до 2012 року. Серед 81 установок потужністю більше 20 МВт в рамках визначених підприємств для 55 з них, або 68 % від загальної кількості, період з 2010 до 2012 року є періодом з найбіль-

шим рівнем діяльності. Для 18 з них, або 22 %, періодом з найбільшим рівнем діяльності є період з 2010 до 2013 року. Всі інші складають всього 10 %. До них входять періоди, для яких характерна суттєва зміна навантаження з підключенням додаткових споживачів, переключенням навантаження з інших джерел, тощо. Це пояснюється тим, що 2010–2011 роки характеризувались високим рівнем економічної діяльності, як для зазначених установок, так і для країни в цілому. Подальші кризові роки з 2013 року призвели до зниження економічного рівня діяльності, що відобразилося на фактичних викидах парникових газів, які залишаються відносно прямим показником рівня діяльності. Детальна інформація щодо періодів з максимальним рівнем діяльності для установок потужністю більше 20 МВт серед зазначених підприємств наведена на рис. 2.



**Рис. 2.** Періоди з максимальним рівнем діяльності для установок потужністю більше 20 МВт серед проаналізованих підприємств.

Базовий рівень викидів від спалювання для кожного потоку «паливо, сировина – продукція» розраховується або шляхом множення даних про діяльність, пов’язаних з кількістю палива, що спалюється, виражених в тераджоулях на основі нижчої теплотворної здатності, на відповідний коефіцієнт викидів (виражений у тоннах CO<sub>2</sub> на тераджоуль і на відповідний коефіцієнт окислення – *історичний метод*; або шляхом множення даних про діяльність, пов’язану зі споживанням сировини, пропускну здатність або обсяг виробництва готової продукції, виражених у тоннах або кубічних метрах, на відповідний даній продукції еталонний питомий показник викидів (бенчмарк) – *метод бенчмарків*.

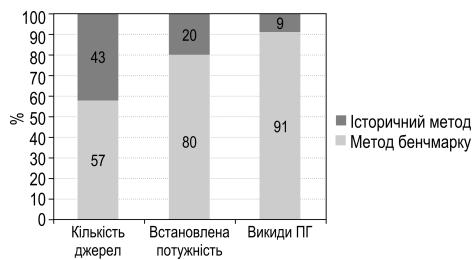
В ЄСТВ встановлені кількісні значення бенчмарків для 52 видів готової продукції в 21 галузі економіки, та 3 бенчмарків (для теплової енергії, спалювання палива та викидів від процесів), які використовуються в інших галузях.

Аналіз даних визначених підприємств показав, що найбільш оптимальним для них є метод бенчмарків. Серед 81 установок потужністю більше 20 МВт, для 47 з них, або 57 % від загальної кількості, метод бенчмарку показує більший рівень діяльності. В той же час в розрізі встановленої потужності установок потужністю більше 20 МВт, визначення базового рівня методом бенчмарку показує більший рівень діяльності відносно історичного методу в співвідношенні 80 % до 20 %. При визначенні фактичних показників викидів парникових газів, це співвідношення змінюється до показників 90 % до 10 %. Це пояснюється тим, що більш потужні установки, які спричиняють більші викиди парникових газів, зазвичай працюють з більш високою ефективністю виробництва теплової енергії, і відповідно для них є раціональним застосування методу бенчмарку. Детальна інформація наведена на рис. 3.

Для всіх ТЕЦ визначених підприємств оптимальним є метод бенчмарків.

Відповідно до проведеного критеріального аналізу, з позиції визначення найбільш оптимального варіанту розрахунку базового рівня викидів ПГ при виробництві **теплової енергії**, доцільним є:

- застосування сценарію, в якому кожний комплекс виробничих одиниць паливо-спалюючого обладнання, розташованих на окремому промисловому майданчику, що розміщується за однією адресою, потужністю більше 20 МВт розглядається як окрема установка;
- застосування для кожної окремої установки або методу бенчмарків, або історичного методу, тобто такого, який би забезпечував найбільший базовий рівень викидів ПГ;
- з можливістю **комбінації** варіантів розрахунків базових рівнів для різних установок при **різних базових періодах**, з обранням в якості базового періоду не менше трьох років підряд з останніх 6 років роботи установки;
- з визначенням рівня діяльності через **медіанне** значення за базовий період.



**Рис. 3.** Методи визначення рівня діяльності, для яких характерний максимальний рівень, для установок потужністю більше 20 МВт серед зазначених підприємств.

Розраховане таким чином попереднє значення базового рівня викидів ПГ при виробництві теплової енергії склало на **15,7 %** більше від середніх річних викидів ПГ при виробництві теплової енергії за 2010–2015 рр.

З позиції визначення найбільш оптимального варіанту розрахунку базового рівня викидів ПГ при виробництві **електричної енергії**, доцільним є:

- застосування **методу бенчмарків**;
- при **базовому періоді 2010–2012 рр.**;
- з визначенням рівня діяльності через **медіанне** значення за базовий період;
- з використанням в якості бенчмарків **українських національних показників питомих викидів** двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії тепловими електростанціями, встановлених на карами НАЕІ України.

Розраховане таким чином попереднє значення базового рівня викидів ПГ при виробництві електричної енергії склало **на 316,6 %** більше від середніх річних викидів ПГ при виробництві електричної енергії за 2010–2015 рр.

### **Список використаної літератури**

#### 1. DIRECTIVE 2003/87/EC – Директива 2003/87/ЄС

а) Директива 2003/87/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 13.10.2003 р. про впровадження системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів у рамках Співтовариства та внесення змін і доповнень до Директиви Ради 96/61/ЄС

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0087>

б) із змінами і доповненнями, внесеними Директивою 2004/101/ЄС від 27.10.2004 р.

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32004L0101>

в) із змінами і доповненнями, внесеними Директивою 2008/101/ЄС від 19.11.2008 р., Регламентом (ЄС) № 219/2009 від 11.03.2009 р. та Директивою 2009/29/ЄС від 23.04.2009 р.

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20090625>

г) із змінами і доповненнями, внесеними Рішенням №1359/2013/ЄС від 17.12.2013 р. та Регламентом (ЄС) № 421/2014 від 16.04.2014 р.

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02003L0087-20140430>

2. Державна служба статистики України. Окремі техніко-економічні показники роботи опалювальних котельень і теплових мереж за 2011–2014 роки

[http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2012/pr/etgv/etgv\\_u/ok\\_tm\\_11u.html](http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2012/pr/etgv/etgv_u/ok_tm_11u.html)

Инновационный центр «Экосистема»  
Торгово-промышленная палата Украины, г. Киев

## ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА КВОТЫ НА ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

В Пятом оценочном докладе (доклад) международной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) отмечено, что влияние человека на климат – сильное и очень негативное явление, его нужно ограничить в относительно безопасных пределах.

**К 2081–2100 гг. рост средней глобальной температуры приземного слоя воздуха составит (по материалам доклада):**

- по трем из четырех сценариев превысит 1,5 °C;
- по двум будет значительно более 2 °C;
- по одному превысит 4 °C от доиндустриального уровня 1750 г.

### Парижское соглашение

Парижское соглашение было открыто для подписания в штаб-квартире ООН в Нью-Йорке, начиная с 22 апреля 2016 года.

**175 Сторон** подписали 22 апреля 2016 года Парижское соглашение, установив этим самым рекорд по подписанию международного договора за один день.

Парижское соглашение вступает в силу на 30-й день с даты, когда не менее 55 Сторон Конвенции, на которых, припадает в общей сложности не менее 55 % общих глобальных выбросов парниковых газов, передадут на сохранение свои документы про ратификацию, принятие, утверждение или присоединение.

• Глава 6 Раздела V Соглашения об Ассоциации Украина-ЕС предусматривает гармонизацию законодательства в сфере охраны окружающей среды.

• Статья 361 предполагает совместное решение ряда вопросов, среди которых вопрос изменения климата стоит на первом месте. Статьи 363, 365 устанавливают требования по гармонизации украин-

ского законодательства с европейским законодательством в отношении определенных Директив и Регламентов ЕС.

- В сфере охраны окружающей среды – 29 Директив и Регламентов – Приложения XXX и XXXI.

- Ключевым нормативным документом касательно вопросов изменения климата в политики ЕС является Директива 2003/87/ЕС

- Директива вводит систему торговли разрешительными единицами (квотами) на выбросы с целью стимулирования снижения выбросов парниковых газов экономически эффективным и низкозатратным способом.

- В течение двух лет с даты вступления в силу Соглашения об ассоциации Украина – ЕС должны быть внедрены положения Директивы № 2003/87/ЕС.

- Система торговли выбросами парниковых газов должна начать работать с 1 января 2017 года.

**ПЛАН ИМПЛЕМЕНТАЦИИ ДИРЕКТИВЫ 2003/87/ЕС** одобрен Распоряжением Кабинета Министров Украины от 15 апреля 2015 г. № 371 «Об утверждении разработанных Министерством экологии и природных ресурсов планов имплементации некоторых актов законодательства ЕС».

#### **Основные задачи:**

- Принятие национального законодательства и определение уполномоченного органа.

- Установление системы определения соответствующих зданий/ установок и определение парниковых газов.

- **Разработка национального плана распределения квот между заводами/комплексами.**

- Введение разрешительной системы на выбросы парниковых газов и на квоты, которые будут продаваться на национальном уровне между заводами / промышленными комплексами в Украине.

- Создание системы мониторинга, отчетности, осуществления проверок и надлежащего внедрения, а также процедуры консультаций с общественностью.

#### **Распределение квот**

#### **(Практика, использующаяся в настоящий момент в Системе Торговли Выбросами ЕС)**

- В СТВ ЕС в 1–2 фазе, распределение квот на выбросы осуществлялось в ручном режиме, на индивидуальной основе

- Часть квот на выбросы парниковых газов государство распределяет бесплатно, а часть (в случае недостатка) необходимо докупить на государственных аукционах
- В случае отсутствия у предприятия средств на приобретение нужного количества разрешений на выбросы возможно ограничение объемов промышленного производства
- При распределении квот государством необходима объективная (приближенная к реальной ситуации оценка), в противном случае, это может привести к дополнительным затратам на приобретение разрешений на выбросы.
- Для корректной оценки выбросов используются результаты инвентаризации выбросов (аналогичной проведенной в данной работе)

### **Мониторинг, отчетность, верификация (MRV)**

| Дата                            | Наименование этапа  |
|---------------------------------|---|
| До 30 июня отчетного периода    | <p><b><u>Разработка/корректировка плана мониторинга:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Заключение контракта с подрядчиком</li> <li>■ Проведение визуальных осмотров промышленных площадок</li> <li>■ Сбор исходных данных</li> <li>■ Составление плана мониторинга и согласование с уполномоченными органами</li> </ul>                              |
| До 31 января следующего периода | <p><b><u>Составление мониторингового отчета:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Заключение договора с подрядчиком</li> <li>■ Проведение визуальных осмотров промышленных площадок</li> <li>■ Сбор исходных данных</li> <li>■ Составление мониторингового отчета и согласование его с Заказчиком</li> </ul>  |
| До марта следующего периода     | <p><b><u>Верификация мониторингового отчета:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Заключение договора с верификатором</li> <li>■ Проведение визуальных осмотров промышленных площадок</li> <li>■ Проверка исходных данных и результатов расчетов</li> <li>■ Защита мониторингового отчета</li> <li>■ Составление верификационного отчета</li> </ul>     |
| До 31 марта следующего периода  | <p><b><u>Подача верификационного отчета:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Оформление пакета документов</li> <li>■ Подача верификационного отчета в уполномоченный орган</li> <li>■ Получение письма-подтверждения на верификационный отчет</li> <li>■ В случае, если верификационный отчет не подан вовремя – счет оператора блокируется</li> </ul> |

| Дата   | Наименование этапа   |
|--|--|
| <b>До 30 апреля</b><br>следующего<br>периода | <p><b>Списание углеродных единиц:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Операторы обязаны списать количество единиц, соответствующее выбросам в отчетном периоде, выраженному в тоннах CO<sub>2</sub>-эквивалента.</li> <li>▪ Если списание не произошло, накладывается денежная санкция, в размере 100 Евро за каждую не покрытую списанием единицу разрешения на выбросы. При этом, <b>оплата санкции не освобождает от необходимости</b> совершить просроченное списание.</li> </ul> |

### Сравнение методик

#### Проанализированы:

- Методы, использующиеся для расчета выбросов ПГ в Национальном кадастре Украины.
- Общая универсальная методика IPCC 2006.
- Методы, использующиеся для расчета выбросов ПГ в СТВ ЕС.
- Специализированная методика «Расчет валовых выбросов диоксида углерода на установках по производству кокса, агломерата, чугуна и стали», разработанная ГП Укр НТЦ «Энергосталь» в Украине.

Для расчета выбросов парниковых газов для ГМК Украины использованы наиболее релевантные подходы из всех вышеперечисленных методик.

### Предлагаемый размер квоты

| Передел                                    | Принятое значение<br>для Украины,<br>тCO <sub>2</sub> /т продукции | Показатель для<br>ЕС, тCO <sub>2</sub> /т<br>продукции |
|--|--|--|
| Железорудный передел                       | 0,05   | –  |
| Коксохимическое производство               | 0,95   | 0,26   |
| Агломерационное производство               | 0,20   | 0,18   |
| Доменное + сталеплавильное<br>производство | 3,50   | 1,33   |
| Производство проката                       | 0,90   | 0,46   |
| Электродуговые печи (ДСП)                  | 0,06   | 0,28*  |
| Производство труб                          | 0,05   | –  |
| Производство оgneупоров                    | 0,70   | 0,14**   |

\* Несопоставимый показатель, поскольку для показателя ЕС приняты в расчет непрямые выбросы за счет потребления электроэнергии.

\*\* Ближайший в ЕС бенчмарк для производства кирпича.

## **Выводы**

Полученные результаты являются следствием следующих факторов:

### **Технологические особенности производства**

В отличии от ЕС, в Украине для каждого вида производства в пределах ГМК существует свой ряд технологических особенностей, которые могут внести существенное влияние на уровень выбросов парниковых газов. Например: системы внутренней транспортировки для ГОКов, состав шихты для литейного производства, условная специализация для производства проката и так далее.

### **Степень износа основных средств**

Несмотря на уже осуществленные и реализуемые в настоящее время инвестиционные программы по обновлению производственных мощностей, в целом износ основных средств по отрасли по разным экспертным оценкам достигает 60 %. Этот фактор существенно влияет на КПД оборудования, уровень технологических утечек и потерь и т.д.

### **Отсутствие единой отраслевой политики в сфере снижения углеродоемкости продукции**

Отсутствие стимула для перехода на ресурсы с меньшим содержанием углерода, обуславливает разрозненность результатов Исследования.

УДК 662.61.662.75

**О. І. Сігал, О. В. Канигін, Є. Й. Бикоріз**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ВИЗНАЧЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ПРОЦЕСУ ТЕПЛООБМІНУ В ТОПЦІ**

Складність фізичного моделювання процесів теплообміну у топках котлів спонукає спеціалістів до пошуку альтернативних методів отримання теплофізичних характеристик даного процесу. Існуючі методи розрахунку технологічних процесів у топках і поверхнях нагріву котлів дозволяють розраховувати загальне теплосприйняття того чи іншого вузла, але не в змозі достатньою мірою характеризувати локальні теплотехнічні, теплофізичні та механічні умови. Котлові технологічні процеси мають складну природу. Сучасні підходи до проектування топок котлів по-

винні враховувати взаємозалежні процеси горіння палива і теплообміну, розподіл теплових потоків і температур, режими руху палива, повітря та продуктів згорання. Актуальність такого підходу має особливе значення при проектуванні жаротрубно-димогарних котлів, на поверхнях нагріву яких виникають інтенсивні теплові потоки, що часто приводить до швидкого та передчасного виходу з ладу елементів поверхонь нагріву [1].

Між тим, моделювання топкових процесів за допомогою обчислювальної газодинаміки (CFD modeling) широко розповсюджується у якості ефективного та дешевого способу постановки експерименту і надає нові можливості для дослідження котлових процесів. Таке моделювання полягає у використанні комп’ютерних програм, котрі базуються на вирішенні багаторівневої системи диференційних та алгебраїчних рівнянь, що описують аеродинамічні, фізико-хімічні, термодинамічні та теплофізичні процеси. Застосування програмних комплексів можна характеризувати як спробу розрахунку топки аналітичним шляхом.

Вибір методики при моделюванні роботи топки газового жаротрубно-димогарного котла повинен враховувати технічні характеристики як топки, так і пальникового пристроя. Тому, при моделюванні слід брати до уваги характеристики та особливості роботи обладнання:

- застосований принцип спалювання газу (кінетичний, дифузійний, змішаний);
- конфігурацію та геометричні параметри газового та повітряного тракту пальникового пристроя;
- геометричні характеристики топки;
- гідродинамічні та теплофізичні особливості протікання теплофізичних процесів у топці (наявність зон з високими градієнтами температур, швидкостей димових газів та формування на стінах топки зон з прилеглими шарами);
- гідродинамічний режим горіння (ламінарний, турбулентний).

Наведені фактори впливають на структуру розрахункової сітки, визначають вибір моделей горіння палива та руху продуктів згорання у топковому просторі.

Моделюванню процесів спалювання газового палива у топковому просторі циліндричної форми та дослідженю процесів газодинаміки та теплообміну за допомогою обчислювальної газодинаміки присвячена низка публікацій [1–4]. Наведені роботи стосуються теплофізичних процесів, що мають місце при спалюванні газу у жарових трубах-топках з прямолінійним рухом продуктів згорання [1, 2, 3], або у тупикових (реверсивних) топках [4].

Моделювання у роботі [1] проводилося у 2-мірному просторі для малопотужної жарової труби-топки діаметром 300 мм і 900 мм завдовжки.

Робота [2] виконувалася у 2- і 3-мірному просторі при застосуванні пальника теплою потужністю 150 кВт у жаровій трубі-топці діаметром 450 мм і 1000 мм завдовжки.

У роботі [3] за допомогою моделювання досліджувалося горіння біогазу.

Метою роботи [4] було дослідження процесу горіння та теплообміну у тупиковій (реверсивній) топці водогрійного котла потужністю 500 кВт.

Умови проведення моделювання при спалюванні газового палива у кожному із наведених випадків різняться як між собою, так значно відрізняються і від умов роботи топки газового жаротрубно-димогарного котла теплою потужністю 630 кВт. В зазначених роботах не повною мірою наведений розгляд співвідношення отриманих результатів з результатами попередніх конструкторських розрахунків.

Основними причинами, які ускладнюють застосування результатів проведених робіт до технологічного процесу, який має місце у топці газового жаротрубно-димогарного котла, слід вважати:

- а) моделювання у 2-мірному просторі є складним для відтворення процесу горіння газу за умов його подачі у дуттєве повітря в межах пальника у вигляді окремих струмин (спосіб подачі, який широко застосований у технологіях сучасних блочних пальників опалювальних водогрійних котлів);
- б) не досліджені теплофізичні та механічні характеристики роботи жарових труб-топок котлів більшої теплової потужності;
- в) моделювання слід проводити при спалюванні газу при значеннях коефіцієнту надлишку повітря  $\alpha = 1,05 \dots 1,20$  (за таких умов працює більшість сучасних блочних газових пальників, які застосовуються в опалювальних водогрійних котлах);
- г) не визначений вплив зміни напрямку руху димових газів та збільшення поверхні теплообміну на теплофізичні характеристики топки при спалюванні газового палива у жарових трубах-топках з боковим відведенням продуктів згорання (розповсюджені конструкції топок, яка застосована такими фірмами-виробниками як Viessmann, Unical AG SpA та ін.);
- д) не досліджений вплив додаткових поверхонь нагріву на локальні теплофізичні та екологічні характеристики котла при розміщенні таких поверхонь у просторі жарової труби-топки;

г) відсутність випробуваних фізико-математичних моделей та допоміжних методів розрахунку, які можуть бути використаними для моделювання даного технологічного процесу.

На початковому етапі створення чисельної моделі особливе значення набуває випробування і визначення методів моделювання за допомогою даних, які були отримані під час проведення фізичних експериментів. Результати експериментальних робіт, пов'язаних із визначенням теплотехнічних показників горіння природного газу у просторі камери згорання циліндричної форми, описані в [5, 6, 7].

Беручи до уваги вищепередоване можна вважати за доцільне провести моделювання теплофізичних процесів у три етапи.

На першому етапі слід, спираючись на результати робіт [2, 5–7], для кожного із випадків, визначити необхідні теплотехнічні показники. Провести моделювання горіння природного газу у жаровій трубі-топці із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання водогрійного котла теплою потужністю 630 кВт, визначити необхідні теплотехнічні показники і зробити висновки стосовно відповідності отриманої моделі до реального технологічного процесу.

На другому етапі, спираючись на результати першого, необхідно створити модель горіння природного газу у жаровій трубі-топці з боковим відведенням продуктів горіння. При цьому дослідити зміну загальних теплофізичних показників топки та появу додаткових локальних ефектів.

На базі отриманих результатів, на третьому етапі створюється модель горіння природного газу у жаровій трубі-топці водогрійного жаротрубно-димогарного котла теплою потужністю 630 кВт.

Вирішити процес розроблення моделі можливо із застосуванням сучасних програмних комплексів, які використовуються для моделювання фізико-хімічних процесів, зокрема, це сімейство програмних комплексів ANSYS (комплекс FLUENT), STAR-CD, FLOWVISION, Gas Dynamics Tool (GDT) і т.п. Із зазначеного програмного забезпечення був обраний програмний комплекс FLUENT, основними перевагами якого є:

- застосування багатосіткових методів з покращеною збіжністю розрахунків;
- можливість використання моделей твердотільних об'єктів, побудованих за допомогою CAD програм, має особливе значення при моделюванні топкового простору ускладненої геометричної форми;
- наявність широкого спектру моделей для фізико-математичного опису сполучених радіаційного і конвективного теплообміну, у тому числі і за наявності прилеглих газодинамічних шарів;

- можливість застосування моделей радіаційного теплообміну, призначених для розрахунків при малих значеннях товщини випромінюючого шару;
- широкий спектр граничних умов, що застосовуються для формулування задачі теплообміну;
- моделювання процесу утворення шкідливих сполук ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ ,  $\text{CO}$ ) при горінні газу;
- гнучкість та зручність інтерфейсу, яка дозволяє оперативно вносити необхідні зміни та удосконалювати процес розрахунку;
- наявність різноманітних і наочних форм звітності, які застосовуються для аналізу отриманих результатів.

Слід додати, що на даний час інженерна робота за допомогою обчислювальної газодинаміки стає розповсюдженою практикою.

### **Список використаної літератури**

1. Keramidaa E. P., Liakosa H. H., Fountib M. A., Boudouvisa A. G., Markatosa N. C. Radiative heat transfer in natural gas-fired furnaces.
2. CFD SIMULATION OF TEMPERATURE DISTRIBUTION AND HEAT TRANSFER PATTERN INSIDE C492 COMBUSTION FURNACE AMAR AL – FATHAH AHMAD – применение FLUENT 6 для моделирования процесса горения газа в топке на горелке мощностью 150 КВт, коэф-ты избытка воздуха 1.248, 1.299, 1.362 и 1.41.
3. 19<sup>th</sup> Polish National Fluid Dynamics Conference, Poznań 2010.05-09.09.2010: XIX Polish National Fluid Dynamics Conference, Poznań.
4. Численное моделирование процессов в жаротрубной топке реверсивного типа [Электронный ресурс] / С. А. Хаустов, А. С. Заворин, Р. Н. Фисенко // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ] / Томский политехнический университет (ТПУ). – 2013. – Т. 322, № 4: Энергетика. – [С. 43–47]. – Заглавие с титульного листа. – Электронная версия печатной публикации.
5. Сигал И. Я., Лавренцов Е. М., Косинов О. И., Домбровская Э. П., Газовые водогрейные промышленно-отопительные котлы / под общей редакцией канд. техн. наук И. Я. Сигала. – Киев: Техника, 1967.
6. Wilkes N. S., Guilbert P. W., Shepherd C. M., Simcox S. The application of HARWELL-FLOW3D to combustion models, AERE-R13508, in: Atomic Energy Authority Report, Harwell, UK, 1989.
7. Мировски А. Отопительные и технологические котельные. Методические указания. – Издательство Viessmann, 2002.

**О. І. Сігал, О. В. Канигін, Є. Й. Бикоріз**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ВИЗНАЧЕННЯ КОНФІГУРАЦІЇ ФАКЕЛУ ТА КОНЦЕНТРАЦІЇ ОКСИДІВ ВУГЛЕЦЮ В ТОПКОВОМУ ПРОСТОРІ**

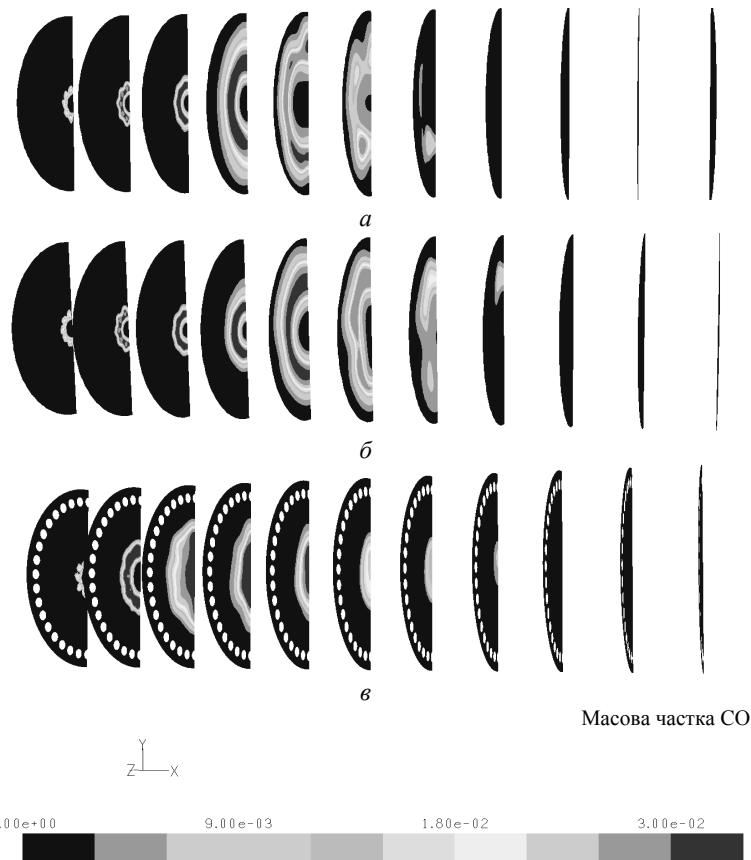
У технічній та нормативній літературі [1–4] визначені способи контролю повноти згорання палива у топках котлів, які споживають природний газ. Повноту згорання палива пропонується контролювати визначенням вмісту у димових газах оксиду вуглецю ( $\text{CO}$ ), водню ( $\text{H}_2$ ) та метану ( $\text{CH}_4$ ). Кращій повноті згорання відповідає менша концентрація наведених сполук у димових газах. Тому оцінка якості роботи топкових пристрій здійснювалась на підставі даних по масовому вмісту оксиду вуглецю ( $\text{CO}$ ) та водню ( $\text{H}_2$ ) у димових газах на виході із топкового простору (див. таблицю). Концентрація метану у всіх випадках складала величину меншу 1 ppm.

*Таблиця*

*Вміст оксиду вуглецю та водню у димових газах на виході із топки*

| Тип пристрою  | Вміст $\text{CO}$ , ppm | Вміст $\text{H}_2$ , ppm |
|---|-------------------------|--------------------------|
| Топка із транзитним (інверсійним) рухом                                       | 357                     | 20                       |
| Топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом | 429                     | 24                       |
| Топка жаротрубно-димогарного котла  | 20                      | 2                        |

Важливою обставиною, яка впливає на надійність, економічність та екологічність котла, являється взаємне розташування факелу та поверхонь нагріву топки. Факел має рівномірно заповнювати топкову камеру (із закінченням горіння у топці) та не торкатися поверхонь нагріву. Ядро факелу має бути рівновіддаленим від стін [1, 5]. Оскільки останньою сполукою, яка згорає в факелі, можна вважати  $\text{CO}$ , то зону світності факелу змодельовано на розгортці (рис. 1) по концентрації оксиду вуглецю у продуктах горіння.

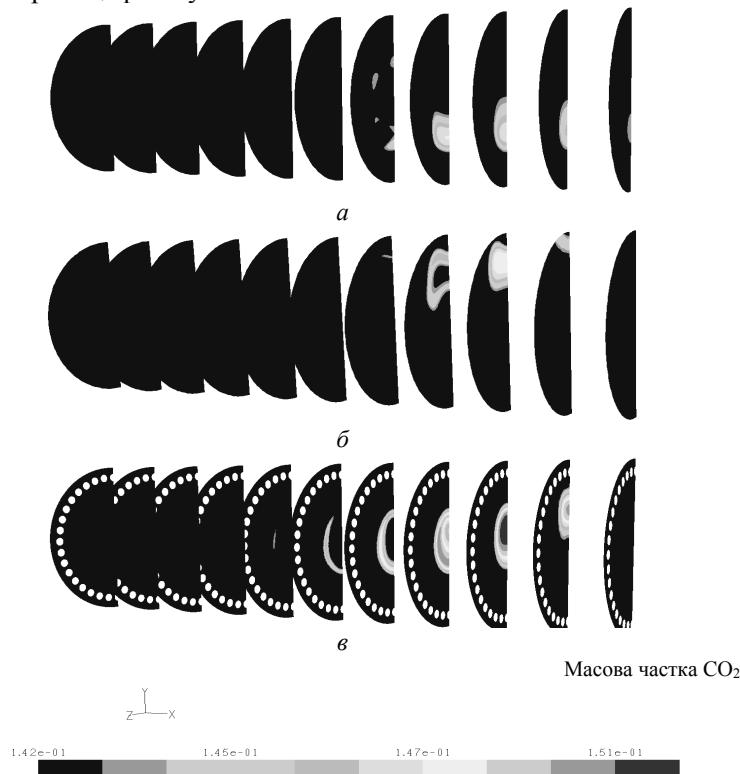


**Рис. 1.** Концентрація оксиду вуглецю у топковому просторі. Переріз типу 3.

*a* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом; *б* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом; *в* – топка жаротрубно-димогарного котла.

Оцінка габаритів факелу проводиться по методиці, викладеній в [5]. Згідно з цією методикою проведений розрахунок концентрацій вуглекислого газу, при яких досягається 95 %-ва концентрація газу від максимальної концентрації, що виникає при повному згоранні палива і наявному надлишку дуттєвого повітря. Розрахована питома концентрація  $\text{CO}_2$ , згідно із проведеним розрахунком, склала 141 897 ppm. На рис. 2 побудовані границі розповсюдження факелу. Особливість моделювання полягає в тому, що зони концентрацій  $\text{CO}_2$ , які менші, ніж концентрація

141 897 ppm, можуть розташовуватися як у тілі факелу, так і за його межами. Тому поява суцільних кольорових зон на розгортці (рис. 2) свідчить про досягнення зазначеної концентрації вуглекислого газу і про наявність границі факелу.



**Рис. 2.** Границі факелу. Переріз типу 3.

*a* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальний виходом; *b* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом; *c* – топка жаротрубно-димогарного котла.

### Висновок

Геометрична модель факелу являє собою еліпсоїд обертання, підтверджено за допомогою обчислювальної газодинаміки. Світна частина факелу у топці жаротрубно-димогарного котла має діаметр на 30–40 % менший, ніж у випадку із жаровими трубами-топками розглянутих конструкцій. Границі факелу у топці жаротрубно-димогарного котла мають більш чітку та виражену структуру. Довжина факелу у топці

жаротрубно-димогарного котла на 10 % менша, ніж у топках інших конструкцій.

### **Список використаної літератури**

1. Юренко В. В. Теплотехнические испытания котлов, работающих на газовом топливе. – Ленинград: Недра, 1987. – 177 с.
2. Панюшева З. С., Столпнер Е. Б. Наладка отопительных котлов, работающих на газе. – Ленинград: Недра, 1986. – 152 с.
3. ГОСТ 10617-83, Котлы отопительные теплопроизводительностью от 0,1 до 3,15 МВт. Общие технические условия ГОСТ 30735-2001 Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью от 0,1 до 4 МВт. Общие технические условия.
4. Михеев В. П., Медников Ю. П. Сжигание природного газа. – Ленинград: Недра, 1975. – 391 с.
5. Макаров А. Н. Аналитическая модель факела для расчета теплообмена в печах, топках, камерах сгорания // Пром. энергетика. – 2008. – № 2. – С. 37–47.

УДК 662.61.662.75

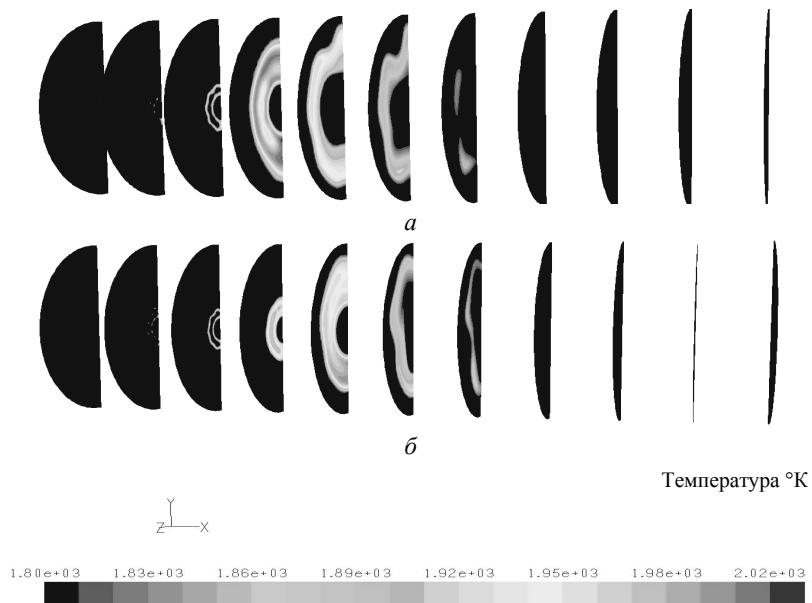
**О. В. Канигін, С. Й. Бикоріз, К. О. Корінчук**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **МОДЕЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ У ЖАРОВІЙ ТРУБІ-ТОПЦІ ТА ОЦІНКА ЙОГО ВПЛИВУ НА ФОРМУВАННЯ ОКСИДІВ АЗОТУ**

Горіння дифузійного газового факелу у топці жаротрубно-димогарного котла супроводжується утворенням, головним чином, «термічних» оксидів азоту. Хімічні реакції, при яких проходить масове утворення оксидів азоту, протікають при температурі, яка перевищує 1800 °К. Тому оцінку наявності сприятливих умов для формування оксидів азоту у жарових трубах-топках можливо провести шляхом визначення частини топкового простору, де температура димових газів перевищує 1800 °К. Таким чином можна визначити об'єм, конфігурацію та розташування цих зон і зробити оцінку технології спалювання газу. В даній роботі зони масового утворення оксидів азоту визначалися для типових конструкцій жарових труб-топок котлів теплою потужністю 630 кВт із транзитним рухом продуктів згорання та аксіальним і боковим виходом. Визначені

границі зон показані на рис. 1. Отримані результати представлені на розгортках, побудованих на поперечних перетинах по довжині топок, де лівий край відповідає фронту топки (рис. 1).



**Рис. 1.** Зони масового утворення «термічних» оксидів азоту.

*a* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом; *б* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом.

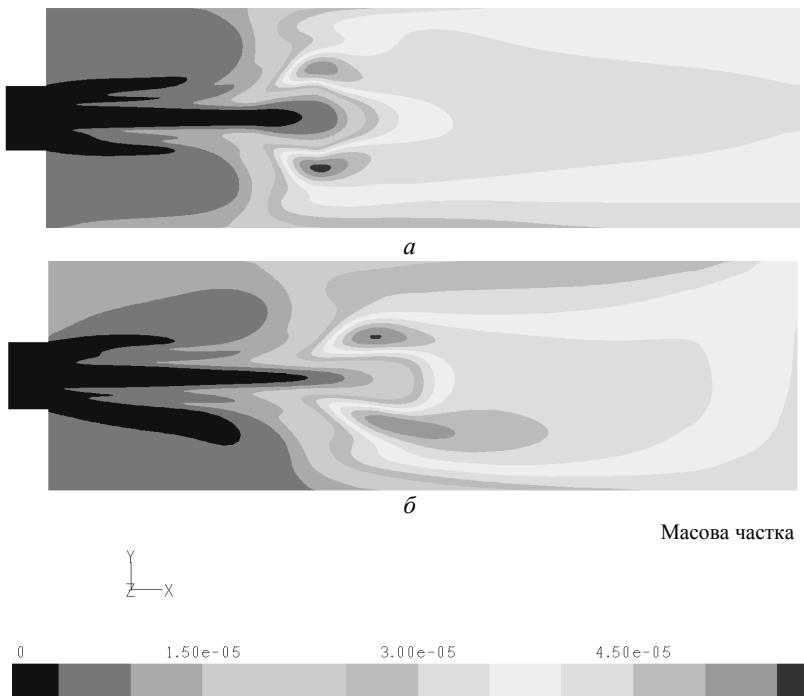
Також засобами моделювання проведений розрахунок середніх концентрацій оксидів азоту на виході із топкового простору. Дані розрахунку наведені у таблиці. Усереднення концентрацій виконане по масі (*Mass-Weight Average*).

*Таблиця*

**Концентрації оксиду азоту у димових газах на виході із топкового простору при концентрації  $O_2 = 3 \%$**

| Тип пристрою   | Концентрації $\text{NO}_x$ , ppm |
|--|----------------------------------|
| 1. Топка із транзитним рухом і аксіальним виходом                  | 37                               |
| 2. Топка із транзитним рухом продуктів згорання та боковим виходом | 33                               |

Розподіл концентрацій оксиду  $\text{NO}_x$  у вертикальному перетині на осі топки, наведений на рис. 2.



**Рис. 2.** Розподіл концентрацій оксиду  $\text{NO}_x$ :

*a* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом; *b* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом.

### Висновки

Оцінюючи дані, отримані при моделюванні, можливо сказати, що наявність стінки на тиловій частині топки і зміна напрямку руху продуктів горіння у випадку жарової труби-топки із боковим виходом сприяє певному зменшенню температурного рівня у топковому просторі і скороченню концентрацій оксидів азоту на виході із топки на 11 %. Порівнюючи дані моделювання із фактичними даними, отриманими під час роботи котлів, слід відмітити, що результати моделювання надають дещо зменшенні рівні концентрації оксидів азоту. Фактичні значення концентрації оксидів азоту при роботі топки жаротрубно-димогарного котла із боковим виходом продуктів згорання в еквівалентних умовах складають

47–57 ppm [1]. Загальний діапазон коливань концентрації оксидів азоту у топках жаротрубно-димогарних котлів дорівнює 50–110 ppm [2].

### **Список використаної літератури**

1. Протокол № 382/06 ВКС від 09.11.06. – Державне госпрозрахункове підприємство Сертифікаційний випробувальний центр опалювального обладнання (ДГП СВЦОО), 2006. – 19 с.
2. Alternative Control Techniques Document NOx Emissions from Industrial/Commercial/Institutional (ICI) Boilers, EPA-453/R-94-022. – U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, Research Triangle Park, North Carolina, USA.: Emission Standards Division, 1994. – pp. 589.

УДК 662.61.662.75

**О. В. Канигін, Є. Й. Бикоріз, К. О. Корінчук**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

### **ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛООБМІННИХ ПРОЦЕСІВ В ТОПЦІ ЖАРОТРУБНОГО ДИМОГАРНОГО КОТЛА**

В роботі [1] наведено принцип моделювання теплообмінних процесів в топці жаротрубного димогарного котла. В даній роботі викладені деякі проміжні результати і оцінка збіжності розрахунку.

Аналіз результатів проводиться на підставі даних, отриманих при чисельному моделюванні. Для цього використовувалися можливості програмного комплексу *ANSYS FLUENT* надавати матеріали у графічній та чисельній формі [2]. Зображення у графічній формі виконані за допомогою ряду типових перерізів топкового простору, зображених на рис. 1. Наведені на рис. 1 перерізи мають наступні характеристики.

Переріз типу 1 утворений за допомогою розбиття топкового простору на дві симетричні половини за допомогою площини, яка вертикально проходить через вісь топкового простору.

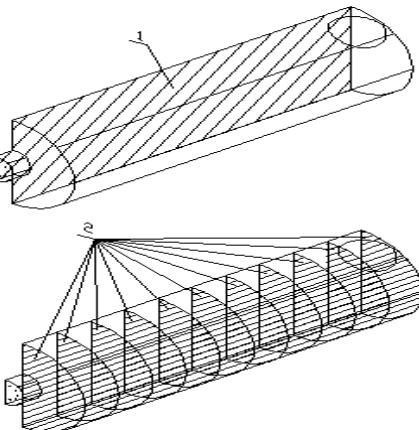
Переріз типу 2 складається із 11-ти вертикальних перетинів, паралельних передній та задній стінці топки. Переріз отриманий шляхом розбиття топкового простору на 10 ділянок, однакових по довжині.

Графічні зображення, отримані при моделюванні, оснащуються однаковими зручними параметричними шкалами, розташованими у нижній частині рисунків.

Чисельні результати моделювання надані у вигляді таблиці, епюра та графіків.

Проведені, згідно з рекомендаціями [2], розрахунки наведено в таблиці. Значення температур димових газів на виході із топкового простору знаходяться у межах, характерних для опалювальних котлів, оснащених блочними вентиляторними пальниками із жаровою трубою-топкою, яка опалюється природним газом [3–5]. Усереднення температури виконане по площині (*Area-Weight Average*). Виходячи із особливостей будови кінцевоелементних сіток та на підставі рекомендацій [2], подальші розрахунки моделей проводилися із застосуванням 1-го способу розв'язання (*First Order Upwind*). Поля температури топок наведені на рис. 2, 3. Епюри швидкостей димових газів із зображенням проекції вектору швидкості на вісь X наведені на рис. 4.

**Рис. 1. Типи перерізів.**



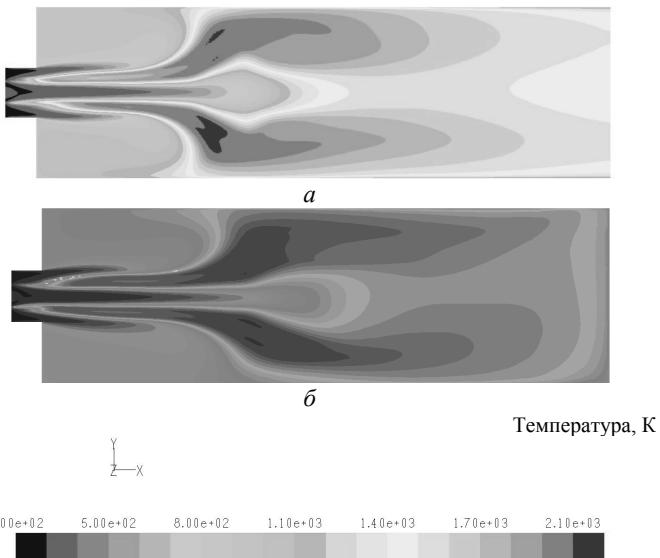
#### Таблиця

#### Значення температури димових газів на виході із топки

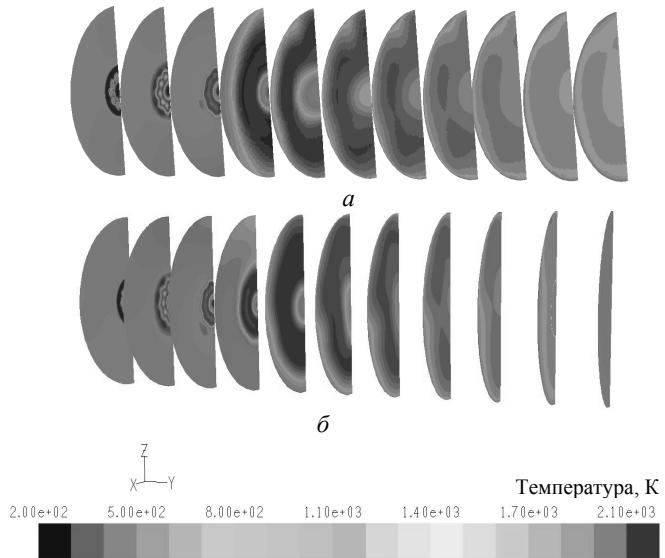
| Тип пристрою  | Температура, °К             |                             |
|---|-----------------------------|-----------------------------|
|   | по 1-му способу розв'язання | по 2-му способу розв'язання |
| 1. Топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом | 1466                        | 1487                        |
| 2. Топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом    | 1273                        | 1239                        |

Горіння дифузійного факела у топках із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання (рис. 2, 3, а, б) створює нерівномірне поле температури. Утворюються значні частини топкового простору, зайняті зонами рециркуляції димових газів, які примикають до кореня факела. Тем-

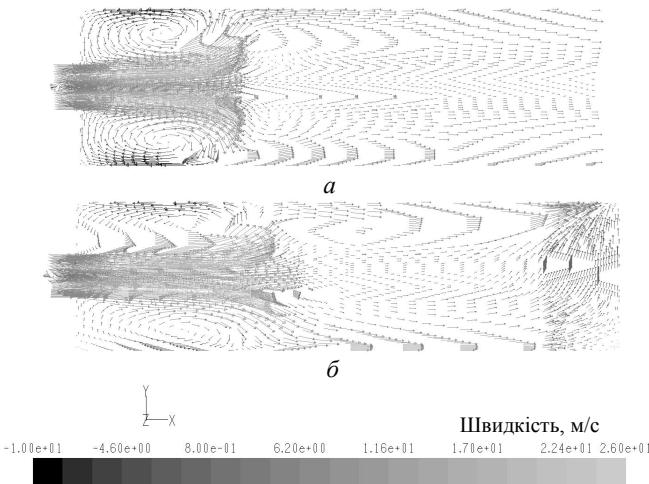
пература димових газів в зонах рециркуляції складає 1000–1100 °К. У топці на рис. 2, *б* задня стінка дещо перекошує факел. Загалом, поля температури топок на рис 2, 3, *а*, *б* відрізняються несуттєво, за виключенням того, що у топці з транзитним рухом продуктів згорання та боковим виходом (рис. 2, 3, *б*) максимум температур зміщений у напрямку до задньої стінки. Остаточний перехід від горіння у струменях до горіння широким фронтом у топках з транзитним рухом продуктів згорання відбувається у першій третині довжини топки. Максимальна температура факелу для всіх топок коливається в вузькому діапазоні 2005–2019 °К і близька до адіабатичної температури горіння. Визначення розташування максимальної температурної зони топкових газів являється важливою характеристикою і має особливe значення для теплових розрахунків топок. З метою встановлення максимальної температурної зони, простір кожної з топок розбивався по довжині 11-ма вертикальними перетинами, на зразок перерізу типу 2. За довжину топки  $L$  приймалася відстань від передньої стінки до центру вихідного топкового отвору. Відстань  $Ln$  у кожному з проміжних розрахункових перетинів дорівнювала відстані від передньої стінки (місце встановлення пальника) до розташування перетину.



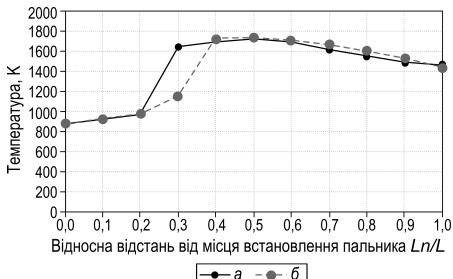
**Рис. 2.** Поля температури. Переріз типу 1  
*а* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом; *б* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом.



**Рис. 3.** Розгортка полів температури. Переріз типу 2  
*a* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом; *б* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом.



**Рис. 4.** Епюри швидкостей. Переріз типу 1  
*a* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом; *б* – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом.



**Рис. 5.** Температурні зони топкових газів: а – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом; б – топка із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та боковим виходом.

Аеродинамічний аналіз топок з розташуванням максимальної температурної зони на середині довжини топкового простору (Average). Графік, по якому визначалося розташування максимальної температурної зони, наведений на рис. 5.

## Висновки

Моделювання температурних зон при горінні газу у топках жаротрубно-димогарних котлів, оснащених блочними пальниками із дифузійним горінням у числовому програмному комплексі *ANSIS FLUENT* дозволяє достатньо точно розраховувати теплосприймання топок і отримані значення температури газів на виході із топок відповідають значенням, наведеним у літературі [5]. Горіння супроводжується формуванням обширних зон рециркуляції газів у фронтальній частині топки. Спираючись на наведені на рис. 5 дані, можливо сказати, що максимальна температурна зона топкових газів у топках а і б розташована на середині довжини топкового простору.

## Список використаної літератури

1. Каныгин А. В. Моделирование процессов теплобмена с помощью вычислительной газодинамики при сжигании природного газа в топках жаротрубно-дымогарных котлов // Сб.: Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики / Институт промышленной экологии. – К.: ИПЦ «АЛКОН» НАН Украины, 2014 – С. 110–114.
2. FLUENT 6.3, User's Guide, Fluent, Incorporated Centerra Resource Park10 Cavendish Court Lebanon, NH 03766, USA, 2007, 2501 pp.
3. Мировски А. Отопительные и технологические котельные. Методические указания. – Издательство Viessmann, 2002. – 48 с.
4. David Thornock, Hartman Mitchell., Measurements and Design Enhancements in Firetube Boilers Using Improved Technology, Johnston Boiler Company, 300 Pine Street P.O. Box 300, Ferrysburg, USA, 2000, 11 pp.
5. Васильев А. В., Антропов Г. В. и др. Повышение надежности жаротрубных водогрейных котлов // Промышленная энергетика. – 1998. – № 7. – С. 19–21.

Таким чином розташування проміжних розрахункових перетинів для топки із транзитним (інверсійним) рухом продуктів згорання та аксіальним виходом відповідає перерізу типу 2. Розташування проміжних розрахункових перетинів для топки із транзитним рухом продуктів згорання та боковим виходом буде дещо іншим. У кожному з перетинів розраховувалася температура, осереднена по площині (*Area-Weight Average*).

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ СТУПЕНЕВОГО СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЛЯ КОТЛА ТПП 312 ПРИ НАВАНТАЖЕННІ 280 МВт<sub>е</sub>**

Результати розрахунків ефективності роботи на проектних значеннях режимних параметрів змонтованої на котлі ТПП 312 блоку № 6 ДТЕК Ладижинська ТЕС системи ступеневого спалювання (ССС) вугілля дозволили визначити оптимальне значення витрати вугільного пилу у додаткові пальники (ДП), яка забезпечує прийнятний з точки зору технологічних параметрів топки рівень їх зміни [1]. Було отримано, що витрата палива у ДП на рівні 10 % дає краще значення по рівню втрати палива від недопалу, та в залежності від навантаження котлоагрегату, забезпечує зниження оксидів азоту на рівні 20–26 %. Розрахунки показали, що підвищити ефективність ССС можливо шляхом забезпечення оптимального надлишку повітря у зоні відновлення, яке повинно становити  $\alpha_{\text{дод}} = 0,9$ . Обмежуючим параметром при транспорти вугільного пилу у ДП є витратна характеристика двох димососів ДДНА–НЖ-15С, сумарна продуктивність яких становить 100 тис. м<sup>3</sup>/год. Загальний надлишок повітря в топці котла для навантаження 280 МВт<sub>е</sub> приймався сталим і дорівнював 1,15. Для виявлення впливу надлишку повітря в основних пальниках (ОП) була проведена серія розрахунків. Режим роботи ССС зі значенням  $\alpha_{\text{осн}} = 1,0$  у ОП та  $\alpha_{\text{дод}} = 0,9$  у ДП, не може бути реалізованим через брак продуктивності двох димососів ДДНА–НЖ-15С. При фіксованому значенні  $\alpha_{\text{дод}} = 0,9$  були проведені розрахунки роботи ССС при значеннях  $\alpha_{\text{осн}} = 1,1 \dots 1,2$ . Результати виконаного дослідження показали, що при  $\alpha_{\text{осн}} = 1,15$ , змонтована система ступеневого спалювання має найбільшу ефективність при навантаженні турбіни 280 МВт<sub>е</sub>.

Для проведення оптимізаційних розрахунків, за базові значення коефіцієнту надлишку повітря у ОП були взяті  $\alpha_{\text{осн}} = 1,15$  та 1,2, так як вони забезпечують прийнятний рівень зниження NO<sub>x</sub>. Для підвищення ефективності ССС було прийнято до розгляду два додаткові чинники:

- введення в дію третього димососа рециркуляції димових газів (ДРГ) з продуктивністю 200 тис. м<sup>3</sup>/год., який всю витрату димових газів подає у сопла рециркуляції;
- подача в ДП вугілля дрібно дисперсної фракції (24 мкм).

Також були проведені розрахунки з комбінацією зазначених факторів. Вплив роботи ССС на основні технологічні параметри та рівень зниження викидів азоту наведена в таблиці.

*Таблиця*

*Основні інтегральні характеристики системи ступеневого спалювання при навантаженні котлоагрегату 280 МВт<sub>e</sub>*

| Варіант №  | Надлишок повітря в ОП, $\alpha_{\text{очн}}$ | Емісія NO, кг/с | Втрата палива від недопалу, % | Осередняна температура біля ширм, К | Максимальна температура біля ширм, К | Зниження NO, % |
|--|--|-----------------|-------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|----------------|
| <i>Котел без системи ступеневого спалювання</i>  |  |                 |                               |                                     |                                      |                |
| 0  | 1,15   | 0,2984          | 0,003                         | 1340                                | 1457                                 | 0              |
| <i>Котел з системою ступеневого спалювання (10% палива у ДП)</i>                         |  |                 |                               |                                     |                                      |                |
| 1  | 1,15   | 0,2023          | 0,150                         | 1402                                | 1606                                 | 32,20          |
| 2  | 1,20   | 0,2200          | 0,238                         | 1398                                | 1598                                 | 26,27          |
| <i>Котел з системою ступеневого спалювання (10 % палива у ДП) + ЗДРГ</i>                 |  |                 |                               |                                     |                                      |                |
| 3  | 1,15   | 0,1343          | 0,145                         | 1341                                | 1520                                 | 54,99          |
| 4  | 1,20   | 0,1590          | 0,170                         | 1344                                | 1578                                 | 46,80          |
| <i>Котел з системою ступеневого спалювання (10 % палива у ДП, фракція 24 мкм)</i>        |  |                 |                               |                                     |                                      |                |
| 5  | 1,15   | 0,1719          | 0,063                         | 1387                                | 1584                                 | 40,38          |
| 6  | 1,20   | 0,2017          | 0,057                         | 1415                                | 1583                                 | 32,40          |
| <i>Котел з системою ступеневого спалювання (10 % палива у ДП, фракція 24 мкм) + ЗДРГ</i> |  |                 |                               |                                     |                                      |                |
| 7  | 1,15   | 0,1711          | 0,060                         | 1367                                | 1566                                 | 42,60          |
| 8  | 1,20   | 0,1642          | 0,060                         | 1370                                | 1570                                 | 44,90          |

Результати розрахунків дали змогу оцінити вплив надлишку повітря в ОП на рівень зниження викидів оксидів азоту. Аналіз результатів таблиці, дає змогу зробити висновок, що при фіксованому значенні  $\alpha_{\text{дод}} = 0,9$ , режим роботи ССС при  $\alpha_{\text{очн}} = 1,15$  (вар. 1) дає на 6–8 % більший ефект, ніж при  $\alpha_{\text{очн}} = 1,2$  (вар. 2). Крім того при  $\alpha_{\text{очн}} = 1,15$

втрати палива від недопалу, що обумовлені роботою ССС менші. Рівень підвищення температур для двох режимів різиться не суттєво.

Введення в дію третього ДРГ для подачі димових газів у сопла рециркуляції дозволяє підвищити рівень зниження оксидів азоту до 50 % (таблиця, вар. 3 та 4). Розбавлення продуктів згоряння в верхній частині топки, димовими газами призводить до зниження рівня максимальної температури до 1520 К (вар. 3), що виключить умови шлакування поверхонь труб системи підвісних ширм. Підмішування додаткового об'єму димових газів дозволяє зменшити втрати палива від недопалу.

Подача в ДП вугілля дрібної фракції (24 мкм) дозволяє досягти рівня зниження викидів оксидів азоту на рівні 40 % при  $\alpha_{\text{осн}} = 1,15$  (таблиця, вар. 5), та майже вдвічі зменшити втрати палива від недопалу. При цьому рівень максимальної температури перевищує допустиме значення на 50 градусів, що може привести до локального шлакування ширм. Подача в ДП вугілля дрібної фракції (24 мкм) та введення в дію третього ДРГ (вар. 7 та 8) не дають суттєвого ефекту у зниженні оксидів азоту та зменшенні втрат від недопалу в порівнянні з варіантами 5 та 6. Ефект від третього ДРГ полягає тільки в зменшенні максимальної температури на 13–18 градусів. Слід зазначити, що рівень осередньої температури димових газів у перетині перед ширмами у всіх варіантах менший за  $T_A = 1523$  К.

Результати розрахунку максимальної локальної температури в перетині біля системи підвісних ширм, дають змогу зробити висновок, що для забезпечення умови відсутності шлакування ширм при роботі системи ступеневого спалювання вугілля, навантаження котлоагрегату у 280 МВт<sub>e</sub>, слід розглядати як максимально можливе. Результати розрахунку полів температури показали, що мінімальне значення температури в низу топки становить 1600 К і проблем з рідким шлаковидаленням при всіх розрахованих варіантах не повинно бути.

**Висновки.** Проведення модернізації системи ступеневого спалювання вугілля на котлі ТПП 312, шляхом введення в дію третього димососа для подачі димових газів у сопла рециркуляції дозволить підвищити рівень зниження оксидів азоту до 50 %.

*Робота виконана за Цільовою комплексною програмою наукових досліджень НАН України «Науково-технічні основи енергетичного співробітництва між Україною та Європейським Союзом» («ОБ'ЄДНАННЯ-3»).*

## **Список використаної літератури**

1. Ефективність зниження викидів оксидів азоту системою ступеневого спалювання вугілля котла ТПП 312 блоку № 6 ДТЕК Ладижинська ТЕС на основних режимах навантаження / С. Г. Кобзар, А. А. Халатов // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Сер.: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – № 17. – С. 34–39.

УДК 621

**М. З. Абдулин, А. А. Сирый, А. М. Жученко**

*ООО НПК «СТРУЙНО-НИШЕВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ», г. Киев*

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОГНЕТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА**

Современный мир прибывает в состоянии масштабных изменений укладов экономических, нравственных и технологических. К этому привели обострения проблем экологических, экономических, социальных и, немаловажно, энергетических.

Концепция устойчивого развития появилась в результате объединения трех аспектов: экономической, социальной и экологической. Концепция устойчивого развития в своей основе несет понятие эффективности всех процессов. С точки зрения энергетики это энергоэффективность огнетехнических объектов (ОО). Рост спроса на тепловую и электрическую энергию, ограниченность топливных ресурсов, возрастающая потребность в технологиях, не оказывающих отрицательного влияния на среду обитания человека, обуславливают пристальное внимание к ОО. А именно экологическая чистота и экономичность этих устройств, к которым принадлежат теплогенераторы, сушила, топки котлов и печей, камеры сгорания газотурбинных двигателей и т.д., во многом определяется технологией сжигания топлив, которая реализуется в горелочных устройствах (**ГУ**).

Горелочное устройство – используя химическую энергию топлива, должно обеспечить огнетехнический объект продуктами сгорания необходимого качества с соответствующими полями температур, скоростей и концентраций.

В устройствах, использующих горение, кроме его высокой интенсивности и максимально возможной полноты сгорания, требуется на-

дежный запуск и устойчивое горение при переменных режимах работы, сохранение эффективности горения при изменении мощности ГУ, а при высокотемпературных процессах еще и предупреждение перегрева ГУ и других узлов (амбразур печей и котлов, жаровых труб камер сгорания ГТД; сопел ВРД и т. д.). Эти проблемы так и не решены и срок службы некоторых ГУ очень ограничен. Глобальной в огнетехнике является также проблема экологической безопасности сжигания разных топлив. Комплекс аэро-, термохимических процессов, лежащий в основе работы ГУ, остается сложнейшим в технике, недостаточно изученным и не поддается точным расчетам. А спектр требований к современным ГУ постоянно расширяется, а нормы (в частности экологические) ужесточаются.

Исследования, проведенные в лаборатории горения НТУУ «КПИ» и в условиях промышленной эксплуатации, показали, что недостатки ГУ определяются в основном неустойчивостью аэродинамической структуры течения горючего, окислителя и продуктов сгорания, что приводит к пульсациям горения, неустойчивости факела, температурной и скоростной неравномерностям в топочном пространстве и т. п. Из-за этого ГУ невозможно разжечь при давлениях газа менее 1 мм вод. ст., при этом невозможно обеспечивать тепловую мощность ОУ менее 15–20 % от номинальной с постоянным КПД. Вопреки бытующему мнению, газ очень трудно сжечь высокоэффективно. Причины: высокая температура воспламенения 650–750 °С, узкий диапазон горючих объемных концентраций – 5–15 % и очень низкие значения нормальной скорости распространения пламени – менее 0,5 м/с. Эти факторы вместе с гидротермохимией данного процесса, затрудняют создание универсальной, высокоэффективной технологии сжигания. И в результате вышеупомянутых исследований сформулированы основные принципы высокоэффективной технологии сжигания топлива: 1) рациональная раздача горючего в потоке окислителя; 2) создание устойчивых вихревых структур, представляющих собой результат взаимодействия системы струй горючего и сносящего потока окислителя с циркуляционным течением за плохообтекаемым телом, с учетом теплотехнических особенностей огнетехнического объекта, причем объем возникающих вихревых структур в сотни раз меньше, чем при применении традиционных ГУ; 3) автомодельность состава топливной смеси в зоне обратных токов; 4) термическая подготовка горючего; 5) самоохлаждение горючим и окислителем; 6) модульность.

Рациональная раздача горючего в потоке окислителя наиболее эффективно обеспечивается однорядной системой струй газа, перпендикулярной потоку воздуха. Для обеспечения устойчивой вихревой структуры те-

чения в широком диапазоне работы ГУ разработана СН-система смесеобразования и стабилизации пламени, в основе которой лежит использование газодинамических вихреобразователей потока окислителя, горючего и продуктов сгорания, обеспечивающих интенсивное перемешивание топливной смеси за счет турбулизации потока системой струй газа.

Ниже рассмотрен один из вариантов расположения такой системы на полом коллекторе газа (рис. 1). Газ проходит через коллектор под нишей, охлаждает ее (и при этом нагревается) и выходит через однорядную систему струй под прямым углом к потоку окислителя. Высокий уровень интенсивности турбулентности обеспечивает необходимое качество смесеобразования, при котором горючее и окислитель дробятся на такие объемы, что время их турбулентной диффузии становится приблизительно равным времени химической реакции окисления.

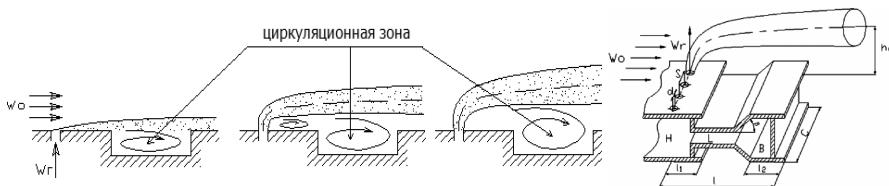


Рис. 1. Размещение ниши на плоском пилоне и структура течения в СН-модуле.

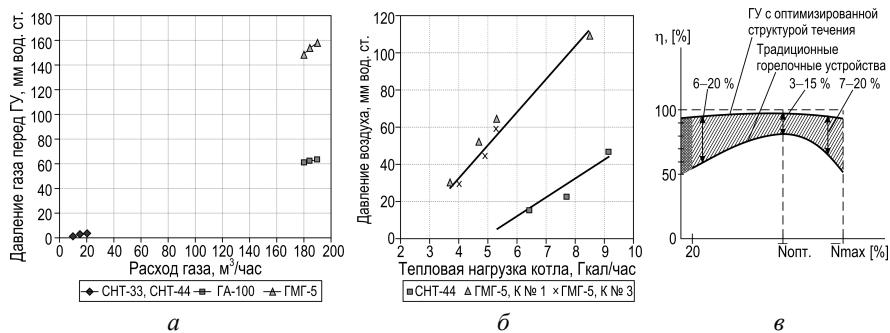
Важная особенность СН-пилона в том, что газ, омывая коллектор–стабилизатор пламени, изнутри охлаждает его, а сам подогревается до 200–300 °С. Причем изменением соотношения геометрических параметров струйно-нишевой системы по трактам горючего и окислителя можно добиться поддержания необходимого постоянного состава однородной топливной смеси в зоне циркуляции в широких пределах изменения скоростей горючего и окислителя. Эти свойства струйно-нишевой системы позволили создать СНТ ГУ для огнетехнических объектов различного назначения: СНГ, СНТ и ВРАД, позволяющие модернизировать морально-устаревший парк оборудования с:

- ✓ экономией топлива от 5 % до 15 %;
- ✓ экономией электроэнергии до 50 %;
- ✓ существенным увеличением межремонтного периода;
- ✓ рабочим диапазоном регулирования мощности от 10 % до 130 %;
- ✓ адаптацией к существующей автоматики объекта;
- ✓ соответствием современным экологическим стандартам (снижение эмиссии вредных веществ от 30 %);

- ✓ повышением безопасности эксплуатации оборудования;
- ✓ окупаемостью модернизации объекта до одного года.

Интересен опыт модернизации котлов малой производительности (0,3–0,7 Гкал/ч) НИИСТУ-5, «Надточия» и др. Особенностью таких котлов является отсутствие ярко выраженной конвективной части и, вследствие этого, высокий уровень температуры уходящих газов (350–450 °C), значительные присосы в топке, из-за которых количество избыточного воздуха в несколько раз превышает нормативные значения. Вследствие этого реальный КПД таких котлов редко превышает 75 %, уменьшается коэффициент избытка воздуха, снижается уровень температуры уходящих газов (более чем на 250 °C) благодаря увеличению температуры факела и, соответственно, интенсификации лучистого теплообмена.

Модернизированные НИИСТУ-5 устойчиво обеспечивают номинальную тепловую нагрузку при давлении газа 40–50 мм вод. ст. с повышением КПД котлов до 90 %. Сравнение работы ГУ СНТ с установленными ранее на котлах подовыми горелками в котельных городов Прилуки, Чернигов, Сокаль, Горловка, Киев показало, что расход топлива на котлах снижался как минимум на 10–15 %, а выбросы NO<sub>x</sub> уменьшались до 121–128 мг/м<sup>3</sup>.



**Рис. 2. Характеристики СНТ в сравнении с различными ГУ:**  
**а – пусковые характеристики; б – аэродинамическое сопротивление; в – КПД и экономичность.**

Накоплен также большой опыт модернизации котлов типа ТВГ и КВГ, отличающихся наличием двухсвенных экранов (повышение КПД до 91–94). Модернизированные котлы типа ДЕ и Е (диапазон регулирования по мощности (кр – 10) при КПД = 93...95 %). При этом реализуются уникальные возможности СНТ: равномерное поле скоростей и температуры продуктов сгорания.

В настоящее время начали уделять большое внимание автоматизации работы огнетехнического оборудования. Технический уровень автоматики находится в прямой зависимости с возможностями технологии сжигания. Например СН-технология обеспечивает: розжиг ГУ при давлении газа меньше 1–3 мм вод. ст. (рис. 2, *a*), регулировку мощности огнетехнического объекта всеми ГУ одновременно, работу ГУ в безвентиляторном режиме и т. д. Пример – полностью автоматизированный котел ПТВМ-100 (г. Алчевск). Все оборудование для модернизации, включая современную автоматику, отечественного производителя. Причем при модернизации котлоагрегатов возможна автоматизация любого уровня сложности.

При модернизации паровых котлов существенно улучшаются условия работы пароперегревателя и значительно уменьшается расход пара на пароохладитель. Это подтверждает опыт эксплуатации модернизированных энергетических котлов на Одесской и Шосткинской ТЭЦ.

На рис. 2, *б* представлены результаты сравнительных испытаний по аэродинамическому сопротивлению струйно-нишевых горелок и наиболее распространенных ГУ типа ГМГ. Опыт эксплуатации многих объектов показал, что аэродинамическое сопротивление модернизированных на основе СНТ огнетехнических установок снижается в несколько раз. Благодаря низкому аэродинамическому сопротивлению котлы мощностью менее 15 МВт не теряя эффективности, работают с отключенными вентиляторами во всем рабочем диапазоне, а котлы ПТВМ-30 только за счет самотяги трубы выходят на 30 % номинальной нагрузки с отключенными вентиляторами и дымососами. Также низкое аэродинамическое сопротивление значительно снижает нагрузку на электропривод тягодутьевых устройств. А исходя из графика (рис. 2, *в*), можно заметить, что работа горелочного устройства СНТ отличается значительной стабильностью работы в широком диапазоне изменения мощности объекта, что указывает на высокий уровень надежности системы всего ОО.

Струйно-нишевая технология обеспечивает эффективный механизм горения – микродиффузионный. Такой механизм горения, обеспеченный равномерным распределением горючего в потоке окислителя, позволяет снижать эмиссию СО до уровня следов. А малое количество кислорода, равномерно распределенного по объему высокотемпературной зоны горения, приводит к снижению уровня эмиссии  $\text{NO}_x$  на 20–30 %.

Вышеперечисленные особенности модернизации ОО на основе струйно-нишевой технологии увеличивают межремонтный период их работы в 1,5–2,0 раза.

**М. З. Абдулин, Н. М. Фиалко,  
Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова, А. Б. Тимошенко,  
В. Л. Юрчук, Г. В. Иваненко, А. В. Клищ**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

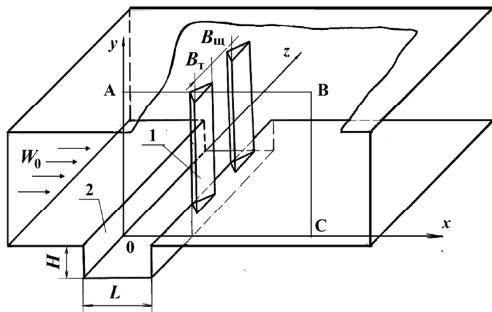
## ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНОМ УСТРОЙСТВЕ С УГЛОВЫМИ ТУРБУЛИЗАТОРАМИ ПОТОКА

Среди различных способов повышения эффективности рабочего процесса в стабилизаторных горелочных устройствах особо выделяется использование разных средств интенсификации тепломассообмена и выгорания топлива [1–4]. Одним из перспективных направлений указанной интенсификации является применение турбулизаторов потока различной конфигурации.

В данной работе рассматриваются результаты экспериментальных исследований структуры течения в стабилизаторных горелках с нишевыми полостями при наличии угловых турбулизаторов потока.

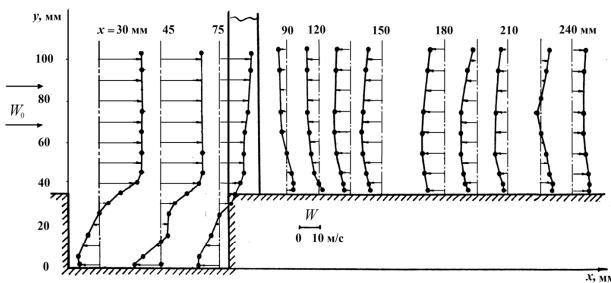
Исследования проводились на рабочем участке, схема которого приведена на рис. 1. Высота канала рабочего участка составляла 120 мм, ширина – 190 мм, длина – 500 мм. Длина ниши по потоку  $L = 75$  мм, высота  $H = 35$  мм.

Ширина турбулизатора  $B_t = 30$  мм, угол при вершине турбулизатора  $90^\circ$ . Расстояние между турбулизаторами  $B_{ш} = 30$  мм. Скорость воздуха в щели между турбулизаторами составляла 30 м/с. Для измерения скорости потока использовался Т-образный пневматический зонд, тарированный с помощью сопла Витошинского.

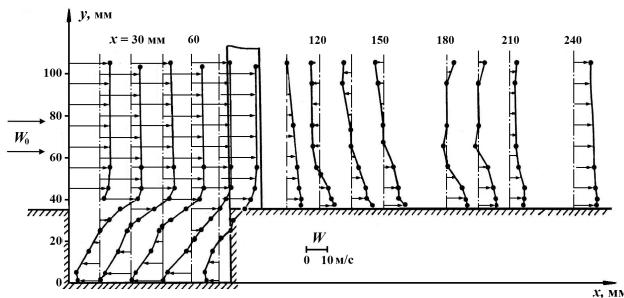


**Рис. 1.** Схема рабочего участка для определения характеристик течения в горелочном устройстве с угловыми турбулизаторами потока: 1 – турбулизатор потока; 2 – прямоугольная ниша.

Характерные результаты экспериментальных исследований представлены на рис. 2–4. Здесь рис. 2–3 отвечают ситуации, когда на задней кромке ниши установлены угловые турбулизаторы потока, рис. 4 – ситуации, когда данные турбулизаторы отсутствуют.



**Рис. 2.** Профили скорости на разных расстояниях по потоку от передней кромки ниши в вертикальной плоскости 0ABC, проходящей через плоскость симметрии турбулизатора ( $z = 0$ ).



**Рис. 3.** Профили скорости на разных расстояниях по потоку от передней кромки ниши в вертикальной плоскости, проходящей через плоскость симметрии щели ( $z = 30$  мм) при наличии турбулизатора потока.

Как видно из рис. 2, 3 в нишевой полости наблюдается циркуляционное течение, структура которого практически не меняется по ширине ниши (вдоль оси  $z$ ).

Из сопоставления данных на рис. 2 и рис. 4, отвечающих соответственно наличию и отсутствию турбулизаторов потока, следует, что в последнем случае зона обратных токов занимает существенно большую часть пространства ниши. То есть наличие турбулизаторов несколько подавляет эту зону, прижимая ее ко дну ниши.

За угловым турбулизатором образуется зона обратных токов, длина которой составляет примерно  $4,5 B_T$ , а ширина  $0,7 B_T$ .

В пристеночной части течения вдоль стабилизатора в области, отвечающей местоположению турбулизатора, имеет место тенденция к возникновению прямотока. Эта тенденция является слабо выраженной при  $z = 0$  (в плоскости симметрии турбулизатора) и становится все более ярко выраженной по мере удаления от этой плоскости вдоль координаты  $z$ .

За пределами зоны обратных токов турбулизатора имеет место прямоточное течение, которое ускоряется вниз по потоку по мере приближения к сечению  $x = 120$  мм, отвечающему максимальному значению ширины указанной зоны. Далее вниз по потоку отмеченное прямоточное течение замедляется. То есть ускорение потока обусловлено его сужением в щели между турбулизаторами и обтеканием зон циркуляционного течения турбулизаторов.

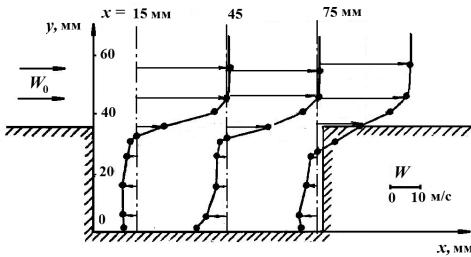


Рис. 4. Профили скорости на разных расстояниях от передней кромки ниши для  $z = 0$  при отсутствии турбулизаторов потока.

### Список использованной литературы

1. Фиалко Н. М. Особенности течения в цилиндрических горелочных устройствах с пластинчатыми турбулизаторами потока / Н. М. Фиалко, Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова, А. Б. Тимошенко, Н. В. Майсон // Промышленная теплотехника. – 2017. – № 1. – С. 5–12.
2. Бутовський Л. С. Експериментальні дослідження структури течії у пальникових пристроях стабілізаторного типу з застосуванням кутових турбулізаторів потоку / Л. С. Бутовський, Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов, О. А. Зарицький, Ю. В. Шеренковський, О. Б. Тимошенко // Матеріали ХХII міжнародної конференції «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики», Ялта 8–12 июня 2012 г. – Київ, 2012. – С. 141–145.
3. Фиалко Н. М. Тепломассообменные процессы в цилиндрических горелочных устройствах с нишевыми полостями / Н. М. Фиалко, Ю. В. Шеренковский, Н. В. Майсон, Н. О. Меранова, О. Б. Тимошенко // Промышленная теплотехника. – 2016. – № 6. – С. 3–11.
4. Фиалко Н. М. Интенсификация процессов переноса в горелочном устройстве с цилиндрическим стабилизатором пламени / Н. М. Фиалко, Ю. В. Шеренковский, Н. В. Майсон, Н. О. Меранова, Л. С. Бутовский, М. З. Абдулин, Н. П. Полозенко, А. В. Клищ, С. Н. Стрижеус, А. Б. Тимошенко // Науковий вісник НЛТУ України. – 2014. – Вип. 24.5. – С. 136–142.

**Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский,  
Н. О. Меранова, С. А. Алешко, М. В. Ганжа, В. Л. Юрчук,  
Л. А. Швецова**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

## **ТЕПЛОВОЕ СОСТОЯНИЕ СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОК С ЗАЩИТНЫМИ ПОКРЫТИЯМИ**

Надежность и долговечность стабилизаторных горелочных устройств существенно зависит от температурного режима стенок стабилизаторов [1–3]. Температура последних в определенных ситуациях может заметно превышать допустимые уровни. Ввиду этого актуальной является задача обеспечения требуемого теплового состояния стабилизаторов пламени. Среди различных способов организации такого состояния особо выделяется применение на наружной поверхности стабилизаторов специальных теплозащитных покрытий.

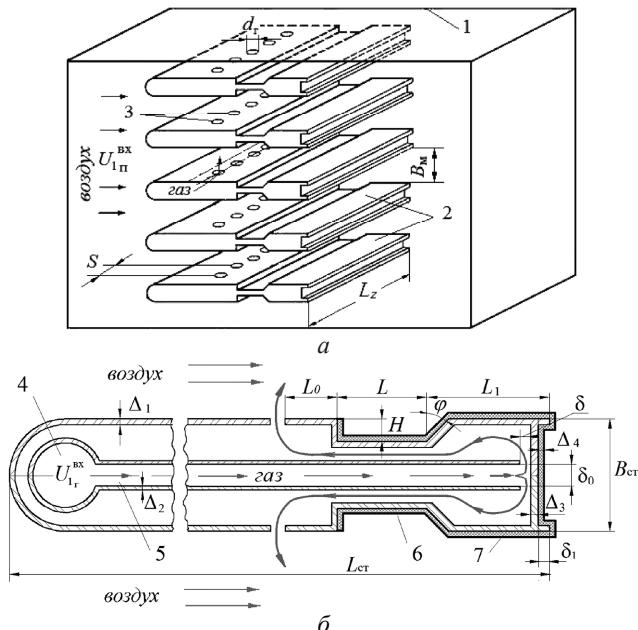
Данная статья посвящена компьютерному моделированию температурных режимов стенок стабилизаторов пламени в условиях нанесения на элементы их поверхности защитных покрытий.

В работе рассматривалось стабилизаторное горелочное устройство, схема которого приведена на рис. 1. В данном устройстве используется система охлаждения стенок стабилизатора пламени природным газом, который специальным образом подается в его внутреннюю полость и далее, после выполнения своих функций хладагента, поступает в газоподающие отверстия и используется в качестве топлива.

Задачи переноса, отвечающие рассматриваемой физической ситуации, решались в трехмерной постановке с использованием методики поэтапного моделирования [4].

Реализация решения осуществлялась с использованием прикладного пакета FLUENT. При этом применялся URANS подход к моделированию исследуемых процессов переноса. Выбор требуемой модели турбулентности осуществлялся на основе сопоставления результатов натурных экспериментов и данных численных решений, полученных с использованием различных модификаций моделей турбулентности. По результатам выполненных исследований установлено, что наимень-

шие отклонения сопоставляемых данных имеют место для RNG  $k$ - $\epsilon$  модели турбулентности.

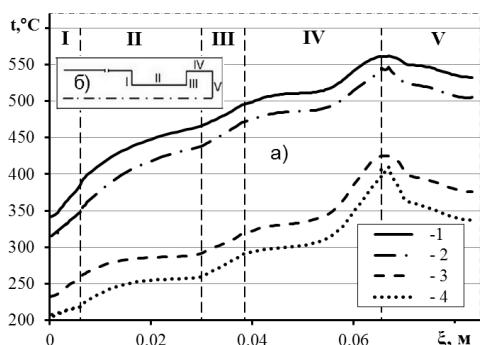


**Рис. 1.** Схема стабилизаторного горелочного устройства (а) и системы его охлаждения (б):

1 – плоский канал; 2 – стабилизаторы пламени; 3 – газоподающие отверстия; 4 – газоподающий коллектор; 5 – канал для охлаждающего газа; 6 – нишевая полость; 7 – покрытие.

Ниже представлены данные компьютерного моделирования, которые отвечают следующим исходным параметрам: расход природного газа  $G = 200 \text{ м}^3/\text{ч}$ , что соответствует 100 % нагрузке котлоагрегата; коэффициент избытка воздуха равнялся 1,1; температура газа на входе в систему охлаждения  $t_{\text{г}}^{\text{вх}} = 15^\circ\text{C}$ ; температура воздуха на входе в горелочное устройство  $t_{\text{в}}^{\text{вх}} = 20^\circ\text{C}$ ; материал стенки пилона – сталь 12Х18Н9Т; коэффициент загромождения проходного сечения канала  $k_f = 0,3$ ; диаметр газоподающих отверстий  $d_r = 4,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ; относительный шаг расположения отверстий  $S/d_r = 3,33$ ; длина стабилизатора  $L_{\text{ст}} = 2,25 \text{ м}$ ; ширина стабилизатора  $B_{\text{ст}} = 30,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $L_0 = 16,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $L = 24,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $L_1 = 33,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\Delta_1 = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\Delta_2 = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\Delta_3 = 2,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\delta_1 = 3,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\delta_0 = 6,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\delta = 3,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ; коэффи-

циент теплопроводности материала покрытия  $\lambda_{\text{п}} = 0,8 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ ; толщина покрытия  $\Delta_4 = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ .



**Рис. 2.** Распределение температуры (a) вдоль наружной поверхности стенки стабилизатора при наличии (2, 4) и отсутствии (1, 3) теплоизоляционного покрытия для относительной нагрузки котлоагрегата 20 % (1, 2) и 100 % (3, 4) и расположение на данной поверхности характерных зон (б).

наружной поверхности стенки стабилизатора заметно снижается. При этом данное снижение оказывается тем более значительным, чем выше нагрузка котлоагрегата.

Согласно полученным данным при относительной нагрузке котлоагрегата 20 % в условиях отсутствия покрытия температура наружной поверхности стабилизатора превышает допустимый уровень  $550 ^\circ\text{C}$ . Нанесение же теплоизоляционного покрытия обеспечивает уменьшение данной температуры до допустимых величин.

Как следует из приведенных данных, разница температур наружной поверхности стенки стабилизатора, отвечающих наличию и отсутствию защитного покрытия, изменяется вдоль этой поверхности. На торцевой поверхности стабилизатора данная разница остается практически постоянной. Она несколько снижается на поверхности выступа, служащего образованию приторцевой ниши. И далее вдоль горизонтальной поверхности стабилизатора эта разница меняется незначительно.

Таким образом, на поверхности собственно выступа, где температура стабилизатора является максимальной, эффект влияния покрытия

На рис. 2 приведены результаты исследований теплового состояния стабилизатора пламени при двух значениях относительной нагрузки котлоагрегата – 100 % и 20 %. Необходимость изучения ситуации, соответствующей минимальной нагрузке котлоагрегата, обусловлена тем обстоятельством, что в этом случае условия охлаждения являются наименее благоприятными ввиду малых расходов охлаждающего агента (природного газа).

Как видно из рисунка, при наличии теплоизоляционного покрытия температура

оказывается наименьшим. Это обусловлено действием двух конкурирующих факторов, связанных с нанесением теплоизоляционного покрытия. С одной стороны, последнее, как дополнительное термическое сопротивление низкотеплопроводного слоя, должно обеспечивать снижение температуры наружной поверхности стабилизатора. С другой стороны, нанесение покрытия на рассматриваемый выступ приводит к развитию поверхности и, следовательно, является фактором повышения данной температуры. В анализируемой ситуации доминирующим оказывается первый из указанных факторов. Однако его действие несколько снижается ввиду указанного развития поверхности.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о перспективности нанесения защитных теплоизоляционных слоев на наружные поверхности стабилизаторов пламени с целью обеспечения их требуемого теплового состояния.

### **Список использованной литературы**

1. Фиалко Н. М. Эффективность систем охлаждения горелочных устройств струйно-стабилизаторного типа / Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Алешко С. А., Шеренковский Ю. В., Меранова Н. О., Тимошенко А. Б., Абдулин М. З., Бутовский Л. С. // Технологические системы. – 2012. – № 1. – С. 52–57.
2. Фиалко Н. М. Закономірності тепловіддачі на внутрішній поверхні стабілізаторів полум'я при застосуванні спеціальних систем охолодження мікрофакельних пальникових пристройів / Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковський Ю. В., Альошко С. О., Рокітько К. В., Полозенко Н. П., Бутовський Л. С., Тимошенко О. Б. // Материалы XXII международной конференции «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики», Ялта 8–12 июня 2012. – Киев, 2012. – С. 159–162.
3. Абдулін М. З. Тепловий режим елементів мікродифузійного газопальникового пристрою / М. З. Абдулін, Ібрагім Джамал // Наукові вісті НТУУ «КПІ», серія теплоенергетика. – 1997. – С. 111–113.
4. Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В. и др. Компьютерное моделирование процессов переноса в системах охлаждения горелочных устройств стабилизаторного типа / Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В., Алешко С. А., Меранова Н. О., Абдулин М. З., Бутовский Л. С., Миргородский А. Н. // Промышленная теплотехника. – 2012. – № 1. – С. 64–72.

**Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, С. А. Алешко, К. В. Рокитъко,  
Н. П. Полозенко, Д. Г. Блинов, О. Е. Малецкая, Н. Н. Ольховская**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

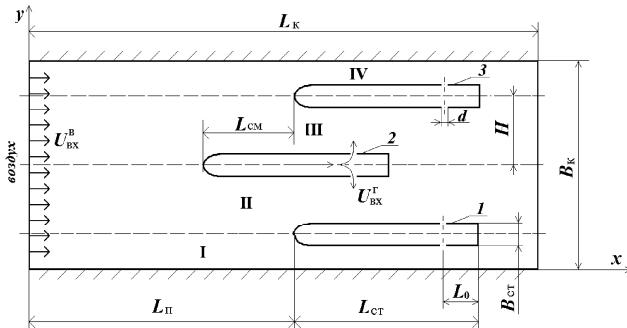
## **СТРУКТУРА ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПРИ ПОДКОВООБРАЗНОМ ЭШЕЛОННИРОВАНИИ СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ**

Одним из эффективных способов организации горения природного газа является его сжигание в условиях эшелонирования стабилизаторов пламени [1–4].

Среди различных вариантов указанного эшелонирования выделяется подковообразное расположение стабилизаторов. Данный тип эшелонирования отвечает ситуации, когда необходимо снижение тепловой нагрузки на стенки амбразуры котла.

Настоящая работа посвящена исследованию особенностей структуры течения в горелках при подковообразном эшелонировании стабилизаторов пламени.

Ниже в качестве примера рассматривается ситуация для решетки, состоящей из трех стабилизаторов пламени (рис. 1).

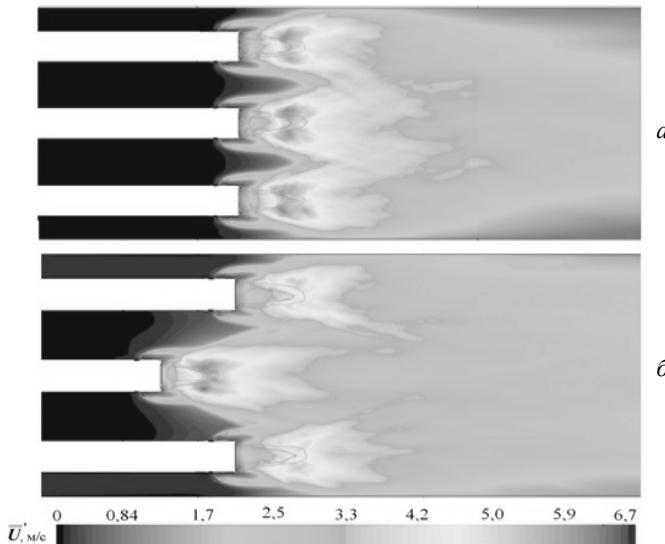


**Рис. 1.** К постановке задачи для подковообразно эшелонированной решетки стабилизаторов: 1, 2, 3 – первый, второй и третий стабилизаторы пламени; I, IV – пристеночные каналы; II, III – межстабилизаторные каналы.

Решетка стабилизаторов располагается в прямоугольном канале горелочного устройства. На вход канала подается воздух, который омыает наружные поверхности стенок стабилизаторов. Подвод газа реализуется через систему газоподающих отверстий в боковых стенках стабилизатора. Эшелонирование решетки осуществляется за счет смещения стабилизаторов друг относительно друга вдоль потока на некоторую постоянную величину – шаг смещения  $L_{\text{см}}$  (рис. 1).

В качестве метода исследования применяется метод математического моделирования. Реализация решения поставленной задачи осуществляется на основе программного пакета FLUENT. Для замыкания рассматриваемой системы уравнений использовалась  $k$ - $\epsilon$  RNG модель турбулентного переноса.

На рис. 2 и в таблице приведены характерные результаты выполненных исследований, которые соответствуют следующим значениям исходных параметров:  $U_{\text{вх}}^{\text{в}} = 6,8 \text{ м/с}$ ;  $U_{\text{вх}}^{\text{г}} = 24 \text{ м/с}$ ;  $L_{\text{п}} = 0,2 \text{ м}$ ;  $L_{\text{ст}} = 0,215 \text{ м}$ ;  $L_{\text{k}} = 1,5 \text{ м}$ ;  $H = 0,075 \text{ м}$ ;  $B_{\text{k}} = 0,225 \text{ м}$ ;  $B_{\text{ст}} = 0,03 \text{ м}$ ;  $L_{\text{см}} = 0,06 \text{ м}$ ;  $L_0 = 0,02 \text{ м}$ ;  $d = 0,0045 \text{ м}$ ;  $S/d = 3,55$ , где  $S$ ,  $d$  – шаг расположения газоподающих отверстий и их диаметр; топливо – природный газ, окислитель – воздух.



**Рис. 2.** Поле среднеквадратичных значений пульсаций скорости  $\bar{U}'$  в сечении, проходящем через центры газоподающих отверстий, для неэшелонированной (а) и подковообразно эшелонированной (б) решеток стабилизаторов.

В таблице приведены средние значения продольной составляющей вектора скорости в каналах эшелонированной и неэшелонированной стабилизаторных решеток. Как видно, скорости в межстабилизаторных каналах в случае эшелонированного расположения стабилизаторов оказываются более высокими, скорости же в пристеночных каналах – напротив несколько ниже. То есть в каналах подковообразно эшелонированной решетки происходит определенное перераспределение расходов в сравнении с условиями, когда такое эшелонирование отсутствует.

*Таблица*

*Средние значения продольной составляющей вектора скорости  $\bar{U}_x$  в каналах неэшелонированной и подковообразно эшелонированной решеток стабилизаторов пламени*

| Тип решетки                       | Скорости $\bar{U}_x$ в каналах, м/с |       |       |       |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|
|                                   | I                                   | II    | III   | IV    |
| Неэшелонированная                 | 11,00                               | 11,50 | 11,50 | 11,00 |
| Подковообразно<br>эшелонированная | 10,09                               | 11,97 | 11,97 | 10,90 |

Как следует из полученных данных, в случае подковообразного расположения стабилизаторов наибольшая длина зоны обратных токов имеет место за центральным стабилизатором пламени  $L_{\text{от}} = 65,6$  мм. Для периферийных стабилизаторов она оказывается несколько меньше и составляет 55,7 мм. Центральному стабилизатору отвечают и большие по абсолютной величине значения максимальной скорости в зоне обратных токов  $U_{\max} = 3,7$  м/с. Величина этой скорости равняется лишь 3,17 м/с для периферийных стабилизаторов.

Что касается потерь давления в горелочном устройстве с подковообразно эшелонированной решеткой, то они оказываются весьма небольшими и составляют 39,5 Па. Эти потери несколько меньше по величине по сравнению с ситуацией, отвечающей неэшелонированной решетке. Здесь данные потери равны 43,0 Па. Последнее обусловлено, в частности, большей турбулизацией потока в закормовых областях стабилизаторов при расположении их торцов в одной плоскости.

На рис. 2 представлены поля среднеквадратичных пульсаций скорости  $\bar{U}'$  в сечении, проходящем через центры газоподающих отверстий. Из сопоставления данных на рис. 2, а, б следует, что при подковообразном расположении стабилизаторов, а также при установке их торцов в

одной плоскости наибольшие значения пульсаций скорости  $\bar{U}'$  наблюдаются за срывной кромкой каждого из стабилизаторов. Однако при этом поля пульсаций для рассматриваемых эшелонированной и неэшелонированной решеток отличаются весьма существенно в качественном и количественном отношении. Так, в случае неэшелонированной решетки картины полей пульсаций близки за всеми стабилизаторами, а при их эшелонированном расположении существенно различны для разных стабилизаторов. А именно, в случае подковообразно эшелонированной решетки за первым по потоку стабилизатором уровни пульсаций скорости  $\bar{U}'$  значительно выше, чем за остальными стабилизаторами. При этом данные уровни за указанным первым стабилизатором близки к таковым в условиях отсутствия эшелонирования. То есть в целом турбулизация потока за решеткой стабилизаторов оказывается более существенной в случае расположения торцов стабилизаторов в одной плоскости.

Таким образом, на основе выполненных исследований установлены основные закономерности течения топлива и окислителя в подковообразно эшелонированной решетке стабилизаторов пламени. Для ситуаций, отвечающих эшелонированному и неэшелонированному расположению стабилизаторов пламени, сопоставлены такие характеристики течения, как параметры зон циркуляционного течения в ближнем следе стабилизаторов, величины пульсации скорости и др.

### **Список использованной литературы**

1. Фиалко Н. М. Моделирование структуры течения в эшелонированных решетках стабилизаторов при варьировании шага их смещения / Н. М. Фиалко, Ю. В. Шеренковский, В. Г. Прокопов, Н. П. Полозенко, Н. О. Меранова, С. А. Алешко, Г. В. Иваненко, В. Л. Юрчук, Е. И. Милко, Н. Н. Ольховская // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2015. – Т. 2, № 8 (74). – С. 29–34.
2. Фиалко Н. М. Закономерности смесеобразования в эшелонированных решетках плоских стабилизаторов пламени / Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский, С. А. Алешко, Н. П. Полозенко, Л. С. Бутовский, М. З. Абдулин, А. В. Клищ, В. С. Новицкий, А. А. Евтушенко // Науковий вісник НЛТУ України. – 2014. – Вип. 24.7. – С. 187–191.
3. Фиалко Н. М. Влияние на характеристики течения степени загромождения эшелонированными стабилизаторами каналов горелочных устройств / Н. М. Фиалко, Ю. В. Шеренковский, В. Г. Прокопов, Н. П. Полозенко, Н. О. Меранова, С. А. Алешко, Е. И. Милко, А. А. Озеров, О. Н. Кутняк, Л. А. Швецова, М. З. Абдулин // Науковий вісник НУБіП України. – 2015. – 209, Ч. 2. – С. 45–53.
4. Физические основы рабочего процесса в камерах сгорания воздушно-реактивных двигателей / [Б. В. Раушенбах, С. А. Белый, И. В. Беспалов и др.]. – М.: Машиностроение, 1964. – 526 с.

**Н. М. Фиалко, Н. О. Меранова, М. В. Майсон, А. Б. Тимошенко,  
Г. В. Иваненко, А. В. Клиш**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

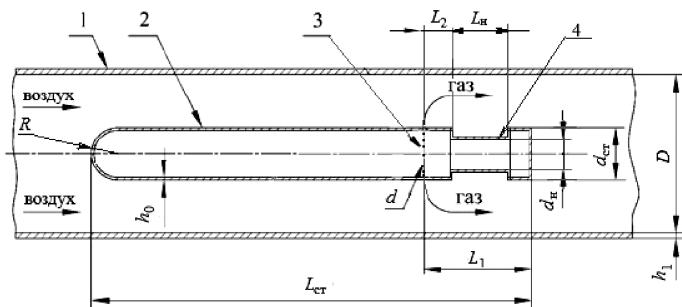
## **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ В ПРЯМОУГОЛЬНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ НИШАХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ СТАБИЛИЗАТОРНЫХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ**

К эффективным методам интенсификации процессов горения в горелочных устройствах стабилизаторного типа относится применение каверн (ниш). Изучению данного направления посвящен целый ряд работ (см. например, [1, 2]). Тем не менее, многие вопросы остаются недостаточно исследованными. Одной из актуальных проблем является выбор рациональных параметров ниш с учетом особенностей формы и размеров стабилизаторов пламени.

В данной работе проводилось исследование течения топлива и окислителя в прямоугольных кольцевых нишевых полостях горелочных устройств с цилиндрическими стабилизаторами пламени. Горелки такого типа, как известно, находят широкое применение в относительно маломощных огнетехнических объектах или при необходимости реализации в них теплоподвода с высокой степенью равномерности. В качестве метода исследования было выбрано математическое моделирование, которое становится все более достоверным и информативным инструментом при углубленном анализе процессов переноса при горении.

В работе выполнено математическое моделирование течения для типоряда цилиндрических нишевых горелок стабилизаторного типа мощностью от 30 до 200 кВт. На рис. 1 дана схема такого горелочного устройства, в табл. 1 – основные характеристики указанного типоряда. В данных горелочных устройствах реализуется принцип неполного предварительного смешения топлива и окислителя, когда в зону горения поступает неоднородная горючая смесь. Природный газ подается в поперечный поток воздуха через систему круглых отверстий на боковой поверхности цилиндрического стабилизатора пламени. Прямо-

угольная кольцевая ниша располагается на некотором удалении от газоподающих отверстий вниз по потоку.



**Рис. 1.** Продольный разрез цилиндрической стабилизаторной горелки:

1 – цилиндрический канал; 2 – цилиндрический стабилизатор пламени; 3 – газоподающие отверстия; 4 – кольцевая ниша.

Вычислительные эксперименты основывались на решении системы уравнений движения и тепло- и массопереноса в приближении Рейнольдса. Для замыкания системы уравнений использовалась  $k$ - $\varepsilon$  модель турбулентности в модификации RNG.

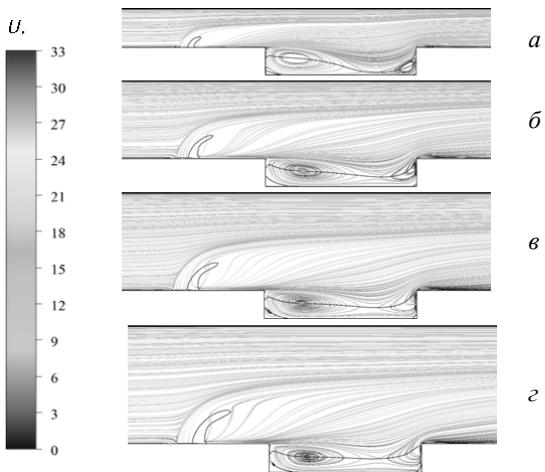
*Таблица 1  
Конструктивные и режимные характеристики типоряды  
цилиндрических стабилизаторных горелок*

| $N_n$ , кВт | $d_{cr}$ , м | $D$ , м | $d$ , м | Количество газоподающих отверстий | Расход газа, $\text{м}^3/\text{час}$ | Коэффициент избытка воздуха |
|-------------|--------------|---------|---------|-----------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| 30          | 0,02         | 0,0365  | 0,0020  | 9                                 | 3,0                                  | 1,1                         |
| 110         | 0,04         | 0,0730  | 0,0030  | 13                                | 11,0                                 | 1,1                         |
| 155         | 0,05         | 0,0910  | 0,0035  | 14                                | 15,5                                 | 1,1                         |
| 200         | 0,06         | 0,1005  | 0,0040  | 15                                | 20,0                                 | 1,1                         |

Расчетная область имела вид углового фрагмента горелочного устройства, который соответствует половине углового шага расположения газоподающих отверстий. В качестве граничных условий во входном сечении горелки и выходных сечениях газоподающих отверстий задавались значения средней скорости потока, интенсивности турбулент-

ности, гидравлического радиуса, температуры и массовых долей компонентов смеси; на выходной границе значения первых производных в направлении нормали от зависимых переменных принимались равными нулю; на границах расчетной области, которые соответствуют поверхностям гидродинамической симметрии, задавались равными нулю нормальные к этим поверхностям компоненты скоростей и нормальные первые производные от зависимых переменных; на твердых поверхностях ставились условия «прилипания» и «непроницаемости».

Рисунок 2 иллюстрирует результаты компьютерного моделирования картины течения топлива и окислителя в горелочных устройствах мощностью  $N_{\text{п}} = 30; 110; 155$  и  $200$  кВт при наличии нишевой полости с размерами  $L \times H = 0,03 \times 0,06$  м.



**Рис. 2.** Картина линий тока в продольном сечении горелочного устройства, проходящем через ось газоподающего отверстия, для нишевого размером  $L \times H = 0,03 \times 0,06$  м для горелок разной мощности:  
 $a - N_{\text{п}} = 30$  кВт;  
 $b - N_{\text{п}} = 110$  кВт;  
 $c - N_{\text{п}} = 155$  кВт;  
 $d - N_{\text{п}} = 200$  кВт.

Как видно, во всех горелочных устройствах рассматриваемого типа протяженность первичного вихря в нише заметно меньше, чем ее длина. При этом чем меньше мощность  $N_{\text{п}}$ , тем меньше протяженность вихря. Что касается места расположения первичного вихря, то для всех значений  $N_{\text{п}}$  оно смещается в направлении передней стенки ниши. Зона вихревого течения около задней стенки ниши с ростом мощности  $N_{\text{п}}$  становится все более ярко выраженной и смещается от дна ниши к ее кромке.

Как свидетельствуют результаты проведенных ранее исследований, для эффективного смесеобразования и стабилизации пламени в нише зона первичного вихря в ней должна занимать основную часть

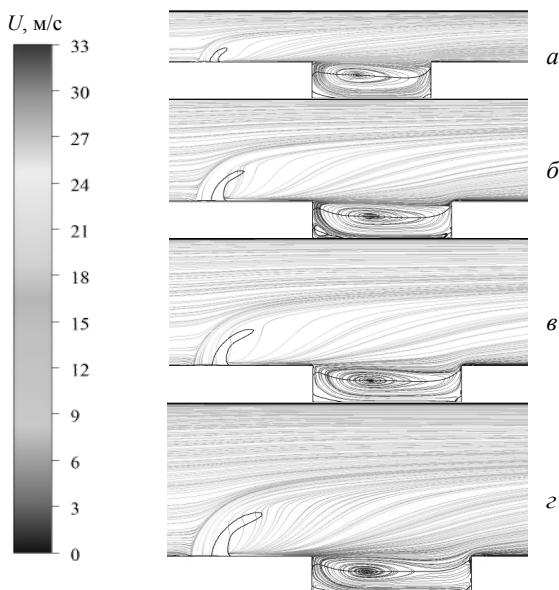
пространства ниши, и соответственно его протяженность не должна значительно отличаться от длины  $L$  нишевой полости.

В табл. 2 приведены значения абсолютной и относительной длины кольцевой прямоугольной ниши, полученные в результате проведенного вычислительного эксперимента. Картина течения топлива и окислителя в нише, соответствующая этим значениям, показана на рис. 3.

*Таблица 2*

*Величины рекомендованных значений длин нишевой полости для типоряда цилиндрических стабилизаторных горелочных устройств*

| $N_{\text{п}}, \text{kVt}$ | 30    | 110   | 155    | 200   |
|----------------------------|-------|-------|--------|-------|
| $L, \text{м}$              | 0,018 | 0,021 | 0,0225 | 0,024 |
| $\bar{L}$                  | 3     | 3,5   | 3,75   | 4     |



**Рис. 3.** Картина линий тока в продольном сечении горелочного устройства, проходящем через ось газоподающего отверстия, при рекомендуемых конструктивных параметрах нишевых полостей для горелок разной мощности:

*a –  $N_{\text{п}} = 30 \text{ кВт};$*

*б –  $N_{\text{п}} = 110 \text{ кВт};$*

*в –  $N_{\text{п}} = 155 \text{ кВт};$*

*г –  $N_{\text{п}} = 200 \text{ кВт}.$*

Таким образом, как показывают результаты данного исследования, ниша длиной  $L = 0,03 \text{ м}$  в рассматриваемых условиях не отвечает вышеуказанным требованиям. Длина нишевой полости, очевидно, должна быть меньшей, незначительно увеличиваясь с повышением мощности  $N_{\text{п}}$ .

Согласно результатам математического моделирования, для рекомендованных значений длины ниши протяженность первичного вихря в нишевой полости ненамного меньше ее длины, так, что вихрь занимает основную часть этого пространства. Как уже отмечалось, это является одним из важнейших условий благоприятного смесеобразования и стабилизации пламени в нише.

### **Список использованной литературы**

1. Фиалко Н. М. Анализ влияния геометрической формы нишевой полости на аэродинамическое сопротивление канала / Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Аleshko С. А. и др. // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: материалы XXII международной конференции, Ялта, 8–12 июня 2012 г. – Киев, 2012. – С. 148–150.
2. Фиалко Н. М. Математическое моделирование взаимодействия вихревых структур в прямоугольной нише / Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Майсон Н. В. и др. // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2014. – Т. 3, № 8 (69). – С. 40–44.

УДК 621.036.7

**Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, А. И. Степанова**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

## **ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРА СТЕКЛОВАРЕННОЙ ПЕЧИ**

**Введение.** В современных теплоутилизационных системах наличие таких факторов, как сложные поверхности теплообмена и большое количество теплотехнических и технологических параметров, оказывающих влияние на работу теплоутилизаторов, вызывает определенные трудности при анализе эффективности таких систем и в нахождении каких-либо общих решений при их оптимизации. Эти трудности связаны, главным образом, с необходимостью получения при решении оптимизационных задач достаточно обоснованных функциональных зависимостей критериев эффективности, которые служат целевыми функ-

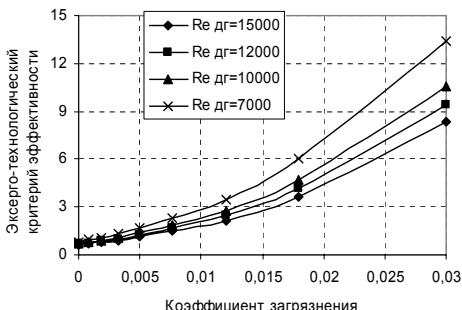
циями оптимизации, от основных параметров теплоутилизаторов. В работах [1–3] предложена методика и получены функциональные зависимости тепло-энергетического  $\epsilon = E_{\text{внут}}^{\text{внут}} / Q$  и эксперго-технологического  $k_{\text{ex}}^{\text{т}} = E_{\text{внут}}^{\text{внут}} m / Q^2$  критериев эффективности от параметров теплоносителей и конструктивных параметров теплообменной поверхности газовоздушного панельного теплоутилизатора стекловаренной печи. Полученные функциональные зависимости позволяют наглядно продемонстрировать комплекс параметров, которые оказывают влияние на эффективность газовоздушных теплоутилизаторов, оценить характер и степень этого влияния для каждого из параметров и получить их оптимальные значения, минимизируя указанные функциональные зависимости либо выбирая наименьшее значение параметра в пределах заданного изменения его значений.

**Цель работы.** Целью данной работы является анализ влияния теплотехнических и технологических параметров на эффективность газовоздушных панельных теплоутилизаторов стекловаренных печей.

**Результаты работы.** На основании функциональных зависимостей эксперго-технологического критерия эффективности от теплотехнических и технологических параметров для газовоздушных панельных теплоутилизаторов стекловаренной печи определены характер и степень влияния на эффективность теплоутилизаторов следующих параметров: степени загрязнения теплообменной поверхности, турбулизации проходящего внутри труб воздуха, отношения чисел Рейнольдса теплоносителей. На рисунках 1–3 приведены результаты расчетов, полученных с помощью указанных функциональных зависимостей.

Как видно из рис. 1, увеличение степени загрязнения теплообменной поверхности теплоутилизатора  $\xi$  от 0 до 0,03 приводит к снижению его эффективности (соответственно увеличению эксперго-технологического критерия) в среднем в 10 раз. Для характеристики степени загрязнения теплообменной поверхности со стороны дымовых газов используется коэффициент загрязнения  $\xi$ , связанный с коэффициентом тепловой эффективности  $\varphi$ , который, в свою очередь, представляет собой отношение коэффициентов теплопередачи загрязненных и чистых труб  $\xi = (1 - \varphi) / (\varphi \alpha_k^{\text{дг}})$ .

Увеличение значения  $Re^{\text{дг}}$  от 7000 до 15000 приводит к повышению эффективности теплоутилизатора при любой степени загрязнения теплообменной поверхности трубного пучка. Степень влияния  $Re^{\text{дг}}$  на эффективность теплоутилизатора возрастает по мере увеличения степени загрязнения теплообменной поверхности (эксперго-технологический



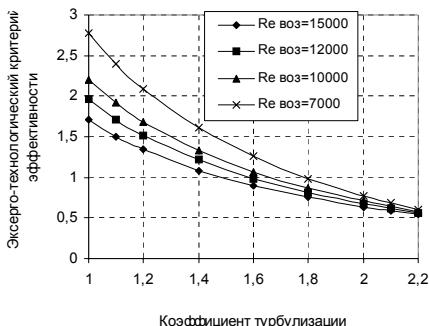
**Рис. 1.** Зависимость эксерго-технологического критерия эффективности  $k_{ex}^t$  от коэффициента загрязнения тепловой поверхности:  $Re^{boz} = 15000$ .

теплоутилизатора. Таким образом, для нормальной эксплуатации теплоутилизационного оборудования удаление пылевых отложений с поверхности теплообмена с помощью специальной системы очистки необходимо начинать после 15–20 дней работы теплоутилизатора.

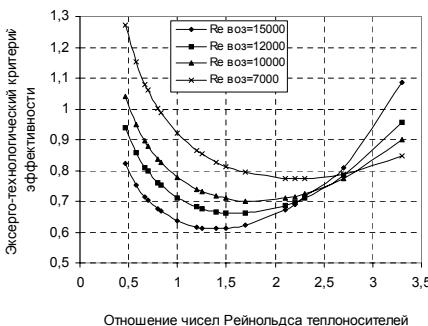
Анализ зависимостей, представленных на рис. 2, позволил установить следующее. Увеличение коэффициента турбулизации проходящего внутри труб воздуха приводит к повышению эффективности теплоутилизатора (соответственно снижению эксерго-технологического критерия эффективности  $k_{ex}^t$ ) для всех значений  $Re^{boz}$ . Для характеристики степени турбулизации используется коэффициент  $k$ , представляющий собой отношение коэффициентов теплоотдачи труб с кольцевой накаткой и гладких труб. Для гладких труб (коэффициент турбулизации  $k = 1$ ) влияние  $Re^{boz}$  на эффективность теплоутилизатора значительно большее, чем для труб с внутренней накаткой. Так для гладких труб увеличение значения  $Re^{boz}$  от 7000 до 15000 приводит к повышению эффективности теплоутилизатора, примерно, в 1,6 раза, тогда как при  $k = 1,8$ – $2,0$  увеличение эффективности составляет 1,33–1,25.

Как видно из рис. 3, для всех полученных зависимостей эксерго-технологического критерия эффективности  $k_{ex}^t$  от отношения чисел Рейнольдса теплоносителей  $Re^{\text{дг}}/Re^{boz}$  наблюдается минимум  $k_{ex}^t$ , который при возрастании  $Re^{boz}$  смещается в сторону меньших значений  $Re^{\text{дг}}/Re^{boz}$ . Для шахматного пучка минимальное значение эксерго-технологического критерия эффективности  $k_{ex}^t$  (максимальная эффективность), соответствующее оптимальному значению  $Re^{\text{дг}}/Re^{boz} = 1,4$ , составляет  $k_{ex}^t = 0,611 \text{ кг}/\text{kВт}$ .

критерий эффективности при увеличение числа  $Re^{\text{дг}}$  от 7000 до 15 000 снижается в 1,3 раза для  $\xi = 0$  и в 1,6 раза для  $\xi = 0,03$ ). Быстрое снижение эффективности (соответственно увеличению эксерго-технологического критерия) при повышении степени загрязнения теплообменной поверхности в среде дымовых газов стекловаренных печей начинается со значений  $\xi \approx 0,012$ , что соответствует 15–20 дням работы



**Рис. 2.** Зависимость эксерго-технологического критерия эффективности  $k_{\text{ex}}^{\xi}$  от коэффициента турбулизации  $k_{\xi} = 0$ ;  $\text{Re}^{\text{дг}} = 15000$ .



**Рис. 3.** Зависимость эксерго-технологического критерия эффективности  $k_{\text{ex}}^{\xi}$  от отношения чисел Рейнольдса  $\text{Re}^{\text{дг}} / \text{Re}^{\text{вс}}$ :  $k = 2,0$ ;  $\xi = 0$ .

## Выводы

1. На основании функциональных зависимостей эксерго-технологического критерия эффективности от теплотехнических и технологических параметров газовоздушных панельных теплоутилизаторов стекловаренной печи определены характер и степень влияния на эффективность теплоутилизаторов следующих параметров: степени загрязнения теплообменной поверхности, наличия в трубах кольцевой накатки, отношения чисел Рейнольдса теплоносителей.

2. Получены оптимальные значения указанных параметров, которые могут быть использованы при разработке конструкции теплоутилизационного оборудования.

## Список использованной литературы

- 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.
- Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Степанова А. И., Навродская Р. А., Шевчук С. И., Новаковский М. А. Сравнительный анализ эффективности теплоутилизационного оборудования стекловаренных печей на основе использования различных критериев эффективности // Промышленная теплотехника. – 2010. – Т. 32, № 2. – С. 42–50.
- Фиалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В., Степанова А. И., Навродская Р. А., Новаковский М. А. Эксерго-технологическая эффективность газовоздушных теплоутилизаторов энергетических установок // Промышленная теплотехника. – 2011. – Т. 33, № 2. – С. 42–50.

**Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, А. И. Степанова**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

## **СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИИ СЛОЖНЫХ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ**

**Введение.** Анализ эффективности и оптимизация теплоутилизационных систем, в которых число технологических процессов и элементов оборудования достаточно велико, существенно затруднены. В связи с этим важно найти подходы, позволяющие создавать комплексные методы оценки эффективности и оптимизации таких систем, в которых сочетаются элементы экспергетического анализа со статистическими методами планирования эксперимента, методами теории линейных систем, со структурными и структурно-вариантными методами, методами многоуровневой оптимизации. Сравнительный анализ указанных методов позволит выбирать для определенного типа теплоутилизационных систем методы, обеспечивающие получение таких параметров систем, при которых их эффективность максимальна [1–5].

**Цель работы** – создание комплексных методов оценки эффективности и оптимизации сложных теплоутилизационных систем, основанных на принципах структурно-вариантного подхода, принципах многоуровневой оптимизации и принципах *RP*-представления термодинамических балансов системы в матричной форме.

**Результаты работы.** Основные принципы структурно-вариантного подхода: разработать структурную схему установки, состоящую из элементов простой структуры, выявить и оптимизировать элементы, изменение потерь экспергетической мощности в которых наиболее существенно влияет на изменение эффективности установки в целом.

Основные принципы многоуровневой оптимизации: разделить теплоутилизационную систему на несколько взаимосвязанных уровней оптимизации; разработать блок-схему многоуровневой оптимизации, на каждом уровне оптимизации решить соответствующую оптимизационную задачу и определить оптимальные значения параметров.

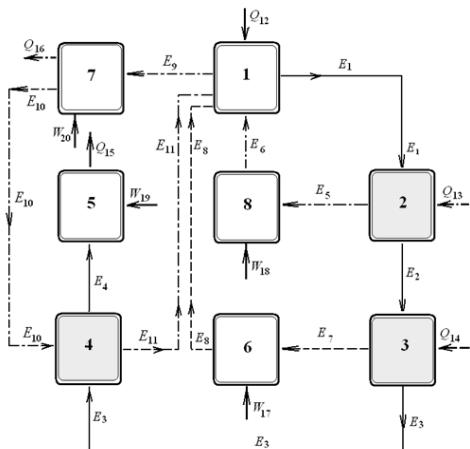
Основные принципы метода *RP*-представления термодинамических балансов в матричной форме: представить все термодинамические балансы и термодинамические потоки исследуемой установки в системе источник–продукт, построить соответствующие матрицы, с помощью которых рассчитать степень необратимости процессов в установке.

В соответствии с указанными принципами на примерах различных теплоутилизационных систем показаны основные этапы создания соответствующих методов оценки эффективности и оптимизации.

На рис. 1 приведена структурная схема установки, включающей котлоагрегат и теплоутилизационную систему для подогрева воды и дутьевого воздуха, на которой выделены элементы, изменение потерь эксергетической мощности в которых наиболее существенно влияет на изменение эффективности системы в целом.

**Рис. 1.** Структурная схема установки с комбинированной теплоутилизационной системой для подогрева воды и дутьевого воздуха:

1 – котел; 2, 3 – водогрейный и воздухогрейный теплоутилизаторы; 4 – газоподогреватель; 5 – дымосос; 6 – вентилятор; 7, 8 – насосы; —— дымовые газы, - - - воздух, - - - вода;  $E_1-E_{11}$  – эксергетические потоки;  $Q_{12}-Q_{16}$  – тепловые потоки;  $W_{17}-W_{20}$  – энергетические потоки.



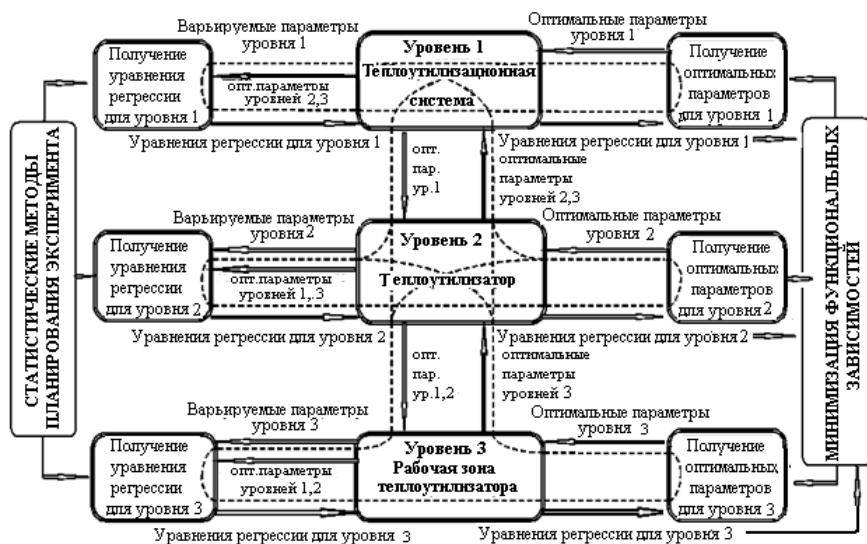
Далее в соответствии с основными принципами структурно-вариантного подхода проведена оптимизация указанных элементов. С этой целью с помощью балансовых методов эксергетического анализа и статистических методов планирования эксперимента получены функциональные зависимости эксерго-технологического критерия эффективности  $k_{ex}^t$ , который служил целевой функцией оптимизации, от параметров указанных элементов. Определены оптимальные значения геометрических параметров теплообменной поверхности: высоты ребра  $h$ , ширины  $b$  и межреберного расстояния  $s$ . Оптимизированные элементы введены в общие схемы установок и использованы на следующих этапах оптимизации в качестве начальных условий. В качестве

примера приведены результаты решения оптимизационной задачи для водогрейного теплоутилизатора и газоподогревателя (таблица).

Таблица  
*Результаты решения оптимизационной задачи*

| Параметры         | Области оптимальных параметров |                   |
|-------------------|--------------------------------|-------------------|
|                   | Водогрейный теплоутилизатор    | Газоподогреватель |
| $h$ , мм          | 12,0–14,0                      | 7,0–9,0           |
| $b$ , мм          | 0,4–0,5                        | 0,4–0,5           |
| $s$ , мм          | 2,5–3,0                        | 2,5–3,0           |
| $k_{ex}$ , кг/кВт | 0,190                          | 0,215             |

На рис. 2 представлена блок-схема многоуровневой оптимизации для стекловаренных печей, на которой указаны уровни оптимизации, и пунктирными линиями обозначены схемы рекурсивного обхода уровней.



**Рис. 2.** Блок-схема многоуровневой оптимизации теплоутилизационной системы для стекловаренных печей.

Далее приведены некоторые результаты проведенных исследований на основе методов эксцергетического анализа и метода *RP*-представления термодинамических балансов, для установки с комбиниро-

ванной теплоутилизационной системой для подогрева воды и дутьевого воздуха, структурная схема которой показана на рис. 1. Вектор-столбец потерь эксергетической мощности имеет вид:

$$E_{\text{пот}} = \begin{pmatrix} 982,5 \\ 0,74 \\ 0,96 \\ 0,51 \\ 2,71 \\ 0,88 \\ 2,36 \\ 1,60 \end{pmatrix}.$$

Рассчитана степень необратимости процессов в различных элементах теплоутилизационной установки, и определен относительный вклад каждого элемента в суммарную необратимость процессов. Суммарные потери эксергетической мощности в установке и потери эксергетической мощности в теплоутилизационной системе составляют:

$$E_{\text{пот}}^{\text{уст}} = \sum_{i=1}^7 E_{\text{пот},i} = 991,80 \text{ кВт}; E_{\text{пот}}^{\text{т.с.}} = \sum_{i=2}^7 E_{\text{пот},i} = 9,76 \text{ кВт.}$$

## Выводы

1. На основе принципов структурно-вариантного подхода к оптимизации, принципов многоуровневой оптимизации и принципов *RP*-представления термодинамических балансов в матричной форме разработаны комплексные методы оценки эффективности и оптимизации для сложных теплоутилизационных систем.

2. В соответствии с указанными принципами на примерах различных теплоутилизационных систем показаны основные этапы создания соответствующих методов оценки эффективности и оптимизации.

## Список использованной литературы

- Фиалко Н. М., Степанова А. И., Навродская Р. А., Шеренковский Ю. В. Эффективность агрегатированных теплоутилизационных систем для котельных с поверхностными конденсационными теплоутилизаторами // Промышленная теплотехника. – 2014. – Т. 36, № 3. – С. 63–71.
- Фиалко Н. М., Степанова А. И., Пресич Г. А., Гнедаш Г. А. Анализ эффективности теплоутилизационной установки для нагревания и увлажнения дутьевого воздуха котлоагрегата // Промышленная теплотехника. – 2015. – Т. 37, № 4. – С. 71–79.

го воздуха котлоагрегата // Промышленная теплотехника. – 2015. – Т. 37, № 4. – С. 71–79.

3. Эксергетический расчет технических систем. Справочное пособие / Под ред. Долинского А. А. – Киев: Наукова Думка, 1991. – 360 с.

4. Бойко А. В., Говорущенко Ю. Р., Усатый А. П., Руденко А. С. Методика и алгоритм оптимизации проточных частей осевых турбин с учетом режимов эксплуатации // Тяжелое машиностроение. – 2009, № 9. – С. 11–15.

УДК 621.181.6

**Н. М. Фиалко, Г. А. Гнедаш, Р. А. Навродская,  
Г. А. Пресич, М. А. Новаковский**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

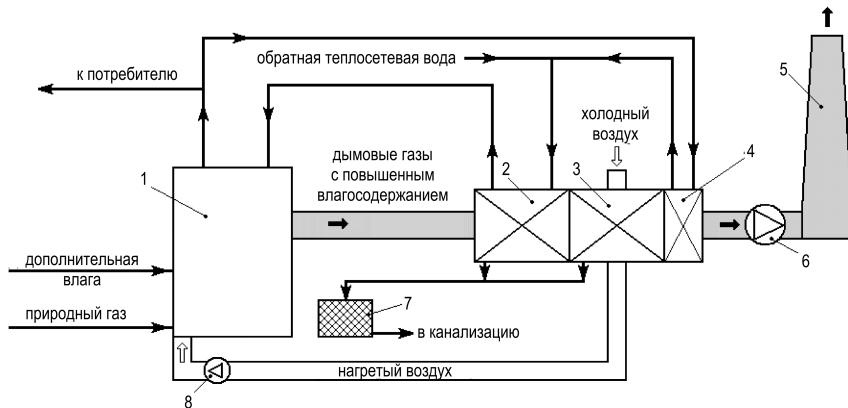
## **ВЛИЯНИЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВ КОТЛОВ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННЫХ УСТАНОВОК**

Улучшение экологических показателей газопотребляющих котельных установок состоит, главным образом, в снижении выбросов оксидов азота благодаря подавлению их образования в топочном пространстве котла. Это подавление реализуется уменьшением температуры горения, в частности, при введении влаги в топку котла. По имеющимся данным [1, 2] сокращение указанных выбросов в этом случае может составлять от 15 до 89 %. Введение влаги в топку котла приводит к повышению по сравнению с традиционными котлами влагосодержания отходящих газов, что должно учитываться при создании теплоутилизационных технологий.

Цель настоящей работы – исследование характеристик комбинированных теплоутилизационных систем, предназначенных для нагрева теплосетевой воды и дутьевого воздуха газопотребляющих котлов в условиях повышенного влагосодержания их отходящих газов  $X_1$ .

Схема теплоутилизационной установки приведена на рис. 1. Исследованию подлежали следующие ее характеристики: влагосодержание дымовых газов  $X_2$  после теплоутилизации и уровень прироста КПД котла  $\Delta\eta$  при различных режимах его работы и влагосодержаниях газов после котла  $X_1$ , а также объем  $W$  годового производства утилизиро-

ванной теплоты в разных климатических условиях эксплуатации данной установки. Проводилось сопоставление указанных характеристик при различном соотношении площадей  $F_{\text{вп}}/F_{\text{взп}}$  водо- ( $F_{\text{вп}}$ ) и воздухо- грейных ( $F_{\text{взп}}$ ) теплоутилизаторов и установки в целом.



**Рис. 1.** Принципиальная схема комбинированной теплоутилизационной установки с использованием водо- и воздухогрейного теплоутилизаторов:

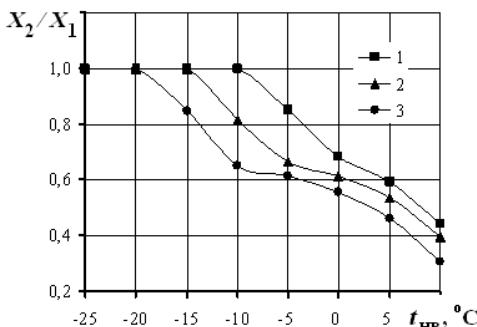
1 – котел; 2 – водоподогреватель; 3 – воздухоподогреватель; 4 – газоподогреватель; 5 – дымовая труба; 6 – дымосос; 7 – нейтрализатор конденсата; 8 – вентилятор.

Для защиты газоотводящего тракта котельной установки от коррозии в данной схеме предусмотрено использование газоподогревателя 4, в котором происходит нагревание частью прямой воды котла охлажденных в теплообменниках 2, 3 дымовых газов для их подсушки с целью предотвращения кондесатообразования в указанных трактах.

Расчетные исследования выполнялись для водогрейного котла теплопроизводительностью 8 МВт с повышенным влагосодержанием отходящих газов. Исходные данные для расчетов отвечали практическим диапазонам их изменения для котла, предназначенного для нагрева обратной воды в течение отопительного периода в соответствии с тепловым графиком системы отопления с температурным перепадом 95–70 °C при различных климатических условиях эксплуатации котла.

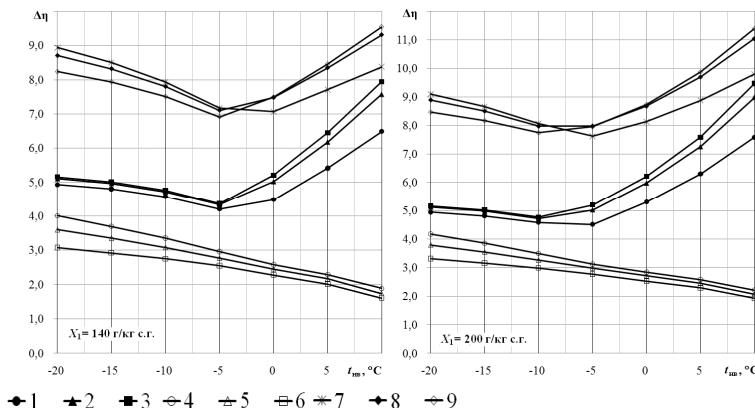
На рис. 2 для рассматриваемой комбинированной установки представлены графики изменения относительного влагосодержания дымовых газов  $X_2/X_1$  на выходе из воздухоподогревателя 3.

Полученные результаты свидетельствуют, что конденсационный режим в данной установке начинается при температуре наружного воздуха  $t_{\text{нв}} = -15^{\circ}\text{C}$  для  $X_1 = 0,2 \text{ кг}/\text{кг с.г.}$ , а при  $t_{\text{нв}} = -20^{\circ}\text{C}$  для  $X_1 = 0,25 \text{ кг}/\text{кг с.г.}$



**Рис. 2.** Зависимость относительного влагосодержания дымовых газов  $X_2/X_1$  на выходе из теплоутилизационной установки от температуры наружного воздуха  $t_{\text{nb}}$  при разных влагосодержаниях газов на входе  $X_1$ :  
1 –  $X_1 = 0,14$ ; 2 – 0,2; 3 – 0,25 кг/кг с.г. (сухих газов).

ратуры воздуха  $t_{\text{nb}}$  в течение отопительного периода при разных соотношениях площадей  $F_{\text{вн}}/F_{\text{взп}}$  водо- и воздухогрейных теплоутилизаторов приведены на рис. 3. Расчеты проведены для климатических условий г. Киева.



**Рис. 3.** Прирост КПД котла  $\Delta\eta$  в водоподогревателе (1–3), воздухоподогревателе (4–6) и общий (7–9) в зависимости от температуры наружного воздуха  $t_{\text{nb}}$  при разных соотношениях площадей водо- и воздухогрейного теплоутилизаторов  $F_{\text{вн}}/F_{\text{взп}}$  и влагосодержаниях газов  $X_1$ :  
1, 4, 7 –  $F_{\text{вн}}/F_{\text{взп}} = 0,5$ ; 2, 5, 8 – 1,0; 3, 6, 9 – 1,5.

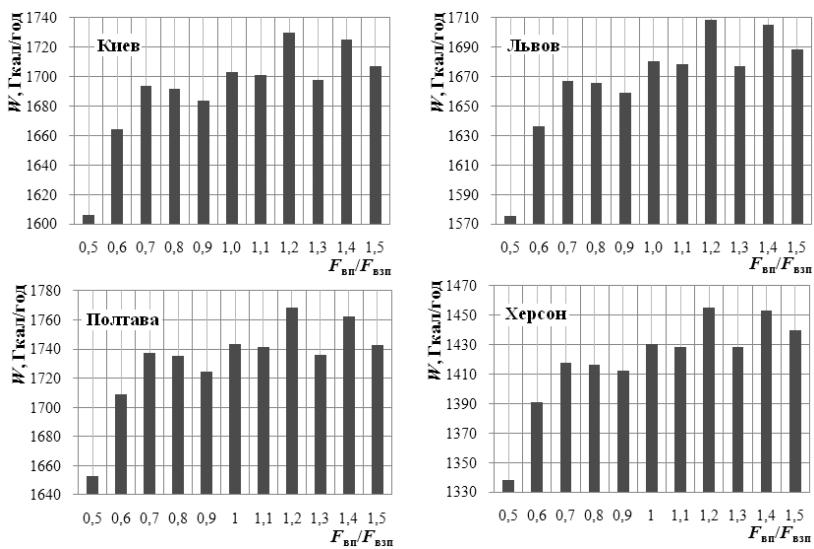
При этом с ростом влагосодержания отходящих газов  $X_1$  уровень конденсации пара увеличивается.

Следует отметить, что режим конденсации при  $t_{\text{nb}} < 0^\circ\text{C}$  реализуется преимущественно в воздухоподогревателе за счет холодного воздуха, а при  $t_{\text{nb}} > 0^\circ\text{C}$  – в водоподогревателе благодаря снижению температуры обратной воды ниже 50 °C.

Данные относительно прироста КПД котла  $\Delta\eta$  в зависимости от влагосодержания дымовых газов  $X_1$  и температуры теплоутилизационного периода при разных соотношениях площадей  $F_{\text{вн}}/F_{\text{взп}}$  и влагосодержаниях газов на входе в теплоутилизационную установку приведены на рис. 3. Расчеты проведены для климатических условий г. Киева.

Анализ полученных результатов показывает, что комбинированное использование утилизированной теплоты обеспечивает существенное увеличение прироста КПД котла. Это увеличение тем больше, чем выше влагосодержание  $X_1$ . Так общий прирост  $\Delta\eta$  изменяется в пределах 6,9–9,6 % и 7,6–11,4 % при  $X_1 = 140$  г/кг с.г. и  $X_1 = 200$  г/кг с.г. соответственно.

С целью более глубокого анализа влияния  $F_{\text{вп}}/F_{\text{взп}}$  на тепловые характеристики рассматриваемых теплоутилизационных систем проведены расчеты годового объема выработки теплоэнергии  $W$  теплоутилизационной установкой в условиях ее использования для разных климатических зон. Оценка величины  $W$  проведена по усредненным месячным температурным показателям согласно данным института «УКРНИИИНЖПРОЕКТ» для 8 городов Украины, расположенных в разных ее регионах. В качестве примера, на рис. 4 для некоторых характерных городов приведены результаты соответствующих расчетов при влагосодержании отходящих газов  $X_1 = 180$  г/кг с.г.



**Рис. 4.** Объемы годовой выработки теплоэнергии  $W$  теплоутилизационной установкой с совместным использованием водо- и воздухогрейного теплоутилизаторов в зависимости от соотношения их площадей теплообмена  $F_{\text{вп}}/F_{\text{взп}}$  при  $X_1 = 180$  г/кг с.г.

По результатам исследований определено рациональное соотношение площадей  $F_{\text{вп}}/F_{\text{взп}}$ , отвечающее максимальной выработке  $W$  тепло-

вой энергии данной установкой. Это соотношение для всех городов Украины при влагосодержании  $X_1$  в пределах 160–200 г/кг с.г. составляет 1,2.

### **Список использованной литературы**

1. Дащевский Ю. М. Некоторые экологические аспекты внедрения природоохранных и энергосберегающих технологий на ТЭС / Ю. М. Дащевский, Б. Е. Новиков, Л. Р. Хасанов-Агаев // Теплоэнергетика. – 1991. – № 4. – С. 61–63.
2. Варварский В. С. Комплексные тепло- и газоулавливающие установки для котлов, работающих на газе / В. С. Варварский, О. П. Зуев, А. Е. Свичар, И. З. Аронов // Теплоэнергетика. – 1992. – № 11. – С. 61–65.

УДК 621.181.6

**Н. М. Фіалко, Г. О. Пресіч, Г. О. Гнєдаш,  
М. О. Новаковський, О. Ю. Глушак**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ЕФЕКТИВНА КОМБІНОВАНА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНА СИСТЕМА КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК КОМУНАЛЬНОЇ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ**

У газоспоживальних котельних установках комунальної теплоенергетики застосовуються теплоутилізаційні технології з підігріванням або зворотної тепломережної води або дуттєвого повітря. Такі технології забезпечують ступінь охолодження відхідних димових газів котлоагрегату в залежності від пори року опалювального періоду – холодної (зимньої) або теплої (осінньо-весняної), а саме від температури зовнішнього повітря  $t_{3\pi}$  або температури зворотної води  $t_{3B}$ .

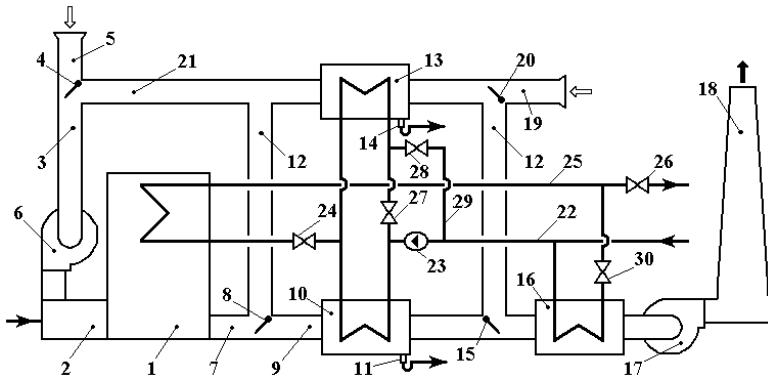
Протягом опалювального періоду температури зворотної тепломережної води  $t_{3B}$  та зовнішнього повітря  $t_{3\pi}$  змінюються таким чином: при зниженні  $t_{3\pi}$  підвищується  $t_{3B}$ , при підвищенні  $t_{3\pi}$  знижується  $t_{3B}$ . У осінньо-весняний час – при  $t_{3\pi} > 0^{\circ}\text{C}$  – температура зворотної води суттєво нижча за нормативну і може досягати  $t_{3B} = 30^{\circ}\text{C}$ , що забезпечує наявність режиму конденсації водяної пари з димових газів у водогрійному теплоутилізаторі з відповідним зниженням їхньої температури і підвищеннем ККД котлоагрегату. У зимовий час при відносно

високих температурах зворотної води та низьких температурах зовнішнього повітря ( $t_{зп} < 0^{\circ}\text{C}$ ) досягається відповідне зниження температури димових газів у повітрогрійному теплоутилізаторі. Отже для ефективної утилізації теплоти відхідних димових газів протягом всього опалювального періоду необхідно застосовувати комбіновані теплоутилізаційні системи з розміщеннями у тракті димових газів водогрійного та повітрогрійного теплоутилізаторів.

Такі системи з послідовним розміщенням теплоутилізаторів [1–4] розроблені Інститутом технічної теплофізики НАН України (ІТТФ) для котельних установок комунальної теплоенергетики. В теплоутилізаційній системі [1, 2] для забезпечення відсутності конденсаціїтворення в димовій трубі використовується байпасування частини димових газів повз теплоутилізатори з відповідним скороченням на 20–30 % ефективності системи. В теплоутилізаційній системі [3, 4] осушування димових газів перед димовою трубою здійснюється їх підігріванням у поверхневому теплообміннику подавальною тепломережною водою. Така система ефективніша відносно системи [1, 2] через суттєве зменшення втрат теплоти на власні потреби – 7–10 %.

В ІТТФ також розроблено теплоутилізаційну систему котельної установки з паралельним включенням водогрійного і повітрогрійного теплоутилізаторів у водяний тракт системи тепlopостачання та їхнім розміщенням у паралельно підключених гілках газового тракту [5]. Така схема теплоутилізаційної системи дозволяє в осінньо-весняний час при високій температурі зовнішнього повітря подавати дуттєве повітря в котлоагрегат без підігрівання, а теплообмінну поверхню повітрогрійного теплоутилізатора додатково використовувати для підігрівання зворотної тепломережної води, що забезпечує додаткове охолодження димових газів і відповідне збільшення ККД котлоагрегату. Принципова схема котельної установки з комбінованою теплоутилізаційною системою представлена на рисунку.

Котельна установка містить котлоагрегат 1 з газопальниковим пристроєм 2, повітровід 3 з перекидною заслінкою 4 та повітрозабірним патрубком 5, дуттєвий вентилятор 6. Газовий тракт установки містить котлоагрегат 1, газохід 7, перекидну заслінку 8, після якої газохід розгалужується на основну гілку 9 газоходу, в якій розміщується теплообмінник 10 з патрубком 11 відведення конденсату, і байпасну гілку 12 газоходу 7, в якій розміщено теплообмінник 13 з патрубком 14 відведення конденсату.



**Рисунок.** Принципова схема котельної установки з паралельним підключенням теплоутилізаторів до водяного тракту системи теплопостачання.

Теплообмінник 10 виконує функцію водопідігрівача, а теплообмінник 13 може виконувати функцію повітропідігрівача або додаткового водопідігрівача. В місці з'єднання гілок 9 і 12 розміщується перекидна заслінка 15. Далі за напрямком руху димових газів розташовуються газопідігрівач 16, димосос 17 і димова труба 18. Байпасна гілка 12 газоходу 7 оснащена повітrozабірним патрубком 19 з перекидною заслінкою 20 і з'єднана перемичкою 21 з повітроводом 3.

Водяний тракт установки містить зворотний трубопровід 22 системи теплопостачання, мережний насос 23, водяну порожнину теплообмінника 10, вентиль 24, котлоагрегат 1, подавальний трубопровід 25 системи теплопостачання, вентиль 26, а також клапан 27, водяну порожнину теплообмінника 13, клапан 28, трубопровід 29 і клапан 30.

Відповідним положенням перекидних заслінок 4, 8, 15 і 20 встановлюється напрямок руху дутньового повітря та димових газів. З допомогою клапанів 27 і 28 встановлюється напрямок руху мережної води і здійснюється регулювання її витрати через теплообмінники 10 і 13. Регулювання витрати води через газопідігрівач 16 здійснюється за допомогою клапана 30.

При роботі установки в режимі підігрівання води та повітря, тобто при низькій температурі зовнішнього повітря і високій температурі зворотної води, гази з газоходу 7 спрямовуються в основну гілку 9 газоходу, проходять теплообмінник 10, де охолоджуються з випадінням конденсату, який через патрубок 11 відводиться з установки. Зворотна

вода трубопроводом 22 подається в теплообмінник 10, де підігривається, частина води надходить в котлоагрегат 1, де дogrівається, і далі прямує до споживача теплоенергії. Інша частина води проходить теплообмінник 13, де охолоджується, і далі надходить до зворотного трубопроводу 22. Дуттєве повітря всмоктується вентилятором 6 і через патрубок 19 надходить в теплообмінник 13, де підігривається та спрямовується у газопальниковий пристрій 2 котлоагрегату 1.

При роботі установки в режимі додаткового підігрівання води, тобто при низькій температурі зворотної води і високій температурі зовнішнього повітря, дуттєве повітря спрямовується через патрубок 5 в повітровід 3 і вентилятором 6 подається в газопальниковий пристрій 2 котлоагрегату 1. Потік димових газів з гazoходу 7 розподіляється на два потоки. Частина димових газів з гazoходу 7, що спрямовується в основну гілку 9, проходить теплообмінник 10, де гази охолоджуються з випадінням конденсату, який через патрубок 11 відводиться з установки. Далі ця частина димових газів змішується з частиною димових газів з байпасної гілки 12, які проходять теплообмінник 13, де гази охолоджуються з випадінням конденсату, який через патрубок 14 відводиться з установки. Потік зворотної води трубопроводом 22 подається двома потоками: перший проходить через теплообмінник 10, де вода підігрівається, другий – через теплообмінник 13, де вода також підігрівається. Далі обидва потоки змішуються і загальний потік через вентиль 24 надходить в котлоагрегат 1.

В цьому режимі роботи при зменшенні коефіцієнта теплопередачі у 1,5–1,7 рази, завдяки збільшенню площин теплообмінної поверхні суміщеної водогрійного теплоутилізатора у 3,0–3,5 рази і значному зменшенню витрат електричної енергії на переміщення димових газів і меженої води, забезпечується збільшення у 1,15–1,20 рази теплової ефективності пропонованої теплоутилізаційної системи.

### **Список використаної літератури**

1. Каныгин А. В. Утилизатор теплоты дымовых газов для водогрейных котлов средней мощности централизованных тепловых сетей // Сб.: Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики. – К.: ИПЦ АЛКОН, 2007. – С. 127–135.
2. Каныгин А. В. Конденсационные котельные установки средней мощности в централизованных тепловых сетях // Енергетика та електрифікація. – 2008. – № 11. – С. 11–20.
3. Фиалко Н. М. Повышение эффективности котельных установок коммунальной теплоэнергетики путем комбинированного использования теплоты отходящих газов / Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, Г. А. Гнедаш, Г. А. Пресич,

А. И. Степанова, С. И. Шевчук // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – №15. – С. 126–128.

4. Фіалко Н. М. Ефективність комбінованої теплоутилізаційної системи для підігрівання води та дуттєвого повітря котельних установок / Н. М. Фіалко, Г. О. Гнєдаш, Р. О. Навродська, Г. О. Пресіч, А. І. Степанова, С. І. Шевчук, О. Ю. Глушак // Сб.: Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики. – К.: ИПЦ АЛКОН, 2016. – С. 100–103.

5. Патент на винахід № 91659 Україна, МПК F24H 1/10. Котельна установка / Пресіч Г. О., Фіалко Н. М., Навродська Р. О.; 2010, Бюл. № 15.

УДК 536.24:533

**Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова,  
С. А. Алешко, С. Н. Стрижеус, А. Ю. Войтенко, Д. П. Хміль,  
Я. В. Брусинская, Т. С. Остапчук**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

## **ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛООБМЕНА В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБАХ ПРИ СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЯХ**

Основной целью настоящего исследования является численное моделирование температурных полей в гладких трубах, охлаждаемых с помощью сверхкритической воды. Это исследование основано на CFD моделировании с FLUENT кодом, которое предназначено для прогнозирования теплоотдачи для восходящих потоков в вертикальных трубах с нагреваемой длиной 4 м и внутренним диаметром 10 мм при массовой скорости  $G = 500 \text{ кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$ , плотности подводимого теплового потока  $q = 200 \text{ кВт}/\text{м}^2$ , давлении на входе в канал  $P = 24,0 \text{ МПа}$  и температуре охлаждающей жидкости на входе  $t_{bx}$ , меняющейся в диапазоне  $320\text{--}360^\circ\text{C}$ .

Анализ состояния исследований в области CFD моделирования течения и теплообмена при сверхкритических давлениях представлены в ряде работ (см., например, [1–3]). В них рассматривается широкий круг вопросов, касающихся особенностей теплофизических процессов в данных условиях.

© Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренковский, Н. О. Меранова, С. А. Алешко, С. Н. Стрижеус, А. Ю. Войтенко, Д. П. Хміль, Я. В. Брусинская, Т. С. Остапчук, 2017

Настоящая статья посвящена, главным образом, установлению закономерностей влияния на тепловые характеристики сверхкритической воды величины температуры жидкости на входе в трубу.

В работе решалась задача смешанной конвекции при восходящем течении сверхкритической воды в вертикальных гладких трубах. Задача решалась в двумерной осесимметричной постановке. Для генерирования развитого турбулентного профиля скорости на входе в обогреваемый участок трубы расчетная область увеличивалась вверх по потоку за счет начального обогреваемого участка длиной 1,2 м.

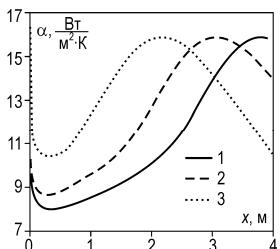
Во входном сечении трубы значения скорости и температуры предполагались постоянными, а величина интенсивности турбулентности  $Tu$  – равной 3 %. В выходном сечении трубы ставились «мягкие» граничные условия. На обтекаемой водой поверхности трубы задавались условия прилипания. На необогреваемом участке трубы в качестве тепловых принимались адиабатические условия. На обогреваемом участке были применены условия постоянства теплового потока. Расчетная область покрывалась неравномерной сеткой с существенным сгущением к стенкам трубы и содержала  $120 \times 520$  ячеек. Пристеночный шаг задавался равным  $1,5 \cdot 10^{-6}$  м, что обеспечивало значение  $y^+ < 1,0$ . Для определения физических свойств сверхкритической воды использовалась программа NIST REFPROP, интегрированная во FLUENT код. Решение задачи осуществлялось с двойной точностью.

При решении использовалась  $k-\omega$  SST модель турбулентности. Верификация модели турбулентности была проведена в [4].

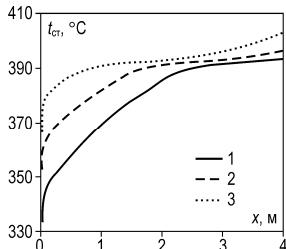
На рисунках 1–3 представлены характерные результаты численных исследований. Рисунки иллюстрируют распределения по длине обогреваемого участка трубы температуры внутренней поверхности стенки трубы  $t_{cr}$ , средней температуры жидкости  $t_*^*$  и коэффициента теплоотдачи  $\alpha$  при различных значениях  $t_{bx}$ . Как следует из приведенных данных, изменение температуры теплоносителя  $t_{bx}$  может заметно сказываться на значениях указанных характеристик потока.

Что касается температур  $t_*^*$ , то отличия их величин, отвечающих разным  $t_{bx}$ , имеют тенденцию к уменьшению по длине трубы. Так, вблизи входа в трубу ( $x = 0,5$  м) эти отличия при  $t_{bx} = 360$  °C и 320 °C составляют 35 °C, а в выходном сечении трубы – лишь 3 °C.

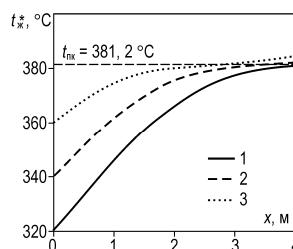
Согласно полученным данным, температура  $t_*^*$  достигает температуры псевдофазового перехода  $t_{pk}$  на расстоянии 3,0 м и 3,9 м при  $t_{bx}$  равном 360 °C и 340 °C соответственно. Для  $t_{bx} = 320$  °C температура  $t_*^*$  оказывается ниже  $t_{pk}$  на всей длине трубы.



**Рис. 1.** Изменение коэффициента теплоотдачи  $\alpha$  по длине обогреваемого участка трубы при разных значениях температуры  $t_{\text{вх}}$  на входе в канал: 1 –  $t_{\text{вх}} = 320^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $340^{\circ}\text{C}$ ; 3 –  $360^{\circ}\text{C}$ .



**Рис. 2.** Распределение температуры внутренней поверхности стенки трубы  $t_{\text{ct}}$  по длине обогреваемого участка трубы при разных значениях температуры  $t_{\text{вх}}$  на входе в канал: 1 –  $t_{\text{вх}} = 320^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $340^{\circ}\text{C}$ ; 3 –  $360^{\circ}\text{C}$ .



**Рис. 3.** Распределение средней температуры жидкости  $t_{*}$  по длине обогреваемого участка трубы при разных значениях температуры  $t_{\text{вх}}$  на входе в канал: 1 –  $t_{\text{вх}} = 320^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $340^{\circ}\text{C}$ ; 3 –  $360^{\circ}\text{C}$ .

Отличия температур  $t_{\text{ct}}$ , отвечающих разным значениям  $t_{\text{вх}}$ , изменяются по длине трубы следующим образом. Они заметно уменьшаются с удалением от входа в трубу, достигают некоторого минимального значения и далее несколько возрастают.

Результаты компьютерного моделирования свидетельствуют также о том, что характер распределения коэффициента теплоотдачи по длине трубы существенно зависит от величины  $t_{\text{вх}}$ . Как видно из рис. 1, за пределами небольшого входного участка трубы при  $t_{\text{вх}} = 320^{\circ}\text{C}$  коэффициент теплоотдачи возрастает по длине трубы, а при  $t_{\text{вх}} = 340^{\circ}\text{C}$  и  $360^{\circ}\text{C}$  его изменение имеет экстремальный характер. При этом чем выше  $t_{\text{вх}}$ , тем больше смещен максимум коэффициента теплоотдачи к входу в трубу. Обращает на себя внимание также тот факт, что максимальные значения коэффициента теплоотдачи практически одинаковы при всех рассмотренных значениях  $t_{\text{вх}}$ .

Таким образом, в данной работе исследованы особенности влияния на характеристики теплообмена сверхкритической воды величины ее температуры на входе в трубу  $t_{\text{вх}}$  в диапазоне изменения от  $320^{\circ}\text{C}$  до  $360^{\circ}\text{C}$  при  $G = 500 \text{ кг}/\text{м}^2\text{с}$  и  $q = 200 \text{ кВт}/\text{м}^2$ . Установлено, что изменение температуры  $t_{\text{вх}}$  может заметно сказываться на значениях температур  $t_{\text{ct}}$ ,  $t_{*}$  и коэффициента теплоотдачи. Показано, в частности, что характер распределения коэффициента теплоотдачи по длине канала существенно зависит от величины  $t_{\text{вх}}$ .

## **Список использованной литературы**

1. Yang J., Oka Y., Ishiwatari Y., Liu J., Yoo J. Numerical investigation of heat transfer in upward flows of supercritical water in circular tubes and tight fuel rod bundles // Nuclear Engineering and Design. – 2007, 237. – P. 420–430.
2. Cheng X., Kuang B., Yang Y. H. Numerical analysis of heat transfer in supercritical water cooled flow channels // Nuclear Engineering and Design. – 2007, 237. – P. 240–252.
3. Jaromin M., Anglart H. A Numerical Study of the Turbulent Prandtl Number Impact on Heat Transfer to Supercritical Water Flowing Upward under Deteriorated Conditions // Proc. 15<sup>th</sup> International Topical Meeting on Nuclear Reactor Thermal hydraulics (NURETH-15), May 12–17, Pisa, Italy, Paper #134, 2013. – 14 pages.
4. Zvorykin A., Fialko N., Meranova N., Aleshko S., Maison N., Voitenko A., Piior I. Computer Simulation of Flow and Heat Transfer in Bare Tubes at Supercritical Parameters // Proceedings of the 24<sup>th</sup> International Conference On Nuclear Engineering (ICONE-24), June 26–30, Charlotte, NC, USA, Paper #60390, 2016. – 12 pages.

УДК 538.9:536.6

**Н. М. Фиалко, С. И. Шевчук, Р. А. Навродская,  
М. А. Новаковский, И. Л. Дашковская**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

## **АНАЛИЗ РАБОТЫ ДЫМОВЫХ ТРУБ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ПРИ ГЛУБОКОМ ОХЛАЖДЕНИИ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ**

Одной из насущных проблем при повышении энергоэффективности теплогенерирующих объектов является низкий срок службы дымовых труб из-за конденсатообразования на их внутренней поверхности. Условия, приводящие к выпадению влаги, могут иметь место как в традиционных котельных установках при уменьшении нагрузки, так и в усовершенствованных установках – с глубоким охлаждением дымовых газов после теплоутилизации.

Основными направлениями повышения долговечности дымовых труб являются: применение тепловых методов предотвращения образования конденсата в газоотводящих трактах и использование коррозион-

ностойких материалов. В системах глубокой теплоутилизации дымовых газов применяются такие методы как: байпасирование части отходящих газов котла мимо теплоутилизатора, подсушивание газов после теплоутилизации в газоподогревателе или подмешивание в дымовые газы перед поступлением в газоотводящий тракт сухого и нагретого воздуха.

Анализ результатов исследований [1], связанных с применением указанных тепловых методов, свидетельствует, что их эффективность при прочих равных условиях существенно зависит от типа применяемой дымовой трубы (кирпичная, железобетонная с футеровкой и без нее или металлическая). Так для дымовых труб с низкими теплоизоляционными свойствами корпуса (железобетонных без футеровки или металлических) для предотвращения в них конденсатообразования необходимы значительные затраты теплоты на реализацию тепловых методов, зачастую превышающие 50 % утилизированной теплоты. Поэтому для данных дымовых труб необходимым является применение одного из указанных тепловых методов в комплексе с дополнительной теплоизоляцией трубы.

Альтернативным решением для повышения долговечности дымовых труб, как отмечалось, является применение коррозионностойких материалов. Следует отметить, что изготовление газоотводящих стволов с антикоррозионных материалов требует значительных капитальных вложений. Снижение этих затрат путем использования новых, относительно дешевых материалов, например с использованием микро- и нанокомпозитов, является очень перспективным направлением.

При изготовлении корпуса дымовой трубы или вставного в нее газоотводящего ствола из антикоррозионных материалов в ней допускается конденсатообразование. Применение таких дымовых труб обеспечит сокращение расходов теплоты на защиту газоотводящих трактов, поскольку в этом случае использование тепловых методов призвано лишь предотвратить выпадение влаги в подводящих к дымовой трубе газоходах. При этом в трубу будут поступать уходящие газы с более низкой температурой по сравнению со случаем применения систем предотвращения конденсатообразования и в дымовых трубах.

Поскольку основной функцией дымовых труб, как известно, является обеспечение нормативного распределения в пространстве и времени загрязняющих веществ, содержащихся в отходящих газах котельных установок, уменьшение температуры газов в этих трубах существенно ухудшает условия рассеивания этих веществ.

Данная работа посвящена исследованиям характеристик рассеивания таких вредных выбросов газопотребляющих котельных установок как оксиды азота  $\text{NO}_x$  при использовании теплоутилизационных технологий и дымовых труб из антикоррозионных материалов.

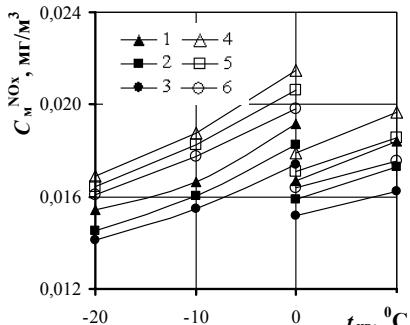
Исследования проводились при соблюдении проектных нагрузок котельных и применении двух тепловых методов защиты газоотводящих трактов: байпасирования части отходящих газов мимо теплоутилизатора или подсушивания газов после теплоутилизации в газоподогревателе.

При проведении расчетов принималось: режимы работы котла отвечают теплосетевому графику котельной с температурным перепадом  $\Delta t = 115\ldots70^\circ\text{C}$ ; температура отходящих газов котла в номинальном режиме –  $166^\circ\text{C}$ ; максимальное содержание  $\text{NO}_x$  в отходящих газах –  $C_{\text{r}}^{\text{NO}_x} = 200 \text{ мг}/\text{м}^3$ , что соответствует существующим нормам. При снижении нагрузки котлов ниже 50 % проводилось соответствующее уменьшение количества работающих котлов с увеличением их нагрузки. В исследованиях рассматривалось рассеивание  $\text{NO}_x$  для единичных дымовых труб.

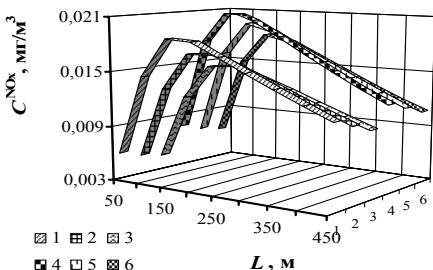
На рис. 1 приведены результаты расчетов максимальной приземной концентрации  $C_{\text{m}}^{\text{NO}_x}$  для дымовых труб разного типа при применении метода байпасирования отходящих газов.

Полученные результаты свидетельствуют, что для кирпичной дымовой трубы (с высокими теплоизоляционными свойствами корпуса) уровни концентрации  $C_{\text{m}}^{\text{NO}_x}$  примерно в 1,1 раза меньше, чем для неизолированной трубы из антикоррозионного материала. При переводе работы котельной в режим с уменьшением количества эксплуатируемых котлов максимальная приземная концентрация уменьшается. Наибольшее значение  $C_{\text{m}}^{\text{NO}_x} \cong 0,022 \text{ мг}/\text{м}^3$  отвечает 50 % нагрузке котлов и неизолированной трубе.

Полученные данные касаются максимальных значений приземной концентрации  $C_{\text{m}}^{\text{NO}_x}$ . В зависимости от расстояния от дымовой трубы показатели рассеивания, как известно, существенно изменяются. На рис. 2 приведены значения приземной концентрации  $C^{\text{NO}_x}$  на расстоянии от трубы  $L$  для самой неблагоприятной из рассмотренных ситуаций: при 50 % нагрузке котла, отвечающей температуре окружающей среды около  $0^\circ\text{C}$ .



**Рис. 1.** Зависимость концентрации  $C_m^{NO_x}$  от температуры наружного воздуха  $t_{nb}$  при разных долях байпасирования отходящих газов  $\chi$ :  
1–3 – кирпичная труба с антикоррозионным газоотводящим стволов; 4–6 – труба из антикоррозионного материала.  
1, 4 –  $\chi = 0\%$ ; 2, 5 – 5%; 3, 6 – 10%.



**Рис. 2.** Значения приземной концентрации  $C^{NO_x}$  на расстоянии  $L$  от трубы при температуре наружного воздуха  $t_{nb} = 0$  °C для разных дымовых труб и долей байпасирования  $\chi$ :  
1–3 – кирпичная труба с антикоррозионным газоотводящим стволов; 4–6 – труба из антикоррозионного материала.  
1, 4 –  $\chi = 0\%$ ; 2, 5 – 5%; 3, 6 – 10%.

Как видно из представленных результатов, для рассмотренной ситуации максимальное значение приземной концентрации  $NO_x$  наблюдается на расстоянии  $L = 100\dots150$  м в зависимости от типа трубы и доли байпасирования  $\chi$ . При этом большее значение  $L$  отвечает большему  $\chi$  и дымовым трубам с лучшими теплоизоляционными свойствами корпуса.

Очень близкие данные получены и для теплового метода подсушки дымовых газов, поскольку его применение обеспечивает те же температурные показатели газов перед их входом в дымовую трубу.

Результаты проведенных расчетных исследований свидетельствуют, что значения приземной концентрации выбросов  $NO_x$  для рассматриваемой ситуации гораздо ниже принятого допустимой нормы (ПДК), которая согласно [2] составляет 0,085 мг/м<sup>3</sup>. В этом случае применяемые тепловые методы должны служить лишь для предотвращения выпадения конденсата в подводящих к дымовой трубе газоходах. Для выполнения этого условия доля байпасирования газов  $\chi$  и уровень их подогрева  $\Delta t$  обычно минимальны ( $\chi < 2\%$ ,  $\Delta t < 3$  °C).

При проектировании теплоутилизационных установок следует также учитывать выбросы  $NO_x$  от близлежащих источников и их фоновую концентрацию. При значительных величинах дополнительных

загрязнений доли байпасирования газов  $\chi$  и уровни их подогрева  $\Delta t$  повышаются.

### **Список использованной литературы**

1. Долинский А. А. Основные принципы создания теплоутилизационных технологий для котельных малой теплоэнергетики / А. А. Долинский, Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, Г. А. Гнедаш // Промышленная теплотехника. – 2014. – № 4. – С. 27–36.
2. Северин Л. І. Природоохоронні технології. Захист атмосфери [електронний ресурс] / Л. І. Северин, В. Г. Петрук, І. І. Безвоздюк, І. В. Васильківський // ВНТУ. – Вінниця, 2010. – Режим доступу: [http://posibnyky.vntu.edu.ua/priodoohoroni\\_tehnologii/9.html](http://posibnyky.vntu.edu.ua/priodoohoroni_tehnologii/9.html).

УДК 697.3

**А. Г. Даниленко**

*Корпорация «Теплоэнерго», г. Киев*

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ КООПЕРАЦИИ ПРИ ДИВЕРСИФИКАЦИИ НАПРАВЛЕНИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕРВИСНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ**

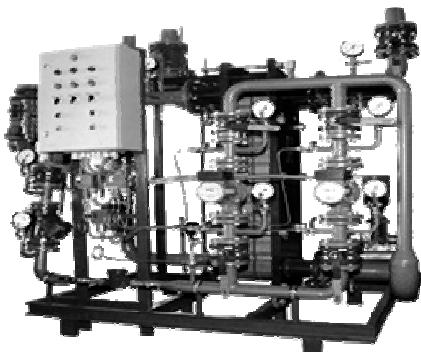
*1. Обоснование появления на рынке Украины энергосберегающего оборудования.*

С начала финансирования международными финансовыми структурами (NEFCO, SEKO, ЕБРР, мировой банк и др.) на рынке Украины появилось оборудование, изготовленное европейскими компаниями с использованием европейских норм и стандартов.

*2. Преимущество международной кооперации.*

Международные финансовые структуры в квалификационных требованиях и условиях участия выдвигают жесткие требования: представление финансовых результатов компаний, наличие гарантий, наличие оборотных средств, опыта в проектах, референции и т.д.

Отечественные компании зачастую не могут принять участие в данных тендерах либо успешно реализовать их из-за отсутствия ресурсов, банковских гарантий и возможности получать дешевые кредитные средства под реализацию проекта, так как авансирование по ним идет



только частичное. В данном случае уместна кооперация отечественных производителей с западными компаниями, что дает возможность соединять опыт:

- проектирование, дизайн;
- моделирование, расчеты, программирование;
- использование более современного оборудования и технологий;

- приведение к европейскому стандарту изделий и производство работ, учитывая нормы и стандарты Украины;
- адаптация европейских стандартов к украинским нормам;
- соблюдение гарантийных обязательств;
- в последующем сервисное обслуживание.

Это возможно лишь при кооперации западных и отечественных фирм.

*3. Вместе с тем, квалифицированное сервисное обслуживание – залог возврата кредитных ресурсов.*

Современный ИТП включает в себя:

- теплообменное оборудование;
- насосное оборудование;
- регулирующее оборудование и щит автоматизации с частотниками и управляемым контроллером, дающим возможность диспетчеризации и интеграции в систему SCADA.

Все эти системы при эксплуатации и особенно при сервисе и ремонте требуют:

- специальных программных продуктов (проверочные расчеты теплообменников, программ под контроллеры);
- специальных инструментов;
- специального оборудования ( установок промывки стендов, тестирования, обеззараживания, диагностики и т.д.);
- возможность доступа к ремонтно-сервисным базам заводов изготавителей;
- наличия запасных частей и технологий ремонта.

Соблюдая регламент работ срок службы эксплуатируемого оборудования 20–25 лет, не соблюдая 3–5 лет!



#### *4. Технико-экономическое обоснование преимуществ работы со специализированными сервисными центрами.*

Специализированные сервисные предприятия готовят паспорт объекта и выполняя сервисные работы согласно установленному регламенту.

Стоимость идет в форме тарифа в случае собственных сервисных служб на предприятии расходы ежемесячные:

- содержание слесарей, электриков, сварщиков, КИПовцев, которые должны быть высококвалифицированными, а соответственно и с высокой заработной платой;
- закупка специального инструмента и оборудования.

#### *5. Что выбрать?:*

- сервис своими силами;
- сервис специализированными сервисными компаниями.

### **Преимущества работы с корпорацией «Теплоэнерго»**

1. Возможность участвовать в тендерах (как с коммерческими, так и с бюджетными организациями) по монтажу или обслуживанию оборудования, брендировать свои услуги Знаком для товаров и услуг «ТЕПЛОЕНЕРГО». Также нет необходимости изменять систему налогообложения (в случае если Сервисный центр не является плательщиком НДС), методическая помощь при оформлении тендерной документации.

2. Право использования портфолио компании «ЗЕО «ДАН», Знака для товаров и услуг «ТЕПЛОЕНЕРГО».

3. Получение возможности диалога о проведении пусконаладочных работ (ПНР) стоимостью от 1500 грн.; создание условий для конечных потребителей оборудования, при которых они заинтересованы в осуществлении пуско-наладки Сервисными центрами для получения гарантии производителя на используемое оборудование.

4. Централизованное распределение заявок на обслуживание или ремонт оборудования, поступающих из регионов, между сервисными центрами по территориальному признаку.

5. Осуществление консультаций по техническим вопросам в телефонном режиме.

6. Дополнительный доход от продажи запчастей.
7. Теоретическая подготовка и получение практических навыков.
8. Предоставление информации о факте и объемах продажи нашего оборудования (с предоставлением информации о конечном потребителе оборудования) с целью дальнейшего заключения договора на платное сервисное обслуживание вышеуказанного оборудования, а также и продукции конкурентов. Обеспечение запчастями для обслуживания продукции конкурентов по выгодным ценам.
10. Бесплатная реклама наших представителей на сайте компании и на сайтах наших партнеров.

### **Цель сервиса по регионам**

Сервисное и техническое обслуживания ИГП, насосных станций, теплообменников, мембранных баков, электрогенератораторов, модульных блоков и домовых систем в целом.

### **Условия сотрудничества**

1. Предоставление сервисными центрами информации об участниках рынка и продукции на рынке, а также об основных потенциальных потребителях.
2. Организация абонентского обслуживания ИТП, насосных станций, модульных блоков, мембранных баков от имени ООО «ЗЭО «ДАН» под ТЗ «TEPLOENERGO».
3. Предоставление конечным потребителям возможности получить квалифицированное послегарантийное обслуживание ИТП, насосных станций, модульных блоков, мембранных баков ООО «ЗЭО «ДАН» и других производителей.
4. Организация качественной гарантийной поддержки проданного оборудования Экономия средств на дорожные расходы и командировочные наших сотрудников при осуществлении работ в отдаленных регионах.
5. Участие в тендерах.
6. Продажа запасных частей с минимальной наценкой.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ РЕАКЦИОННЫХ ЗОН ПРИ ПРОДУВКЕ ВАННЫ СТАЛЕПЛАВИЛЬНОГО АГРЕГАТА КИСЛОРОДОМ

В настоящее время, учитывая постоянное подорожание энергетических ресурсов, проблема сокращения объемов потребления энергоресурсов при оптимизации процесса выплавки стали и повышения производительности сталеплавильных агрегатов становится крайне актуальной.

В условиях высокоинтенсивной продувки металла кислородом температура в реакционных зонах ванны сталеплавильного агрегата и ее изменение в период подачи кислорода непосредственным образом определяет характер физико-химических и гидродинамических процессов выплавки стали.

На основании данных изучения взаимодействия погруженной кислородной струи с расплавом в сталеплавильных агрегатах проведены исследования и проанализированы пути повышения интенсификации сталеплавильной ванны кислородом с позиции физико-гидродинамических и теплофизических особенностей состояния реакционных зон. Рассмотрены условия перегрева реакционных зон относительно периферийной части ванны и оценены градиенты температур.

Построены температурные поля реакционных зон и ванны агрегата, позволяющие определить интервалы температур каждой реакционной зоны.

Целью исследования является определение условий перегрева реакционной зоны относительно периферийной части ванны и оценка градиентов температур каждой реакционной зоны.

Для достижения этой цели выполнено построение температурного поля реакционной зоны в ванне сталеплавильного агрегата.

Агрессивная окислительная среда практически исключает возможности прямого точного анализа температуры реакционной зоны термопарами. Результаты измерения с помощью пирометров свидетельствуют о том, что температурное поле в реакционной зоне находится в широком диапазоне значений – 2500 °C и выше. При этом имеют место

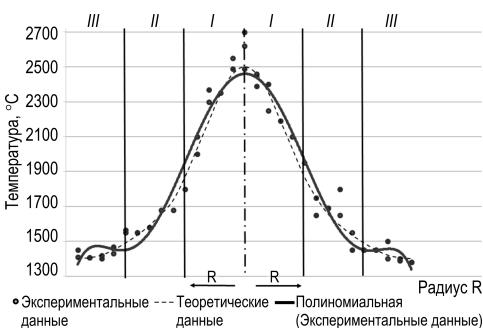
трудности определения неоднородности реакционной зоны как по структуре и составу ванны, так и по температуре.

Измерения, выполненные с применением оптического пирометра при продувке металла струей кислорода в сталеплавильных агрегатах, позволили установить, что величина перегрева над температурой ванны составляет 500–900 °С и наблюдается только в высокотемпературной части реакционной зоны (первичной), которая занимает относительно небольшой объем – до 15 % от общего объема реакционной зоны в середине продувки и до 30 % на конечной стадии продувки ванны.

Согласно [1] количество тепла, выделяемое в реакционной зоне, пропорционально интенсивности продувки, а снижение перегрева в середине продувки связано с увеличением линейных размеров и объема реакционной зоны при содержании углерода в пределах 0,5–3,5 % и более интен-

сивной циркуляцией металла, вследствие высокой скорости окисления углерода в этот период плавки.

Проведенные эксперименты на опытно-промышленных установках подтверждают теоретические данные, приведенные в работах авторов [1, 2] на основании которых построен график температурного поля реакционной зоны (рисунок).



**Рисунок.** Температурное поле реакционной зоны и ванны.

максимальная температура достигается на оси 1 первичной реакционной зоны. При этом температурное поле по результатам экспериментальных данных в реакционной зоне достигает значений 2620–2700 °С против 2300–2500 °С в соответствии с вышеуказанными литературными источниками.

На основании экспериментальных данных получена полиномиальная зависимость (1):

$$t_{p,3} = 527,35 \cdot R^4 - 15,134 \cdot R^3 - 1474,8 \cdot R^2 + 17,186 \cdot R + 2364,4. \quad (1)$$

Зная зависимость влияния радиуса реакционных зон на температуру по уравнению (1) можно определить температуру в каждой точке реакционных зон.

Сравнение опытных данных (рисунок) с данными литературных источников [1, 2] свидетельствуют о хорошей сходимости результатов исследования. При этом величина коэффициента корреляции составляет  $R = 0,959$ , что говорит о «высокой» сходимости расчетных и фактических данных.

При этом, следует отметить, что с увеличением расстояния от оси реакционной зоны по ее радиусу температура уменьшается. Это происходит потому, что скорость газового потока при его смешении с металлом снижается, а масса эжектированного металла растет. В результате скорость горения капель уменьшается, а затраты выделяющегося при горении тепла на нагрев капель металла увеличиваются, что вызывает понижение температур горения и первичной зоны от ее оси к периферии до 1720–1870 °C.

Перемешивание металла вне реакционной зоны осуществляется потоками значительных размеров. Потоки более нагретого металла, выходящие из реакционной зоны, посредством конвективного теплообмена, распространяются, время от времени на большую часть или на все расстояние до периферийных участков сталеплавильной ванны, достигая даже футеровки. В отдаленных от реакционной зоны объемах металла возможны колебания температуры, что необходимо учитывать при замерах температуры ванны в ходе продувки.

### **Выводы**

1. На основании данных, полученных при анализе взаимодействия погруженной кислородной струи с расплавом в сталеплавильных агрегатах проанализированы пути повышения интенсификации сталеплавильной ванны кислородом с позиции физико-гидродинамических и теплофизических особенностей состояния реакционных зон. Рассмотрены условия перегрева реакционных зон относительно периферийной части ванны и оценены градиенты температур.

2. Полученные результаты позволяют вплотную подойти к вопросу оптимизации теплового режима процесса выплавки стали с целью рационального расхода энергоресурсов.

### **Список использованной литературы**

1. Явойский В. И. Применение пульсирующего дутья при производстве стали / В. И. Явойский, А. М. Сизов. – М.: Металлургия, 1985. – 176 с.
2. Сурин В. А. Массо- и теплообмен, гидрогазодинамика металлургической ванны / В. А. Сурин, Ю. Н. Назаров. – М.: Металлургия, 1993. – 352 с.

*Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского», г. Киев*

## **ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ ФИЛЬТР И ЦИКЛОФИЛЬТР – ПРОГРЕССИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЫЛЕОЧИСТКИ В ЦЕМЕНТНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Производство цемента связано со значительным пылевыделением. Высокая концентрация пыли в выбросах наносит огромный вред природной среде, приводит к безвозвратной потере большого количества сырья и готового продукта. Пылеобразование вызывает также большие потери в производстве и уменьшает срок службы вращающихся частей машины.

Цементные заводы, несмотря на значительное разнообразие используемых сырьевых материалов и применяемого технологического оборудования, в большинстве своем имеют подобную схему производства [1].

Главные виды цемента, выпускающиеся в настоящее время, – это портландцемент, шлакопортландцемент, пуццолановый цемент. Основой всех этих видов цемента является клинкер, получаемый путем обжига в печах сырьевой массы.

Больше всего пыли на цементных заводах выделяется с отходящими из вращающихся печей газами. Вынос сырьевой пыли из вращающихся печей в среднем составляет 10 %, а на ряде заводов он достигает 12–15 %. Наряду с этим пыль выделяется при дроблении, сушке и помоле сухого сырья и клинкера, при охлаждении клинкера в холодильниках вращающихся печей, при пневмотранспорте цемента, а также при упаковке и в процессе погрузочно-разгрузочных работ на складах сырья и клинкера. Из цементных мельниц с аспирируемым воздухом уносится 2–5 % цемента, если перед выбросом наружу он не пропускается предварительно через пылеуловители.

В системах аспирации всех технологических узлов, выделяющих пыль, на цементных заводах устанавливаются пылеулавливающие аппараты [2], позволяющие не только возвратить значительное количество готового продукта или полуфабриката, но и предотвратить загрязнение пылью воздушного бассейна цементных заводов и прилегающих к ним территорий.

Рассмотрим возможность применения центробежного фильтра и циклофильтра в системах пылеочистки на предприятиях цементной промышленности.

### Центробежный фильтр

После добычи в карьере сырьевые материалы подвергаются первичному измельчению – дроблению, которое может производиться на заводе или в карьере. Предварительное измельчение – это подготовка материала для помола его в мельницах. Так как энергетические затраты на дробление значительно меньше, чем затраты на помол, желательно дробить материал до возможно мелких фракций.

Процесс тонкого измельчения (помол) увеличивает поверхность взаимодействия материалов и их реакционную способность. Чем тоньше измельчены сырьевые материалы, тем быстрее происходят физико-химические процессы в зонах контакта взаимодействующих частиц.

Места пылевыделения (места перегрузки материала) находятся под разрежением, создаваемым вентилятором аспирационной установки. Запыленный воздух можно очищать с помощью центробежных фильтров (рис. 1). Данные аппараты намного эффективнее обычных циклонов с одинаковыми показателями аэродинамического сопротивления, что не вызывает увеличения затрат на очистку. Применение рукавных фильтров или электрофильтров нецелесообразно, поскольку в процессе измельчения выходят частицы размером 0–25 мм, которые эффективно улавливаются центробежным способом.

Также, для повышения эффективности улавливания частиц центробежные фильтры можно устанавливать на узлах пересыпки сырья с конвейера на конвейер, бункерах сырья, узлах выгрузки клинкера в силосный склад с укрытиями головок клинкерных транспортеров, узлах выгрузки клинкера в склад с грейферными кранами (при наличии аспирационной шахты), узлах выгрузки клинкера из силосов на конвейер.

Центробежный фильтр работает следующим образом: запыленный газовый поток по тангенциальному входному па-

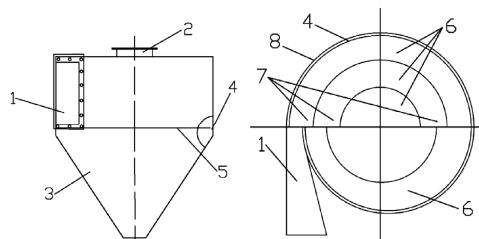


Рис. 1. Центробежный фильтр в четырехкамерном исполнении:

1 – входной патрубок; 2 – выходной патрубок;  
3 – конический бункер; 4 – кольцевая щель;  
5 – днище головки; 6 – криволинейные каналы;  
7 – рециркуляционные щели; 8 – сепарационная камера.

трубку 1 поступает в сепарационную камеру 8. Вследствие движения по криволинейной траектории твердые частицы концентрируются на периферии каждого из каналов 6 и выводятся из них через зазоры 7 в предыдущие по ходу движения потока каналы. Из первого и второго по ходу потока каналов 6 пыль, вместе с частью газа, поступает через кольцевую щель 4 в цилиндрический бункер – пылесборник 3, где большая масса частиц оседает, а продолжающие витать наиболее легкие (мелкие) фракции возвращаются через щели 7 в зону активной сепарации (каналы) и снова сепарируются. В результате организации внутренних (циркулирующих) потоков в системе каналов образуется динамический газопылевой слой, который и является фильтром для вновь поступающих на очистку газа частиц [3]. Количество сепарационных камер и каналов в них может изменяться в зависимости от условий конкретных производств (расхода газового потока, дисперсного состава пыли, требуемой степени очистки и др.).

Многоканальные центробежные фильтры можно применять в системах аспирации, где в одну ступень очистки включают обычно параллельно несколько циклонов (батареи циклонов), которые применяют на первой стадии очистки. Батареи циклонов занимают большие площади и повышают время и затраты на эксплуатацию. В свою очередь, многоканальные центробежные фильтры позволяют без существенного увеличения энергозатрат качественно повысить эффективность улавливания за счет многоступенчатой очистки и рециркуляции в сепарационной камере.

Многоканальная центробежная очистка позволяет эффективно улавливать твердые частицы медианного диаметра  $> 15 \text{ мкм}$  без использования рукавов. Таким образом, увеличивая или уменьшая количество каналов можно добиться необходимой эффективности улавливания частиц определенных параметров (учитывая медианный диаметр частиц, плотность и вязкость пыли, дисперсное распределение частиц).

Такие аппараты также можно устанавливать на участках аспирации вращающихся печей, работающих по сухому способу с циклонными теплообменниками, сушильных барабанов, сушилках с псевдо-жиженным слоем, смесительных силосах сырьевой муки, силосах цемента, бункера, загружаемые пневмотранспортом, а также на постах погрузки цемента в железнодорожные вагоны и автотранспорт.

Основные преимущества центробежного фильтра:

- способность достижения санитарных норм на выбросы твердых частиц в атмосферу;
- отсутствие сменных фильтрующих элементов;
- простота конструкции и надежность в эксплуатации.

## Циклофильтр

Циклофильтр (рис. 2) – высокоеффективный пылеуловитель, сочетающий в себе преимущества циклона и рукавного фильтра [4].

Работа циклофильтра основана на трех ступенчатой очистке:

- первая ступень – центробежная в сепарационном канале, из которого уловленная пыль сразу отводится в отдельный бункер-пылесборник. Такая предварительная очистка позволяет уменьшить начальную запыленность газового потока, поступающего на фильтровальные рукава;
- вторая ступень – центробежная в цилиндрической камере, в которой расположены фильтровальные рукава;
- третья ступень – в фильтровальных рукавах позволяющих улавливать мелкодисперсные частицы пыли. Фильтровальные рукава оборудованы системой импульсной регенерации.

Циклофильтр можно применять в качестве высокоеффективной очистки запыленного воздуха (газа) от твердых частиц пыли в вытяжных, напорных и аспирационных системах до требований санитарных норм.

Циклофильтр можно устанавливать в системах аспирации узлов пересыпок сыпучих материалов, системах газоочистки сушильных барабанов, дробилок, цементных мельниц, холодильников клинкера.

Основные преимущества циклофильтра:

- высокая эффективность очистки, отвечающая европейским стандартам;
- высокая эффективность очистки мелкодисперсных и абразивных частиц;
- трех ступенчатая очистка газового потока, реализованная в одном аппарате;
- срок службы циклофильтра выше, чем у аналогичного оборудования благодаря особенностям конструкции аппарата, что приводит к значительному уменьшению абразивного износа;
- экономия энергоресурсов благодаря уменьшению пылевой нагрузки на фильтровальные рукава за счет предварительной очистки в сепарационном канале аппарата;



Рис. 2. Циклофильтр.

- удобный доступ к отдельным элементам циклофильтра, облегчающий сервисное обслуживание;
- минимальная занимаемая площадь.

В результате проведенного анализа существующих систем аспирации различных технологических узлов производства цемента была предложена возможность использования центробежного фильтра и циклофильтра в системах пылеочистки на предприятиях цементной промышленности.

### **Список использованной литературы**

1. Алексеев Б. В. Технология производства цемента: Учебник для сред. проф.-техн. училищ. – М.: Высш. школа, 1980. – 266 с.
2. Алиев Г. М. Техника пылеулавливания и очистки промышленных газов: справочное издание / Г. М. Алиев. – М.: Металлургия, 2001. – 544 с.
3. Патент на корисну модель UA 110464 U «Відцентровий фільтр з жалюзійною решіткою» / Плашихін С. В., Семенюк М. В. // Номер заявики 201603659, дата подання заявики: 06.04.2016, дата, з якої є чинними права на корисну модель: 10.10.2016, публікація відомостей про видачу патенту: 10.10.2016, бюллетень № 19.
4. Патент на винахід UA 104834 C2 «Циклофільтр» / Серебрянський Д. О., Плашихін С. В. // Номер заявики а 201306773, дата подання заявики: 30.05.2013, дата, з якої є чинними права на корисну модель: 11.03.2014, публікація відомостей про видачу патенту: 11.03.2014, бюллетень № 5.

УДК 621.31

**Н. М. Фиалко, Н. П. Тимченко, А. А. Халатов, Ю. В. Шеренковский**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

### **АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ГИБРИДНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КАК АКТИВНЫХ СМАРТ-ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Модернизация электрической структуры развитых стран мира связана с созданием интеллектуальных энергетических систем. Последние рассматриваются как модернизированные электрические сети, которые используют информационно-коммуникационную систему для автома-

тического сбора данных и реагирования на такую информацию, как поведение всех участников процесса производство – трансформация – передача – потребление энергии с целью повышения эффективности, экономичности и устойчивости производства, распределения и потребления электроэнергии [1, 2].

К основным положениям развития интеллектуальных энергетических сетей относится тезис об активизации потребителей электрической энергии [3–6]. Анализ показал, что номенклатура активных потребителей в последнее время значительно расширяется, не ограничиваясь чисто электрическими системами. В частности, к ней присоединяются так называемые гибридные системы электротеплоснабжения, основанные на совместном использовании электроэнергии и традиционных энергоресурсов или (и) нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Ниже рассматриваются основные особенности гибридных систем электротеплоснабжения многоэтажных домов.

Характеризуя в целом указанные гибридные системы электротеплоснабжения, следует отметить, что их применение в качестве активных потребителей интеллектуальных электрических сетей направлено на объединение преимуществ двух подсистем теплоснабжения. Это приведет к определенному синергетическому эффекту во всех звеньях инфраструктурной цепи: генерация – передача – потребление электрической энергии.

Рассматриваемые гибридные системы включают два базовых контура, первый из которых является контуром электротеплоснабжения, второй – теплоснабжения с использованием традиционных или (и) нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Данные контуры определенным образом взаимодействуют между собой, обеспечивая качественное и комфортное отопление и горячее водоснабжение. (Указанное взаимодействие осуществляется на основе информационно-коммуникативных технологий с привлечением силовой электроники в режиме *online*). При этом в системах отопления благодаря второму контуру, как правило, обеспечивается необходимый температурный фон помещения, при котором поддерживается его нормативное техническое состояние. Дальнейший же нагрев помещения до комфортной температуры осуществляется за счет первого контура в соответствии с требованиями пользователя. Следует отметить, что в общем случае могут реализовываться и другие, существенно более сложные схемы взаимодействия между базовыми контурами гибридной системы теплоснабжения.

Различные конфигурации гибридных систем, очевидно, в значительной степени определяются спецификой построения их базовых контуров. Что касается электротеплоснабжения, то здесь выделяются два основных варианта его реализации. Первый соответствует наличию отдельного контура электротеплоснабжения в каждой квартире. Во втором варианте контур электротеплоснабжения является общедомовым.

Рассматриваемая гибридная система теплоснабжения как активный потребитель должна быть оснащена определенным основным оборудованием. Это прежде всего касается контура электротеплоснабжения, который в общем случае должен включать следующие виды оборудования:

- потребляющее оборудование, способное к изменению нагрузки;
- собственные источники рассредоточенной генерации электрической энергии;
- аккумуляторы электрической энергии;
- аккумуляторы тепловой энергии.

Наличие хотя бы одного из указанных видов оборудования является необходимым условием превращения обычного потребителя в активного. При сочетании же нескольких видов этого оборудования потребитель приобретает больше возможностей в части своей активизации.

Относительно контура теплоснабжения на основе использования традиционных или (и) нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, то здесь среди основных требований выделяется возможность управления тепловой нагрузкой дома, что предусматривает его присоединение к тепловым сетям через индивидуальный тепловой пункт. Кроме того, такое управление должно быть согласовано с контуром электротеплоснабжения.

На рис. 1, 2 представлены схемы основных связей оборудования электрического контура гибридной системы теплоснабжения как активного потребителя на уровне отдельной квартиры и дома в целом. (Линия с белой стрелкой соответствует прямому воздействию, пунктирная линия – обратному, линия с черной стрелкой – информационным и управляемым сигналам). Указанные контуры, как видно, отличаются по количеству видов оборудования. А именно, при поквартирной локализации в контуре электротеплоснабжения отсутствуют собственные источники рассредоточенной генерации.

Таким образом, в данной работе выполнен анализ особенностей применения для теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства гибридных систем (основанных на совместном использова-

ния электроэнергии и традиционных энергоресурсов или (и) альтернативных источников энергии) в качестве активных потребителей интеллектуальных электрических сетей.

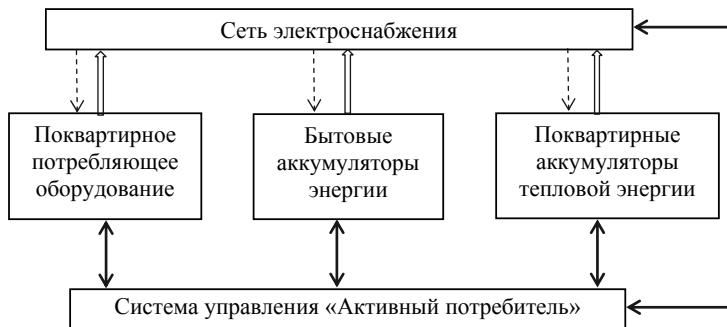


Рис. 1. Схема основных связей оборудования электрического контура гибридной системы при его поквартирной локализации.

Рассмотрена специфика конфигурации этих систем по построению их базовых контуров – контура электротеплоснабжения и собственно теплоснабжения. Приведены данные, касающиеся особенностей взаимодействия между указанными контурами гибридной системы для обеспечения качественного и комфортного отопления и горячего водоснабжения.

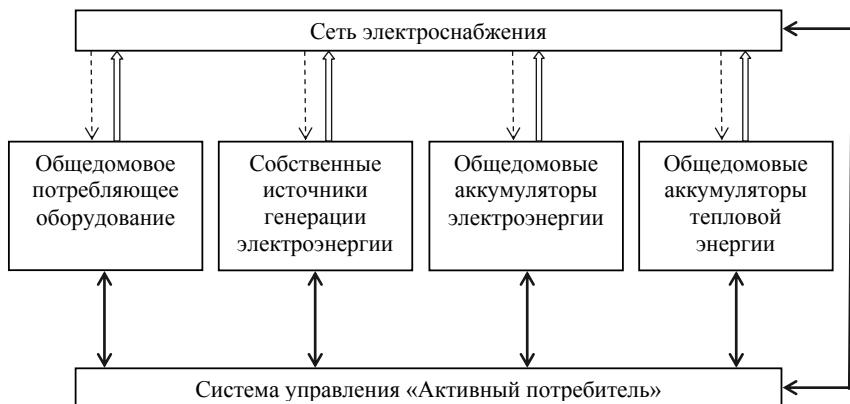


Рис. 2. Схема основных связей оборудования электрического контура гибридной системы при его общедомовой локализации.

## **Список использованной литературы**

1. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы / Под общ. ред. акад. НАН Украины А. В. Кириленко // Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.
2. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / За заг. ред. акад. НАН України О. В. Кириленко // Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
3. Денисюк С. П. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах / С. П. Денисюк, Т. М. Базюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 3. – С. 75–79.
4. Вариводов В. Н. Интеллектуальные электроэнергетические системы / В. Н. Вариводов, Ю. А. Коваленко // Электричество. – 2011. – № 9. – С. 4–9.
5. Кобец Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
6. Волкова И. О. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике / И. О. Волкова, Д. Г. Шувалова, Е. А. Сальникова // Академия энергетики. – 2011. – № 2. – С. 50–57.

УДК 504.06:553.94(477)

**В. М. Єрмаков**

*Державна екологічна академія післядипломної освіти та управління,  
м. Київ*

## **ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА: ВПЛИВ ТА ВИДИ ПОРУШЕНЬ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА НА РОДОВИЩАХ КАМ'ЯНОГО ВУГІЛЛЯ**

Екологічна безпека – складова національної безпеки, процес управління системою національної безпеки, за якого державними і недержавними інституціями забезпечується екологічна рівновага а також гарантується захист середовища проживання населення країни.

Гірничодобувні комплекси активно задіяні у зміні балансу речовини, структури та енергії планетарних сфер.

Природні зміни рельєфу і рельєфоутворювальних відкладів є передумовами виникнення екологічних і природоохоронних проблем.

Найбільшого перетворення зазнають верхня частина літосфери, атмосфера і гідросфера, трансформується або знищується основа продук-

тивного ландшафту – ґрунтовий покрив. Різко посилюється шкідливий вплив гірничого виробництва на навколошнє природне середовище: атмосферу, гідросферу, тропосферу [1]. Окрім трансформації природних ландшафтів та їхніх компонентів, структури землекористування утворюються техногенні й природно-техногенні форми рельєфу, деформується земна поверхня, накопичуються відходи вуглевиробництва, вилучаються родючі землі під терикони, осідає поверхня, що спричинює підтоплення житлових і промислових об'єктів, вторинне заболочування території, зростає також надходження в навколошнє середовище хімічних елементів і сполук, не властивих йому, забруднення повітря, ґрунтів, поверхневих і підземних вод, погіршуються умови проживання біоти і життєдіяльності населення.

Дія гірничого виробництва на природне середовище починається з геологорозвідувальних робіт, серед яких слід виділити такі види порушення навколошнього середовища:

- геомеханічні (zmіни природної структури гірського масиву, рельєфу місцевості, поверхневого шару землі, ґрунтів, у тому числі вирубування лісів, деформація поверхні);
- гідрогеологічні (zmіна запасів, режиму руху, якості і рівня ґрунтових вод, водного режиму ґрунтів, винесення в річки й водойми шкідливих речовин із надр землі);
- хімічні (zmіна складу та властивостей атмосфери й гідросфери, в тому числі підкислення, засолення, забруднення вод, збільшення вмісту фіtotоксичних елементів у воді та повітрі);
- фізико-механічні (забруднення повітря, його підігрів, zmіна властивостей ґрунтового покриву та ін.);
- шумові завади, вібрація ґрунтів і гірського масиву, інші можливі явища, які супроводжують гірничі розробки й негативно впливають на довкілля.

Відомо, що повторними процесами (рисунок), які негативно впливають на екологічну ситуацію регіону й пов'язані з добуванням вугілля, є також наслідки припинення роботи шахт, що також є проявом впливу гірничих робіт на геологічне середовище та середовище проживання населення навколо вугільних шахт (СПННВШ) [2].

За ступенем порушеності геологічного середовища виділяються основні райони гірничодобувних робіт – Придніпровсько-Донецький, Криворізький, Прикарпатський та Львівсько-Волинський.

Загальна площа підроблених територій перевищує 5,5 тис. км<sup>2</sup>, тут зафіковані осідання та зрушення над підземними виробками на площині понад 2,4 тис. км<sup>2</sup> (таблиця).



**Рисунок.** Вплив гірничих робіт на середовище проживання населення навколо вугільних шахт.

У зонах підробок знаходяться міста Донецьк, Макіївка, Горлівка, Єнакієве, Брянка, Стаканів, Білозерськ, Калуш, Сокаль, Червоноград та багато інших.

*Таблиця*

*Загальна характеристика просідання поверхні*

| Адміністративне утворення | Площа підробленої території, км <sup>2</sup> | Загальна площа осідання земної поверхні, км <sup>2</sup> | Глибина осідання (від–до), м | Загальна площа підтоплення в межах осідання, км <sup>2</sup> | Площа осідання на забудованій території, км <sup>2</sup> | Кількість міст в зоні осідання, шт. |
|---------------------------|--|--|------------------------------|--|--|-------------------------------------|
| Волинська                 | –  | 26,2   | 2,5–3,0                      | –  | –  | –                                   |
| Дніпропетровська          | 720,83                                       | 156,11   | 0,7–15,0                     | 46,56  | 22,35  | 3                                   |
| Донецька                  | 2417,0                                       | 2152,0   | 0,02–6,8                     | 90,0   | –  | 23                                  |
| Івано-Франківська         | 1,6  | 0,3  | 0,1–2,1                      | 0,15   | 0,2  | 3                                   |
| Луганська                 | 2200,0                                       | –  | 5,0–7,0                      | –  | 703,8  | –                                   |
| Львівська                 | 177,0  | 100,0  | 0,01–4,0                     | 5,0  | 19,5   | 6                                   |

## **Список використаної літератури**

1. Гавриленко Ю. Н., Ермакова В. Н. Техногенные последствия закрытия угольных шахт Украины: монография / Ю. Ф. Кренида, О. А. Улицкий, В. А. Дрибан. – Донецк, Норд-Пресс, 2004. – 631 с.
2. Бузило В. І. Технології забезпечення екологічної та техногенної безпеки гірничодобувних регіонів при ліквідації вугледобувних підприємств України: монографія / С. С. Гребъонкін, В. М. Єрмаков, В. М. Павлиш, В. Д. Рябічев, А. В. Павлюченко // ДВНЗ «Національний гірничий університет». – Дніпропетровськ: Літограф, 2013. – 348 с.

УДК 621:313.333

**В. А. Барский, В. Н. Башта, А. Е. Фришман, С. С. Черёмухин**

*Международный консорциум «Энергосбережение», г. Харьков*

### **ВЫСОКОЭФФЕКТИВНАЯ БЫСТРООКУПАЕМАЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ СИСТЕМА ДЛЯ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ**

Для повышения качества процесса сжигания топлива с его одновременной экономией и уменьшением вредных выбросов, для сокращения потребления электроэнергии, тягодутьевые устройства котлов целесообразно оснащать комплексной системой регулирования и диагностики,ключающей частотные преобразователи приводов вентилятора и дымососа, датчики технологических параметров и химического состава отходящих газов, работающей по самонастраивающимся алгоритмам. Разработанная МКЭ система ЭКО-3 полностью соответствует требованиям к такой системе по функциональности и качеству.

Международный Консорциум «Энергосбережение» уже около 20 лет производит энергоэффективные системы ЭКО-3 для оптимизации процесса горения в топках котлов, позволяющие экономить до 70 % электроэнергии и 3–5 % газа. Эффективность работы системы ЭКО-3 подтверждается успешной эксплуатацией на 45 котлах различной мощности предприятий Украины и России.

Срок окупаемости системы ЭКО-3 составляет примерно 0,5–1 год.

Система ЭКО-3 является универсальной. Она не затрагивает систем безопасности и может быть установлена на котлах любых типов. Срок монтажа и ввода в эксплуатации не превышает 5 рабочих дней.

Производственные возможности МКЭ позволяют за 3–4 месяца оснастить системами ЭКО-3 все котлы средней и большой мощности, эксплуатирующиеся в ЖКХ Украины.

Сегодня МКЭ предлагает новое поколение систем ЭКО-3 на базе промышленного панельного компьютера (ППК). Основные преимущества – простота и удобство управления всей системой, а также отображение и контроль необходимых параметров – обеспечиваются графическим интерфейсом на цветном 15-дюймовом сенсорном дисплее ППК, встроенного в Пульт оператора (рис. 1).

При работе доступны режимы отображения контролируемых параметров, как в виде мнемосхемы, так и в виде регистрирующих и измерительных приборов (см. рис. 2).

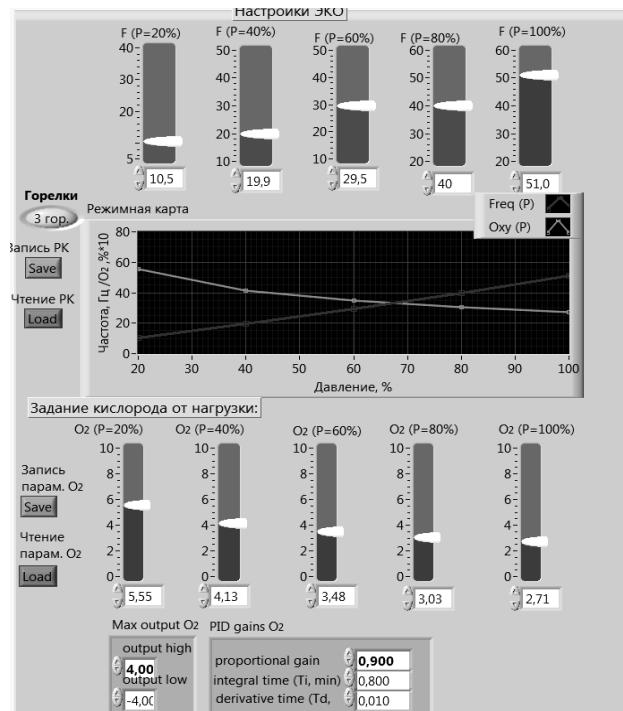


Рис. 1. Режим контроля параметров системы в виде мнемосхемы.

Настройка и корректировка всех параметров теперь производится перемещением соответствующих ползунков (см. рис. 2).

Кроме того, технические возможности ППК позволяют вести архивацию основных параметров системы с записью в Excel-файл для дальнейшей обработки результатов.

Таким образом, использование нового пульта делает более наглядной и информативной работу системы ЭКО-3, облегчает труд операторов котельной и настройку системы при пуске и во время эксплуатации.



**Рис. 2.** Вид дисплея ППК в режиме настройки параметров.

### Список использованной литературы

1. Барский В. А., Уфимцев И. В., Фришман А. Е. Энергосберегающие автоматизированные электроприводы тягодутьевых устройств котельных агрегатов. Материалы международной конференции «Силова електроніка та енергоефективність’2009».
2. «Методические указания по проведению комплексных эколого-технических испытаний котлов, работающих на газе и мазуте» Института газа НАН Украины, г. Киев, 1992.
3. Барский В. А., Фришман А. Е. Адаптивная система управления тягодутьевыми механизмами котельных агрегатов ЭКО-3. Материалы международной конференции «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики, 2015».

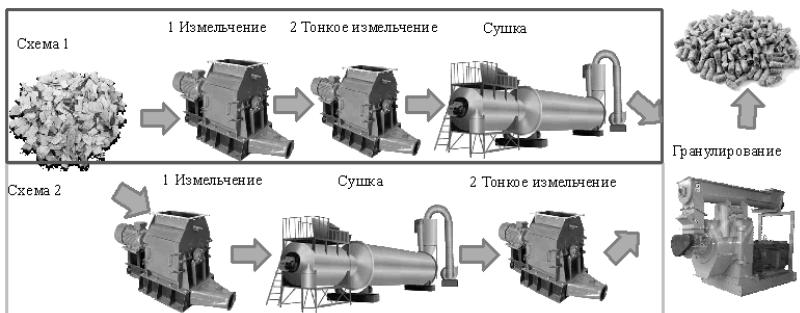
*Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев*

## ОБОСНОВАНИЕ КОМПОНОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЛИНИИ ПРОИЗВОДСТВА КОМПОЗИЦИОННОГО БИОТОПЛИВА

**Цель работы.** Обоснование компоновки и режимов работы энергоэффективной технологической линии производства композиционных биотоплив.

Для потребителя критерием оценки топлива выступает стоимость единицы энергии произведенной из топлива. Для твердого биотоплива до 30 % этой характеристики определяют энергозатраты на производство и до 50 % – стоимость сырья. Использование композиций различных видов биомассы и торфа позволяет расширить сырьевую базу биотопливного производства, позволяя ориентироваться на дешевое доступное сырье.

**Результаты работы.** Проведены исследования технологических процессов измельчения биомассы и торфа, сушки, прессования. Установлено, что однородность измельченного сырья определяет эффективность работы сушильного и прессующего оборудования. Выбор схемы двухстадийного измельчения рисунок 1 схема 1 или измельчения с промежуточной стадией сушки рисунок 1 схема 2 позволяют на 20–30 % уменьшить энергопотребление (рис. 2).



**Рис. 1.** Схемы компоновки технологии производства композиционного топлива.

Исследовано влияние дисперсного состава сырья, влияние температурных и гидродинамических методов интенсификации тепломассо-

обмена на процесс сушки торфа и биомассы. Установлено, что измельчение до среднего размера  $d_{cp} < 2$  мм обеспечивает на стадии сушки в барабанных или аэродинамических сушилках межфракционную влагоразность не выше 0,15 кг/кг. Рекомендовано в технологиях на базе барабанных сушилок сочетать процессы многостадийного измельчения, сепарации после дробилки фракции выше 2 мм и возвращения его на дополнительное измельчение. Для обеспечения постоянной производительности сушилки при значительных колебаниях исходной влажности сырья рекомендовано использовать методы термической и гидродинамической интенсификации массообмена совмещенные с регулировкой угла наклона барабана (рис. 3) в пределах  $-3 < \beta < 3$ . Указанные методы позволяют на 25 % снизить энергозатраты процесса сушки.

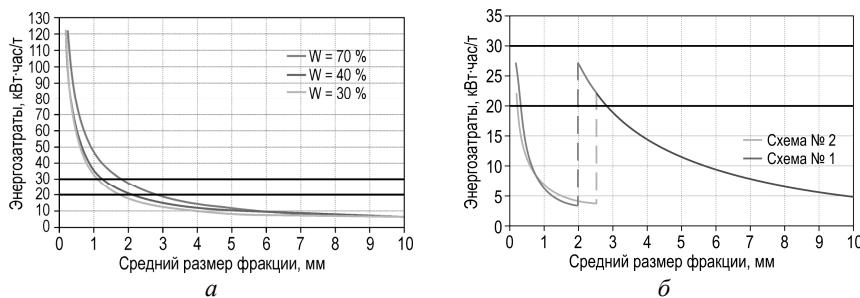


Рис. 2. Среднее потребление при одностадийном (*а*) и двухстадийном (*б*) измельчении.

Совмещение процессов прессования и термовлажностной обработки позволяет в 2 раза уменьшить давление прессования и получать качественное прессованное биотопливо из всех видов биомассы при снижении энергозатрат этой стадии до 50 %.

**Выводы.** Технотехнический анализ производства биотоплив позволил разработать рекомендации относительно компоновки и режимов работы энергоэффективной технологической линии производства композиционных биотоплив, обеспечивающие стабильную работу и снижение энергозатрат до 20–30 % по сравнению с традиционными аналогами.

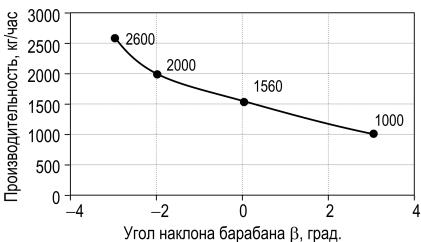


Рис. 3. Увеличение производительности барабана при сушке растительной биомассы и торфа.

## **ОГЛЯД НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ТА ЗОБОВ'ЯЗАНЬ УКРАЇНИ З ОБМЕЖЕННЯ ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН В АТМОСФЕРУ**

Приєднання України до Договору про заснування Енергетичного співтовариства (ратифіковано Законом України від 15.12.2010 № 2787-VI) відкрило певні перспективи для розвитку та модернізації вітчизняного енергетичного комплексу. Але, поряд з тим, Україна прийняла на себе дуже відповіальні зобов'язання щодо радикального скорочення викидів шкідливих речовин (золи, оксидів сірки та азоту) від теплосилових установок. Це зумовлено тим, що повноправне членство в Енергетичному Співтоваристві передбачає однакові умови генерації електроенергії і тепла, зокрема виконання до 31 грудня 2017 р. вимог Директиви Європейського Парламенту та Ради 2001/80/ЄС «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферу від великих спалювальних установок» від 23.10.2001 р. стосовно обмеження цих шкідливих викидів, зокрема їх гранично допустимих концентрацій у димових газах. Дія цієї Директиви розповсюджується на спалювальні установки номінальною потужністю вище 50 МВт.

Виконання цих вимог передбачено п. 9 Розпорядження Кабінету Міністрів України від 03.08.2011 р. № 733-р «Про затвердження плану заходів щодо виконання зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства».

Слід відмітити, що в Україні продовжує бути чинним Наказ Мінприроди України від 27.06.2006 р. № 309 «Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел»,<sup>1</sup> яким обмежено масову концентрацію забруднюючих речовин в організованих викидах стаціонарних джерел. Обмеження застосовуються як для діючих стаціонарних джерел, так і для тих, що проекуються, будуються або модернізуються. Відповідно до пункту 1.4 наказу № 309, якщо для стаціонарного джерела встановлені нормативи ГДВ та технологічні нормативи допустимого викиду, то застосовується технологічний норматив допустимого викиду.

<sup>1</sup> <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z0912-06>

© Д. Ю. Падерно, В. О. Логвин, 2017

Технологічні нормативи затверджуються для кожного виду установок. Для великих спалювальних установок відповідні технологічні нормативи затверджено Наказом Мінприроди від 22.10.2008 р. № 541 «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт»<sup>2</sup> (зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.11.2008 р. за № 1110/15801). У цьому наказі, в рамках гармонізації українського природоохоронного законодавства з європейським, практично повністю враховані вимоги Директиви 2001/80/ЄС.

Виконання вже цих вимог становить серйозну проблему для України, як за термінами, так і за необхідними інвестиціями. За час, що залишився до 31.12.2017 р., поточний стан обладнання існуючих великих спалювальних установок, великий обсяг робіт та обмежені фінансові ресурси операторів, які обслуговують спалювальні установки, не дозволять Україні виконати вимоги Директиви 2001/80/ЄС у встановлений термін. Тобто, такі спалювальні установки повинні будуть бути закриті через недотримання вимог екологічного законодавства.

В той же час в країнах Європейського Союзу ці вимоги здебільшого вже практично виконані. З метою запобігання, зменшення та, наскільки це можливо, усунення забруднення, що виникає в результаті промислової діяльності, на 11-му засіданні Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства (23.10.2013 р.) було прийнято рішення «замінити» Директиву 2001/80/ЄС на Директиву 2010/75/ЄС, яка містить значно жорсткіші вимоги до обмеження викидів забруднюючих речовин; ці вимоги набули чинності в країнах ЄС для **нових** спалювальних установок з 1 січня 2016 р.

Відповідно до Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, в Україні розроблений План заходів з імплементації Угоди про асоціацію на 2014-2017 роки, затверджений Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 17.09.2014 р. № 847-р. «Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, на 2014–2017 роки».

Згідно цим документам, в галузі охорони навколишнього природного середовища повинні бути імплементовані основні положення Директиви 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 24.11.2010 р. «Про

<sup>2</sup> <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08>

промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень)». План імплементації Директиви 2010/75/ЄС затверджений Розпорядженням Кабінету Міністрів України № 371-р від 15.04.2015 р. Строк виконання основних організаційних заходів, встановлений цим Планом – серпень 2016 року. Директива 2010/75/ЄС повинна набути чинності в Україні з 2017 р.

Під дію цієї Директиви підпадають спалювальні установки, сукупна номінальна ефективна теплова потужність яких дорівнює або перевищує 50 МВт, незалежно від використовуваного типу палива. При цьому Директива 2010/75/ЄС встановлює нове правило групування викидів – підхід «єдиної димової труби», тобто граничні значення викиду забруднюючої речовини визначаються для сумарної номінальної теплової потужності усіх спалювальних установок, що підключені до однієї димової трубы.

Відповідно до вимог та Плану імплементації цієї Директиви, всі такі **нові установки** в Україні з 01.01.2018 р. мають відповідати її вимогам.

Однак при цьому для **існуючих установок** передбачені деякі особливі умови. Згідно ст. 32 Директиви, протягом періоду з 1.01.2016 р. по 30.06.2020 р. держави-члени можуть скласти та впровадити переходний національний план щодо викидів забруднюючих речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки та твердих часток), що охоплює спалювальні установки, яким було надано перший дозвіл на викиди до 27.11.2002 р., за умови, що установку було введено в експлуатацію не пізніше 27.11.2003 р. При цьому граничні обсяги викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та твердих часток (пилу), встановлені у дозволі для спалювальної установки, застосовані на 31.12.2015 р., є максимальними для дотримання.

Для кожної з забруднюючих речовин, які він охоплює, переходний національний план встановлює верхню межу, що визначає максимальне сукупне значення викидів за рік для всіх установок, охоплених планом, на основі сукупної номінальної ефективної теплової потужності кожної установки на 31.12.2010 р., її фактичного графіку роботи та палива, що використовується на такій установці, усереднене за останні 10 років експлуатації до та включаючи 2010 рік.

Переходний національний план також повинен містити положення щодо моніторингу та звітності, що відповідають правилам впровадження, встановленим у відповідності до частини (b) статті 41 Директиви, а також заходи, передбачені для кожної із установок, з тим, щоб забезпечити вчасну відповідність щодо граничних обсягів викидів.

Держави-члени передають свої перехідні національні плани Комісії, яка їх оцінює та приймає рішення про прийняття або не прийняття плану кожної держави.

Україна також отримала можливість відсторочити обов'язкове виконання вимог Директив 2001/80/ЄС та 2010/75/ЄС шляхом реалізації Національного плану скорочення викидів (НПСВ) від великих спалювальних установок. Для України в теперішніх умовах таку можливість можна вважати «рятувальним кругом».

На період дії НПСВ відповідність встановленим обмеженням не вимагається на рівні окремих енергетичних установок, натомість встановлюються загальні ліміти валових викидів забруднюючих речовин ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ , пил) на національному рівні для сукупності всіх великих спалювальних установок. Відповідні ліміти розраховуються на основі граничних значень викидів, встановлених Директивою.

Строк подання Україною Національного плану скорочення викидів до Секретаріату Енергетичного Співтовариства був встановлений до 31.12.2015 р. В березні 2015 р. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України на своєму офіційному сайті оприлюднило проект Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок.<sup>3</sup>

НПСВ включає великі спалювальні установки загальною номінальною теплою потужністю 50 МВт і більше, дозвіл на викиди для яких видано до 31.12.2015 р., оператори яких вирішили взяти участь у цьому механізмі відступу від негайногого виконання вимог щодо граничних значень викидів, зазначених в Диривах 2001/80/ЄС та 2010/75/ЄС. Участь у НПСВ є добровільною. На час складання проекту НПСВ в Україні налічувалось 147 великих спалювальних установок (після групування на одне джерело викидів (димову трубу)) загальною номінальною теплою потужністю 105,965 ГВт.

НПСВ уводиться в дію з 1.01.2018 р., і його дія стосовно скорочення викидів  $\text{SO}_2$  та пилу триватиме до 31.12.2028 р., стосовно скорочення викидів  $\text{NO}_x$ , через високу складність і вартість впровадження відповідних доходів – до 31.12.2033 р. Вказані строки базуються на Розпорядженні Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 р. № 1071р про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р., в якій запланована повна реконструкція всієї енергетичної галузі. Однак для забезпечення безперебійного надійного енергопостачання з 90 енерго-

<sup>3</sup> <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245000380>

блоків ТЕС України, які мають у своєму складі найбільші спалювальні установки, одночасно може виводитись щорічно з експлуатації для реконструкції чи заміни не більше 5 енергоблоків.

В кінці термінів дії НПСВ всі спалювальні установки повинні дотримуватись вимог Директиви 2010/75/ЄС по викидах вищевказаних забруднюючих речовин.

Для певних спалювальних установок, визначених операторами, дозволяється протягом обмеженого періоду часу (20 000 або 40 000 годин, починаючи з 01.01.2018 р.) дотримуватись граничних значень викидів, встановлених дозволами, які є чинними на 31.12.2015 р. По завершенні цього періоду ці спалювальні установки повинні бути виведені з експлуатації або замінені на нові спалювальні установки, які мають дотримуватись вимог Директиви 2010/75/ЄС. Основою для розроблення НПСВ є принципи, які регулюються статтею 4 Директиви 2001/80/ЄС, однак за весь період часу дії НПСВ протягом 16 років, починаючи з 01.01.2018 р. Україна планує вийти на виконання вимог Директиви 2010/75/ЄС безпосередньо без проміжного виконання Директиви 2001/80/ЄС.

Україна представила проект свого НПСВ на засіданні Робочої групи з питань охорони довкілля при секретаріаті Енергетичного Співтовариства 3.06.2015 р. Відповідно до представленого тексту документу, викладено бажання відсточити термін зменшення викидів небезпечних речовин з теплових електростанцій з 2027 р. на 2033 р. та встановити 2030 р. в якості граничного терміну для остаточного закриття найбільш зношених та забруднюючих електростанцій замість 2023 р.

Однак міжнародні експерти розкритикували представлену версію НПСВ для України, за намагання «увічнити» функціонування парку старих і «надзвичайно брудних» вугільних ТЕС, замість сприяння перспективним інвестиціям та реформуванню енергетичного сектору і зменшенню забруднення довкілля. До того ж не прописані конкретні заходи та терміни, джерела фінансування і очікувані результати їх виконання для конкретних спалювальних установок. Експерти Європейського Екологічного Бюро та Національного екологічного центру України зійшлися у поглядах, що цей НПСВ не відповідає ні міжнародним зобов'язанням, ні національним інтересам України, оскільки фактично не сприяє зниженню викидів забруднюючих речовин в Україні, які в рази перевищують діючі норми ЄС та загрозливі для життя населення.

На 39-му засіданні Постійної групи високого рівня та 13-му засіданні Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства (15–16 жовтня 2015 р., м. Тирана, Республіка Албанія) Українській стороні все ж вда-

лося відстояти необхідність збільшення для України як виняток термінів виконання зобов'язань зі зменшення концентрацій забруднюючих речовин у димових газах до 2029–2033 рр. (замість 2018, 2024 рр. для інших країн-членів ЄС) та збільшення граничного часу експлуатації до 40 000 годин (замість 20 тис. годин) для енергоблоків ТЕС, що не можуть бути модернізовані через високу зношеність.<sup>4</sup>

Під час зустрічі Міністра екології та природних ресурсів України Остапа Семерака з Директором Секретаріату Енергетичного Співтовариства Янезом Копачем 25 квітня 2016 р. було обговорено стан підготовки НПСВ, і Міністр підкреслив, що «національний план скорочення викидів відповідатиме європейським Директивам».<sup>5</sup>

Слід відзначити, що у статті 35 Директиви 2010/75/ЄС, незалежно від НПСВ, передбачені деякі послаблення для спалювальних установок централізованого тепlopостачання теплою потужністю не більше 200 МВт, яким було надано перший дозвіл на викиди до 27.11.2002 р. та які було введено в експлуатацію не пізніше 27.11.2003 р. Таким установкам до 31 грудня 2022 р. може надаватись пільга щодо дотримання відповідності граничним обсягам викидів, зазначеним у частині 2 статті 30, та показникам десульфуризації, зазначеним у статті 31, за умови, що граничні обсяги викидів для діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу, встановлені у дозволі, застосовні на 31.12.2015 р., підтримуються як максимальні до 31.12.2022 р.

Граничні величини концентрацій в димових газах забруднюючих речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки і твердих частинок) при спалюванні твердого, рідкого і газоподібного палив, встановлені для існуючих, нових та модернізованих установок потужністю від 50 МВт, відповідно до вимог Директив 2001/80/ЄС і 2010/75/ЄС, та Наказу Мінприроди України № 541, наведені в табл. 1.

На цей час Україна не прийняла на себе міжнародних зобов'язань щодо обмеження концентрацій забруднюючих речовин у продуктах горіння спалювальних установок потужністю менше 50 МВт. Однак слід очікувати, що в процесі подальшого просування на шляху європейської інтеграції Україна повинна буде виконувати вимоги також і інших, крім безпосередньо вказаних в Угоді про асоціацію з ЄС, нормативних документів ЄС, в тому числі нової Директиви ЄС 2015/2193

<sup>4</sup> [http://www.kmu.gov.ua/control/en/publish/article?art\\_id=248560444&cat\\_id=244276429](http://www.kmu.gov.ua/control/en/publish/article?art_id=248560444&cat_id=244276429)

<sup>5</sup> <http://www.menr.gov.ua/press-center/news/123-news/1/4814-ministr-ekolohii-ta-pryrodnykh-resursiv-ostap-semerek-ministerstvo-ta-sekretariat-enerhetychnoho-spivtovarystva-spilno-pratsiuvatymut-nad-pryiniatiem-proektu-zakonu-ukrainy-pro-otsinku-vplyvu-na-dovkillia>

## Гранічні величини концентрацій забруднюючих речовин

| Забруд-<br>нююча<br>речо-<br>вина | Сумуєна потужність (МВт) | Директива 2001/80/ЄС<br>(Установки введено в експлуатацію до<br>27.11.2003) |  |                             |   | Наказ Мінприроди № 541<br>від 22.10.2008<br>(Установки введено в<br>експлуатацію до 01.01.2009;<br>Поточні технологічні норма-<br>тиви дійсні до 31.12.2017) |   |   | Існуючі |  |
|-----------------------------------|--------------------------|---|--|-----------------------------|---|--|---|---|---------|--|
|                                   |                          | Тверде<br>паливо  | Рідке паливо<br>Вугілля,<br>лігніт, інші           | Газоподібне<br>паливо       | Тверде<br>паливо  |  | Рідке<br>паливо                                   | Газо-<br>по-<br>дібне<br>па-<br>ливо              |         |  |
|                                   |                          |   |  |                             | Кам'я-<br>не та<br>буре<br>вугіл-<br>ля                                   | Ант-<br>рацит<br>(A) та<br>пісне<br>(II)   |   |   |         |  |
| NO <sub>x</sub>                   | 50–100                   | 600<br>(P < 500 МВт)  | 450<br>(P < 500 МВт)                               | 300<br>(P < 500 МВт)        | 700–<br>2000<br>(в за-<br>лежно-<br>сті від<br>шлако-<br>видав-<br>лення) | 1300–<br>1800<br>(ЦКШ<br>400)  | 500   | 500   |         |  |
|                                   | 100–<br>300              |   |  |                             |   |  |   |   |         |  |
|                                   | > 300                    | (P ≥ 500 МВт)   | (P ≥ 500 МВт)                                      | (P ≥ 500 МВт)               |   |  |   |   |         |  |
| SO <sub>2</sub>                   | 50–100                   | 2000  | 1700   | 35<br>(5 зріджений<br>газ)  | 3400 – фа-<br>kelльне спа-<br>лювання                                     | 3100   | 35<br>(800<br>сір-<br>ко-<br>міст-<br>кий<br>газ) | 35<br>(800<br>сір-<br>ко-<br>міст-<br>кий<br>газ) |         |  |
|                                   | 100–<br>300              | 2000–400<br>(лінійно<br>зменшується<br>до 500 МВт)                          |  |                             | 4500 – пісне<br>вугілля   |  |   |   |         |  |
|                                   | > 300                    |   | 1700–400<br>(лінійно<br>зменшується<br>до 500 МВт) | (800 сірко-<br>місткий газ) | 5100 – кам'я-<br>не та буре<br>вугілля<br>(400 ЦКШ)                       |  |   |   |         |  |
| Тверді<br>частин-<br>ки           | 50–100                   | 100<br>(P < 500 МВт)  | 50   | 5<br>(10 доменний<br>газ)   | 400–1000 –<br>електро-<br>фільтр  | 50–100<br>(від<br>вмісту<br>золи)  | 0<br>(50<br>до-<br>мен-<br>ний<br>газ)            | 0<br>(50<br>до-<br>мен-<br>ний<br>газ)            |         |  |
|                                   | 100–<br>300              |   |  |                             | 1300 – мокрі<br>золовловлю-<br>вачі                                       |  |   |   |         |  |
|                                   | > 300                    |   |  |                             | 2000 – бата-<br>рейні цикло-<br>ни  |  |   |   |         |  |
| CO                                |                          |   |  |                             |   | 250  |   |   |         |  |

Таблиця 1

## в димових газах великих спалювальних установок

| установки  |         |      |              |                        |  |   |         |                     |  |                    |
|--|---------|------|--------------|------------------------|--|---|---------|---------------------|--|--------------------|
| Директива 2010/75/ЄС<br>(Частина 1 Додатка V. Установки введено в експлуатацію не пізніше 7 січня 2014 р.) |         |      |              |                        |  | Директива 2010/75/ЄС<br>(Частина 2 Додатка V) |         |                     |  |                    |
| Тверде паливо  |         |      | Rідке паливо | Газоподібне паливо     |  | Тверде паливо                                 |         |                     | Rідке паливо                               | Газоподібне паливо |
| Вугілля, лігніт, інші  | Біомаса | Торф |              | Природний газ          | Газ з доменних та коксових печей         | Вугілля, лігніт, інші                         | Біомаса | Торф                |  |                    |
| 300 (450 лігніт)   | 300     | 450  | 100          | 200                    | 300 (400 лігніт)                         | 250   | 300     | 100                 |  |                    |
| 200  | 250     | 200  |              |                        |  | 200   | 200     | 150                 |  |                    |
| 0  | 200     | 150  |              |                        |  | 150 (200 лігніт)                              | 150     | 100                 |  |                    |
| 400  | 200     | 300  | 350          | 35 (5 – зріджений газ) | 400 – коксовий газ<br>200 – доменний газ | 400   | 200     | 350                 | 35 (5 – зріджений газ,                     |                    |
| 250  | 200     | 300  | 250          |                        |  | 200   | 200     | 250                 | ЦКШ)                                       |                    |
| 200  | 200     | 200  | 200          |                        |  | 150 (200 ЦКШ)                                 | 150     | 200                 | 400 – коксовий газ,<br>200 – доменний газ) |                    |
| 30   | 30      | 30   | 30           | 5 (10 доменний газ)    | 20                                       | 20  | 20      | 5 (10 доменний газ) |  |                    |
| 25   | 20      | 25   |              |                        |  |   |         |                     |  |                    |
| 20   | 20      | 20   |              |                        |  |   |         |                     | 100  |                    |
|  |         |      |              | 100                    | –  |   |         |                     |  |                    |

Закінчення табл. 1.

| Забруднююча речовина | Сукупна номінальна ефективна теплова потужність (МВт) | Модернізовані установки                              |                                     |  |  |  |  |
|----------------------|---|--|-------------------------------------|--|--|--|--|
|                      |   | Наказ Мінприроди № 541<br>(Перспективні технологічні |                                     |  |  |  |  |
|                      |   | Тверде паливо  | Рідкі види палива                   | Газоподібне паливо                               |  |  |  |
| $\text{NO}_x$        | 50–100  | 600<br>( $P < 500 \text{ МВт}$ )                     | 450<br>( $P < 500 \text{ МВт}$ )    | 300 ( $P < 500 \text{ МВт}$ )                    |  |  |  |
|                      | 100–300   | 200<br>( $P \geq 500 \text{ МВт}$ )                  | 400<br>( $P \geq 500 \text{ МВт}$ ) | 200 ( $P \geq 500 \text{ МВт}$ )                 |  |  |  |
|                      | > 300   |  |                                     |  |  |  |  |
| $\text{SO}_2$        | 50–100  | 2000   | 1700                                | 35<br>(5 зріджений газ)<br>(800 сиромісткий газ) |  |  |  |
|                      | 100–300   | 2000–400<br>(лінійно зменшується до 500 МВт)         |                                     |  |  |  |  |
|                      | > 300   | 1700–400<br>(лінійно зменшується до 500 МВт)         |                                     |  |  |  |  |
| Тверді частинки      | 50–100  | 100<br>( $P < 500 \text{ МВт}$ )                     | 50–100<br>(від вмісту золи)         | 5<br>(10 доменний газ)                           |  |  |  |
|                      | 100–300   | 50<br>( $P \geq 500 \text{ МВт}$ )                   |                                     |  |  |  |  |
|                      | > 300   |  |                                     |  |  |  |  |
| CO                   |   |  | 250                                 |  |  |  |  |

|                                 | Нові установки<br>(Установки введено в експлуатацію<br>після 01.01.2009) |          |                   | Нові установки<br>(Установки введено в експлуатацію з<br>27.11.2003)                    |               |                   |                    |
|---------------------------------|--|----------|-------------------|---|---------------|-------------------|--------------------|
| від 22.10.2008 р.<br>нормативи) |  |          |                   | Директива 2001/80/ЄС  |               |                   |                    |
|                                 | Тверде паливо  |          | Rідкі види палива | Газоподібне паливо  | Тверде паливо | Rідкі види палива | Газоподібне паливо |
|                                 | Вугілля  | Біо-маса | Rідкі види палива |   | Вугілля       | Біомаса           |                    |
| 400                             | 400  | 400      |                   | 150   | 400           | 400               | 400                |
|                                 |  | 300      |                   |   |               | 300               |                    |
|                                 | 200  | 200      |                   | 100   | 200           | 200               | 200                |
| 850                             |  | 850      |                   |   | 850           |                   | 850                |
|                                 |  | 400–200  |                   |   |               |                   | 400–200            |
|                                 | 200  | 200      |                   | 35 – загальний випадок<br>5 – зріджений газ<br>400 – коксовий газ<br>200 – доменний газ | 200           | 200               | 200                |
| 50                              |  | 50       |                   | 5   | 50            | 50                | 5                  |
|                                 |  | 30       |                   | (10 доменний газ)   |               |                   | (10 доменний газ)  |
|                                 |  |          |                   |   | 30            | 30                |                    |
|                                 |  | 250      |                   |   |               | 250               |                    |

від 25.11.2015 р. «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від середніх спалювальних установок»<sup>6</sup>.

Директива ЄС 2015/2193 набрала чинності 18.12.2015 р., і держави-члени ЄС повинні узгодити своє законодавство з нею до 19.12.2017 р.

Ця Директива регулює викиди забруднюючих речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки та пилу; окремими положеннями Директиви встановлюються також правила моніторингу викидів оксиду вуглецю СО) від спалювання палива в установках (включаючи їх комбінації) з номінальною тепловою потужністю рівною або більшою ніж 1 МВт, і меншою ніж 50 МВт («спалювальні установки середньої потужності»), незалежно від того, який тип палива вони використовують (включаючи біomasу, детальніші вимоги і параметри встановлені у статті 2 Директиви). Фактично вона є доповненням та подальшим розвитком вимог Директиви 2010/75/ЄС на установки середньої потужності, і разом з останньою охоплює щонайменше 80 % виробничих потужностей підприємств централізованого тепlopостачання країни.

Граничні величини концентрацій в димових газах забруднюючих речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки і твердих частинок) при спалюванні твердого, рідкого і газоподібного палив, встановлені для існуючих та нових установок, відповідно до вимог Директиви ЄС 2015/2193, наведені в табл. 2.

В Директиві ЄС 2015/2193 також передбачені часові послаблення для спалювальних установок централізованого тепlopостачання. Так, держава може звільнити існуючі установки спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт від дотримання встановлених граничних значень викидів до 1.01.2030 р., якщо щонайменше 50 % виробленого установкою корисного тепла як середнє за п'ять років доставляється у вигляді пари або гарячої води в мережу централізованого тепlopостачання. У разі такого звільнення порогові значення викидів, встановлені компетентним органом, не повинні перевищувати 1100 мг/м<sup>3</sup> для SO<sub>2</sub> і 150 мг/м<sup>3</sup> для твердих частинок.

Оператор має здійснювати моніторинг викидів: кожні три роки для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю, що дорівнює або більша 1 МВт і менша або дорівнює 20 МВт; щороку для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 20 МВт.

<sup>6</sup> Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015L2193>

Таблиця 2

**Граничні величини концентрацій забруднюючих речовин в димових газах середніх спалювальних установок**

| Забруд-<br>нююча<br>речо-<br>вина | Сукупна<br>номі-<br>нальна<br>ефектив-<br>на тепло-<br>ва по-<br>тужність<br>(МВт) | Існуючі установки      |     |                              |                            | Нові установки<br>(з 20 грудня 2018) |                  |     |                              |                            |                                   |     |  |  |  |  |  |
|-----------------------------------|--|------------------------|-----|------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|------------------|-----|------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----|--|--|--|--|--|
|                                   |  | Директива ЄС 2015/2193 |     |                              |                            |                                      |                  |     |                              |                            |                                   |     |  |  |  |  |  |
|                                   |  | Тверде<br>паливо       |     | Рідкі<br>види<br>пали-<br>ва | При-<br>род-<br>ний<br>газ | Газо-<br>подіб-<br>не па-<br>ливо    | Тверде<br>паливо |     | Рідкі<br>види<br>пали-<br>ва | При-<br>род-<br>ний<br>газ | Газо-<br>подіб-<br>не па-<br>ливо |     |  |  |  |  |  |
| NO <sub>x</sub>                   | 1–5  | 650                    | 650 |                              |                            |                                      | 300              | 300 |                              |                            | 100                               | 200 |  |  |  |  |  |
|                                   | 5–50   |                        |     |                              |                            |                                      |                  |     |                              |                            |                                   |     |  |  |  |  |  |
| SO <sub>2</sub>                   | 1–5  | 1100                   | 200 | 350                          | –                          | 35                                   | 400              | 200 | 350                          | –                          | 35                                |     |  |  |  |  |  |
|                                   | 5–50   |                        |     |                              |                            |                                      |                  |     |                              |                            |                                   |     |  |  |  |  |  |
| Тверді<br>частин-<br>ки           | 1–5  | 50                     | 50  | 50                           | –                          | –                                    | 20               | 20  | 20                           | –                          | –                                 |     |  |  |  |  |  |
|                                   | 5–50   | 30                     | 30  | 30                           | –                          | –                                    |                  |     |                              |                            |                                   |     |  |  |  |  |  |

Слід підкреслити, що робота з вирішення проблем зниження викидів від спалювального обладнання, результати якої дозволили прийняти адекватні нормативи викидів, закріплени у розглянутих вище Директивах ЄС, в європейських країнах проводиться вже протягом кількох десятків років при значних капіталовкладеннях.

В Україні ж проблемам забруднення довкілля все ще приділяється недостатньо уваги. Так, на вітчизняних пиловугільних спалювальних установках дотепер очищення димових газів здійснюється практично тільки від золи (з усерединеною ефективністю до 95 %). Димові гази не очищаються від оксидів сірки. Регулювання викидів оксидів азоту практикується тільки режимно-технологічними методами, їх доочищення гомогенним чи каталітичним відновленням не використовується.

В країні практично відсутній досвід проектування та будівництва сірко- і азотоочисних установок, відсутні виробничі потужності для їх виробництва. Немає також проектних рішень щодо утилізації продуктів цих газоочисних установок.

Наявна в Україні останнім часом тенденція заміщення використання природного газу, особливо в комунальній теплоенергетиці, шляхом заміщення та переводу газових котлів на спалювання твердого палива,

в тому числі вугілля та різних видів місцевого твердого палива, включаючи біомасу, торф, тощо, а також у невеликих обсягах на спалювання рідкого палива та іншого газоподібного (доменний, коксовий, тощо гази) палива, ще більше загострює ситуацію з викидами до атмосфери, і зумовлює потребу встановлення додаткових систем очищення від суспендованих твердих часток та оксиду сірки.

Потрібно чітко усвідомлювати, що для досягнення відповідності газових викидів від всіх спалювальних установок, і особливо твердопаливних котлів (на вугіллі, біомасі, ТПВ чи іншому твердому паливі), екологічним нормативам України (Наказу Мінприроди № 541), а тим більш для виконання екологічних зобов'язань України відповідно до Угоди про асоціацію України та ЄС, зокрема вимог Директиви 2010/75/ЄС та потенційно Директиви 2015/2193, ці викиди повинні бути очищені від наднормативного вмісту оксидів азоту, оксидів сірки та пилу.

Недотримання зазначених у цих документах нормативних показників граничнодопустимих концентрацій викидів вказаних забруднюючих речовин в атмосферу спалювальними установками підприємств країни може привести до серйозних фінансових втрат, як передбачено зобов'язаннями України в рамках Угоди про асоціацію з ЄС. Крім того, може виникнути питання навіть щодо обмеження участі України у Європейському Енергетичному Співтоваристві, чого дуже бажано не допустити.

УДК 338.504.628.4

**Н. Ю. Павлюк**

*Інститут промислової екології, м. Київ*

## **ОСОБЛИВОСТІ ДИРЕКТИВИ 2010/75/ЄС СТОСОВНО СПАЛЮВАННЯ ВІДХОДІВ ТА ПОБІЧНОГО СПАЛЮВАННЯ ВІДХОДІВ**

В рамках Угоди про асоціацію з Європейським Союзом Україна взяла на себе низку зобов'язань щодо імплементації європейських директив у власне законодавство. Однією з цих директив є екологічна Директива 2010/75/ЄС про промислові викиди (інтегроване запобігання та контроль забруднення) [1].

Дана директива акцентує увагу на дозвільній системі та відповідних процедурах, а також на визначені загальної структури інтегрованого запобігання забрудненню повітря, води, ґрунтів та контролю над ними. Метою комплексного підходу до контролю забруднення є запобігання викидам в атмосферу та скидам у воду і ґрунт усюди, де це можливо, враховуючи поводження з відходами. Там, де це неможливо, директиви наголошує на необхідності мінімізувати викиди шкідливих речовин для високого рівня захисту навколошнього середовища.

Система інтегрованого екологічного дозволу, яка запроваджується Директивою, полягає у тому, що викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря, воду та ґрунт, а також низка інших впливів на навколошнє середовище (використання енергії, води та сировини) повинні оцінюватися разом [2]. В рамках даної статті розглянуто особливості даної директиви стосовно спалювання відходів та побічного спалювання відходів.

Директива встановлює параметри виробничої діяльності із зазначенням розміру та/або обсягу впливу на навколошнє середовище у відповідності до Директиви 2008/98/ЄС «Про відходи» [3]:

- запобігання утворенню відходів;
- якщо відходи утворено, їх підготовляють до повторного використання, переробки або відновлення;
- якщо це технічно та економічно неможливо, відходи ліквідують, при цьому унеможливлюючи або зменшуючи будь-який негативний вплив на навколошнє середовище;
- будь-яке тепло, що утворюється установками для спалювання відходів або установками побічного спалювання відходів, утилізується, наскільки це технічно можливо.

Особлива увага в Директиві приділена спалюванню відходів. Так, глава IV встановлює спеціальні вимоги щодо установок для *спалювання відходів*<sup>7</sup> та установок *побічного спалювання відходів*<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> термін «*установка для спалювання відходів*» означає будь-яку стаціонарну або мобільну технічну одиницю та обладнання, призначене для теплової обробки відходів, із утилізацією утворюваного при горінні тепла або без неї, шляхом спалювання за допомогою окислювання відходів, а також інших процесів теплової обробки, як то піроліз, процес перетворення на газ або плазму, якщо речовини, що утворюються в результаті обробки, у подальшому спалюються.

<sup>8</sup> термін «*установка побічного спалювання відходів*» означає будь-яку стаціонарну або мобільну технічну одиницю, призначенням якої є утворення енергії або виробництво матеріальних продуктів, та яка використовує відходи у якості звичайного або додаткового палива або в якій відходи проходять теплову обробку з метою утилізації шляхом спалювання за допомогою окислювання відходів, а також інших процесів теплової обробки, як то піроліз, процес перетворення на газ або плазму, якщо речовини, що утворюються в результаті обробки, у подальшому спалюються.

Зазначені установки включають в себе всі лінії спалювання або побічного спалювання, прийом відходів, їх зберігання, місцеві технічні засоби з обробки, системи подачі відходів, палива та повітря, котли, технічні засоби для обробки відхідних газів, місцеві технічні засоби для обробки або зберігання відходів та відпрацьованої води, витяжні башти, пристрой та системи для управління операціями спалювання або побічного спалювання, реєстрації та моніторингу умов спалювання або побічного спалювання.

Установки для спалювання відходів мають експлуатуватися таким чином, щоб уможливлювати досягнення такого рівня спалювання, при якому сукупний вміст органічного вуглецю у шлаку та зольних залишках складе менше 3 %. Температура газу, що утвориться в результаті спалювання відходів, має піднятися до принаймні 850 °C на, як мінімум, дві секунди. В установках для спалювання відходів температури вимірюються поблизу внутрішньої стінки камери згоряння.

Установки побічного спалювання відходів також мають експлуатуватися таким чином, щоб температура газу, що утвориться в результаті побічного спалювання відходів, перевищила 850 °C не менш, ніж на дві секунди.

Якщо спалюються або побічно спалюються небезпечні відходи, температура має складати принаймні 1100 °C.

Кожна камера згоряння установки для спалювання відходів має оснащуватись принаймні одним допоміжним пальником. Такий пальник вмикається автоматично, коли температура газів згоряння після останнього впорскування повітря для горіння падає нижче температур, встановлених вище. Він також використовується під час операцій запуску та зупинки установки для того, щоб забезпечити підтримання зазначених температур на постійному рівні при виконання таких операцій та поки незгорілі відходи все ще знаходяться у камері згоряння.

Директива регламентує викиди для установок для спалювання відходів або установок для побічного спалювання відходів потужністю:

- для ненебезпечних відходів із пропускою спроможністю, що перевищує 3 тони за годину;
- для небезпечних відходів із пропускою спроможністю, що перевищує 10 тон на добу.

Викиди в повітря з установок для спалювання відходів та установок побічного спалювання не мають перевищувати граничних обсягів, встановлених у частинах 3 та 4 Додатка VI. Зокрема, зазначеним додатком регулюються граничні обсяги викидів для наступних забрудню-

ючих речовин: пил, сполуки вуглецю, сірки, азоту, хлорид та фторид водню, важких металів (кадмій, ртуть, миш'як, свинець та ін.), діоксинів та фуранів (табл. 1–3).

Для кожної речовини встановлено часові рамки відбору проб (постійно, кожні півгодини тощо).

*Таблиця 1*

*Поденні середні граничні обсяги викидів  
для наступних забруднюючих речовин*

| Забруднюючі речовини   | Граничні обсяги викидів у повітря для установок для спалювання відходів, мг/нм <sup>3</sup> | Спеціальні положення для печей для обпалювання цементу, що побічно спалюють відходи, мг/нм <sup>3</sup> |
|--|---|---|
| Сумарний пил   | 10  | 30  |
| Газоподібні та пароподібні органічні речовини, виражені як сумарний органічний вуглець (СОВ)   | 10  | 10  |
| Хлорид водню (HCl)   | 10  | 10  |
| Фторид водню (HF)  | 1   | 1   |
| Двоокис сірки (SO <sub>2</sub> )   | 50  | 50  |
| Окис азоту (NO) та двоокис азоту (NO <sub>2</sub> ), виражені як NO <sub>2</sub> для існуючих установок для спалювання відходів із номінальною потужністю, що перевищує 6 тон на годину, або нових установок для спалювання відходів | 200   | 500   |
| Окис азоту (NO) та двоокис азоту (NO <sub>2</sub> ), виражені як NO <sub>2</sub> для існуючих установок для спалювання відходів із номінальною потужністю, що перевищує 6 тон на годину або менше                                    | 400   |   |

Директивою передбачено, як мінімум, два вимірювання важких металів, діоксинів та фуранів на рік. Протягом перших 12 місяців експлуатації повинно здійснюватися одне вимірювання кожні 3 місяці.

Якщо в установці побічного спалювання відходів додатково спалюються необроблені змішані міські відходи, застосовуються граничні обсяги викидів, встановлені у частині 3 Додатка VI.

Крім того, директивою визначено формулу (правило змішування) для визначення граничних обсягів викидів у повітря для установок побічного спалювання відходів.

*Таблиця 2*

*Півгодинні середні граничні обсяги викидів  
для наступних забруднюючих речовин*

| Забруднюючі речовини   | Граничні обсяги викидів у повітря для установок для спалювання відходів, мг/нм <sup>3</sup> |          | Спеціальні положення для печей для обпалювання цементу, що побічно спалюють відходи, мг/нм <sup>3</sup> |
|--|---|----------|---|
|  | (100 %) А   | (97 %) В |   |
| Сумарний пил   | 30  | 10       |   |
| Газоподібні та пароподібні органічні речовини, виражені як сумарний органічний вуглець (COB)   | 20  | 10       |   |
| Хлорид водню (HCl)   | 60  | 10       |   |
| Фторид водню (HF)  | 4   | 2        |   |
| Двоокис сірки (SO <sub>2</sub> )   | 200   | 50       |   |
| Окис азоту (NO) та двоокис азоту (NO <sub>2</sub> ), виражені як NO <sub>2</sub> для існуючих установок для спалювання відходів із номінальною потужністю, що перевищує 6 тон на годину, або нових установок для спалювання відходів | 400   | 200      | Півгодинні значення необхідні тільки для розрахунку поденних середніх значень                           |

*Таблиця 3*

*Середні граничні обсяги викидів (нг/нм<sup>3</sup>) діоксинів та фуранів за період відбору проб мінімум 6 годин та максимум 8 годин*

| Забруднюючі речовини | Граничні обсяги викидів у повітря для установок для спалювання відходів, нг/нм <sup>3</sup> | Спеціальні положення для печей для обпалювання цементу, що побічно спалюють відходи, нг/нм <sup>3</sup> |
|----------------------|---|---|
| Діоксини та фурані   | 0,13  | 0,1   |

### **Висновки**

1. Оновлене екологічне національне законодавство має враховувати вимоги Директиви, зокрема в частині встановлення процедури надання

інтегрованого дозволу, що вимагатиме докорінної зміни дозвільної системи в Україні, використання найкращих доступних технологій тощо.

2. Суб'єкти господарювання повинні підготуватись до проведення моніторингу викидів в атмосферне повітря, скидів у воду та ґрунт (для надання відповідної інформації до компетентних органів).

3. Для нових установок (зокрема, сміттєспалювальних заводів тощо) необхідно забезпечити виконання всіх екологічних вимог даної директиви до введення об'єктів в експлуатацію.

### **Список використаної літератури**

1. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) // OJ L 334 of 17.12.2010.

2. Інтегрований екологічний дозвіл в Україні. Заключний звіт за проектом із запровадження в Україні інтегрованого екологічного дозволу.

3. Directive 2008/98/EU of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives // OJ L 312 of 22.11.2008.

УДК 628.4

**Н. Ю. Павлюк**

*Інститут промислової екології, м. Київ*

## **ПРОПОЗИЦІЙ ДО ПРОЕКТУ НАЦІОНАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ПОВОДЖЕННЯ З ПОБУТОВИМИ ВІДХОДАМИ В УКРАЇНІ**

Попередній варіант Національної стратегії поводження з відходами (далі *проект Нацстратегії*) було підготовлено міжнародними експертами і консультаційними групами у рамках реалізації Програми підтримки зеленої модернізації економіки України. Ця технічна редакція проекту Нацстратегії опублікована на сайті Мінприроди України для громадського обговорення та надання пропозицій [1].

В даній статті представлені пропозиції Інституту промислової екології до Додатку 1 «Муніципальні відходи» проекту Нацстратегії.

Згідно до проекту Нацстратегії, операції збирання й вивезення відходів передбачають до 2022 року 50 % охоплення роздільним зби-

раннім «сухих» ресурсоцінних компонентів, до яких належать, щонайменше, наступні: папір, метал, пластик і скло.

Однак, в сучасних умовах України, **«вологі органічні відходи (харчові відходи)** складають 28–45 % морфологічного складу ТПВ, що є в рази більше, ніж частка інших компонентів [2], а, оскільки дослідження проводилось у 2011 р., тобто, до часів сучасної економічної кризи, сучасна їх частка може перевищувати 50 %, бо, відповідно до дослідження Світового Банку, частка органічних відходів збільшується при зниженні купівельної спроможності населення (таблиця) [3].

*Таблиця*

**Вміст компонентів в змішаних ТПВ в залежності  
від рівня доходів населення країн світу**

| №<br>за пп | Найменуван-<br>ня компонен-<br>ту ТПВ / Рі-<br>вень доходів<br>населення | Вміст компоненту в суміші, % мас. |   |                |  |                           |
|------------|--|-----------------------------------|---|----------------|--|---------------------------|
|            |  | Висо-<br>кий <sup>1</sup>         | Макси-<br>мальне зна-<br>чення серед-<br>нього рівня <sup>2</sup> | Україна<br>[2] | Мінімальне<br>значення се-<br>реднього<br>рівня <sup>3</sup> | Низь-<br>кий <sup>4</sup> |
| 1          | Органічні<br>відходи   | 28                                | 54  | 28–45          | 59   | 64                        |
| 2          | Папір  | 31                                | 14  | 21–30          | 9  | 5                         |
| 3          | Пластик  | 11                                | 11  | 1,5–5          | 12   | 8                         |
| 4          | Скло   | 7                                 | 5   | 3–10           | 3  | 3                         |
| 5          | Метали   | 6                                 | 3   | 2–4,5          | 2  | 3                         |
| 6          | Інше   | 17                                | 13  | 5,5–44,5       | 15   | 17                        |

Дані таблиці наглядно свідчать про переважний вміст органічних біовідходів в змішаних ТПВ України, що підтверджує доцільність запровадження їх окремого збору задля подальшого компостування.

Пріоритет щодо корисного використання біовідходів відзначено Європейською комісією, яка 26 січня 2017 року звернулася до Європейського Парламенту з повідомленням про підтримку використання установок анаеробного збордування біовідходів.

Вилучення за допомогою окремого збору **«вологих» біовідходів** з загальної маси змішаних ТПВ призведе до зменшення маси захоронен-

<sup>1</sup> Більш, ніж 10,726 тис. долл. США ВНД на душу населення

<sup>2</sup> 3,466–10,726 тис. долл. США ВНД на душу населення

<sup>3</sup> 876 долл. США – 3,466 тис. долл. США ВНД на душу населення

<sup>4</sup> Менш, ніж 876 долл. США ВНД на душу населення

ня відходів, які біологічно розкладаються, на полігонах та звалищах, що відповідає вимогами Угоди про асоціацію ЄС-Україна, 2014 року, та Директиви 1999/31/ЄС про захоронення відходів.

Згідно проекту Нацстратегії, до 2022 року планується провести реформи системи/процедури тендерів на конкурсній основі про послуги з вивезення побутових відходів. Договори будуть повинні включати вимоги щодо роздільного збирання «сухих» ресурсоцінних компонентів, контролю технічного стану обладнання (транспортних засобів і контейнерів) і періодичності вивезення відходів. Ми вважаємо економічно доцільним одночасне запровадження роздільного збирання «сухих» відходів та **«вологих» біовідходів**, та відповідне включення до договорів вимогу щодо роздільного збирання **«вологих» біовідходів**.

До 2022 року кожний населений пункт повинен розробити схему санітарної очистки. Проект Стратегії передбачає покарання за неналежне виконання таких схем.

Ми вважаємо, що підходи до системи управління ТПВ в кожному населеному пункті мають ґрунтуватись на оцінці потенціалу генерації ТПВ не тільки за їх морфологічним складом, але й за енергетичною характеристикою ТПВ, яка є пріоритетною при прийнятті рішення щодо запровадження ТЕЦ-на-ТПВ з метою забезпечення населення міст України тепловою енергією, виробленою з ТПВ. Схема санітарної очистки кожного населеного пункту має ґрунтуватись на аналізі фактичної та прогнозної масової генерації ТПВ, а також морфологічного складу ТПВ, їх калорійності та вологості.

8 Розділ проекту Нацстратегії присвячений організації перероблення відходів. В цьому розділі поставлено за мету до 2022 року досягти 6 % перероблення побутових відходів від загального обсягу генерації ТПВ в Україні.

На нашу думку, одночасне запровадження роздільного збирання «сухих» відходів та «вологих» біовідходів призведе до значно більших показників частки перероблення побутових відходів.

Необхідно терміново, а не до 2024 року, створити ряд пілотних схем роздільного збирання «вологих» біовідходів та «сухих» ресурсоцінних компонентів, з подальшим компостуванням «вологих» біовідходів в промислових умовах.

Метою стратегії є поліпшення загальних показників утилізації для ТПВ, після здійснення інших бажаних варіантів, як викладено в ієрархії відходів.

Запровадження в великих містах України (населені пункти з населенням > 700 тис. осіб) ТЕЦ-на-ТПВ з метою забезпечення населення тепловою енергією, виробленою з ТПВ, має стати пріоритетним напрямком заміщення природного газу (за прикладом Японії, Німеччини, Швеції, Франції тощо), що сприятиме енергонезалежності України.

В проекті Стратегії наведено Ключові проблеми управління системою даних стосовно відходів. Зокрема, зауважено, що збирається недостатньо інформації щодо морфологічного складу побутових відходів.

На нашу думку, в кожному населеному пункті необхідно визначати не тільки морфологічний склад та фактичні обсяги генерації ТПВ, а й калорійність та вологість змішаних ТПВ, особливо в крупних містах України. Коректні дані щодо обсягів утворення, морфологічного складу та калорійності ТПВ є важливими для майбутнього планування системи поводження з відходами, а відсутність цих даних суттєво стримує прогрес.

### **Висновки**

1. Окремий збір найбільшого за вагою компоненту ТПВ – харчових біовідходів, з метою їх подальшого компостування та продажу органічних добрив сільськогосподарським підприємствам сприятиме покращенню якості ґрунтів та вирощуванню експортноцінної екологічно чистої органічної продукції.

2. Запровадження в великих містах України ТЕЦ-на-ТПВ з метою забезпечення населення тепловою енергією, виробленою з ТПВ, має стати пріоритетним напрямком заміщення природного газу, що сприятиме енергонезалежності України.

3. Оцінка доцільності запровадження в Україні ТЕЦ-на-ТПВ з метою забезпечення населення тепловою енергією, виробленою з ТПВ, має ґрунтуватись, перш за все, на даних щодо обсягів генерації ТПВ та їх калорійності.

### **Список використаної літератури**

1. Електронний ресурс – Режим доступу:

<http://www.menr.gov.ua/garbage/5632-tehnichna-redaktsiia-proektu-natsionalnoi-stratehii-povodzhennia-z-vidkhodamy-dlia-podalshoho-hromadskoho-obhovorennya>.

2. Рижков С. С., Маркіна Л. М., Лісова А. В. Тверді побутові відходи як сировина для двостадійного процесу термічної деструкції / Збірник наукових праць НУК. – 2011. – № 3. – С. 140–148.

3. What a Waste. A Global Review of Solid Waste Management. – World Bank, 2012. – 98 p.

О. І. Сігал<sup>1</sup>, С. С. Крикун<sup>2</sup>, Н. Ю. Павлюк<sup>1</sup>, І. В. Сатін<sup>3</sup>,  
С. В. Плашихін<sup>1</sup>, Д. А. Кіржнер<sup>1</sup>, М. В. Семенюк<sup>1</sup>, Г. Б. Каменьков<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Інститут промислової екології, м. Київ

<sup>2</sup> Філіял «Завод “Енергія”» ПАТ «Київенерго», м. Київ

<sup>3</sup> Державне підприємство «Науково-дослідний  
та конструкторсько-технологічний інститут міського  
господарства», м. Київ

<sup>4</sup> Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

## ДОСЛІДЖЕННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ СПАЛЮВАННЯ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ м. КИЄВА ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ

В м. Києві у 2016 р. було зібрано 1176,3 тис. т твердих побутових відходів (ТПВ). Біля 22 % ТПВ було спалено на єдиному працюючому в Україні сміттєспалювальному заводі «Енергія» ПАТ «Київенерго», 67 % ТПВ вивезено для захоронення на полігон № 5 та на сміттезвалища Київської області, решта ТПВ потрапляли на заготівельні пункти вторинної сировини (7,4 %) та на сміттепереробні підприємства (3,6 %). З 2015 р. завод «Енергія» працює в режимі котельної, тобто відпускає теплову енергію користувачам житлового масиву «Позняки» м. Києва.

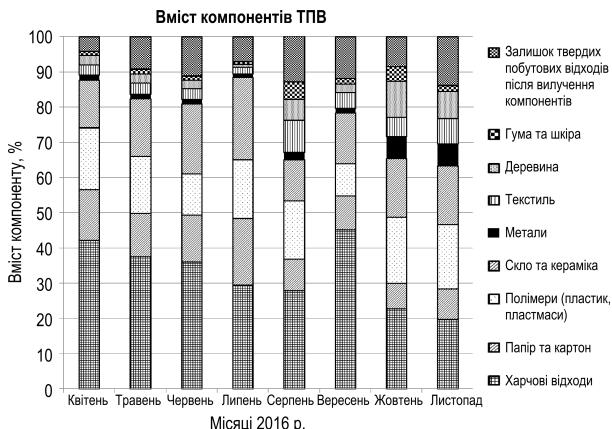
Завантаження полігону № 5 наближається до критичного, тому м. Києву необхідно швидко вирішувати проблему поводження з відходами задля недопущення повторення трагедії на Грибовицькому сміттезвалищі, що сталася минулого року<sup>1</sup>.

Для оцінки доцільності переобладнання заводу «Енергія» в ТЕЦ-на-ТПВ, а також будівництва в м. Києві інших сміттєспалювальних заводів-котелень та ТЕЦ, було проведено дослідження енергетичного потенціалу міських ТПВ.

Морфологічний склад ТПВ, що спалюються на заводі «Енергія», досліджувався щомісяця з квітня до листопаду 2016 р. за методикою,

<sup>1</sup> Загибель 3 пожежників при обвалі сміття 30.05.2016 р. на Львівському полігоні ТПВ (Грибовицькому сміттезвалищі)

розробленою в ДП «НДКТІ МГ». Усереднений морфологічний склад ТПВ представлено на рис. 1.



**Рис. 1.** Усереднений щомісячний морфологічний склад ТПВ м. Києва.

Аналіз вмісту компонентів (за масою) та вологості змішаних ТПВ показав їх суттєву залежність від місяців сезону.

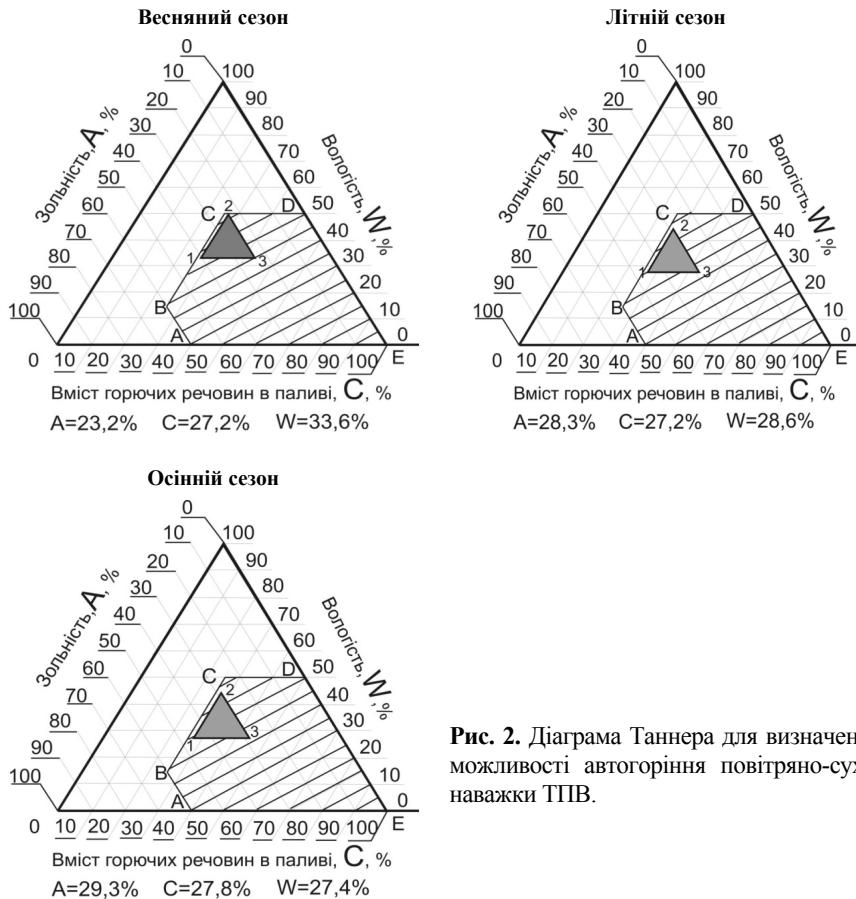
Попередня оцінка можливості автогоріння ТПВ усередненого за сезонами морфологічного складу була проведена за методом Таннера (рис. 2).

Як видно з діаграмами Таннера (рис. 2), вказане вище сполучення характеристик повітряно-сухої наважки<sup>2</sup> ТПВ повністю знаходитьться в зоні автогоріння, хоча й знаходиться практично на її межі, що вказує на теоретичну можливість автогоріння ТПВ такого морфологічного складу.

Практичне визначення кількості теплоти, що виділяється при спалюванні підготовлених наважок ТПВ усередненого за кожним з 3 сезонів морфологічного складу: за 2 місяці (квітень та травень) весняного сезону 2016 р., за 3 місяці (червень, липень та серпень) літнього сезону 2016 р. та за 3 місяці (вересень, жовтень та листопад) осіннього сезону 2016 р. проводилось на лабораторному стенді, що включав блок подачі газу для підсвічування (пропан-бутанова суміш), водогрійний котел 12,5 кВт, спеціально підготовлений для спалювання змішаних ТПВ, систему відводу продуктів згоряння, систему допалення шлаку та контрольно-вимірювальне обладнання.

<sup>2</sup> Повітряно-сухі ТПВ – відходи, що не змінюють своєї ваги при температурі 20 °C та нормаль-ній відносній вологості повітря (50 %).

В ході досліджень вимірювались витрата та температура води на вході і виході охолоджувального контуру котла, параметри газів, що відходять (витрата, температура, та їх склад), температура та вага шлаку та зольного залишку, що утворювався після допалювання шлаку в муфельній печі для забезпечення повного вигоряння органічних складових.



**Рис. 2.** Діаграма Таннера для визначення можливості автогоріння повітряно-сухої наважки ТПВ.

На основі отриманих результатів за розробленим алгоритмом розраховувалась кількість теплоти, що утворилася при згорянні наважки ТПВ, а також зольність.

Експериментальні дослідження спалювання підготовлених наважок ТПВ заданого морфологічного складу проводились у повітряно-сухому

стані наважки, та при вологості, з якою ТПВ потрапляють на Завод. Результати досліджень представлені в таблиці.

Дані таблиці наглядно показують негативний вплив вологи на кінцеву кількість теплоти, яку можна отримати при спалюванні ТПВ.

Доведена неможливість самостійного горіння наважок ТПВ при вологості, з якою ТПВ потрапляють зі сміттєвозів до Заводу, що вказує на необхідність їх підсушування перед спалюванням.

*Таблиця*

*Результати досліджень кількості теплоти, що виділилась  
при спалюванні модельної наважки ТПВ*

| Усереднена вологість наважки ТПВ, % | Кількість теплоти, що виділилась при спалюванні наважки ТПВ, ккал/кг |                  |
|-------------------------------------|--|------------------|
| 27,4                                | 1745–1774  | в осінній сезон  |
| 28,6                                | 1695–1720  | у літній сезон   |
| 33,6                                | 1620–1688  | у весняний сезон |
| 57,4                                | 1026–1041  | у літній сезон   |
| 58,3                                | 1017–1060  | у весняний сезон |
| 67,3                                | 786–799  | в осінній сезон  |

### **Висновки**

1. Підвищення вологості ТПВ з вологості повітряно-сухого стану ТПВ до реальної вологості, з якою ТПВ потрапляють до сміттеспалювального заводу (52–75 %), знижує їх теплотворну здатність на ~50 %. Автогоріння ТПВ такої вологості неможливо і потребує обов'язкового використання «підсвічування» додатковим висококалорійним паливом, або попереднього підсушування.

2. Для підвищення ефективності використання енергетичного потенціалу ТПВ, необхідно проводити заходи для зменшення вмісту вологи в ТПВ, що подаються на спалювання.

Найбільш ефективним способом зниження вологості ТПВ є оптимізація організації процесу на стадії збирання відходів. Згідно до європейської практики, ТПВ збираються в закриті контейнери, які розташовані під навісами, задля запобігання потрапляння опадів до ТПВ. За можливістю, подібну практику доцільно впровадити в місті Києві.

**Б. И. Басок, Е. Т. Базеев**

*Институт технической теплофизики НАН Украины, Киев*

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ – ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЙ ЭНЕРГОРЕСУРС**

Непременным следствием преобразования энергоресурсов в удобные для использования виды энергоносителей (электрический ток, пар, горячая вода и др.) является выброс загрязняющих веществ, тепла и парниковых газов в окружающую среду. При этом принципиально важно подчеркнуть, что нет ни одного вида энергоресурса, при использовании которого не оказывалось бы негативного влияния на экологическое равновесие в природе. (Возобновляемые источники энергии, условно относимые к «экологически чистым», таковыми не являются, если рассматривать т. н. полный цикл их жизни). Но все-таки есть потенциально значительный экологически чистый энергоресурс, который не добывается из месторождений, не извлекается из окружающей среды и он, естественно, не претерпевает никаких преобразований. Он отсутствует в природе как таковой и может быть отнесен к экологически абсолютно чистым энергоресурсам. В литературе [1] появился уже термин, характеризующий такой энергоресурс – «негаджоуль»: *nego* – отрицаю (латин.), т.е. это как бы «виртуальные» джоули. Речь идет о повышении энергоэффективности – понятии, не тождественном понятию энергосбережение.

Энергоэффективность – характеристика, отражающая отношение какого-либо полезного эффекта (производство материальных ценностей, оказание услуг, проведение разного вида работ с использованием энергоресурсов) к затратам энергетических ресурсов в целях получения такого эффекта. (И. А. Башмаков, Центр энергетической эффективности (ЦЭНЭФ–XXI, г. Москва), [2]). Энергоэффективность характеризует эффект от использования единицы энергии и измеряется в относительных единицах (положительный эффект/Дж) и имеет идеальным результатом, например, для теплоснабжения – это полное без потерь использование первичной энергии на создание надлежащего теплового

режима комфорта в зонах пребывания человека. Энергоэффективность, как правило, показатель, обратно пропорциональный энергоемкости производства продукта.

Энергосбережение – это реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг) [3]. Важно подчеркнуть: «существующего полезного эффекта», иначе простое прекращение подачи теплоносителя для отопления или электроэнергии вплоть до отключения можно отнести к мероприятию «энергосбережение». Энергосбережение измеряется в абсолютных единицах (т. у. т., Гкал, Дж и др.).

К началу XXI века энергоэффективность стала одним из основных энергоресурсов в энергетическом балансе мира (рис. 1) и Европейского сообщества (рис. 2). В энергобаланс Украины этот энергоресурс пока еще не включен в должной мере (рис. 3). Как видно из рис. 1 и 2, энергоресурсы в виде «негаджоулей» могут быть соизмеримы с другими энергоресурсами в структурном энергобалансе мира и Европы и, в частности, могут быть равны (рис. 1) или даже превышать (рис. 2) объемы использования нефти.



Рис. 1. Состав энергоресурсов в мировом балансе [4].



Рис. 2. «Негаджоули» – один из основных энергоресурсов в ЕС [1].

Обострившаяся ситуация в украинской энергетике, в частности, импортозависимость от поставок газа и нефтепродуктов, недоставки антрацита, отсутствие полноценных рыночных отношений в энергетике и др. негативные явления, углубила проблему диверсификации энергоресурсов. И в то время все еще остается малозаметным и проигнорированным такой энергоресурс как негоджоули (рис. 3). Опыт работы по

повышению энергоэффективности недостаточно систематизируется и пропагандируется, нет банка предлагаемых инновационных технологий и их иерархического ряда для выбора наиболее оптимальных. Игнорирование повышения энергоэффективности – это снижение экономического роста, сохранения высокой энергоемкости ВВП, угроза энергетической безопасности, снижение конкурентоспособности промышленности и инвестиционной привлекательности, повышения уровня бедности, повышение уровня загрязнения окружающей среды и карбонизации экономики.

По данным ЦЭНЭФ–ХI в 1973–2011 годах за счет повышения энергоэффективности было обеспечено более половины прироста потребности человечества в энергии. В эти годы мировой ВВП вырос в 3,3 раза, а потребление первичной энергии в 2,1 раза. Если бы энергоемкость ВВП оставалась бы на постоянном уровне 1973 года, то прирост потребления энергии составил бы 14,1 млрд. т н.э., а фактически он составил 7 млрд. т н.э. (рис. 4). Следовательно, вследствие повышения энергоэффективности было обеспечено половину прироста – 7 млрд. т н.э. В эти же годы приросты топлива и энергии составили (млрд. т н.э.): нефть – 1,35; уголь – 2,28; природный газ – 1,81; ядерное топливо – 0,62 [2].

В последнее время в Украине в законодательном поле и в политике исполнительной власти активизировалась деятельность по пропаганде энергоэффективности и реальным путям ее реализации в сфере энергетики. К знаковым мероприятиям в этом направлении относятся:

1. Разработка проекта новой энергетической стратегии Украины до 2035 года и его обсуждение в обществе. Сле-

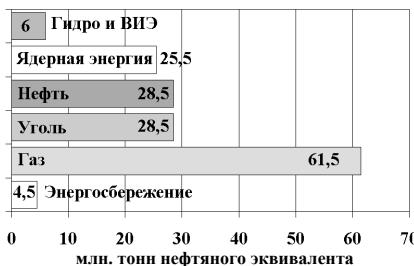


Рис. 3. Структурный баланс энергоресурсов в Украине [5, 6].

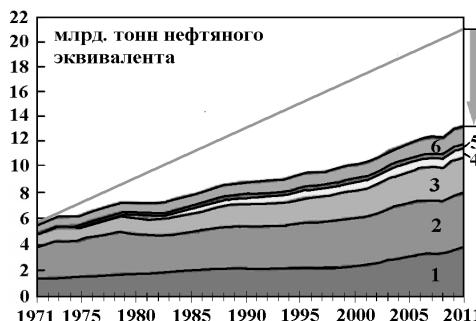


Рис. 4. Структурный мировой энергобаланс, данные МЭА, приведенные в [2]. Обозначения: 1 – уголь, 2 – нефть, 3 – природный газ; 4 – атомная энергия; 5 – гидроэнергия; 6 – биотопливо и отходы, стрелка – энергосбережение.

дует заметить, что по сравнению со стратегиями 2006 и 2013 гг. в последнем проекте отдельными существенными блоками представлены: теплообеспечение населения и промышленности, возобновляемая энергетика и энергоэффективность, включая подраздел повышения энергоэффективности зданий. Причем в материалах стратегии до 2035 года, в которых рассматриваются конкретные сектора энергетики, на первое место ставится энергоэффективность, далее следуют электроэнергетика, теплоэнергетика, добыча газа, угля, нефти, а затем возобновляемая энергетика. Так расставлены приоритеты влияния на ситуацию в энергетике.

2. Реализация двух национальных планов действий до 2020 года – по возобновляемой энергетике и по энергоэффективности с соответствующими секторальными дорожными картами.

3. Разработка проектов нескольких энергозначимых законов Украины: по энергоэффективности зданий; по фонду энергоэффективности; по энергоэффективности; по коммерческому учету коммунальных услуг; по жилищно-коммунальным услугам; по тарифу на негазовую теплогенерацию; по созданию конкурентного рынка тепловой энергии; по энерго-сервисным компаниям (по состоянию на 1 апреля 2017 г.).

4. Проекты научно-технической и экспертной среды по прогнозированию на дальнюю перспективу социальнно-экономического развития Украины, включая подробные исследования совместной динамики экономики и энергетики.

Наибольший потенциал повышения энергоэффективности находится в сфере теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) страны. Главной целью для коммунальной теплоэнергетики Украины становится выбор стратегически выверенных решений по развитию этой сферы ЖКХ – разработка руководящих документов государственного значения (концепции, стратегии, программы) и формирование на их основе научно-технической политики, создание комплекса нормативно-правовых актов и научно-организационных мероприятий, реализация которых обеспечит энергоэффективное использование энергоресурсов, энергетическую безопасность, устойчивое развитие и эффективное функционирование систем теплообеспечения населенных пунктов Украины.

В ИТТФ Украины в последнее время проведены исследования и разработаны предложения инновационного оборудования, инженерных услуг и работ по энергоэффективности зданий и инженерных систем их энергообеспечения, среди них:

**1. Пассивный дом типа «ноль – энергии».** Назначение – создание пассивного дома с минимальным теплопотреблением и его автономное

энергообеспечение (электро- и теплохолодообеспечения и горячее водоснабжение) на основе возобновляемых источников энергии.

**2. Теплонасосная система климатизации здания.** Назначение – создание и поддержание надлежащего теплового и воздушно-влажностного состояния (климатизации) здания.

**3. Система автономного электрообеспечения на основе возобновляемых источников энергии.** Назначение – для независимого электроснабжения объектов с умеренным электропотреблением. Использует энергию ветра и солнечной инсоляции совместно с системой аккумулирования.

**4. Индивидуальный тепловой пункт с гидравлической стрелкой.** Назначение – для эффективного погодозависимого управления теплопотреблением (отопление, горячее водоснабжение) здания в зависимости от состояния тепловой изоляции ее наружных ограждающих конструкций и климата местности.

**5. Индивидуальный тепловой пункт с электрическими котлами.** Назначение – для эффективного погодозависимого управления теплопотреблением (отопление, горячее водоснабжение) здания в зависимости от состояния тепловой изоляции ее наружных ограждающих конструкций и климата местности.

**6. Термомодернизация ограждающих конструкций существующих зданий – стен и окон.** Проведена экспериментальная разновариантная термомодернизация стенных ограждающих конструкций существующего административного здания с помощью типовых социально доступных теплоизоляционных материалов kleевым способом одинаковой толщины в 10 см. Достигнуто уменьшение теплопотерь помещений на 51 %. Проведена экспериментальная термомодернизация светопрозрачных ограждающих конструкций существующего здания с помощью разных конструкций (камерности, толщины, профилей, низкоэмиссионного напыления и других эффектов) энергоэффективных окон. Достигнуто уменьшение теплопотерь помещений на 58 %.

Все разработки оснащены комплектующими и оборудованием не ниже класса С энергоэффективности и прошли успешную эксплуатацию в экспериментально-промышленный условиях.

## **Выводы**

Развитию экономики и в т. ч. энергетики Украины в направлении повышения энергоэффективности и взвешенного использования возобновляемых энергоресурсов нет альтернативы. При этом трудно пере-

оценить роль составляющей энергоэффективности в структуре энергетических балансов – как основного потенциального экологически чистого энергоресурса. Использование энергетического законодательства ЕС и его имплементация в экономику страны, безусловно адаптированного к национальным особенностям, в частности, необходимости установления компромисса между финансово-промышленными группами (занимающимися генерацией энергии), а также между ними и конечным потребителем энергии, дает шанс уменьшить удельную энергоемкость ВВП, повысить энергетическую независимость и усилить национальную безопасность, так необходимую Украине сегодня и в ближайшее время.

### **Список использованной литературы**

1. Сам собі пан. Вісник української мережі «Енергоефективні міста», № 3–4, 2005. – С. 17.
2. Башмаков И. Повышение энергоэффективности – главный энергетический ресурс (презентация). <https://www.cenef.ru/file/Stady.ppt>
3. Директива ЕС 2012/27/ЕС от 25 октября 2012 г. об энергетической эффективности.
4. Башмаков И. Закон повышающейся энергоэффективности // ЕнергоЭнформ. – № 27 (158). – 2002.
5. Карп И.Н., Сухин Е.И. Количественная оценка влияния энергосберегающих технологий на экономию природного газа в промышленности и энергетике // Экотехнологии и энергосбережение. – 2007. – № 4. – С. 24–44.
6. Національна доповідь про стан та перспективи реалізації державної політики енергоефективності у 2008 році. – Київ: НАЕР, 2009. – 95 с.



**ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ**  
**INSTITUTE OF ENGINEERING ECOLOGY**

- **Поліпшення екологічної ситуації та зменшення використання палива**  
*Improving of environmental situation and reduction of fuel consumption*
- **Утилізатори теплоти: конденсаційні, контактні, контактно-поверхневі**  
*Heat recovery equipment: condensing, contact, surface-contact*
- **Повітряпідігрівачі**  
*Air heaters*
- **Пальникові пристройі двостадійного спалювання**  
*Gas burners for two-stage combustion*
- **Двопаливні пальникові пристройі для спалювання біогазу та природного газу**  
*Two-fuel burners for biogas and natural gas combustion*
- **Модернізовані подові випромінюючі пальникові пристройі**  
*Modern hearth radiative gas burners*
- **Інтенсифікація топкового теплообміну**  
*Intensification of fire-chamber heat exchange*
- **Відцентрові фільтри та циклофільтри**  
*Centrifugal filters and cyclone-bag filters*
- **Пило- та газоочищення**  
*Dust and gas cleaning*
- **Зниження утворення та викидів NO<sub>x</sub>**  
*Reduction of NO<sub>x</sub> formation and emission*
- **Підвищення продуктивності та ККД водогрійних котлів типу ПТВМ**  
*Capacity and efficiency increasing of PTVM hot water boilers*
- **Сміттеспалювальні модулі потужністю 2 т ТПВ/год**  
*Waste incineration units of 2 t per hour capacity*
- **Допалення газових органічних викидів**  
*Burning up of organic gas pollutions*
- **Проекти зі скорочення викидів парникових газів**  
*Projects for reduction of greenhouse gas emissions*
- **Розрахунки базової лінії викидів парникових газів, підготовка планів та звітів з моніторингу викидів парникових газів**  
*Greenhouse gas emissions baseline setting, development of monitoring plans and reports on greenhouse gas emissions*

Україна, 03057, Київ, вул. Желябова, 2а

Тел.: (044) 453 2862,

Тел./факс: (044) 456 9262

e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)

2a Zheliabova str., Kyiv, 03057 Ukraine

Tel.: (+38 044) 453 2862,

Tel./fax: (+38 044) 456 9262

[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

# ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Институт промышленной экологии, образованный в 1992 году, представляет собой независимую профессиональную организацию.

Основные направления деятельности Института:

- разработка, производство и внедрение различного природоохранного и энергосберегающего оборудования;
- разработка и внедрение улучшенных технологий и оборудования для сжигания топлив;
- расчет базовой линии выбросов парниковых газов предприятием и подготовка отчетов по мониторингу сокращения выбросов парниковых газов;
- проведение экологических исследований и экспертиз, а также энергетического и экологического обследования (аудита) промышленных предприятий с выдачей соответствующих рекомендаций.

Институт промышленной экологии предлагает следующие разработки, направленные на экономию топливно-энергетических ресурсов и улучшение экологической ситуации:

1. Комбинированная технология для снижения образования оксидов азота, газоочистки и утилизации теплоты уходящих газов топливосжигающего оборудования.
2. Модернизированные подовые горелки с повышенным КПД и пониженным образованием оксидов азота для котлов производительностью до 10 Гкал/час.
3. Горелочные устройства двухстадийного сжигания с пониженным образованием оксидов азота для котлов типов ПТВМ, КВГМ и др.
4. Технология рециркуляции продуктов сгорания в воздух и топливо для снижения образования оксидов азота.
5. Технология повышения КПД котлов с одновременным снижением образования оксидов азота путем интенсификации топочного теплообмена с использованием вторичных излучателей.
6. Технология подогрева дутьевого воздуха для горелок котлов и печей с использованием вторичных энергоресурсов.
7. Технология подогрева топочных мазутов с использованием теплоты продуктов сгорания.
8. Центробежные фильтры и циклофильтры для очистки от пыли в промышленности и энергетике.
9. Системы золоулавливания для промышленных и отопительных котлов.
10. Системы пылеочистки для технологических процессов с улавливанием и возвратом материала в цикл.
11. Технология нейтрализации выбросов паров органических веществ, в том числе с использованием энергопотенциала нейтрализуемых веществ.
12. Мусоросжигательные модули производительностью 2 т ТБО в час.
13. Горелки для сжигания биогаза, в том числе двухтопливные комбинированные.
14. Подогрев приточного вентиляционного воздуха за счет теплоты обратной теплосетевой воды.

Ежегодно Институт проводит международную конференцию «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики».

Институтом на базе энерго-экологического обследования промышленных предприятий разрабатывается, и для каждого конкретного случая в зависимости от возможностей и целесообразности вложений совместно с предприятием-заказчиком индивидуально подбирается комплекс мероприятий, технологий и оборудования, способствующих снижению удельных энергозатрат и защите окружающей среды. Возможна комплектация, поставка «под ключ» и наладка установленного оборудования.

Использование предлагаемых Институтом промышленной экологии энергосберегающих технологий и оборудования дает конкретный экологический, энергетический и экономический эффект.

### **ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ:**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а

Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62

e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)

[www.engecology.com](http://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  $51 \times 3,5$  мм, сваренных между собой плавниками, и конвективной части, выполненной из U-образных труб диаметром  $28 \times 3$  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 тепlopроизводительность, МВт .....                                    | 2,0    |
| Диапазон регулирования, % .....   | 40–100 |
| Коэффициент полезного действия, %, не менее .....                                 | 92     |
| (фактически на номинальной нагрузке – 93 %, на 50 % – 95 %)                       |        |
| Удельный расход топлива, м <sup>3</sup> /МВт, не более .....                      | 110    |
| Удельное потребление электроэнергии, кВт/МВт .....                                | 2,0    |
| Содержание оксидов азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> )                        |        |
| в сухих продуктах сгорания (приведенное к $\alpha = 1$ ), мг/м <sup>3</sup> ..... | 96–130 |
| Рабочее давление воды в котле, МПа .....  | 0,6    |
| Температура воды на выходе из котла, °C .....                                     | 95     |
| Расход воды, м <sup>3</sup> /час .....  | 70     |
| Температура уходящих газов, °C .....  | 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 НАНУ.

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: office@engecology.com  
www.engecology.com

## **КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫЙ ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн)**

Комбинированный водотрубно-дымогарный котел КВВД-0,63Гн тепlopроизводительностью 630 кВт с принудительной циркуляцией теплоносителя через котел рассчитан для работы на природном газе или легком жидкок топливе и предназначен для выработки тепловой энергии в виде воды с температурой до 95 °C 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 (авиахрилели), которые придают потоку газов в трубах турбулентность и повышают коэффициент теплопередачи.

Котел комплектуется блочной газовой вентиляторной горелкой RS-70 и электронной автоматикой RB/t 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<br>при $Q_{\text{h}}^{\text{p}} = 35600 \text{ кДж/нм}^3$ ), м <sup>3</sup> /ч .....                         | 70±5%  |
| Удельный расход топлива, м <sup>3</sup> /МВт, не более .....   | 115,5  |
| Удельное потребление электроэнергии, кВт/МВт, не более....   | 2,22   |
| Содержание оксидов азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> ) в сухих<br>продуктах сгорания (приведенное к $\alpha = 1$ ), мг/м <sup>3</sup> , не более.... | 200    |
| Рабочее давление воды в котле, МПа .....   | ,6     |
| Температура воды на выходе из котла, °C .....  | 95     |
| Расчетный перепад температур воды, °C .....  | 25     |
| Расчетный расход воды, м <sup>3</sup> /час .....   | 22     |
| Расчетная температура уходящих газов, °C .....   | 160    |
| Габаритные размеры, мм, не более:  |        |
| длина с горелкой .....   | 3260   |
| длина без горелки .....  | 2400   |
| ширина .....   | 900    |
| высота.....  | 1600   |
| Масса котла, кг, не более .....  | 1700   |

Внедрение котла позволит заменить устаревшие котлы типа «Минск-1», «НИИСТУ-5», «Универсал», «Энергия» и др., резко повысить экономичность и надежность источников теплоснабжения.

Котел разработан Институтом промышленной экологии совместно с ИТТФ НАНУ, производится ПАО «Киевэнерго».

Украина, 03057, Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел. (+38 044) 453-28-62, тел./факс (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://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 подогреветого в контактном воздухоподогревателе дутьевого воздуха. Дальнейшая очистка происходит за счет промывания продуктов сгорания в контактном водяном экономайзере (абсорбере) и выведения из цикла  $\text{CO}_2$  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 2,0–2,5 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  $90^\circ$ .

Тепловая схема установки и конструктивное исполнение теплообменника разрабатываются конкретно для каждого объекта.

Внедрение этой технологии позволяет снизить выбросы оксидов азота в атмосферу не менее чем на 50–60 %, уменьшить на 8–10 % расход топлива (природного газа) и получить конденсат, пригодный для подпитки теплосети.

В качестве примера приведены технические характеристики контактной комбинированной теплоутилизационной установки, смонтированной за котлоагрегатом ДКВР-10/13:

|   |      |
|---|------|
| паропроизводительность котлоагрегата, т/ч .....                   | 9,8  |
| доля уходящих газов, проходящих через экономайзер, % .....        | 50   |
| коэффициент разбавления продуктов сгорания перед установкой ..... | 1,64 |
| температура уходящих газов, °С                                    |      |
| – перед экономайзером .....                                       | 110  |
| – после экономайзера .....  | 38   |
| температура нагреваемого воздуха, °С                              |      |
| – перед воздухоподогревателем .....                               | -10  |
| – после воздухоподогревателя .....                                | +33  |
| температура нагретой циркуляционной воды, °С .....                | 46   |
| сопротивление экономайзера, Па .....                              | 230  |
| сопротивление воздухоподогревателя, Па .....                      | 320  |
| снижение выбросов оксидов азота, кг/сутки .....                   | 15,4 |
| экономия природного газа, .....                                   | 5,33 |

Весь комплекс работ «под ключ» по проектированию, изготовлению, монтажу и наладке систем теплоутилизации с контактным комбинированным теплообменником производит Институт промышленной экологии.

## **ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://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  $\text{NO}_x$  в продуктах сгорания порядка 100 мг/м<sup>3</sup>;
- снизить температуру уходящих газов на 40–80 °C;
- 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 °C;
- 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, г. Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://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 °C) и низкий КПД (до 85–87 %).

Одним из возможных и реальных путей повышения эффективности использования топлива в котлах, и соответственно повышения их КПД и уменьшения газовых выбросов в атмосферу (включая CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, 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 экрана в виде отраженного тепла и собственного излучения.

Установка промежуточных излучателей в топочной камере котла обеспечивает интенсификацию лучистого теплообмена, за счет чего увеличивается теплоотдача в топке и соответственно повышается КПД котлов и уменьшается расход топлива. Кроме того, введение в зону факела промежуточных излучателей позволяет снизить максимальные температуры в ядре зоны горения, за счет чего уменьшаются образование и соответственно выбросы токсичных веществ, в первую очередь оксидов азота. В результате снижения как максимальных температур в зоне горения, так и температур на выходе из топки и за котлом, облегчаются условия работы, повышается надежность и увеличивается срок эксплуатации котла.

Использование промежуточных излучателей позволяет:

- увеличить теплоотдачу в топке котла на 10–30 %;
- уменьшить расход топлива (природного газа) в котлах:
  - производительностью до 1 Гкал – на 3–5 %;
  - производительностью 1–6 Гкал – на 1–3 %;
  - производительностью 6–30 Гкал – на 0,6–1 %;
- снизить образование оксидов азота на 20–30 %;
- снизить температуру уходящих газов на 60–90 °C;

- повысить надежность эксплуатации и увеличить срок службы котлов (на 10–20 %, или на 3–5 лет) за счет снижения максимальных температур в зоне горения на 30–70 °С.

Технология не требует больших капитальных вложений и эксплуатационных расходов, срок окупаемости составляет 1–2 года в зависимости от типа котла.

Для изготовления излучателей используются огнеупорные материалы на основе оксидов или тугоплавких соединений, обеспечивающие возможность длительной эксплуатации в условиях высоких температур в окислительно-восстановительной среде при возможности реализации достаточно большого числа теплосмен.

Разработаны технические решения по применению промежуточных излучателей в котлах НИИСТУ различных модификаций, а также в котлах ТВГ, ДКВР, КВ-ГМ и других производительностью до 30 Гкал/час (до 50 т/час пара).

## **ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://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 ( $\text{NO}_x$ ) при сжигании как газа, так и мазута, позволяющий снизить содержание  $\text{NO}_x$  в уходящих газах на 60–70 %. Метод основан на отборе части продуктов сгорания за котлом и подаче их в зону горения.

Реализация предлагаемой технологии рециркуляции продуктов сгорания на котле не требует повышения производительности дымососов, необходимо только изготовление системы перепускных трубопроводов для продуктов сгорания.

Практически только за счет данного метода при небольших затратах может достигаться значительный экологический эффект.

Кроме этого, уменьшается вероятность перегрева экранных поверхностей топки, обеспечивается выравнивание полей температур в топочной камере, что позволяет увеличить межремонтные периоды.

Предлагаемый метод целесообразно применять для следующих паровых и водогрейных котлов:

КВ-ГМ-100; 50; 30; 20; 10;  
ДКВР-4; 10; 20;  
ДЕ-16; 25;  
ПТВМ-30; 50; 100;  
ТВГ-4; 8; ТВГМ-30; КВГ-6,5.

Возможна разработка индивидуальных решений и для других котлов.

## **ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)



## МОДЕРНІЗАЦІЯ КОТЛІВ ПТВМ-50

Стандартний котел  
ПТВМ-50

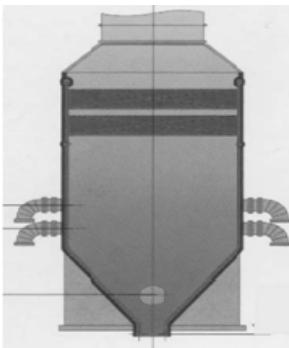
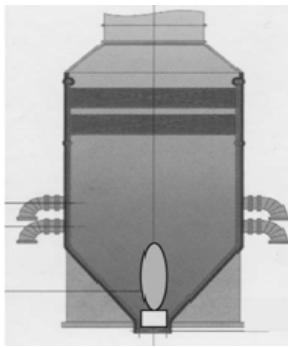


Схема модернізації  
ПЕ+Г



Встановлення до-  
даткового подовго-  
щілинного пальника



Схема модернізації  
ВАТ «Дорогобужкотломаш»

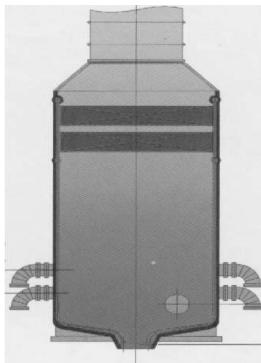
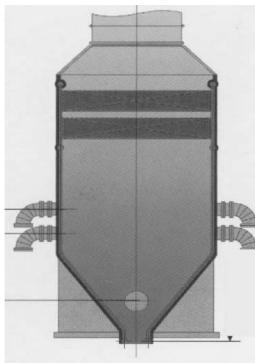


Схема модернізації  
фірми SAACKE (ФРГ)



– Заміна пальників

– Реконструкція каркаса  
котла зі зміною його форми  
та збільшенням висоти

– Заміна пальників

| Параметр   | Стандартний котел | ПЕ+ІГ | Економія |
|--|-------------------|-------|----------|
| Мінімальне навантаження, %   | 30                | 6     | 24       |
| Час роботи на мінімальному навантаженні, год/рік   | 700               | 700   | –        |
| Витрати палива на номінальному навантаженні, м <sup>3</sup> /год                                 | 6700              | 6700  | –        |
| Витрати палива на мінімальному навантаженні, м/год   | 2010              | 402   | 1608     |
| Вартість витрат природного газу, тис. грн./год (при вартості газу 960 грн./1000 м <sup>3</sup> ) | 1,930             | 0,386 | 1,544    |
| Вартість витрат природного газу, тис. грн./рік (при вартості газу 960 грн./1000 м <sup>3</sup> ) | 1351,0            | 270,2 | 1125,6   |

| Параметр  | Стандартний котел | Модернізація за схемою |                   |        |
|---|-------------------|------------------------|-------------------|--------|
|   |                   | ПЕ+ІГ                  | Дорогобужкотломаш | SAACKE |
| Тепlopродуктивність номінальна, МВт                               | 58,2              | 69,8                   | 69,8              | 58,2   |
| Тепlopродуктивність мінімальна, %                                 | 30                | 6                      | 30                | 30     |
| ККД котла, %  | 91                | ~93                    | 91,6              | ~93    |
| Термін окупності (кількість опалювальних сезонів в цінах 2009 р.) | –                 | 0,5                    | –                 | 2      |

*Керівник робіт:*

д.т.н., проф. І. Я. Сигал

Тел./факс: +380 44 456 6259

## **IINSTYTUT PROMISLOVOЇ EKOLOGIЇ**

Україна, 03057, м. Київ, вул. Желябова, 2а

Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62

e-mail: office@engecology.com

www.engecology.com



## ЭКОНОМИЯ ГАЗА И ПРОДЛЕНИЕ РЕСУРСА КОТЛОВ ТВГ-8, ТВГ-8М, КВГ-7,56

Опыт эксплуатации котлов ТВГ-8 и ТВГ-8М показал, что их фактический срок службы (при нормальных показателях эксплуатации) существенным образом превышает номинальный заводской срок (14 лет) и ограничивается состоянием не топочной, а конвективной поверхности нагрева и горелок.

Модернизация котлов с заменой горелок и конвективной поверхности нагрева позволяет повысить КПД в среднем на 5 % до уровня лучших мировых образцов, и продлить срок эксплуатации на 15 лет.

Для повышения эффективности использования газа и уменьшения энергозатрат в котле устанавливаются подовые щелевые горелки 3-го поколения МПИГ-3 (модернизированная подовая излучающая горелка, разработанная Институтами газа НАНУ и Промышленной экологии, г. Киев). Горелки снабжены специальными газовыми соплами и направляющими для воздуха, которые обеспечивают улучшение процессов смешения газа с воздухом, работают с малыми избыtkами воздуха и интенсифицируют теплообмен в топках.

Конвективная поверхность нагрева заменяется на новую из труб Ø32×3, (вместо заводской Ø28×3), которая имеет больший проходной диаметр для воды и более развитую поверхность теплообмена для котлов ТВГ-8 и ТВГ-8М и др. (Разработка Института газа НАНУ).

На котле КП «Жилтеплоэнерго Киевэнерго» ТВГ-8М, после проведения модернизации (замена горелок и замена конвективной поверхности нагрева), температура уходящих газов снижена на 70–80 °C, КПД котла повышен на 4,3–5,0 % до 94–96 % (испытания проведены службой наладки КП «Жилтеплоэнерго Киевэнерго»). Модернизация обеспечивает на одном котле экономию газа 172 тыс. м<sup>3</sup>/год, или за 15 лет 2,6 млн. м<sup>3</sup>.

Окупаемость затрат на модернизацию котла ТВГ-8 (ТВГ-8М) составляет 1,5 года.

**Руководитель работ:**

д.т.н., проф. И. Я. Сигал

Тел./факс: +380 44 456 62 59

**ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а

Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62

e-mail: office@engecology.com

www.engecology.com



## ПЕРЕОБОРУДОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГОРЕЛОК КОТЛОВ ТИПА ДЕ И ДКВР С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА (ОСОБЕННО В ОСЕННЕ-ВЕСЕННИЙ ПЕРИОД)

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

Разработаны специальные двухколлекторные горелочные устройства, позволяющие эксплуатировать котел в широком диапазоне нагрузок от 5 до 120 % с высокими технико-экономическими и экологическими показателями. Эти газовые горелки могут быть установлены при ремонтах или модернизации существующих горелок котлов ДЕ. Замена горелок не требует переоборудования котла – горелки устанавливаются в ту же амбразуру, которая имеется в котле. Основным преимуществом такой горелки является наличие 2-х газовых коллекторов (фактически двух газовых горелок, одна на 30 %, а другая на 70 % производительности), что позволяет эксплуатировать малую горелку на режимах до 30 % производительности не подавая газ в основной газовый коллектор, а основную – на режимах от 30 до 100 %. Горелочное устройство такого типа успешно прошло 2-годичную промышленную эксплуатацию в котле ДЕ-16 (г. Лужаны Черновицкой обл.), где обеспечило высокий КПД котла на различных режимах производительности и регулирование длины факела в широких пределах. Возможна реконструкция существующих горелочных устройств.

По сравнению с существующими горелками котлов ДЕ, реконструированные на двухколлекторные горелки ГМ-7Р, ГМ-10Р, ГМП-16Р (котел ДЕ-25) дают возможность при эксплуатации котлов:

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

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

### *Руководитель работ:*

д.т.н., проф. И. Я. Сигал

Тел./факс: +380 44 456 62 59

### **ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а

Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62

e-mail: office@engecology.com http://www.engecology.com



| <b>КОНДЕНСАЦІЙНИЙ<br/>ТЕПЛОУТИЛІЗАТОР УТКП-0,7</b>   |   | <b>КОНТАКТНА КОМБІНОВАНА<br/>ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНА<br/>УСТАНОВКА</b>  |
|--|---|---|
|  |   | <b>Технічні характеристики контактної комбінованої теплоутилізаційної установки, змонтованої за котлоагрегатом ДКВР-10/13</b> |
| <b>Технічні характеристики теплоутилізатора УТКП-0,7</b>   |   |   |
| Теплова продуктивність номінальна, МВт   | 0,7   |   |
| Підвищення коефіцієнту використання палива, %  | 8   |   |
| Температура димових газів на вході ТУ, °C  | 183   |   |
| Температура димових газів на виході ТУ, °C   | 90  |   |
| Максимальні витрати відхідних газів, кг/сек  | 3,15  |   |
| Температура води на вході ТУ, °C   | 10  |   |
| Температура води на виході, °C   | 22,5  |   |
| Максимальні витрати води, т/год°   | 50  |   |
| Максимальний об'єм виникаючого конденсату, кг/сек  | 0,13  |   |
| pH конденсату  | 5,0   |   |
| Аеродинамічний опір, Па  | 250   |   |
| Гідравлічний опір, кПа   | 30  |   |
| Габаритні розміри, мм  | 2250/<br>1100/<br>1700                        |   |
| Маса ТУ, кг  | 750   |   |
| Паропродуктивність котлоагрегату, т/г  | 9,8   |   |
| Частка димових газів, що проходять через економайзер, %  | 50  |   |
| Коефіцієнт розбавлення продуктів згоряння перед установкою   | 1,64  |   |
| Температура димових газів, °C:<br>– перед економайзером<br>– після економайзера  | 110<br>38                                     |   |
| Температура повітря, що нагрівається, °C:<br>– перед повітряпідігрівачем<br>– після повітряпідігрівача<br>– температура нагрітої циркуляційної води, °C<br>– опір економайзера, Па<br>– опір повітря підігрівача, Па<br>– зниження викидів оксидів азоту, кг/дoba<br>– економія природного газу, % | -10<br>33<br>46<br>230<br>320<br>15,4<br>5,33 |   |



**Теплоутилізатор УТП-0,7  
м. Чернігів**



**Контактна комбінована теплоутилізаційна установка**

**АР Крим, м. Сімферополь**  
 Впровадження цієї технології дозволяє знизити викиди оксидів азоту в атмосферу не менше ніж на 50–60 %, зменшити на 8–10 % витрату палива (природного газу) і одержати конденсат, придатний для підживлення тепломережі.

Україна, 03057, Київ  
 вул. Желябова, 2а  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

Тел.: (044) 453-2862  
 Тел./факс: (044) 456-9262  
 E-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)



**ГАНЗА**  
Науково виробничча фірма

Україна, 04215, г. Київ  
пр-т. Гонгадзе, 20  
Tel/F: +38-044 239-19-64  
<http://www.nvfganza.com.ua>  
E-mail: nvfganza@gmail.com

## **Сокращение потребления природного газа в ЖКХ за счет утилизации теплоты дымовых газов**

- Объем потребления природного газа в ЖКХ - более 8500 млн м<sup>3</sup> в год
- Сокращение потребления природного газа в ЖКХ за счет утилизации теплоты - до 780 млн м<sup>3</sup> в год
- Гарантия повышения КПД топливоиспользующего оборудования за счет утилизации теплоты на 3-5%

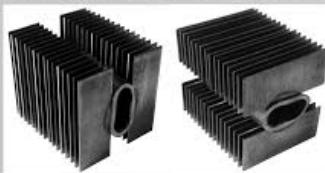


Рис. 1 - Основной элемент утилизатора -  
плоскоovalные трубы с неполным оребрением



Рис. 2 - Типовая модульная  
конструкция утилизатора

**Преимущества:**

- высокая технологичность, простота конструкции;
- компактность и малая металлоемкость;
- низкое аэродинамическое сопротивление
- и связанные с этим низкие эксплуатационные затраты;

**Окупаемость составляет до двух отопительных сезонов,**  
включая стоимость оборудования, проекта, строительно-монтажных  
и пусконаладочных работ

| Тип теплоутилизатора | Котел                | Тепловая мощность утилизатора, кВт | Повышение КПД котла, % | Объем экономии*          |                             | Окупаемость, лет |
|----------------------|----------------------|------------------------------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------|
|                      |                      |                                    |                        | газа, тыс м <sup>3</sup> | денежных средств, тыс. грн. |                  |
| T/Y-1                | Колви-3000, КСВ-2,9Г | 200                                | 4,5                    | 60                       | 378                         | 1,5              |
| T/Y-2                | ДКВР-10-13, КВГ 6,5  | 400                                | 4,8                    | 200                      | 1260                        | 0,7              |
| T/Y-3                | ТВГ-8М, ДЕ-16-14     | 500                                | 5,5                    | 220                      | 1386                        | 0,8              |
| T/Y-4                | ПТВМ-30М, КВ-ГМ-30   | 1200                               | 4,7                    | 420                      | 2646                        | 0,6              |
| T/Y-5                | КВ-ГМ-50, ПТВМ-50    | 1600                               | 3,2                    | 600                      | 3780                        | 0,5              |

\* Объем экономии на один котел рассчитан, исходя из 4000 часов работы котла в отопительный сезон при цене газа 6300 грн за тыс м<sup>3</sup>

## **СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ КОТЕЛЬНОЙ ЗА СЧЕТ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВА УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ**

В котельных, работающих на жидким топливом (как основном, так и резервном), на разогрев этого топлива (мазут M100, M40) используется более 15 % теплоты его сгорания. Для мазута марки М200 и «Компонент» эта величина еще больше. Положение ухудшается тем, что большинство котелен с водогрейными котлами не имеют пара, необходимого для обычной схемы разогрева мазута. Установка специальных небольших паровых котлов требует больших затрат и нецелесообразна.

Институтом промышленной экологии разработана система подогрева мазута уходящими дымовыми газами с использованием части штатного котлового экономайзера. Проводятся перерасчеты фактически требуемой поверхности теплообмена котлового экономайзера с учетом фактической максимальной нагрузки котла. Учитывая, что котлы, как правило, не новые, фактически допустимая нагрузка обычно на 15–20 % ниже, чем расчетная. Таким образом, возможно (уточняется расчетами) использование 15–20 % поверхности штатного экономайзера для подогрева в них мазута. Такая реконструкция котла не требует больших затрат средств, но предусматривает установку дренажной системы для очистки трубных пучков от мазута при остановке работы системы и перед ее загрузкой.

Использование такой системы подогрева позволяет обеспечить экономию не менее 15 % мазута за счет уменьшения затрат на собственные нужды.

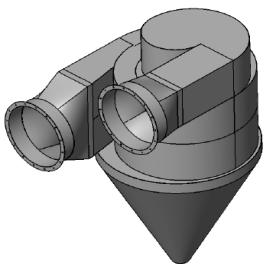
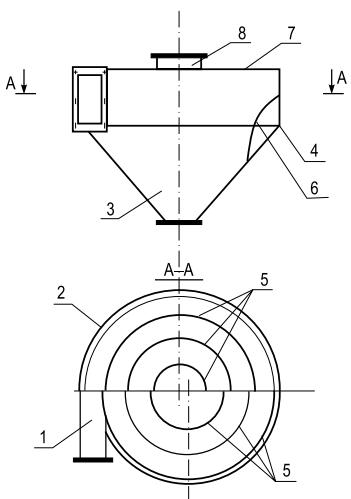
Срок окупаемости необходимого переоборудования составляет не более одного года.

### **ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ ФИЛЬТР

Значительного увеличения эффективности очистки запыленных газовых потоков в аппаратах центробежного типа можно достичь путем совмещения в одном аппарате двух методов очистки – центробежной сепарации и фильтрации.



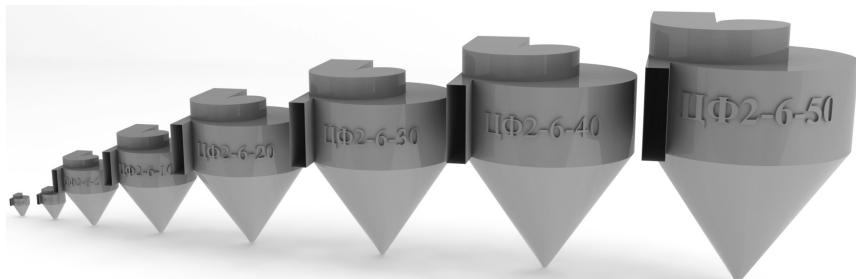
Модули центробежных фильтров могут компоноваться как в блоки заданной производительности, так и в виде многоступенчатых систем очистки.

Эффективность улавливания в зависимости от количества каналов в центробежном фильтре при улавливании пыли, начиная с медианного диаметра 5 мкм, приведена в таблице:

| Число каналов в центробежном фильтре, <i>n</i> |    |    |    |    |    |    |    |
|--|----|----|----|----|----|----|----|
| 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  |
| Коэффициент улавливания, %                     |    |    |    |    |    |    |    |
| 50   | 67 | 80 | 89 | 94 | 97 | 98 | 99 |

Адекватность приведенных данных многоократно подтверждена промышленными испытаниями центробежных фильтров в различных отраслях промышленности.

Наряду с высокой эффективностью улавливания и небольшими энергозатратами, центробежный фильтр обладает также возможностью позиционного регулирования объема очищаемого газа на 50 % и 100 % расчетного расхода без потери эффективности очистки.



*Типоряд аппаратов единичной производительностью от 0,1 до 50 тыс. м<sup>3</sup>/ч*

Адрес для запроса дополнительной информации:

**ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## **ЦИКЛОФИЛЬТР**

**Циклофильтр** – высокоэффективный пылеуловитель, сочетающий в себе преимущества циклона и рукавного фильтра.

Работа циклофильтра основана на принципе трехступенчатой очистки:

**Первая ступень** – центробежная в сепарационном канале, из которого уловленная пыль сразу отводится в отдельный бункер-пылесборник. Такая предварительная очистка позволяет уменьшить начальную запыленность газового потока, поступающего на фильтровальные рукава. Далее поток поступает на вторую ступень очистки.

**Вторая ступень** – центробежная в цилиндрической камере, в которой расположены фильтровальные рукава. Далее поток поступает на третью ступень очистки.

**Третья ступень** – в фильтровальных рукавах, позволяющих улавливать мелкодисперсные частицы пыли. Фильтровальные рукава оборудованы системой импульсной регенерации.

**Циклофильтр предназначен** для высокоэффективной очистки запыленного воздуха (газа) от твердых частиц пыли в вытяжных, напорных и аспирационных системах до требований санитарных норм.

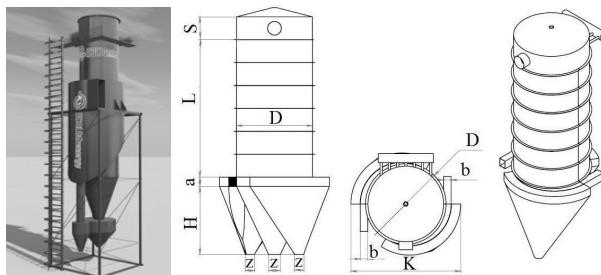
**Циклофильтр применяется в различных отраслях промышленности:**

- металлургической, энергетической, химической, строительной, деревообрабатывающей и др.;
- системах аспирации узлов пересыпки сыпучих материалов;
- системах газоочистки сушильных барабанов, дробилок, зачистных станков и др.;
- системах аспирации литейных дворов, цементных мельниц, холодильников клинкера;
- системах золоочистки твердотопливных котлов.

**Основные преимущества циклофильтра:**

- высокая эффективность очистки, отвечающая европейским стандартам, в том числе от мелкодисперсных и абразивных частиц;
- трехступенчатая очистка газового потока, реализованная в одном аппарате;
- срок службы циклофильтра благодаря особенностям конструкции аппарата выше, чем у аналогичного оборудования, что приводит к значительному уменьшению абразивного износа;
- экономия энергоресурсов благодаря уменьшению пылевой нагрузки на фильтровальные рукава за счет предварительной очистки в сепарационном канале аппарата;
- удобный доступ к отдельным элементам циклофильтра, облегчающий сервисное обслуживание;
- снижение эксплуатационных расходов благодаря автоматизации процесса регенерации;
- минимальная занимаемая площадь.

| Марка фильтра | Диаметр аппарата, D, мм | Кол-во рукавов, шт. | Патрубок входа газа, мм     | Выход пыли, d, мм | Высота конуса, мм | Высота цилиндрической части аппарата, мм | Ширина аппарата, мм  | Высота камеры чистого газа, мм | Длина рукава, мм | Площадь рукавов, м <sup>2</sup> | Расход очищенного газа, тыс. м <sup>3</sup> /ч | αхb | Z | H | L | K | S | K | min...max | min...max |
|---------------|-------------------------|---------------------|-----------------------------|-------------------|-------------------|--|----------------------|--------------------------------|------------------|---------------------------------|--|-----|---|---|---|---|---|---|-----------|-----------|
|               |                         |                     |                             |                   |                   |  |                      |                                |                  |                                 |  | αхb | Z | H | L | K | S | K | min...max | min...max |
| ЦкФ-1         | 600                     | 4                   | min 30×60<br>max 70×100     | 150               | 1,5..2D           | 2000–<br>6000                            | min 720<br>max 880   | 1500                           | 2000–<br>6000    | 3...11                          | 0,2...1  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-2         | 800                     | 1                   | min 50×100<br>max 110×120   | 150               | 1,5..2D           | 2000–<br>6000                            | min 1000<br>max 1240 | 1500                           | 2000–<br>6000    | 10...30                         | 0,6...3  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-3         | 1050                    | 21                  | min 60×120<br>max 150×300   | 200               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 1290<br>max 1650 | 1500                           | 3000–<br>6000    | 27...54                         | 0,8...5  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-4         | 1250                    | 25                  | min 90×180<br>max 160×320   | 200               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 1610<br>max 1890 | 2000                           | 3000–<br>6000    | 32...64                         | 2...6  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-5         | 1450                    | 37                  | min 110×230<br>max 200×400  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 1890<br>max 2250 | 2000                           | 3000–<br>6000    | 48...95                         | 3...9  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-6         | 1650                    | 45                  | min 120×250<br>max 220×440  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 2130<br>max 2530 | 2000                           | 3000–<br>6000    | 58...116                        | 4...10   |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-7         | 1850                    | 61                  | min 140×280<br>max 250×500  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 2410<br>max 2850 | 3000                           | 3000–<br>6000    | 79...158                        | 5...14   |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-8         | 2050                    | 69                  | min 150×300<br>max 270×540  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 2650<br>max 3130 | 3000                           | 3000–<br>6000    | 89...178                        | 5...16   |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-9         | 2250                    | 89                  | min 170×340<br>max 310×620  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 2930<br>max 3490 | 3000                           | 3000–<br>6000    | 115...230                       | 7...21   |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-10        | 2450                    | 109                 | min 200×400<br>max 340×680  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 3250<br>max 3810 | 3000                           | 3000–<br>6000    | 141...281                       | 9...25   |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-11        | 2650                    | 137                 | min 220×440<br>max 380×760  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 3530<br>max 4170 | 3000                           | 3000–<br>6000    | 177...354                       | 11...31  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-12        | 2850                    | 145                 | min 220×440<br>max 390×780  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>6000                            | min 3730<br>max 4410 | 3000                           | 3000–<br>6000    | 187...374                       | 11...34  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-13        | 3050                    | 177                 | min 250×500<br>max 440×880  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>7000                            | min 4050<br>max 4810 | 3000                           | 3000–<br>7000    | 228...457                       | 14...41  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-14        | 3250                    | 185                 | min 260×520<br>max 480×960  | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>7000                            | min 4290<br>max 5170 | 3000                           | 3000–<br>7000    | 239...555                       | 14...50  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-15        | 3450                    | 221                 | min 280×560<br>max 520×1040 | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>7000                            | min 4570<br>max 5530 | 3000                           | 3000–<br>7000    | 285...663                       | 17...60  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-16        | 3650                    | 249                 | min 300×600<br>max 550×1110 | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>7000                            | min 4850<br>max 5850 | 3000                           | 3000–<br>7000    | 321...747                       | 19...67  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-17        | 3850                    | 277                 | min 310×620<br>max 580×1180 | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>7000                            | min 5090<br>max 6170 | 3000                           | 3000–<br>7000    | 357...831                       | 21...75  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |
| ЦкФ-18        | 4050                    | 313                 | min 330×660<br>max 620×1240 | 300               | 1,5..2D           | 3000–<br>7000                            | min 5370<br>max 6530 | 3000                           | 3000–<br>7000    | 403...939                       | 24...84  |     |   |   |   |   |   |   |           |           |



## ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а  
 Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
 e-mail: office@engecology.com  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ



Работа циклонного пылеуловителя основана на принципе двухступенчатой очистки.

**Первая ступень** – центробежная очистка высококонцентрированного потока в пристенной области аппарата с отводом твердых частиц в отдельный бункер – пылесборник.

**Вторая ступень** – центробежная очистка в цилиндрической и конической частях циклонного пылеуловителя.

**Циклонный пылеуловитель предназначен для:**

- очистки запыленного воздуха (газа) от твердых частиц пыли и жидких аэрозолей в вытяжных, напорных и аспирационных системах;

- в мокрых системах газоочистки в качестве каплеуловителей.

**Циклонный пылеуловитель применяется в различных отраслях промышленности:**

- металлургической, химической, энергетической, деревообрабатывающей, строительной индустрии и т.д.
- системах аспирации узлов пересыпок сыпучих материалов;
- системах газоочистки сушильных барабанов, дробилок, зачистных станков и др.;
- аспирации литейных дворов, цементных мельниц, холодильников клинкера;
- золоочистки твердотопливных котлов.

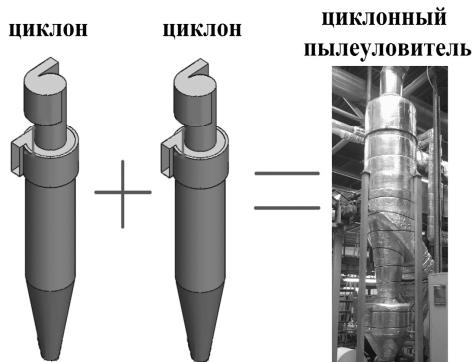
**Основные преимущества циклонного пылеуловителя:**

- унос частиц пыли из циклонного пылеуловителя в 2–4 раза меньше чем у стандартного циклона;
- двухступенчатая очистка газового потока;
- увеличение срока службы циклонного пылеуловителя достигается отводом концентрированного твердыми частицами пристенного потока в отдельный бункер-пылесборник, в результате чего достигается уменьшение абразивного износа корпуса аппарата;
- удобный доступ к отдельным элементам циклонного пылеуловителя, облегчающий сервисное обслуживание;
- минимальная занимаемая площадь.

## **МОДЕРНИЗАЦИЯ СТАНДАРТНОГО ЦИКЛОНА В НОВЫЙ АППАРАТ ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ**

Разработанный метод модернизации стандартных циклонов различных типов (ЦН, СИОТ, ЛИОТ, РИСИ, СКЦН и др.), основанный на принципе конструкции циклонного пылеуловителя (новой конструкции), позволяет модернизировать стандартный (типовий) циклон без существенных капитальных затрат, при этом выбросы твердых частиц пыли из циклона уменьшаются в 2–4 раза без возрастаания энергозатрат на очистку.

### **ДВА ЦИКЛОНА В ОДНОМ КОРПУСЕ = ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ**



Адрес для запроса дополнительной информации:

### **ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ**

Украина, 03057, г. Киев, ул. Желябова, 2а

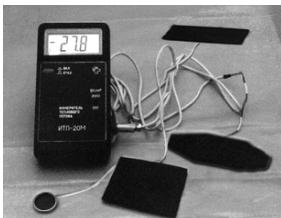
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62

e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)

[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## ВИПРОБУВАЛЬНА ЛАБОРАТОРІЯ ІТТФ НАН УКРАЇНИ

В Інституті технічної теплофізики НАН України працює випробувальна лабораторія. Лабораторія була атестована у 2010 році на підставі закону України «про метрологію та метрологічну діяльність», укомплектована устаткуванням, розробленим в ІТТФ НАН України. Лабораторія може проводити наступні роботи:



◆ Контактне та безконтактне обстеження огорожувальних будівельних конструкцій, визначення опору теплопередачі в лабораторних та натурних умовах, а також виявлення дефектів теплоізоляції будівель з метою визначення енергоефективності будівель.

◆ Ефективну термомодернізацію існуючого житлового фонду за рахунок використання якісних сучасних теплоізоляційних матеріалів.

◆ Визначати теплоту гідратації бетонів, що використовуються при будівництві фундаментів багатоповерхових споруд, та проводити моніторинг розподілу температурних полів при заливці бетонних фундаментів.

◆ Визначати інтегральні тепловтрати на ділянках теплотрас та тепловий опір ізоляції попередньо ізольованих труб.

◆ Визначати об’ємну кількість неагресивних газів в установках комунальних та промислових підприємств (теплообмінні установки, генератори вологого газу).

◆ Проводити вимірювання реальних параметрів вживаного палива.

◆ Визначати ефективність обладнання енергетичних об’єктів ЖКГ (котелень, теплопунктів та тепломереж).

◆ Вимірювати енерговитрати у тепломережах та будівлях.

◆ Визначати теплозахисні властивості матеріалів для нового будівництва та термомодернізації вже існуючих споруд.

Спеціалістами ІТТФ НАНУ розроблені та виробляються прилади для контролю параметрів енергогенеруючих об’єктів та тепломереж комунальної енергетики:

1. Портативні цифрові вимірювачі, прилади та інформаційно-вимірювальні комплекси для контролю теплових потоків і температур обмурівки котлоагрегатів і теплоізоляції трубопроводів. Впроваджено 14 приладів.

2. Термоелектричні приймачі теплового випромінювання для забезпечення надійності та ефективності роботи радіаційних екранних поверхонь нагріву в топковому просторі котла. Впроваджено 11 приладів.

3. Прилади вимірювального та індикаторного позначення для забезпечення мінімальних втрат при передачі виробленої теплоти споживачеві. Впроваджено 9 приладів.

## ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ НАН УКРАЇНИ

Україна, 03057, Київ, ул. Желябова, 2а

Тел.: (+38 044) 456-60-91



RIELLO S.p.A.  
Via Ing.Pilade Riello 5  
37045 Legnago (VR)  
ITALIA  
Tel. +39(0442)630111  
Fax + 39(0442)600665

Представительство RIELLO S.p.A.  
в СНГ, украинское отделение:  
03115, Киев, ул. Николая Краснова, 50  
Тел. +38 044 495-60-50  
Факс: +38 044 495-60-51  
E-mail: riello@ukr.net



*За 90 лет с момента основания итальянская компания Riello S.p.A. стала одним из крупнейших европейских производителей котельного оборудования. А именно различного типа водогрейных котлов мощностью до 20 МВт и горелок мощностью до 32 МВт. Наши котлоагрегаты могут работать на любых типах газообразного или жидкого топлива, включая биогаз и биодизель, а также на твердом топливе. Мы разработали и предлагаем специальную серию горелок, предназначенных для установки в отечественные котлы водотрубного типа.*

*Официальное представительство компании Riello в СНГ работает 16 лет. За прошедший период было организовано полное техническое и сервисное сопровождение, склад запасных частей и самой продукции, обучение специалистов и полная сертификация оборудования.*

*10 лет назад наша компания начала активно работать с предприятиями теплокомунэнерго Украины, благодаря высокому техническому уровню оборудования и приемлемой для украинских предприятий ценовой политике. С 2006-го года котлы и горелки Riello входят в перечень оборудования, рекомендованного МинЖКХ Украины для применения при реконструкциях и заменах устаревших котлов с целью снижения уровня потребления природного газа. На сегодняшний день мы активно сотрудничаем со многими теплоснабжающими предприятиями по всей Украине.*

*За прошедший период в котельные теплокомунэнерго было поставлено котлоагрегатов суммарной тепловой мощностью более 350 МВт, и около 1,5 тысяч горелок для импортных и отечественных котлов. Данное оборудование позволяет экономить около 30 млн. куб. метров газа в год.*

*Как показала обширная практика срок окупаемости проектов реконструкции котельных с применением оборудования Riello не превышает 3-х лет, благодаря чему такие проекты с легкостью кредитуются как украинскими, так и европейскими банками.*

RIELLO S.p.A.  
Via Ing.Pilade Riello 5  
37045 Legnago (VR)  
ITALIA  
Tel. +39(0442)630111  
Fax + 39(0442)600665

Представительство RIELLO S.p.A.  
в СНГ, украинское отделение:  
03115, Киев, ул. Николая Краснова, 50  
Тел. +38 044 495-60-50  
Факс: +38 044 495-60-51  
E-mail: riello@ukr.net



## НОВИНКИ 2016-го ГОДА



**МОНОБЛОЧНЫЕ ГОРЕЛКИ  
НА ГАЗООБРАЗНОМ ТОПЛИВЕ**  
RS 310-410-510-610/M-E-EV MZ-BLU  
RS-RLS 300-400-500-650/E-EV C01-C11  
RLS 310-410-510-610/M-E MX  
RS-RLS 1300-1600-2000/E-EV C01-C11

...а также блочные горелки для модернизации котлов большой мощности в соответствии с директивой европейского союза 2010/75/EC !!!

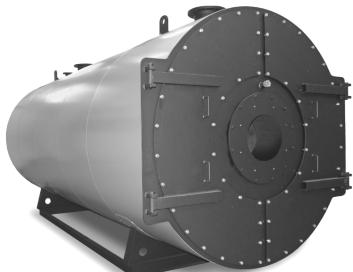
### **КОНДЕНСАЦИОННЫЙ НАПОЛЬНЫЙ 3-ХОДОВОЙ КОТЕЛ RIELLO TAU N**

с КПД до 107%, LOW NO<sub>x</sub>  
11 типоразмеров 147 – 2000 кВт



#### Функциональные характеристики:

- Возможность подключения к отдельному бойлеру для получения воды для контура ГВС;
- Возможность управления котлом посредством термостатического или погодозависимого пульта управления;
- Возможность использования вентиляторных горелок на разных видах топлива: газ, дизель.



### **СТАЛЬНОЙ ВОДОГРЕЙНЫЙ 3-ХОДОВОЙ КОТЕЛ RIELLO RTO**

для работы с теплоносителем температурой до 200 °C и давлением до 15 бар.  
15 типоразмеров мощностью  
от 3000 до 20000 кВт

## група компаній ТЕПЛОЕНЕРГО™

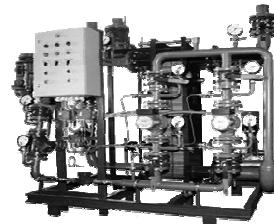
ТОВ «Завод енергетичного обладнання «ДАН»

08113, Київська обл., Києво-Святошинський р-н, с.Петрушки, вул. Миру, 25-в  
ЕДРПОУ 23242734, р./р. 26000561363100 в АТ «УкрСиббанк», МФО 351005,  
ІНН 232427310138



ООО «Завод энергетического оборудования «ДАН» – ведущий отечественный производитель теплоэнергетического оборудования для коммунальной энергетики. Специализация – теплофикационные модульные блоки различного функционального назначения и мощности для укомплектования индивидуальных тепловых пунктов (ИТП).

Компания имеет многолетний положительный опыт внедрения ИТП в различных городах Украины, в том числе при участии в крупных международных проектах – НЕФКО, ЕБРР. Применение ИТП – современное направление использования энергоэффективных решений в коммунальной энергетике.



### СОСТАВЛЯЮЩИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

#### Экономия тепла

- Сокращение потерь в очищающую среду при переходе от 4-х трубной внутреннеатмосферной системы теплоснабжения к 2-х трубной.
- Исключение «перегородок» в переходный период, (при переходе на независимую схему подключения)
- За счет автоматизации и дистанционизации абонентских вводов
- Возможность поблочного регулирования системы отопления
- Организация современного учета тепла

#### Сокращение расхода электроэнергии

- За счет использования частотно-регулируемого привода
- В следствие снижения общего гидравлического сопротивления системы.
- При применении современных высокоеффективных насосных агрегатов.
- Исключение дополнительных энергозатрат на циркуляционные насосы системы горячего водоснабжения в ЦТП.

#### Снижение эксплуатационных затрат

- Сокращение затрат на техническое обслуживание и ремонт
- Возможность внедрения диспетчеризации и сокращение обслуживаемого персонала
- Снижение вероятности возникновения масштабных аварий с одновременным отключением многих потребителей

#### Экологическая составляющая экономии.

- Снижение выбросов парниковых газов за счет сокращения затрат топлива на выработку энергоресурсов.
- Возможность реализации квот парниковых газов согласно ст.6 Китайского протокола.

ООО «Завод энергетического оборудования «ДАН» может оказать помощь в выполнении всего комплекса работ, связанного с внедрением ИТП, в том числе: проектировании; выполнении монтажных и пуско-наладочных работ; в общестроительных работах.

#### Контактная информация:

+38 (044) 290-44-22

+38 (050) 382-75-51

+38 (068) 153-59-29

[www.teploenergo.com.ua](http://www.teploenergo.com.ua)

**Наукове видання**

**ПРОБЛЕМИ ЕКОЛОГІЇ  
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
ОБ’ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ**

*Збірник праць*

(рос., укр. мовами)

Відповідальний редактор                    О. І. Сігал

Редактори                                        Н. Ю. Павлюк  
    Д. Ю. Падерно

Комп’ютерна верстка                        О. В. Авдеєнко

*Редакційна колегія не несе відповідальності  
за зміст наданих матеріалів*

Формат 60×84 1/16. Ум. друк. арк. 12,90.  
Обл.-вид. арк. 10,00. Тираж 180 екз. Зам. № 1552.

Підготовлено до друку та виготовлено в  
Державному підприємстві «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.*