

Национальная академия наук Украины  
Комитет по вопросам науки и образования  
Верховной Рады Украины  
Министерство энергетики и угольной промышленности Украины  
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины  
Научно-технический союз энергетиков и электротехников Украины  
Общественный совет при Министерстве энергетики и угольной  
промышленности Украины  
Национальный университет «Львовская политехника»  
Уральский энергетический институт Уральского федерального университета  
Научно-производственная фирма «Энерго натура»



11-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

**СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ**

Киев 2015

**Национальная академия наук Украины  
Комитет по вопросам науки и образования  
Верховной Рады Украины  
Министерство энергетики и угольной промышленности Украины  
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины  
Научно-технический союз энергетиков и электротехников Украины  
Общественный совет при Министерстве энергетики и угольной  
промышленности Украины  
Национальный университет «Львовская политехника»  
Уральский энергетический институт УрФУ  
Научно-производственная фирма «Энерго натура»**

**УГОЛЬНАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА:  
ПРОБЛЕМЫ РЕАБИЛИТАЦИИ И РАЗВИТИЯ**

**11-я Международная научно-практическая конференция**

**Киев 2015**

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ  
ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ<sup>1</sup>**

**Богатова Т.Ф.\***, к.т.н.; **Рыжков А.Ф.\***, д.т.н.; **Цзэн Л.\*\***, PhD; **Осипов П.В.\***

\*Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург, Россия

\*\*Харбинский политехнический университет, г. Харбин, КНР

Сборник научных трудов – тезисы докладов  
11-ой Международной  
научно-практической конференции

«УГОЛЬНАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА:  
ПРОБЛЕМЫ РЕАБИЛИТАЦИИ И РАЗВИТИЯ»

16-20 сентября 2015 г., г. Киев

Организаторы конференции:

Национальная академия наук Украины

Комитет по вопросам науки и образования

Верховной Рады Украины

Министерство энергетики и угольной промышленности Украины

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины

Научно-технический союз энергетиков и электротехников Украины

Общественный совет при Министерстве энергетики и угольной  
промышленности Украины

Национальный университет «Львовская политехника»

Уральский энергетический институт УрФУ

Научно-производственная фирма «Энерго натура»

**УДК 621.78.012-37.091.12:005745**

Подписано в печать 07.09.2015

Формат: 60x84/16. Бумага офсетная.

Усл. печ. л. 7.67. Уч.-изд. л. 6.59

Печать цифровая. Тираж 90 шт.

Отпечатано: ТОВ «Гнозис»

Применение газификации твердого топлива в энергетике является перспективным направлением, поскольку позволяет решить проблемы использования практически любого низкосортного топлива с наибольшей экологической безопасностью, а также обладает важным технологическим преимуществом – готовность к улавливанию CO<sub>2</sub>.

Повышение эффективности ТЭС на базе внутрицикловой газификации (ПГУ ВЦГ или IGCC) требует решения ряда проблем (в том числе эксплуатационная готовность оборудования, снижение потерь в системе газоподготовки, оптимизация технологической схемы и др.), основной из которых является повышение КПД работы острова газификации, которое может быть достигнуто реализацией следующих основных направлений.

Использование технического кислорода применяется в большинстве известных коммерческих и демонстрационных ПГУ с ВЦГ [1]. В их основе лежит процесс газификации угля с кислородом, получаемым в установках криогенного разделения воздуха. Криогенный способ при высокой производительности и в 3–4 раза меньших затратах энергии на собственные нужды, чем в воздушном цикле, имеет существенное ограничение в виде высокой для энергетических приложений стоимостью – до 15% от стоимости всей ПГУ с ВЦГ. С коммерциализацией более дешевых способов, кислородное дутье может оказаться вне конкуренции. Так, с помощью транспортных мембран, планируемых к промышленному использованию в 2018–2020 гг., стоимость и мощностные затраты на получение кислорода могут снизиться на 30% по отношению к криогенной технологии.

Использование воздуха в качестве газифицирующего агента значительно снижает стоимость ПГУ. Однако по ряду показателей работа IGCC на воздушном дутье может оказаться менее эффективной, чем на кислороде, поскольку характеризуется более низкими значениями ряда важных показателей (химический КПД конверсии 65–75% против 80% у кислородных; теплота сгорания получаемого газа 4 МДж/м<sup>3</sup> против 10 МДж/м<sup>3</sup>; меньшая степень бинарности установки за счет большего расхода пара из газоохладителя; низкие температуры горения газа). Для

<sup>1</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 14-08-01226 А

приближения показателей воздушной технологической части к кислородной возможны три направления повышения эффективности воздушной конверсии: повышение температуры дутья в реактор, обогащение дутья присадкой кислорода, понижение температуры на выходе из реактора. Мероприятия по повышению эффективности воздушной конверсии целесообразно рассматривать совместно с мероприятиями по частичному замещению (разгрузке) острова газификации (газогенератор, газоохладитель, газоочистка).

Высокотемпературный нагрев дутьевого воздуха позволяет перераспределить тепловую нагрузку с синтез-газа на дополнительно подогреваемый воздух и создать гибридную схему с уравновешенной структурой по соотношению тепловой нагрузки твёрдотопливного воздушного котла высокого давления (где осуществляется нагрев циклового воздуха до 800–1000°C) и ВЦГ. Исследования, проводимые Уральским федеральным университетом совместно с Инженерным центром энергетики Урала, показали, что реализация такого подхода по сравнению с обычной кислородной ПГУ-ВЦГ обеспечивает снижение в 2–3 раза нагрузки на работающие под давлением системы ВЦГ (реактор, газоохладитель, газоочистку) за счёт обоснованного уменьшения потока топлива через газогенерирующую часть, уменьшение капиталоёмкости системы газоочистки и термодинамических потерь в ней в 2–3 раза, снижение доли энергии топлива, минующей газовую турбину с 12–15 до 5% [2].

Еще одним направлением является разработка схем горения/газификации, обеспечивающих понижение температуры синтез-газа на выходе из реактора при расходе окислителя, близком к стехиометрическому. В поточных реакторах для этого обычно применяют двухступенчатые схемы, позволяющие за счёт «химического» квенчинга понизить температуру на выходе из реактора до минимальной по условиям химического реагирования (650–850°C – в «пиролизном» варианте, 1000–1200°C – в газификационном). При работе на ВУС химический КПД кислородной конверсии возрастает на 4–5% (до 73–77%), что демонстрируется в реакторе CB&I E-Gas (в прошлом CopocoPhillips[3]), двухступенчатый процесс конверсии сухого угля с кислородом дает  $\eta_k = 83\%$  [4], а с воздухом – становится технологически востребованным (расчетный  $\eta_k = 71–75\%$ , достигнутый – 75–77% [5]).

Перспективным направлением применения газификационных технологий является развитие полигенерации – параллельное производство электроэнергии, теплоты и различных товарных продуктов из угля (химических продуктов, высокорекреационного кокса и др.). Несмотря на проблемы, связанные с усложнением эксплуатации в результате интеграции энергетического и химического оборудования и увеличением капложений (по сравнению с моногенерацией), предприятия на базе угольной полигенерации имеют ряд потенциальных преимуществ: снижение вредных

выбросов и возможность улавливания CO<sub>2</sub>, что особенно важно с учетом постоянно ужесточающихся законов о вредных выбросах; универсальность по топливу; гибкость производства за счет возможности изменять комбинацию производимых продуктов; снижение стоимости продукции по сравнению с отдельным производством и др. Развитие полигенерационных заводов особенно перспективно в странах, где имеются значительные запасы угля, хорошие возможности утилизации или захоронения CO<sub>2</sub>, развитый рынок энергии и продуктов полигенерации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Higan C., Van der Burgt M. Gasification. Elsevier Science, 2003.
2. О предпроектной проработке гибридной угольной ПГУ с воздухонагревателем / С.И. Гордеев, Н.В. Вальцев, Т.Ф. Богатова, Е.И. Левин, А.Ф. Рыжков, Н.А. Абаимов // Электрические станции. –2012. – №10. – С. 17-21.
3. Ramirez O.M., Corredor L. Technical, economical and environmental evaluation of large scale commercial coal gasifiers // Proceedings of the ASME 2013 International Mechanical Engineering Congress and Exposition IMECE2013. California, USA. 2013.
4. Douglas. B. TPRI Technologies and our Projects Updates // Gasification technologies conference. Washington DC. 2010.
5. Development of IGCC commercial plant with air-blown gasifier / T. Hashimoto, K. Sakamoto, Y. Kitagawa, Y. Hyakutake, N. Setani // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. 2009. V. 46. №2.

УДК 662.7

#### НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ОБОГАЩЕНИЮ СОЛЕННЫХ УГЛЕЙ ДОНБАССА

Круть А.А., д.т.н.; Музалевская Н.И.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

Основываясь на научных исследованиях по изучению свойств и характеристик украинского соленого угля (содержит высокий процент примеси в виде NaCl), залежи которого разведаны на территориях северного и западного Донбасса, с целью получения кондиционного топлива специалистами обоснованно техническое предложение – обогащение угля по соли в водной среде.

На рисунке 1 приведены зависимости “перехода” соли (NaCl) из угля в водную среду при различных количественных и качественных параметрах угля и воды, (область кривых 1 и 2). Основным фактором, влияющим на эффективность такого предложения по обогащению, является время контакта угля с водой. При таком

подходе решения проблемы в первую очередь необходим широкий поиск и определение многочисленных показателей, которые а) – являются исходными для экономичного технологического процесса подготовки угля и воды и которые в целом б) – дадут положительный результат касательно минимального времени контакта.

К таким показателям относятся:

- средняя крупность угольных частиц,
- соотношение смешиваемого количества угля и воды (концентрация), исходное содержание NaCl в угле,
- влажность угля,
- температура,
- наличие иных органических и неорганических примесей в угле и воде и др.

Всего более 12 основных показателей.

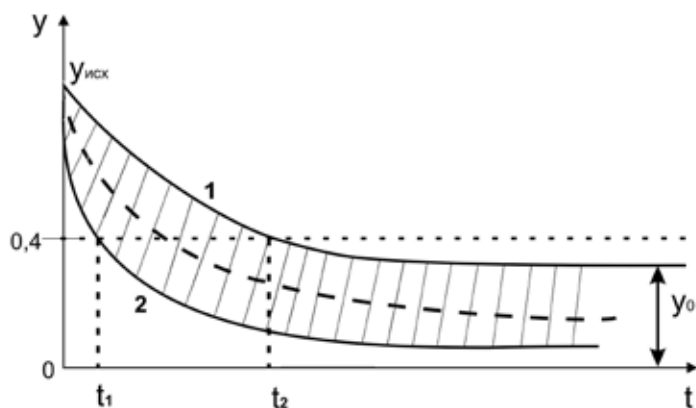


Рис. 1 – Зависимости вымывания соли из угля.

$y$  – содержание соли в угле ( $\text{Na}_2\text{O}$  в золе угля, %);  $y_{\text{исх}}$  – исходное содержание соли в угле; 0,4 – рекомендуемый граничный уровень содержания NaCl в угле при котором возможно непосредственное сжигание угля;  $y_0$  – невымываемый уровень соли в угле;  $t_1, t_2$  – время контакта угля с водой при котором достигается граничный уровень содержания NaCl в угле.

Различные соотношения и сочетания перечисленных показателей, их параметров весьма широко изменяют временной интервал  $t_1, t_2$  контакта угля с водой, (от нескольких минут до десятка часов) при котором достигается приемлемый уровень содержания NaCl в угле (меньше 0,4% по  $\text{Na}_2\text{O}$ ) или не достигается вообще.

Специалистами было обращено внимание на то, что традиционные технологии мокрого обогащения твердых полезных ископаемых, таких как руда и уголь, хорошо

отработанны и являются ведущими в мире. Процесс подготовки угля и воды для обогащения по соли мало чем отличается от традиционной подготовки к обогащению руд и угля, где целью является получение концентрированного продукта и удаление пустой породы (примесей).

Необходимо было учесть, что отдельные технологические операции по подготовке угля и воды в значительной степени влияют на экономические показатели процесса обогащения угля водной промывкой. Так операции дробления и измельчения угля весьма затратные и достигают 100 кВт·ч/тонну. Использование больших объемов воды для технологии промывки также экономически невыгодны. В условиях промышленных предприятий, к примеру, обогатительных фабрик, искусственное повышение температуры водоугольной смеси нереально. Усложняются проблемы связанные с дополнительной очисткой воды. При определенных концентрациях дисперстной среды и увеличение количества мельчайших угольных частичек процесс вымывания соли из угля замедляется. Необходимо создание условий по перемешиванию гидроугольной смеси и ее обезвоживание и др.

Исследования, проведенные в Институте угольных энерготехнологий НАН Украины, позволили впервые установить ряд отдельных параметров и граничных условий по подготовке угля и воды к обессоливанию.

В связи с этим, важно стало изучить возможность совмещения параметров и условий обессоливания угля с техническими показателями операций классического обогащения с целью получения положительного эффекта по обессоливанию угля на традиционных аппаратах.

При таком подходе решения проблемы обогащения угля по соли фактор времени контакта угля с водой и есть основным.

В Институте угольных энерготехнологий НАН Украины был проведен такой анализ и оценены с одной стороны принцип взаимодействия угольных частиц и воды в действующих машинах обогатительных фабрик, их характеристик и параметров, а с другой стороны – параметры, а также условия контакта соленого угля и воды при которых время такого контакта дает возможность достичь кондиционности топлива. Изучение данных и сравнение показателей имело положительное решение. Обогащение угля по соли определено возможно в действующих отсадочных машинах угольных обогатительных фабрик.

В нашем техническом предложении при контакте соленого угля с водой имеется возможность решать сразу две задачи: вымывание – переход соли в водную вытяжку и традиционное обогащение угля – снижение его зольности. Немаловажным фактором является возможность полной автоматизации процесса обессоливания угля.

## ВИВОД

В результате экспериментальных и аналитических исследований предложено техническое решение, основанное на возможности обогащения угля по соли в действующих отсадочных машинах угольных обогатительных фабрик. На данном этапе научных исследований по обессоливанию углей Донбасса возможен отказ от поисков и проектирования каких-либо новых установок, машин и аппаратов по обогащению соленых углей.

УДК 662.7

### ВПЛИВ МІКРОПОР НА РЕАКЦІЙНУ ЗДАТНІСТЬ ВУГІЛЛЯ

Квіцинський В.О., Кривошеєв С.І., к.т.н.;

Макарчук В.М., к.ф.-м.н.; Хілько І.М., к.ф.-м.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

При визначенні констант реагування кисню з поверхнею вуглецю в кінетичних експериментах з використанням дрібних частинок інколи нехтується вкладом поверхні мікро- та мезопор, не зважаючи на те, що їх площа на порядки перевищує площу зовнішньої поверхні. Якщо при розвинутому горінні (в режимі з зовнішньо дифузійним обмеженням) це є виправданим, то при низьких температурах (близьких до температури займання) іноді призводить до великих похибок при визначенні констант швидкості реакції. В роботі продемонстровано, що в кінетичній області значну вагу може мати реагування в порах малого діаметру, де діє кнудсенівський механізм дифузії.

Для реакції першого порядку стаціонарний розподіл концентрації кисню вздовж відкритої з одного кінця пори з радіусом  $R$  та довжиною  $L$ , який встановлюється внаслідок дифузії та реагування на внутрішній поверхні, описується виразом [1]:

$$O(x) = O_S \operatorname{ch}[(L-x)/\lambda] / \operatorname{ch}(L/\lambda) \quad (1)$$

Де:  $O_S$  – концентрація кисню на вході пори (біля поверхні частинки),

$$\lambda \text{ просторовий масштаб «спаду концентрації/проникнення кисню» в порі,} \\ \lambda = (DR/2K_S)^{1/2} \quad (2)$$

$K_S = k_0 \exp(-E_a/RT)$  – константа швидкості реакції кисню на поверхні вуглецю,

$D$ - коефіцієнт дифузії кисню в порі.

Як відомо, коефіцієнт дифузії  $D$  незалежно від її механізму дорівнює:

$$D = V/3 \quad (3)$$

де:  $l$  – середня довжина вільного пробігу молекул,  $V$  – теплова швидкість.

При атмосферному тиску та кімнатній температурі довжина вільного пробігу

молекули кисню у повітрі складає  $\sim 100$  нм ( $\sim 200$  нм при температурі, характерній для займання вуглецю). В порах, за умови, що діаметр пори менший за довжину вільного пробігу у газі, реалізується кнудсенівський режим дифузії, при якому довжина вільного пробігу дорівнює середній відстані, яку проходить молекула між зіткненнями з поверхнею (для більшості пор природного вугілля характерний саме такий режим.) Враховуючи, що при розсіянні на поверхні ймовірність значення кута між нормаллю та напрямком, під яким молекула залишає поверхню, пропорційна косинусу цього кута, можна отримати, що для прямого нескінченного циліндру  $l=2R$  (для сфери радіусу  $R - l=4R/3$ ).

Відповідно, коефіцієнт кнудсенівської дифузії  $D_K$  у прямій порі радіусу  $R$ :

$$D_K = 2RV/3, \quad (4)$$

та ефективна довжина проникнення кисню  $\lambda$  з урахуванням хімічної реакції:

$$\lambda = R(V/3K_S)^{1/2} \quad (5)$$

Проблема визначення довжини проникнення кисню в пору за допомогою (5) та ефективної площі, на якій відбувається реакція, полягає в коректному значенні константи швидкості реакції  $K_S$  (або енергії активації та передекспоненціального множника  $k_0$ , який в різних джерелах змінюється від  $10^3$  до  $10^9$  м/с). Визначення самої константи швидкості залежить від того, до якої площі відносять втрату маси частинки (при будь-яких методах контролю швидкості реакції).

Для реакції першого порядку відношення  $\varepsilon$  середньої концентрації кисню в порі  $\bar{O}$  до вхідної концентрації  $O_S$  характеризує ступінь використання внутрішньої поверхні:

$$\varepsilon = \bar{O}/O_S = \operatorname{th}(L/\lambda)/(L/\lambda) \quad (6)$$

При малих швидкості реакції та довжини пори або швидкій дифузії ( $L < 0,5\lambda$ ) концентрація кисню практично не змінюється по довжині і ступінь використання поверхні пори  $\varepsilon \approx 1$ . Із зростанням  $L/\lambda$   $\varepsilon$  монотонно спадає і при  $L > 5\lambda$

$$\varepsilon \approx \lambda/L, \quad (7)$$

(для всього діапазону параметрів  $R, V$  та  $K_S$   $\varepsilon \geq \lambda/L$ ).

Тоді ефективна поверхня реагування  $S^*$  в порі дорівнює:

$$S^* = 2\pi RL\varepsilon \geq 2\pi RL\lambda/L = \pi R^2(4V/3K_S)^{1/2} \quad (8)$$

Видно, що при виконанні (7) незалежно від радіусу пори ефективність використання отвору пори для виробництва продуктів реакції в  $(4V/3K_S)^{1/2}$  раз більша за ефективність використання ділянки зовнішньої поверхні такої самої площі. Так, для значення  $k_0=3 \cdot 10^6$  м/с,  $E_a=160$  кДж/моль та  $T=900$  К (характерна температура займання частинок в наших експериментах [3]) отримаємо, що  $(4V/3K_S)^{1/2} \approx 700$ , тобто вхідний отвір пори поглинає в 700 раз більше кисню, ніж така сама площа зовнішньої поверхні. Ефективна глибина проникнення кисню в пору з радіусом  $R=1$  нм при цьому

складає всього 0,35 мкм. Вхідні отвори пор вугільних частинок відіграють роль «чорних дірок», які набагато ефективніше за зовнішню поверхню поглинають кисень при низьких температурах та на стадії займання. Чим більша питома вага отворів на поверхні частинки, тим більше кисню вступає в реакцію на одиницю зовнішньої поверхні і тим більшою є активність вугілля в кінетичному режимі

Якщо значення константи швидкості реакції отримані при віднесенні процесу тільки до зовнішньої поверхні, то знаючи порозність вугілля  $\delta$  можна скорегувати ці результати. (Вважаємо, що частка площі отворів в загальній площі поверхні дорівнює  $\delta$ .) Нехай  $S$  площа зовнішньої поверхні частинки (разом з вхідними отворами), до якої віднесена константа швидкості реакції  $K_{S1}$ . Тоді  $(1-\delta)S$  – площа власне зовнішньої поверхні,  $\delta S$  – загальна площа вхідних отворів, а скореговану константу швидкості реакції  $K_{S2}$  можна отримати з рівняння:

$$O_S K_{S1} S = O_S K_{S2} (1-\delta) S + O_S K_{S2} \delta S (4V/3K_{S2})^{1/2}$$

або

$$K_{S1} = K_{S2} (1-\delta) + K_{S2} \delta (4V/3K_{S2})^{1/2} \quad (9)$$

Наприклад, для  $\delta=0,05$  та наведених вище значень  $T$ ,  $k_0$  та  $E_a - K_{S2} \approx 0,001 K_{S1}$

Після запалення частинки та вибухоподібного зростання її температури, зростає швидкість реакції  $K_S$ , зменшуються глибина проникнення кисню  $\lambda$ , а ефективна поверхня реагування в порі  $S^*$  наближається до площі вхідного отвору  $\pi R^2$  (ефективна площа пори не може бути менше площі її вхідного отвору, за виключенням дуже коротких наскрізних пор)  $S^* = \pi R^2 (4V/3k_S)^{1/2} \geq \pi R^2$ . Це в свою чергу означає, що  $(4V/3k_S)^{1/2} \geq 1$ , або  $k_0 \exp(-E_a/RT) \leq 4V/3$ .

Оскільки значення експоненти у виразі для константи швидкості реагування при зростанні температури прямує до 1, то множник  $k_0$  не може перевищувати  $4V/3$ . До обмеження значення  $k_0$  приводить і розгляд послідовних стадій реакції на поверхні вуглецю. Навіть якщо всі стадії реагування кисню з вуглецем відбуваються миттєво (за час одного коливання адсорбованої молекули поблизу поверхні), видалення продуктів реакції з поверхні відбувається зі швидкістю звуку і величиною такого порядку, на наш погляд, має обмежуватись значення  $k_0$ . Великі значення  $k_0$ , що зустрічаються в літературі, можуть бути пов'язані з нехтуванням реагування в мікропорах, в той час як таке реагування дає значний внесок в кінетичній області, яка здебільшого і використовується для визначення констант швидкості реагування та енергії активації.

Відомо, що марки вугілля з більшою порозністю при інших рівних умовах мають більшу реакційну здатність. На реакційну здатність впливає також енергія активації процесу, яка залежить від ступеню метаморфізму (ступеню графітизації) вугілля. В цьому плані при низьких температурах меншу реакційну здатність має

антрацит, який має малу порозність та велику енергію активації. Але навіть для нього, як витікає з приведених міркувань, на стадії займання площа внутрішнього реагування (для частинок розміром 10–200 мкм) на порядок і більше перевищує зовнішню поверхню.

В роботі [2] було зроблено оцінку впливу розширення пори на ступінь використання поверхні шляхом заміни реального профілю вхідної ділянки конусом довжиною  $L$  та великим радіусом  $R$ . Як визначили автори, коефіцієнт використання поверхні для конуса  $\epsilon_K$  відрізняється від подібного для циліндричної пори тільки множителем 2 та знаменником, що залежить від кута  $\phi$  між твірною конусу та віссю конусу і при умові, що  $L \gg R$ , описується виразом подібним до (4):

$$\epsilon_K \approx 2R(V/3K_S)^{1/2}/L(1+\tan^2\phi)^{1/4} \quad (10)$$

Враховуючи, що площа конусу з твірною  $L$  в 2 рази менша за площу циліндру такої ж довжини для ефективної поверхні конусу  $S_K^*$  отримаємо:

$$S_K^* = \epsilon_K S_K \geq \pi R^2 (4V/3K_S)^{1/2} / (1+\tan^2\phi)^{1/4} \quad (11)$$

Видно, що розробка вхідної ділянки та збільшення радіусу вхідного отвору  $R$  суттєво впливає на ефективну поверхню окремих пор, відтак і на ефективну поверхню частинки в цілому. Це може суттєво вплинути на температуру займання. Частинка, для якої температура середовища є докритичною, після розробки вхідних ділянок пор і збільшення ефективної поверхні може опинитись в надкритичних умовах. На практиці ми спостерігали випадки, коли частинка коксу розміром 100 мкм спалахувала через 2–3 хвилини після потрапляння на нагріту поверхню. Така велика затримка не може бути пов'язана з часом нагрівання, а скоріше за все пояснюється повільною розробкою вхідних ділянок пор та збільшенням реакційної поверхні частинки. Процес повільного збільшення реакційної площі може створювати небезпеку займання частинок, які тривалий час знаходяться в місцях з достатньою концентрацією кисню.

Література:

1. Laurendeau N.M., Heterogeneous kinetics coal char gasification and combustion. Prog. Energy Combust. Sci.// Pergamon Press Ltd,1978, vol 4. – P. 221-270.
2. Оренбах М.С., Реакционная поверхность при гетерогенном горении.// Новосибирск: «Наука», 1973. – 200 с.
3. Быстрый А.И., Квицинский С.И., Кривошеев С.И., Макачук В.Н., Хилько И.Н. Экспериментальное определение динамики воспламенения и горения одиночных частиц полукокса субмиллиметрового размера.// Тезисы докладов 10-ой международной научно-практической конференции «Угольная теплоэнергетика – проблемы реабилитации и развития» Киев: 2014, с. 26-28.

## ШЛЯХИ ВИКОНАННЯ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКОЮ УКРАЇНИ НАЦІОНАЛЬНОГО ПЛАНУ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ

Вольчин І. А., д.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Україна з 01.02.2011 є стороною Угоди про Енергетичне співтовариство і має на меті входження української енергетики в європейський енергетичний ринок. Обов'язковою умовою участі в європейському Енергетичному співтоваристві є виконання з 31.12.2017 умов Директиви 2001/80/ЕС про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин від великих спалювальних установок номінальною тепловою потужністю більше 50 МВт. Наприклад, вона вимагає від існуючих вугільних котлів номінальною тепловою потужністю більше 500 МВт дотримуватися таких граничних значень викидів: для діоксиду сірки – 400 мг/м<sup>3</sup>, оксидів азоту – 200 мг/м<sup>3</sup>, пилу – 50 мг/м<sup>3</sup>. Крім того, Україна при підписанні Угоди про асоціацію з Європейським Союзом взяла на себе зобов'язання впровадити в національне екологічне законодавство Директиву 2010/75/EU про промислові викиди. Дана директива вступає в дію в країнах ЄС з 01.01.2016 і вимагає від великих спалювальних установок дотримання ще більш жорстких показників. Наприклад, для існуючих вугільних котлів номінальною тепловою потужністю більше 300 МВт граничні значень викидів становитимуть для діоксиду сірки – 200 мг/м<sup>3</sup>, оксидів азоту – 200 мг/м<sup>3</sup>, пилу – 20 мг/м<sup>3</sup>.

Теплоенергетична галузь України на час входження в Енергетичне співтовариство не була готова до виконання після 31.12.2017 умов Директиви 2001/80/ЕС. Це обумовлено як умовами забезпечення енергетичної безпеки країни, так і важким фінансовим станом енергогенеруючих компаній. Для забезпечення безперебійного функціонування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) поки немає можливості виведення щорічно в реконструкцію чи заміну більше 5 енергоблоків ТЕС з близько 90 наявних, які на сьогодні виконують роль маневрених потужностей. За рахунок інвестиційної надбавки до ціни на електроенергію, як основного джерела надходження коштів, щороку вистачало фінансів на проведення реконструкції максимум 4 енергоблоків. Реконструкція енергоблоку мала на меті подовження терміну роботи на 100 тисяч годин, збільшення номінальної електричної потужності на 10–25 МВт, скорочення витрати умовного палива на відпущену електроенергію на 10–15%, розширення діапазону регулювання потужності, досягнення остаточної запиленості димових газів не вище 50 мг/м<sup>3</sup> тощо. Під час реконструкції проводилися модернізація та заміна вузлів котла, модернізація парової турбіни і генератора, встановлювалася сучасна автоматична система керування енергоблоком в рамках

ОЕС, система первинного та вторинного регулювання, споруджувалися нові електрофільтри. Таким чином було здійснено реконструкцію 20 енергоблоків. На жаль, на жодному з них не було встановлено установок очищення димових газів від діоксиду сірки та оксидів азоту через брак коштів та досвіду.

Очевидно, що за час, що залишився до 31.12.2017, в умовах дефіциту антрациту та пісного вугілля і падіння виробітку електроенергії на ТЕС, Україна не в змозі вчасно виконати вимоги Директиви 2001/80/ЕС навіть по викидах пилу, не кажучи про викиди діоксиду сірки та азоту. Оскільки Україна є не першою країною, що опинилася в таких умовах, в п. 4 Директиви 2001/80/ЕС передбачено розробку Національного плану скорочення викидів (НПСВ) забруднюючих речовин, в якому певній країні для спалювальних установок дозволяється поступове досягнення вимог директиви протягом визначеного періоду. В статті 32 Директиви 2010/75/EU мова йде про Перехідний національний план для досягнення її вимог. В країнах ЄС такий план для існуючих спалювальних установок діє до 1 липня 2020 року. Спалювальні установки країн ЄС, які не можуть виконати вимоги Директиви 2010/75/EU, можуть працювати певний період часу, дотримуючись вимог Директиви, і потім будуть виведені з експлуатації та замінені. Нові спалювальні установки повинні дотримуватися граничних значень викидів забруднюючих речовин, викладених в Директиві 2010/75/EU, вже після 1 січня 2016 р.

Для інших учасників Енергетичного співтовариства, крім ЄС, було визначено, що вони мають дотримуватися вимог Директиви 2001/80/ЕС до кінця 2023 року, а вимог Директиви 2010/75/EU – до кінця 2027 року. Україні як великій енергетичній державі Радою Міністрів Енергетичного співтовариства було дозволено не виконувати вимоги Директиви 2001/80/ЕС, а зразу орієнтуватися на поступове досягнення вимог Директиви 2010/75/EU.

Шляхом копійчої роботи і тривалих переговорів було розроблено та узгоджено з Європейською комісією і Секретаріатом Енергетичного співтовариства проект українського Національного плану скорочення викидів забруднюючих речовин, який діятиме до кінця 2033 року. В ньому заплановано досягнення існуючими спалювальними установками, які включено до НПСВ, вимог Директиви 2010/75/EU щодо викидів діоксиду сірки та пилу до кінця 2028 року, а викидів оксидів азоту – до кінця 2033 року. Зокрема, до НПСВ України включено котли 64 вугільних енергоблоків ТЕС електричною потужністю від 200 до 800 МВт. Існуючі спалювальні установки, які не здатні досягти вимог Директиви 2010/75/EU, мають право відпрацювати 40000 годин після 01.01.2018 і повинні бути виведеними з експлуатації до кінця 2033 року. До таких входять котли 31 енергоблоків ТЕС.

Контрольним параметром виконання Національного плану скорочення викидів



**ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЕРООЧИСТКИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ  
В ПОЛУСУХОМ АММИАЧНОМ РЕАКТОРЕ В ЗАВИСИМОСТИ  
ОТ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И СПОСОБА ПОДАЧИ РЕАГЕНТА**

**Вольчин И.А., д.т.н.; Коломиец А.М., к.т.н.; Ясинецкий А.А.  
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев**

Актуальность работы обусловлена документами, определяющими следующие положения. Одним из главных направлений газоочистки на ТЭС является удаление сернистого ангидрида ( $\text{SO}_2$ ) из дымовых газов [1], гранично-допустимый уровень выбросов  $\text{SO}_2$  регламентирует Директива 2010/75/EU [2], а договорённость между Украиной и ЭС предполагает соблюдение указанного в Директиве уровня выбросов загрязняющих веществ [3]. Объектом исследований, описанных в данной работе, является химический реактор капельного типа, работающий по полусухому методу с аммиачной технологией, в котором из отходящих газов пылеугольного котельного агрегата удаляется диоксид серы. В качестве реагента используется водный раствор аммиака ( $\text{NH}_3$ ) различной концентрации. Метод исследования – численный. Для проведения исследований разработана математическая модель [4], на основе которой составлена компьютерная программа.

Математическая модель описывает течение двухфазного потока – сплошной газовой среды и дискретной среды в виде капель жидкости. Температура и состав газа вычисляются в результате решения дифференциальных уравнений, описывающих законы сохранения массы и энергии. В уравнениях учитываются межфазный теплообмен, испарение жидкости из капель и абсорбция газов жидкостью капель. В результате абсорбции индивидуальных газов  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  в растворе происходит ряд химических реакций, при которых образуются карбонаты, сульфиты и сульфаты аммония:  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$ ,  $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ ,  $\text{NH}_4\text{HSO}_3$ ,  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ ,  $\text{NH}_4\text{HSO}_4$ ,  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ . Для определения состава раствора решается система нелинейных алгебраических уравнений, описывающих закон действующих масс для соответствующих химических реакций. Система дополнена уравнениями сохранения электрического заряда, а также количества атомов серы, углерода, кислорода и азота. Соответствие использованной математической модели реальному процессу определено путём сравнения расчётных рабочих параметров химического реактора с экспериментальными данными, которые были получены при проведении физических экспериментов на научно-исследовательской установке, что реализует полусухой метод десульфуризации газа. Сопоставление данных по температуре газа и содержанию сернистого ангидрида в нём на выходе из экспериментального реактора показало, что ошибка расчёта не превышает  $\pm 5\%$ .

є значення річних валових викидів забруднюючої речовини від спалювальних установок, включених до НПСВ. Ці викиди повинні постійно лінійно зменшуватися. Наприклад, кожного року загальні річні викиди діоксиду сірки від 64 вугільних енергоблоків повинні зменшуватися майже на 115900 т, і в 2028 році мають досягти значення 45490 т, що менше у 26 разів за дозволений рівень 2018 р., який визначається рівнем валових викидів 2014 р.

Дозволений рівень 2028 року базується на безумовному виконанні вимог Директиви 2010/75/EU щодо граничних значень викидів при сталому значенні річних обсягів димових газів. В проміжні роки дозволений рівень валових викидів діоксиду сірки визначається шляхом лінійної екстраполяції між рівнями 2018 і 2028 рр. Аналогічний алгоритм визначення дозволених значень валових викидів для пилу і оксидів азоту.

Дотримання дозволених значень валових викидів забруднюючих речовин можна досягти декількома шляхами:

1. Зменшення часу використання старих енергоблоків за рахунок зменшення споживання енергії в країні.
2. Планомірна реконструкція 64 енергоблоків з спорудженням сучасних систем очищення димових газів від діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу. Для дотримання загальнонаціонального значення валового викиду необхідно 5–6 енергоблоків щороку виводити в реконструкцію.
3. Зменшення часу використання старих енергоблоків за рахунок роботи нових енергоблоків, які повинні бути споруджені з дотриманням вимог Директиви 2010/75/EU, починаючи з 01.01.2016.

Перший шлях є найбільш дешевим, але неприйнятним на перспективу, оскільки різким зменшенням споживання енергії неможливо досягти виконання вимог Директиви 2010/75/EU. На жаль, він зараз реалізується в Україні в умовах війни на сході.

Другий шлях є перспективним для реконструйованих енергоблоків 300 і 800 МВт при спорудженні загально-станційних установок сіркоочищення та блочних установок азотоочищення. Але він є неприйнятним для енергоблоків 150 і 200 МВт, оскільки для них в світовій енергетиці не було реалізовано жодного проекту установки газоочищення.

Третій шлях є найбільш перспективним і дорогим. Він повинен реалізовуватися для заміни потужностей, які відпрацювали свій ресурс.

Найбільш доцільним в Україні є одночасне і рівномірне виконання протягом періоду дії НПСВ необхідних заходів другим і третім шляхами.

Рабочая зона исследуемого химического реактора представляет собой цилиндр высотой 39 м и внутренним диаметром 7 м. Снизу реактора подаётся неочищенный газ с содержанием диоксида серы 850 ppm, объёмный расход которого составляет 74  $\text{nm}^3/\text{с}$ . Форсунки для впрыскивания жидкости размещены в нижней части рабочей зоны на одном или нескольких уровнях. Очищенный газ выводится в верхней части реактора. Эффективность удаления диоксида серы зависит от времени существования капель жидкости из-за того, что скорость абсорбции газа конечна. Для увеличения времени «жизни» капель, которые постепенно высыхают, 25%-й водный раствор аммиака разбавляется дополнительной водой. Кроме того, при испарении воды снижается температура газа, что способствует увеличению времени «жизни». Количество воды, которая впрыскивается в реактор, строго ограничено. Во-первых, потому, что полусухой метод предполагает высыхание капель в пределах рабочей зоны. Во-вторых, температура выходящего газа должна быть выше температуры точки водяной росы как минимум на 10–15 градусов. В численных исследованиях удельный расход воды варьировался в диапазоне 39,5–53,5  $\text{г}/\text{nm}^3$ . Обычно при сжигании угля в дымовых газах содержится не более 6% кислорода, поэтому для интенсификации процесса образования сульфата аммония, как конечного полезного продукта, в реактор вдувается воздух с целью повышения содержания  $\text{O}_2$ . Однако количество воздуха тоже ограничено из-за увеличения нагрузки на дымосос. Поэтому принято, что воздуха вдувается не более 10% от объёма дымовых газов.

Изменение подаваемого в рабочую зону количества воды и воздуха влияет на температурный и скоростной режим работы реактора. В данной работе представлены также результаты исследования способа подачи реагента. Базовый способ предполагает подачу сразу всего раствора на входе в реактор – «однопоточный» способ. Расчёты показали, что часть аммиака в результате десорбции из раствора переходит в газовую среду и, тем самым, снижает эффективность удаления сернистого ангидрида. В силу этого был опробован «многопоточный» способ, при котором раствор реагента впрыскивается постепенно через несколько уровней форсунок. В работе также рассмотрен «двухпоточный» способ. При этом способе раствор и оросительная вода подаются раздельно, но с разной последовательностью, т.е. «вода-раствор» и «раствор-вода».

Увеличение удельного расхода воды и количества воздуха положительно, хотя и не сильно, влияет на эффективность удаления диоксида серы. При большем расходе воды, во-первых, увеличивается время существования капель жидкости из-за снижения температуры газа, а, во-вторых, снижается концентрация аммиака в растворе и из-за этого снижается его десорбция в газовую среду. Рост эффективности при вдувании воздуха тоже связан со снижением температуры газо-воздушной смеси,

т.к. температура воздуха много ниже температуры газа. Однако при этом удельный расход воды должен быть ниже. Следует заметить, что расчёты с варьированием расхода воды и воздуха выполнены при «однопоточной» подаче раствора. Ещё один факт был выявлен в результате расчётов. При начальной температуре газа от 130°C до 180°C максимальная эффективность наблюдается, когда температура газа на выходе из рабочей зоны реактора превышает температуру точки водяной росы на 10...15 градусов. Расчёты при «многопоточной» подаче раствора показали, что такой способ подачи мало влияет на эффективность процесса, но имеет положительную сторону, которая заключается в следующем. Снижение нагрузки на аппарат требует снижения расхода раствора, что при «однопоточном» способе подачи может повлиять дисперсный состав капель. При «многопоточном» способе подачи этого можно избежать путём отключения одного и более уровней форсунок.

Поскольку растворимость газов повышается со снижением температуры раствора, то были сделаны расчёты с «двухпоточной» подачей жидкости, когда вначале подаётся оросительная вода для снижения температуры газа, а затем на следующем уровне форсунок впрыскивается раствор аммиака. Однако такой способ подачи практически не повлиял на эффективность. Наилучший результат достигается с системой «раствор-вода», причём воду следует подавать в точке рабочей зоны, когда капли раствора высохнут. В этом случае капельная вода абсорбирует не только диоксид серы из газа, но и газообразный аммиак, тем самым повышая эффективность удаления  $\text{SO}_2$  из газа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Zevenhoven R., Kilpinen P. Control of pollutants in flue gases and fuel gases. – Espoo: Helsinki University of Technology. Nordic Energy Research Programme. Solid Fuel Committee. – February 2004. – Espoo/Turku, Finland.
2. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) (Recast) // Official Journal L334. – 2010. – P. 17–119.
3. Розпорядження Кабінету Міністрів України «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» від 17 вересня 2014 р. № 847-р // Урядовий кур'єр від 08.10.2014. – № 185.
4. Коломієць О.М., Ясинецький А.О. Моделювання напівсухого аміачного методу видалення діоксиду сірки// Енерготехнології та ресурсозбереження. – 2014. – №5-6. – С. 69-77.

## ЗАМЕНА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРОДУКТАМИ ПЕРЕРАБОТКИ УГОЛЬНОГО ТОПЛИВА В УСЛОВИЯХ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Сорока Б.С.<sup>1</sup>, д.т.н.; Dr. Sandor P.<sup>2</sup><sup>1</sup>Институт газа НАН Украины, г. Киев<sup>2</sup>Optimum Energo-Ecology Ltd, Dunaujvaros, Венгрия

Замещение природного газа технологическими газами, образованными при использовании угля в металлургическом производстве – распространенная тенденция последних десятилетий в европейских странах. Замена топлива сопровождается серьезным изменением энергетических, экологических и эксплуатационных характеристик металлургических процессов и агрегатов. Кроме того, вследствие изменения поэлементного и покомпонентного состава продуктов сгорания при этом наблюдается различное химическое (коррозионное) воздействие на обрабатываемый материал, а также на печное оборудование.

Оптимизация топливного баланса металлургического комбината при одновременном протекании различных производственных процессов (коксового, доменного, сталеплавильного, прокатного и др.) и при наличии ряда топлив состоит в таком перераспределении потоков топлив по металлургическим агрегатам, чтобы минимизировать суммарные затраты углеводородного топлива на предприятии, энергопотери благодаря приведению в соответствие технологических температур технологических процессов температурным потенциалам (температурам горения) отдельных топлив и их смесей.

К настоящему времени накоплен положительный опыт эксплуатации как низко- и среднетемпературных печей и котлов, так и высокотемпературных печей на технологических газах, полученных с использованием угля (кокса). Так, из трех нагревательных печей прокатного производства комбината “ISD DUNAFERR” (Dunaujvaros, Венгрия), две работают на коксовом газе (конструкции Стальпроекта – Института газа), а вступившая в эксплуатацию в 2012 г. третья печь, поставленная фирмой “Danieli” (Италия), работает на природном газе. Низкокалорийный доменный газ и его смеси с коксовым и природным газом используются в термических печах цехов холодной прокатки.

К 2000 г. на металлургическом комбинате “ISD DUNAFERR” (Dunaujvaros, Венгрия) были проведены работы, позволяющие заменить значительную часть природного газа на технологические газы, связанные с производством и использованием кокса, прежде всего коксовым и доменным газами. В дальнейшем реальная структура баланса увязывалась с реальной конъюнктурой по углеводородам, а также с экономической ситуацией и износом оборудования.

Основными энергетическими источниками из трех газообразных топлив на комбинате служат коксовый газ (46,24%), затем доменный газ (32,53%), наименьший вклад вносит природный газ (21,2%). В целом по всем видам металлургических производств доля природного газа в 2014 г. составляла 21,23%, что несколько меньше, чем в 2000 г. (23,2%).

Если к 2000 г. доля природного газа в отоплении нагревательных печей (горячая прокатка) составляла менее 1,0%, то, начиная с 2012 г. она колеблется в пределах 28,8–39,0%. Из используемого на комбинате природного газа основная составляющая расхода (35,19%) приходится на ТЭЦ. Там же расходуется основная доля доменного газа (67,19%). Основная доля коксового газа (46,32%) также расходуется на ТЭЦ, а также в печах прокатного производства (24,53%).

В отличие от обычно принятого способа отыскания потребного расхода топлива  $B_j$  при замене топлива  $i$  на топливо  $j$ :

$$B_{f,i} Q_{n,i}^p = B_{f,j} Q_{n,j}^p, \quad (1)$$

наша методология предполагает приравнивание полезно воспринятой в обоих случаях тепловой энергии:

$$B_{f,i} (I_{f,T} - I_{f,\Pi})_i (\alpha_i, T_{in,i}) = B_{f,j} (I_{f,T} - I_{f,\Pi})_j (\alpha_j, T_{in,j}). \quad (2)$$

Такой подход обусловлен корректным учетом воздействием вида топливоокислительной смеси, ее состава, включая избыток окислителя, начальные и конечные параметры, на КПД использования топлива  $\eta_f$  и теплоты  $\eta_H$ . Поскольку КПД  $\eta_f$  и  $\eta_H$  при использовании низкокалорийных газовых топлив (LCV – НКГТ) ниже таковых при использовании природного газа, то вводимая тепловая энергия и расходы топлива при сжигании НКГТ должны возрасти по сравнению со случаем, когда топливо – природный газ.

Таблица 1

Изменение тепловой энергии сгорания топлива при использовании смеси доменного газа (COG) с природным (NG) по сравнению с чистым природным. Технологическая температура  $t_{fl} = t_{flr} = 1000$  °C (числитель) / 800 °C (знаменатель)

Состав топлива, % об.		Об. стехиом. число $L_{st}$ , $\text{нм}^3/\text{нм}^3$	Экономия (+) / Перерасход (–) теплоты по отношению к природному газу				
NG	COG		Температурные условия исходных компонент топлива (F) / воздух (A), °C				
			F= 25; A= 25	F = 25; A= 250	F = 250; A = 250	F = 25; A = 400	F = 400; A = 400
1	2	3	4	5	6	7	8
100	0	9,67	–	–	–	–	–
80	20	7,88	–1,08 –0,76	+6,63 +4,5	+7,56 +5,13	+11,45 +8,14	+12,8 +9,08

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
60	40	6,08	-3,24	+4,28	+5,48	+8,32	+10,06
			-2,2	+2,67	+3,46	+5,4	+6,6
50	50	5,18	-4,47	+3,27	+4,67	+7,43	+9,45
			-2,93	+2,05	+2,98	+4,84	+6,23
40	60	4,28	-6,75	+1,55	+3,28	+5,9	+8,36
			-4,21	+0,94	+2,08	+3,83	+5,5
20	80	2,50	-15,0	-5,37	-2,16	-0,24	+4,18
			-9,2	-3,4	-1,38	-0,15	+2,74
0	100	0,70	-85,6	-60,7	-38,2	-48,3	-20,94
			-42,2	-32,05	-21,57	-2,65	-12,5

Данные табл. 1. подтверждают такой вывод. Здесь представлено изменение затраченной тепловой энергии при использовании смеси доменного газа с природным по сравнению с чистым природным газом для колпаковых печей цеха холодной прокатки металлургического завода «Запорожсталь», где намечено перевести порядка 70 печей на отопление НКГТ взамен природного газа.

Чем меньше доля природного газа в топливе  $LCV = NG + BFG$  и ниже начальные температуры компонентов горения ( $T_{in}$  для  $F$  и  $A$ ), тем выше потребная теплота сгорания  $B_f Q_n^p$  топлива, варьируемого в таблице.

Обозначения:  $B_f$  – массовый расход топлива, кг/ч;  $Q_n^p$  – низшая теплота сгорания 1 кг топлива;  $I_{f,T}$ ,  $I_{f,l}$  – полная энтальпия продуктов сгорания 1 кг топлива при теоретической температуре горения  $T_T$  и температуре продуктов сгорания на выходе из печи  $T_{fl}$ , МДж/кг топлива;  $B_{f,i}(I_{f,T} - I_{f,l}) (\alpha, T_{in})$  – тепловая энергия, оставленная в рабочем пространстве печи для продуктов сгорания 1 кг топлива, соответствующих исходной температуре  $T_{in}$  и коэффициенте избытка воздуха  $\alpha$ .

УДК 621.312.04

## ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОТЛІВ, ЯКІ ПРАЦЮЮТЬ З РЕГЕНЕРАТИВНИМИ ПОВІТРОПІДГРІВНИКАМИ

Заяць М.Ф., Мисак Й.С., д.т.н., проф.

Національний університет „Львівська політехніка”, м. Львів

Для підігрівання повітря димовими газами широке використання отримали регенеративні повітропідігрівники (РПП). За умови врахування їх переваг над рекуперативними повітропідігрівниками, РПП отримали широке використання для

потужних енергоблоків, як у нашій країні так і за кордоном. Однак, РПП є конструктивно складніші за рекуперативні і мають високі вимоги до експлуатації. Під час досліджень виявлено, що основний недолік РПП – це понижена герметичність, через що значна кількість повітря перетікає всередині повітропідігрівника в димові гази і збільшує втрати з відхідними газами, а також завантаження дуттьових вентиляторів та димосмоків. Аналіз існуючих конструкцій і умов роботи ущільнень різних типів РПП показує, що найбільш удосконалені конструкції ущільнень не дозволяють зменшити перетікання повітря в газовий тракт менше 8 % витрати газів.

У такому разі зменшення присмоктів, перетоків і перенесення повітря пакетами набивки ротора РПП підвищує маневреність, надійність і економічність котельних установок за рахунок:

- збільшення теплових переважань котельних установок в режимах з включеними, так і відключеними ПВТ;
- збільшення терміну служби набивки пакетів холодного шару РПП у разі підвищення температури відхідних газів;
- підвищення маневреності тягодуттьових машин і зменшення витрати енергії на їх привід;
- підвищення коефіцієнта корисної дії котла.

За даними досліджень літературних джерел, в енергетиці відомі різні схеми використання повітря РПП, під час їх роботи присмоктує повітря в газову частину РПП можна зменшити на 4–6%, при цьому разом з повітрям забирається приблизно 10–15% димових газів.

З метою зменшення присмоктів повітря в газовий тракт котельних установок, зокрема, в РПП була запропонована нова схема використання перетікаючого повітря. Особливість її в тому, що повітря, яке перетікає через радіальні периферійні та аксіальні ущільнення, а також яке переноситься набивкою ротора РПП, відсмоктується димосмоками рециркуляції димових газів і направляється в паливну камеру разом з газами рециркуляції і одночасно приймає участь у процесі горіння.

Повітропровід перетікаючого повітря рекомендується розмістити всередині підвідного газоходу на ділянці «економізер – РПП», що забезпечує додаткове підігрівання повітря і виключає корозію повітряного короба в високотемпературному середовищі димових газів. Для відсмоктування перетікаючого через радіальні ущільнення в верхній і в нижній частині, з сторони виходу ротора з повітряної частини повітропідігрівника, в радіальних плитах виконані отвори таким чином, щоб виключалось їх пряме з'єднання з повітряною частиною повітропідігрівника.

Повітря, яке перетікає через зазор між радіальною плитою гарячої сторони РПП і

**THERMODYNAMIC ANALYSIS AND EXPERIMENTAL TESTS OF WOOD  
WASTE GASIFICATION AND COMBUSTION PLANTS**

**Dr. N. Striugas<sup>1</sup>, Dr. Sc (Eng.) B. Soroka<sup>2</sup>, Dr. K. Zakarauskas<sup>1</sup>,  
Cand. Sc. (Eng.) N. Vorobyov<sup>2</sup>**

**1 – Lithuanian Energy Institute, Kaunas, Lithuania;**

**2 – Gas Institute of NASU, Kiev, Ukraine.**

ротором, поступає через отвори плити по повітропроводу на сторону всмоктування димосмокта рециркуляції димових газів, оминаючи направляючий апарат, і подається димосмоктом рециркуляції димових газів (ДРГ) в паливню, де перетікає повітря приймає участь в процесі горіння.

Повітря, проходить через периферійні ущільнення між ротором і кожухом РПП, поступає у повітропровід з бокового кільцевого зазору між ротором і кожухом.

Відсмоктування повітря з ущільнень забезпечується за рахунок різниці розрідження повітря за направляючим ДРГ і перетікаючого повітря під радіальними плитами і за периферійними ущільненнями.

З метою визначення економічності роботи РПП і котельного агрегату в цілому були проведені дослідження при включеній та відключеній схемі відсмоктування середовища з ущільнень РПП.

Загальний об'єм відсмоктуючого середовища в діапазоні навантажень котла 40-100% номінального відповідно рівний 13–40 м<sup>3</sup>/с, при цьому з ущільнень з сторони виходу ротора з повітряної в газову частину об'єм відсмоктуючого середовища відповідно складає 5,5–18,0 м<sup>3</sup>/с, з сторони виходу з газової у повітряну частину 7,5–22,0 м<sup>3</sup>/с.

За результатами досліджень ефективності роботи котлів потужних енергоблоків можна зробити такі висновки:

1. Розроблена схема використання перетікаючого повітря РПП – є особлива в тому, що повітря, яке перетікає через радіальні, периферійні та аксіальні ущільнення, а також перенесене пакетами набивки ротора РПП, відсмоктується димосмоками рециркуляції газів і направляється в паливну камеру разом з газами рециркуляції, де приймає участь в процесі горіння.

2. Досліджена робота схеми в промислових умовах, а також визначено вплив різних режимних факторів таких, як коефіцієнта надлишку повітря, степені рециркуляції газів, розрідження газів в конвективній шахті, тиску повітря і конструктивних особливостей на її ефективність.

3. Впровадження такої схеми на котлах ТГМП-314 з РПП-98 блоків 300 МВт дозволило підвищити їх маневреність та економічність. Отримали зниження присмоктів, перетоків і переносів повітря набивкою ротора РПП на 10–12% абс., що дозволило збільшити теплові перевантаження котельних установок при існуючих обмеженнях для максимальної продуктивності тягодутьових машин.

In small countries those do not possess their own resources of fossil fuels, interest for elaboration the alternative energy sources is noticeable and to obtain the energetic independence and growth of national economy. Some countries are expanding the various wastes utilization in power sector for substitution the natural gas. One of the appropriate technologies appears to be the gasification of various types of biofuels; other approach makes the traditional direct combustion of fuel forming by the wastes.

In Fig.1 are presented the examples of the production lines operating with alternative fuels focused upon application the wood wastes by means of gasification (Fig.1, a) and direct combustion (Fig.1, b).

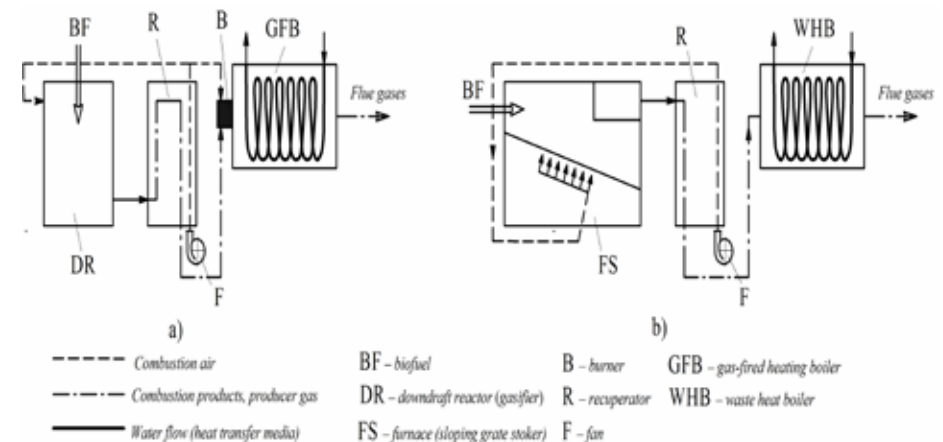


Fig. 1. Process and heating systems operating with biofuel (BF):

a – basing upon gasification the BF; b – basing upon direct combustion of BF.

Two various ways of increase the efficiency of wood biofuel utilization have been proposed due heat recovery of power carriers flow: of primary combustion products (or gasification products, producer gas) – Fig. 1, a; and of furnace combustion products – Fig. 1, b. In case a the producer gas is firing the heating boiler (GFB) by means of gas combustion in the burner, for the case b combustion products from the furnace are forming

the heating medium for the waste heat boiler (WHB). Preheated air flow is delivering both to the DR and to the gas-fired heating boiler (a) or are directing to the furnace for combustion (b). Flue gases are serving as heating medium in WHB.

Such wastes as sewage sludge, straw, farm litter, harvested waste etc. ahead the gasification plant should be correctly pre-treated. The most common pre-treatment of waste makes its pelleting or briquetting. The downdraft gasification the biomass of larger size (chips, cubes) does not cause the great troubles for process performance while small size pieces make the task to be more complicated. To adapt the gasification process for pelleted fuel some additional investigations have been carried out. The tests have been performed in the downdraft gasifier of nominal heat capacity of 100 kW by potential of producer gas (Fig. 1, a). The gasification plant consists of three principal parts – gasifier DR, recuperator R and boiler GFB. Two different types of pelletized fuel – wood pellets and sewage sludge/sawdust pellets prepared from dried sewage sludge (50 wt.%) and softwood (50 wt.%) were used at stage of experimental investigation.

The principal parameters of the gasification processes were evaluated and given in Table 1 for two types of biofuel (pellets). Experimental analysis revealed the differences of process parameters by gasification of pelletized fuel of different origin.

Table 1. Comparison of gasification performance of different feedstock

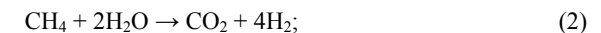
Parameter	Softwood Sewage pellets	Sludge-sawdust pellets
Fuel load, kg/h	57	28
Air flow, Nm <sup>3</sup> /h:	55	49
Air excess factor	0.20	0.39
Fuel gas flowrate, Nm <sup>3</sup> /h	122	87
Specific gas yield, Nm <sup>3</sup> /kg	2.14	3.11
Average gas composition, vol. %:		
H <sub>2</sub>	14.01	14.00
CO	24.27	16.40
CH <sub>4</sub>	4.12	1.05
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.13	0.06
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.11	0.05
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.03	0.02
CO <sub>2</sub>	10.26	9.2
N <sub>2</sub>	47.07	59.22
Gas LHV, MJ/Nm <sup>3</sup>	6.21	4.04
Carbon content in char, wt. %	84.32	34.92
Tar, g/Nm <sup>3</sup>	3.31	1.24
Cold fuel gas efficiency	0.75	0.75
Hot fuel gas efficiency	0.84	0.91
Heart load, MW/m <sup>2</sup>	17.68	8.85

The main difference between indicated types of feedstock makes the initial atomic

composition and the components phase state, temperature of the gasification process, pressure drop and residual content. The producer gas composition was similar to those collected in literature. The gas yield was varied with the feedstock type change and was of 2.14 and 3.11 Nm<sup>3</sup>/kg; calorific value obtained 6.21 and 4.04 MJ/Nm<sup>3</sup> for wood and mixed pellets, respectively. All the above differences influence the process efficiency. The maximum cold gas efficiency of 75.4 % was achieved for a sewage sludge / wood pellets. The lower efficiency of 75.1 % was determined for the wood pellets. The sensible heat of hot gases increases the plants efficiency by 8.4 – 15.1 %.

It could be therefore concluded, that despite the facts that the process performance varies with changing the feedstock type, the selected types of preprocessed fuels and waste could be gasified in a single, correctly controlled and computerized downdraft gasifier leaving not great portion of initial fuel in condensed phase.

Gasification process by solid and liquid biomass treatment makes very important technique of alternative gas fuels production. The oxidation medium by the process under consideration is presented by gasification air (usually) and sometimes by O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O or mixtures of mentioned components. The equilibrium thermodynamics serves as an available means for determination the composition and properties of the gasification products (GP) as well as to predict the power efficiency of the GP production and application as the fuel for the furnaces and boilers. For the cases of gasification process we've elaborated the techniques of enthalpy and exergy analysis. The principal task by gasification is to provide the reaction proceeding with minimum formation of the solid or liquid components like char, soot or tars. To check an adequacy the principle of assumption the thermodynamic equilibrium state of the reaction products (GP) by biomass gasification some eligible reactions were testified regarding gaseous components, particularly for exothermic reactions of gasification (rich combustion), on the one hand, or exchange endothermic reactions and other ones like conversion reactions, on the other hand:



The results of treatment the experimental literature data for reactions (1), (2), (3) in form of equilibrium constants  $K_p^{(exp)}$  were compared with the predicted ones  $K_p^{(calc)}$ . We computed the last values accordingly respective reactions with constants of atomization  $K_X$  for individual components  $X_i \equiv \text{H}_2, \text{CO}, \text{CO}_2$  etc. For example concerning mentioned reactions the equilibrium constants are calculated as follows:

$$K_{p1}^{(exp)} = \{p_{\text{CO}_2} p_{\text{H}_2}\} / \{p_{\text{H}_2\text{O}} p_{\text{CO}}\} = \{D_{\text{CO}_2} \cdot D_{\text{H}_2}\} / \{D_{\text{H}_2\text{O}} \cdot D_{\text{CO}}\}; \quad (4)$$

$$K_{p1}^{(calc)} = \{K_{H_2O} \cdot K_{CO}\} / \{K_{CO_2} \cdot K_{H_2}\}; \quad (5)$$

$$K_{p2}^{(exp)} = \{p_{CO_2} \cdot p_{H_2}^4\} / \{p_{H_2O}^2 \cdot p_{CH_4}\} = \{D_{CO_2} \cdot D_{H_2}^4\} / \{D_{H_2O}^2 \cdot D_{CH_4}\}; \quad (6)$$

$$K_{p2}^{(calc)} = \{K_{H_2O}^2 \cdot K_{CH_4}\} / \{K_{CO_2} \cdot K_{H_2}^4\}; \quad (7)$$

$$K_{p3}^{(exp)} = \{p_{CO}^2 \cdot p_{H_2}^2\} / \{p_{CH_4} \cdot p_{CO_2}\}; \quad (8)$$

$$K_{p3}^{(calc)} = \{K_{CH_4} \cdot K_{CO_2}\} / \{K_{CO}^2 \cdot K_{H_2}^2\}; \quad (9)$$

using the experimental data for  $p_{X_i}$  ( $D_{X_i}$ ) and tabulated values for  $K_{X_i}(T)$  – respectively by definition of equilibrium constants  $K_p^{(exp)}$  and  $K_p^{(calc)}$ .

In Fig. 2 are presented the results of comparison the theoretical values of thermodynamic equilibrium constants  $K_p^{(calc)}$  with experimental values  $K_p^{(exp)}$  for reactions (1) and (2) while in Fig. 3 – for conversion reaction (3). General conclusion could be done: presented data confirm good approximation of consideration the gaseous gasification products as the mixture of gas equilibrium components for various types of biomass under air gasification of coal, vegetable oils, straw, treated wood, untreated wood, grass, sludge, manure and for pelletized samples – particularly. Thus the satisfactory standard of the used gasification plants has been stated.

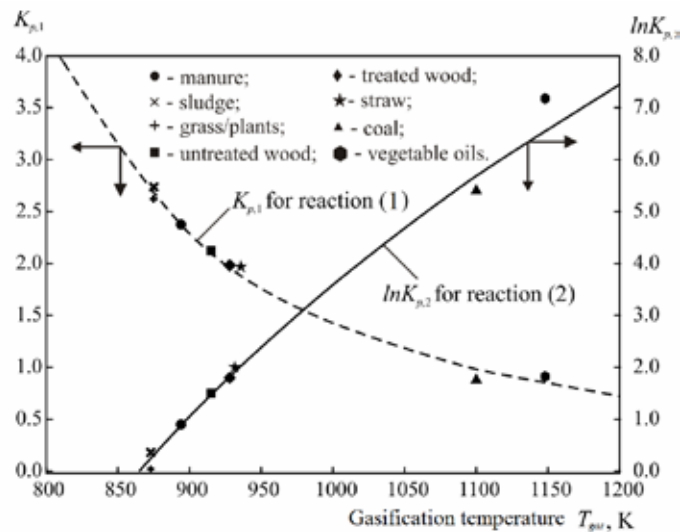


Fig. 2. Comparison of data on  $K_{p,1}$  and  $\ln K_{p,2}$ , defined as  $K_p^{(calc)}$  through tabulated data on constants  $K_X$  of atomization reactions (1) and (2) between the components (curves 1 and 2 – respectively) with the values  $K_p^{(exp)}$  defined through measured concentrations  $D_X$  (the dots)

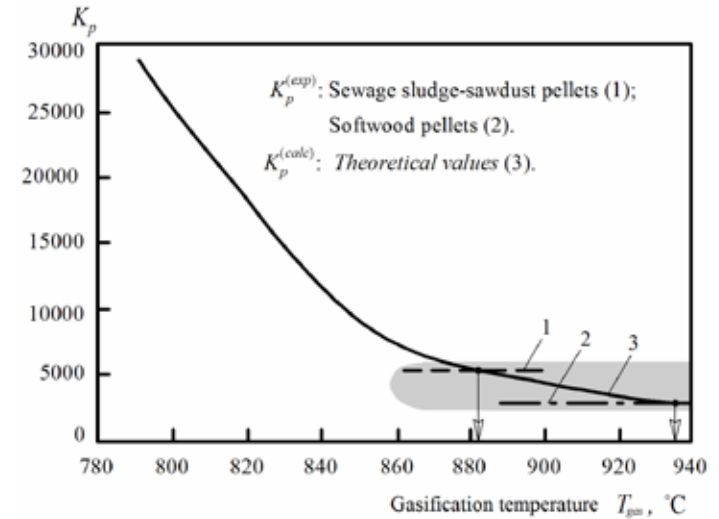


Fig. 3. Comparison of experimental data on conversion gasification reaction constant  $K_{p,3}^{(exp)}$  (lines 1 and 2) with predicted values  $K_{p,3}^{(calc)}$  (curve 3).

УДК 532.529+533.082.53

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ЧАСТИЦ В КИПАЮЩЕМ СЛОЕ ОПТИЧЕСКИМ ЗОНДОМ

Быстрый А.И., Квицинский В.А., Кривошеев С.И., к.т.н.;

Макарчук В.Н., к.ф.-м.н.; Хилько И.Н. к.ф.-м.н.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

В работе [1] предложена методика определения абсолютной концентрации частиц в двухфазном потоке оптическим зондом из анализа Фурье-образа (ФО) функции плотности вероятности (ФПВ) распределения амплитуд импульсов отражения лазерного излучения от частиц в потоке. Методика экспериментально проверена при определении счетной объемной концентрации частиц песка (фракция 160-200 мкм) в условиях их свободного падения. В данной работе рассмотрены результаты использования предлагаемой методики для определения концентрации частиц в практически важном случае двухфазного потока холодного «кипящего слоя». Как показано в работе [1] Фурье-образ  $\Phi_1(\omega)$  ФПВ распределения амплитуд регистрируемого сигнала светоотражения от  $N$  частиц в объеме регистрации (ОР) связан с Фурье-образом  $\Phi_X(\omega)$  ФПВ распределения амплитуд светоотражения от отдельной частицы соотношением

$$\Phi_i(\omega) = \exp[\tilde{N}\Phi_x(\omega) - \tilde{N}], \quad (1)$$

где  $\tilde{N}$  – среднее значение числа частиц  $N$ , которое предполагается распределенным по закону Пуассона.

ФПВ распределения амплитуд светотражения от отдельной частицы была определена расчетно-экспериментальным путем. Экспериментально была установлена осевая симметричность лазерного излучения, измерена его пространственная расходимость вдоль направления излучения, определена зависимость  $f(z)$  интенсивности отраженного частицей излучения от ее расстояния до световода фотоприемника  $z$ , что позволило математически описать сигнал светотражения от произвольной  $i$ -ой частицы ( $1 \leq i \leq N$ ) в виде

$$x_i = I_0 * f(z_i) * \exp(-r_i^2/w^2), \quad (2)$$

где:  $I_0$  – максимальная амплитуда отраженного сигнала от одиночной частицы (зависит от чувствительности фотоприемника, усиления приемной аппаратуры и т.д., определяется экспериментально),  $\exp(-r_i^2/w^2)$  – Гауссово распределение интенсивности лазерного излучения;  $w$  – его характерный пространственный масштаб спадания перпендикулярно оси луча лазера;  $r_i$  – расстояние от оси луча до центра частицы,  $z_i$  и  $r_i$  – координаты центра частицы, случайные пространственные переменные с равномерным распределением.

Знание вида сигнала (2) и законов распределения случайных переменных  $z_i$  и  $r_i$  позволило рассчитать для частицы ФПВ амплитуд светотражения и найти ее Фурье-образ  $\Phi_x(\omega)$ . Теперь, измерив ФПВ амплитуд светотражения от потока частиц и вычислив ее ФО  $\Phi(\omega)$ , можно по формуле (1) определить среднее число частиц в ОР  $\tilde{N}$ , а по минимуму расхождения между экспериментальным и модельным ФО подобрать величину  $I_0$ . Величину ОР в  $\text{мм}^3$ , откуда регистрируется сигнал, также можно рассчитать, зная выражение для величины сигнала (2).

Работоспособность методики проверялась на частицах мака в потоке типа «кипящий слой», который создавался на установке, детально описанной в работе [2]. Измерения концентрации частиц проводились двухканальным оптическим зондом [2] в широком диапазоне изменения нагрузок слоя (массы мака) и расходов воздуха, на различных расстояниях от сетки слоя и радиусах колонны.

На рис.1 приведены типичные нормированные экспериментальные ФПВ распределения амплитуд импульсов светотражения для каждого канала и их расчетные модели (сплошные линии), восстановленные обратным преобразованием Фурье выражения (1) со своими  $\tilde{N}$  и общей для всех измерений величиной  $I_0$ . Следует особо подчеркнуть, что при большом общем числе измерений ( $>10^5$ ) вид нормированной ФПВ всегда соответствовал функции, полученной из модели.

Измерение экспериментальной ФПВ распределения амплитуд сигнала

светотражения от частиц потока позволяет легко рассчитать ее первый и второй момент – среднее значение и дисперсию. Их зависимость от среднего числа частиц в ОР, определенного с использованием формулы (1), представлена на рис.2. Линейность полученных зависимостей полностью соответствует теоретическим предсказаниям [1]

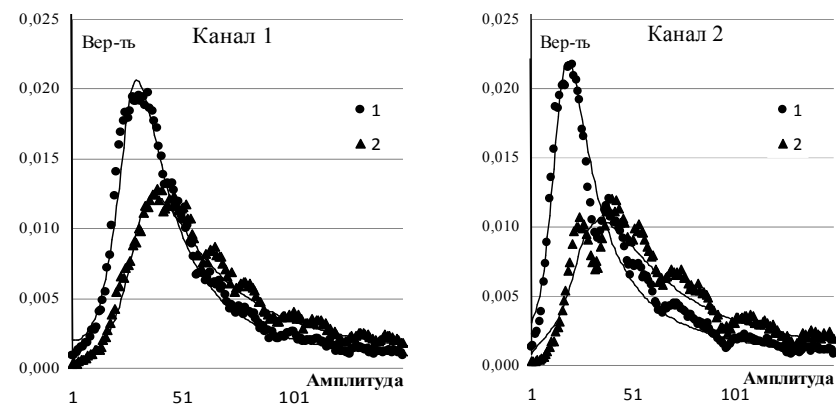


Рис. 1. ФПВ распределения амплитуд импульсов светотражения для двух каналов и их расчетные модели (сплошные линии).

Скорости частиц: 1 – 1,77 м/сек, 2 – 2,5 м/сек. Среднее число частиц  $\tilde{N}$ : 1 ~ 3, 2 ~ 5.

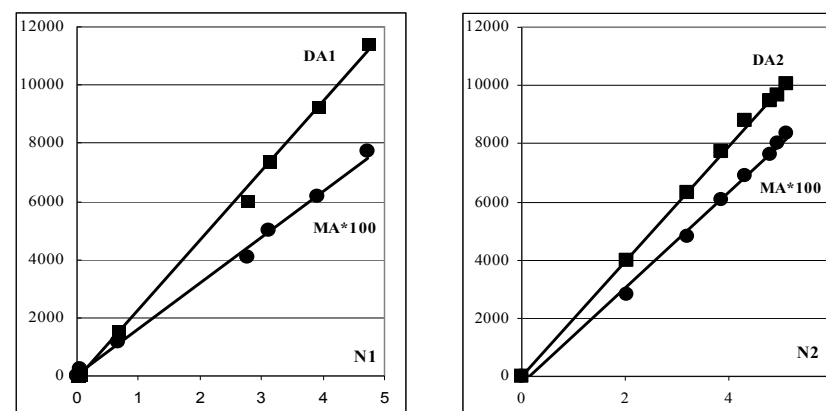


Рис. 2. Зависимость дисперсии ( $DA_i$ ) и среднего значения (умноженного на 100) сигнала для каждого из двух каналов зонда ( $i=1,2$ ) от среднего числа частиц ( $N_i$ ).

На практике наличие калибровочных прямых (рис.2) позволяет по измеряемым дисперсии и среднему значению сигнала определять среднее число частиц в ОР в широком диапазоне параметров двухфазного потока.



Отдельный интерес представляет сопоставление рассчитанной (согласно предлагаемой методике) из экспериментальных данных величины  $\tilde{N}$  с некоторой известной величиной концентрации частиц, задаваемой независимым способом. Для этого измерительный зонд был помещен внутрь потока свободно падающих частиц мака. Параметры потока были следующими: диаметр 12 мм, скорость частиц 2,26 м/сек, просыпка 400 миллилитров мака за 14 секунд, расчетная концентрация частиц – 0,194 частиц/мм<sup>3</sup>. Экспериментальные и модельные ФПВ распределения амплитуд сигнала светоотражения для двух каналов представлены на рис.3 (в данном случае модельная ФПВ сгенерирована программно как сумма случайного числа N со средним  $\tilde{N}$  случайных слагаемых вида(2)).

Расчетный объем ОР для  $I_0=1000$  ед. АЦП составил 76,57 мм<sup>3</sup>. Число частиц в таком ОР с учетом их концентрации 0,194 частиц/мм<sup>3</sup> должно равняться 14,85. Полученные по предлагаемой методике значения числа частиц  $\tilde{N}$  составили 16 для канала 1 и 18 для канала 2, т.е. достаточно хорошо согласуются с независимой расчетной величиной.

Выводы.

Предлагаемая в работе [1] методика определения абсолютной концентрации частиц по измеряемой ФПВ распределения амплитуд сигнала светоотражения продемонстрировала свою работоспособность в условиях двухфазного потока типа «кипящий слой». Получаемые с ее помощью результаты хорошо согласуются с теорией и расчетными значениями.

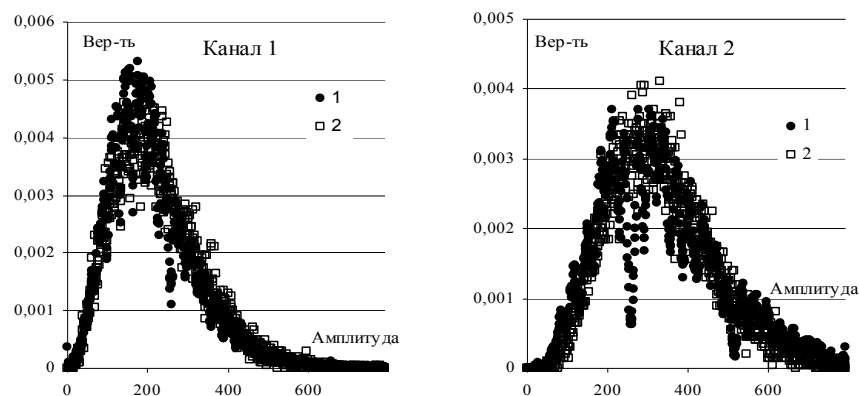


Рис. 3. ФПВ распределения амплитуд сигнала светоотражения от падающих частиц потока мака по двум каналам: 1 – эксперимент, 2 – программный расчет.  
 $I_0 = 1000$  ед. АЦП. Канал 1 –  $\tilde{N} \sim 16$ , канал 2  $\tilde{N} \sim 18$ .

Литература

1. Быстрый А.И., Квицинский С.И., Кривошеев С.И., Макаруч В.Н., Хилько И.Н. Определение абсолютной концентрации частиц в двухфазном потоке оптическим зондом. // Тезисы докладов 9-ой международной научно-практической конференции «Угольная теплоэнергетика – проблемы реабилитации и развития» Алушта: 2013, с. 27-29.
2. Быстрый А.И., Квицинский В. А., Кривошеев С. И., Макаруч В.Н., Хилько И.Н. / Определение параметров частиц в кипящем слое оптическим зондом. // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2012. – №4. – С. 42-48.

УДК 66.074.3

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СВЯЗЫВАНИЯ ДИОКСИДА СЕРЫ АММИАКОМ В ПРИСУТСТВИИ ВОДЯНОГО ПАРА

Мезин С.В., Ясинецкий А.А.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

Полусухие аммиачные технологии десульфуризации с использованием в качестве поглотителя, аммиачной воды, являются перспективными технологиями очистки дымовых газов. Их основным преимуществом перед технологиями, использующими в качестве поглотителя известняка или извести, является высокая растворимость аммиака в воде, что позволяет уменьшить время реагирования, расход воды и размеры оборудования.

В распыленных каплях аммиачной воды в дымовых газах происходит процесс перехода части растворенного в воде аммиака в газовую фазу, а также процесс испарения воды с образованием водяного пара. Образовавшийся аммиак и водяной пар реагирует с диоксидом серы, содержащимся в дымовых газах. Для исследования этого процесса была создана экспериментальная установка (Рис.1).

Основой экспериментальной установки является реактор (9), который представляет собой стеклянный цилиндр. В него подаются из баллонов (1) через редукторы (2) следующие газовые смеси:  $N_2 + NH_3$ ,  $N_2 + SO_2$ , а также азот, который проходит через испаритель (6) и насыщается парами воды. Расходы газов регулируются клапанами тонкой регулировки (3) и измеряются реометрами (4). Перед подачей в реактор газы раздельно нагреваются нагревателем (5). Система насыщения азота парами воды состоит из испарителя, который представляет собой стеклянный цилиндр, в который помещен увлажненный силикагель. Нагреватель испарителя (7) служит для стабилизации температуры. Количество подаваемых водяных паров

контролюється вологомером (8). Температура в реакторі підтримується нагрівачем (10) і контролюється термопарою (11). Нагрівач іспарителя запитан від джерела живлення постійного струму (ІППТ), а нагрівач реактора через лабораторний автотрансформатор (ЛАТР). Напруга на клеммах ЛАТРа контролюється вольтметром (12). Після протекання процесу реагування частина продуктів реакції подається на газоаналізатор Testo 350 для вимірювання концентрації діоксида сірки.

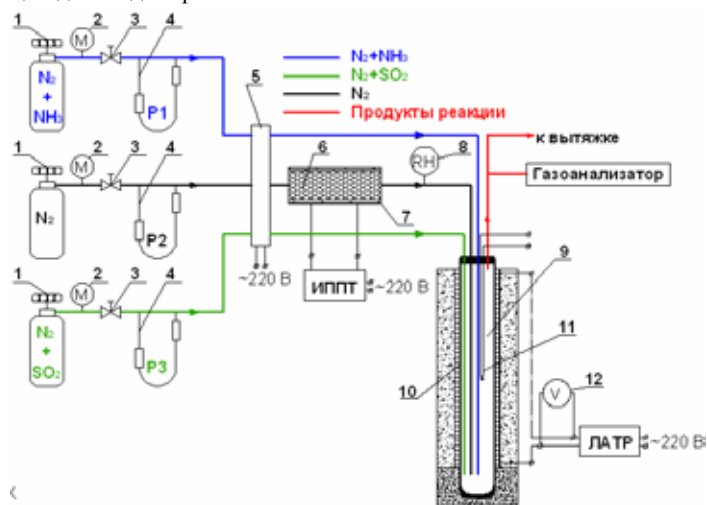


Рис. 1 – Схема експериментальної установки

- 1 – балон; 2 – редуктор; 3 – клапан тонкої регулювання; 4 – реометр;  
5 – нагрівач газу; 6 – іспаритель; 7 – нагрівач іспарителя; 8 – вологомер;  
9 – реактор; 10 – нагрівач реактора; 11 – термопара; 12 – вольтметр.

УДК 620.9:662.92

### СТВОРЕННЯ МОБІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

Дудник О.М.<sup>1</sup>, к.т.н.; Жовтянський В.А.<sup>2</sup>, д.ф.-м.н.; Калішкін Є.Ю.<sup>3</sup>, к.х.н.;  
Соколовська І.С.<sup>1</sup>, к.т.н.; Стрижак П.Є.<sup>3</sup>, д.х.н.; Трипольський А.І.<sup>3</sup>, к.х.н.;  
Якимович М.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

<sup>2</sup>Інститут газу НАН України, м. Київ

<sup>3</sup>Інститут фізичної хімії ім. Л.В. Писаржевського НАН України, м. Київ

Актуальним завданням під час гетерогенної конверсії твердих палив з підвищеним вмістом летких сполук є зниження вмісту смол та вуглецю в одержаних

газах. Завдяки використанню новітніх технологій парового каталітичного перетворення твердих органічних палив вдається не тільки забезпечити конверсію смол та вуглецю, а ще й збільшити вихід водню в отриманих газах. Конкурентоздатність новітніх технологій конверсії твердих палив забезпечується завдяки низькій вартості твердого палива та комплексному виробництву різних цінних продуктів (електричної енергії, водню, рідинних сполук, заміниці природного газу та ін.).

В Інституті вугільних енерготехнологій (ІВЕ) та Інституті фізичної хімії (ІФХ) ім. Л.В. Писаржевського НАН України проведено комплекс науково-дослідних робіт з конверсії твердих органічних відходів, кінцевою метою яких було одержання газу з підвищеним вмістом водню та технічного водню. Для вирішення цього завдання в ІВЕ НАНУ створено нові експериментальні установки карбонізації твердих органічних відходів та використано стенд для дослідження паливних елементів. В ІФХ НАНУ створено нові наноструктуровані каталізatori конверсії летучих сполук. Крім того, в рамках міжнародного співробітництва з Індійським інститутом нафти проведено дослідження з конверсії індійських твердих відходів виробництва цукру з цукрової тростини (багаси), випробувано новий індійський нікелевий каталізатор конверсії летучих сполук.

В результаті експериментальних досліджень на експериментальній установці карбонізації твердих органічних відходів з керамічним реактором встановлено температури початку інтенсивного виходу летучих та вихід сухого вугілля з твердих побутових відходів (бавовняної тканини, паперу, поліетиленрафталату, суміші поліестеру та бавовни), промислових твердих відходів (виробництва олії з соняшника та цукру з цукрової тростини, лігніну та донного мулу аераційної станції).

Створено та випробувано нові види твердого палива для одержання водню, в яких гідроксид кальцію використовується як джерело водяної пари і вапна, поглинач вуглекислого газу (та інших шкідливих сполук), а також як каталізатор конверсії летучих сполук. Використання тільки гідроксиду кальцію в сумішах відходів деревини з полістиролом та відходів деревини з поліпропіленом дозволило одержати газ з вмістом водню 39,4 та 47,6 об. %, відповідно. Подальше збільшення вмісту водню до 61,6 об. % та 82,1 об. % після карбонізації відходів деревини та поліпропілену забезпечувалось завдяки додаванню 10 мас. % залізного та нікелевого каталізаторів.

Результати проведених експериментальних досліджень використано під час створення в Індійському інституті нафти експериментальної та пілотної установок конверсії твердих органічних відходів.

В рамках проведення спільних науково-дослідних робіт Інституту вугільних

**ПНЕВМАТИЧНІ СИСТЕМИ ВИДАЛЕННЯ ЗОЛИ ТЕС****Кравчук Г.В., асп.; Кєсова Л.О., д.т.н., проф.****Національний технічний університет України „Київський політехнічний інститут”, м. Київ**

енерготехнологій та Інституту газу НАН України на установці плазмопарової конверсії органічного палива одержано синтез-газ з кам'яного та бурого видів вугілля, біопалив (етанолу, відходів кукурудзи, лущиння цибулі, швидкозростаючих водоростей), твердих муніципальних відходів та мулу аераційної станції м. Києва. Крім того, завдяки використанню реактора плазмопарової конверсії продуктів повітряної газифікації деревини отримано паливний газ з підвищеним вмістом водню (за мольного співвідношення  $H_2/CO = 1,5-2,0$ ).

В Інституті вугільних енерготехнологій НАН України проведено комплекс науково-дослідних робіт з конверсії бурого та кам'яного видів вугілля в газ з підвищеним вмістом водню. Для вирішення цього завдання в ІВЕ НАНУ використано експериментальну установку карбонізації твердого палива та стенд для дослідження паливних елементів. У зв'язку з нестачею на ТЕС України вугілля з низьким вмістом летучих проведено дослідження процесу карбонізації вугілля низького (буре вугілля) та середнього (кам'яне вугілля) ступеня метаморфізму для одержання вугілля з низьким вмістом летучих. Газоподібні продукти карбонізації використано для отримання газу з високим вмістом водню. Проведено вуглезабагачення кам'яного та бурого видів українського вугілля. Визначено вплив вмісту золи в бурому й кам'яному вугіллі та додавання вапна, залізного й нікелевого каталізаторів на швидкість реагування фіксованого вуглецю з водяною парою та склад одержаного газу.

На основі аналізу проведених експериментальних досліджень розраховано та виготовлено основні вузли мобільної установки для одержання газу з підвищеним вмістом водню на повітряному та парокисневому дутті. Розрахункові характеристики газифікатора під час роботи на повітрі такі: витрата твердого палива – 45,4 кг/сутки, вихід газу – 142  $m^3$ /сутки. В Інституті фізичної хімії ім. Л.В. Писаржевського НАН України для цієї установки виготовлено новий Ni-каталізатор для очищення паливного газу від смол, Co-каталізатор та реактор для виробництва рідинного моторного палива.

Паровий плазмотрон на мобільній установці газифікації твердого палива заплановано використати для швидкого пуску установки та регулювання мольного співвідношення  $H_2/CO$  в одержаному газі

Мобільна установка призначена для одержання електроенергії (в комбінації з електрогенератором електричною потужністю до 4 кВт) та рідинних продуктів за методом Фішера-Тропша (з реактором продуктивністю до 15 л/сутки).

Наукові дослідження проведено в рамках виконання цільової комплексної програми фундаментальних досліджень НАН України «Водень в альтернативній енергетиці та новітніх технологіях» (2011–2015 рр.) та міжнародного проекту з Індійським інститутом нафти (2012–2014 рр.)

Сьогодні на ТЕС технологія традиційного гідрозоловидалення (ГЗВ) застосовуються до всієї золи (донна, винос) і при існуючих цінах на землю, воду та електроенергію економічно не виправдовується. Тому необхідне введення на ТЕС «сухих» способів видалення золи, що у порівнянні з ГЗВ, дозволить значно зменшити об'єми золовідвалів та підвищити споживачькі здібності золи для утилізації, наприклад, у будівництві доріг тощо. Для «сухих» способів видалення золи застосовують пневматичні системи золовидалення. Перевага сухого способу над традиційним, крім отримання прибутку за рахунок продажу сухої золи, полягає в зменшенні загальних витрат на ГЗВ (водяних насосів, трубопроводів, обладнання для очищення води та ін.).

По характеру транспорту золи системи пневмотранспорту розділені на три групи: 1 – гравітаційний транспорт псевдозрідженого (аерованого) шару золи, що використовується в аеролобах (псевдозріджена зола рухається по нахилу аеролоба подібно воді в каналі); 2 – транспорт псевдозрідженої або частково аерованої золи насосними установками (за допомогою спеціальних форсунок або аерованих повітряпроникних перегородок). Стан псевдозрідження здійснюється на вертикальних ділянках трубопроводу, де відбувається перемішування золи з повітрям; 3 – транспорт часток золи, зважених в трубопроводі, під розрідженням. За концентрацією твердої фази в потоці пневмотранспорт поділяють на транспорт: низькоконцентрований (при відношенні об'єму повітря до об'єму золи  $V_1/V_2 > 100$ ); середньоконцентрований ( $V_1/V_2 = 25/100$ ); висококонцентрований ( $V_1/V_2 < 25$ ) [1, 2]. За способом створення в трубопроводі різниці тиску розрізняють на вакуумні (усмоктувальні), напірні (нагнітальні) і комбіновані (вакуумно-напірні) установки, і прикладом, яких може бути пневмотранспортні системи транснаціональної компанії FLSmidth (рис.1), компанії "Mactenn Systems Limited" (представник в Україні – ТОВ „Укрелектросервіс”), ТОВ «КВАРЦ Групп» та фірма Clyde Bergemann (Німеччина) [3–6].

По вакуумній схемі транспорт золи здійснюється на відстань до 200 м (на більшій відстані необхідно декілька проміжних станцій перекачки), а напірні схеми – на відстані з 1000 м і більше [1]. Економічні показники схем залежать від річної продуктивності по видачі та дальності пневмотранспорту золи в межах площадки ТЕС. Їх системи пневмозоловидалення мають свої обмеження величин по

транспортній швидкості повітря ( $\Phi$ ), максимально можливій втраті тиску ( $\Delta P_{\max}$ ), дальності транспортування ( $L_{\max}$ ) та масової концентрації матеріалу ( $m_{\max}$ ), при якій можливе його транспортування (табл.1). При дальності вище 500 м та продуктивності по сухій золі більше 500 тис. т/рік оптимальним є сполучення системи збору золи з аерожолобами та транспорту її на склад по високонапірній схемі з пневмокамерними насосами.



Рис. 1 – Пневмотранспортні системи компанії FL Smidth

Таблиця 1 – Параметри транспортування у систем пневмозоловидалення

Системи пневмозоловидалення	Параметри транспортування			
	$\Phi$ , кг/кг	$\Delta P_{\max}$ , бар	$L_{\max}$ , м	$m_{\max}$ , т/г
Вакуумний транспортер	20	0,5	100	100
Аерожолоб	300	0,05	100	400
Струминний насос	5	0,2	75	5
Роторний живильник	30	0,75	150	40
Пневмогвинтовий насос	80	1,5	80	200
Пневмокамерний насос	200	6,0	2000	150
Ерліфт	25	0,5	100	100

Сучасні пневмосистеми відрізняються від традиційних. До особливостей фірми Clude Bergemann є використання напірної пневмотранспортної системи при високому початковому тиску повітря (Danse Phase), яка забезпечує максимальну масову концентрацію аеросуміші в повітряному потоці (швидкість золи в трубах (1,5–10,0) м/с, дальність – більше 1000 м без застосування проміжної станції перекачки). До складу системи входить пневмоімпульсний насос та унікальний купольний клапан Dome Valve®, який дозволяє герметично ізолювати електрофільтр від

пневмотранспортної установки в період її роботи під тиском. ТОВ «КВАРЦ Групп» та Mactenn застосовує технологію щільно-фазного низькошвидкісного пневмотранспортування золи від електрофільтрів, (продуктивність Mactenn до 400 т/ч на відстань 2500 м при робочому тиску 0,6–0,8 МПа, система компанії FLSmidth використовує пневматичні камери Multi-TURBUFLOW, Mactenn та ТОВ «КВАРЦ Групп» клапани Inflatek Valve® пневматичного ущільнення.

Тенденцією розвитку транспортування сухої золи замість транспорту в розрядженому стані (концентрація 20%) є транспортування з високою концентрацією до 70% золи із застосуванням високонапірних схем.

Використання пневматичних систем видалення золи ТЭС дозволить максимально утилізувати золу, отримати прибуток енергетичній компанії, зберегти природні ресурси, ефективно вирішувати проблеми охорони навколишнього середовища.

Літературні джерела

1. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаление на ТЭС: Учеб.пособие для вузов.-М.:Снергоатомиздат, 1987. –С.149- 154
2. Техника пылеулавливания и очистки промышленных газов. Справочник Алиев Г.М.; Москва, Издательство: Металлургия, 1986 - с. 544
3. <http://www.flsmidth.com/ru-ru/>
4. [info@ukrelektroservis.com.ua](mailto:info@ukrelektroservis.com.ua)
5. Агарвал В.К. Технологии удаления летучей зола ТЭС в Индии // Материалы II научно-практического семинара «Золошлаки ТЭС: удаление, транспорт, переработка, складирование», Москва, 23–24 апреля 2009 г. — М.: Издательский дом МЭИ, 2009. С. 95 – 100.
6. Хили М., Коломиец Ю. Применение технологии пневмотранспортирования золошлаков от энергоблоков мощностью 300 и 500 МВт угольных электростанций Технологии удаления летучей зола ТЭС в Индии // Материалы II научно-практического семинара «Золошлаки ТЭС: удаление, транспорт, переработка, складирование», Москва, 23–24 апреля 2009 г. — М.: Издательский дом МЭИ, 2009. С. 101 – 103.

УДК 621.311

## ДОСЛІДЖЕННЯ СУМІСНОГО СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЛЯ ТА ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА КОТЛІ ТПП-210А

Юрасова О.Г., Мисак Й.С., д.т.н., проф.

Національний університет „Львівська політехніка”, м. Львів

Котел ТПП-210А розрахований на спалювання АШ при рідкому шлаковидаленні і природного газу. Компонівка корпусу котла П-подібна, складається

з паливної камери і опускної конвективної шахти, з'єднані в верхній частині горизонтальній газоходом. Корпус котла ТПП-210А, на якому проводились визначення концентрації шкідливих викидів, оснащено системою подачі пилу до пальників високої концентрації під тиском (ПВКд). Відмінність від традиційної схеми пилоподачі лопатковими пиложивильниками, подача пилу здійснюється за допомогою 12-ти аероживильників і стисненого повітря від повітродувки.

Оцінюючи вплив частки природного газу що спалюється, було проведено два досліді при сумісному згоранні твердого і газоподібного палива при різних витратах природного газу на котел  $8 \times 10^3$  і  $20 \times 10^3$  м<sup>3</sup>/год (що в частках ( $\alpha_1$ ) по тепловиділенню тепловиділенню складає 0,19 і 0,46). Дослід з витратою газу  $8 \times 10^3$  м<sup>3</sup>/год проведені при сумісному спалюванні твердого і газоподібного палива у всіх пальниках. Досліді при великій витраті газу на котел проведений при повному переводі на газ двох пальників з відключених на них подачі пиловугільного палива, а в інших пальниках згорання твердого і газоподібного палива здійснюється разом.

На рисунку 1 крім екологічних показників режиму роботи котла приведені дані, які характеризують якість випалу палива /вміст горючих в виносі  $\Gamma_{\text{вин}}$ , %/ і його вплив на економічні показники /втрати тепла від механічної неповноти згорання,  $q_4$ , %/.

Враховуючи, що співставленні режими роботи котла відрізняються один від одного навантаженням і надлишком повітря /при витраті газу  $8 \times 10^3$  м<sup>3</sup>/год навантаження котла 453 т/год,  $\alpha_{\text{вдх}}=1,793$ , при витраті газу  $20 \times 10^3$  м<sup>3</sup>/год навантаження котла 478 т/год,  $\alpha_{\text{вдх}}=1,745$ /.

Аналіз отриманих експериментальних матеріалів дозволяє зробити наступні висновки:

– збільшення частки газу що згорає, з 0,19 до 0,46 при рівних умовах приводить до зниження концентрації NOx // приведені до  $\alpha=1,4$  /з 1220 до 1166 мг/м<sup>3</sup>/ чи на 4,4%. Отримані зниження концентрації NOx в тому ж діапазоні зміни частки газу що спалюється складає 7,8%.

– концентрація CO, приведені до  $\alpha=1,4$ , в двох досліді не перевищувала 45,6%. Концентрація CO при збільшенні витраті газу зросла з 25,3 до 45,6 мг/м<sup>3</sup>. Однією з причин зростання CO може бути деяке зниження загального надлишку повітря в топку в режимі роботи котла з великою часткою природного газу що спалюється.

– концентрація SO<sub>2</sub> / при  $\alpha=1,4$  / при збільшенні частки газу що спалюється від 0,19 до 0,46 знижується з 2808,5 мг/м<sup>3</sup> до 2142 мг/м<sup>3</sup> чи на 23,7%, що практично співпадає з зменшенням концентрації SO<sub>2</sub> напряму, і практично є пропорційною зменшенню витрати твердого палива.

– вміст горючих в виносі / $\Gamma_{\text{вин}}$ / збільшилось при збільшенні частки природного газу що спалюється від 0,19 до 0,46 з 12 до 18%, при цьому втрати тепла від механічної

неповноти згорання / $q_4$ / зросли з 4,234 до 4,544%. Значне збільшення  $\Gamma_{\text{вин}}$  пов'язане з спільним згоранням двох видів палива як окремо в пальниках так і разом в тих самих пальниках. Додатковий фактор, що впливає на збільшення  $\Gamma_{\text{вин}}$  в порівнянні з режимом роботи котла з меншою витратою природного газу, є зменшення загального надлишку повітря в топці.

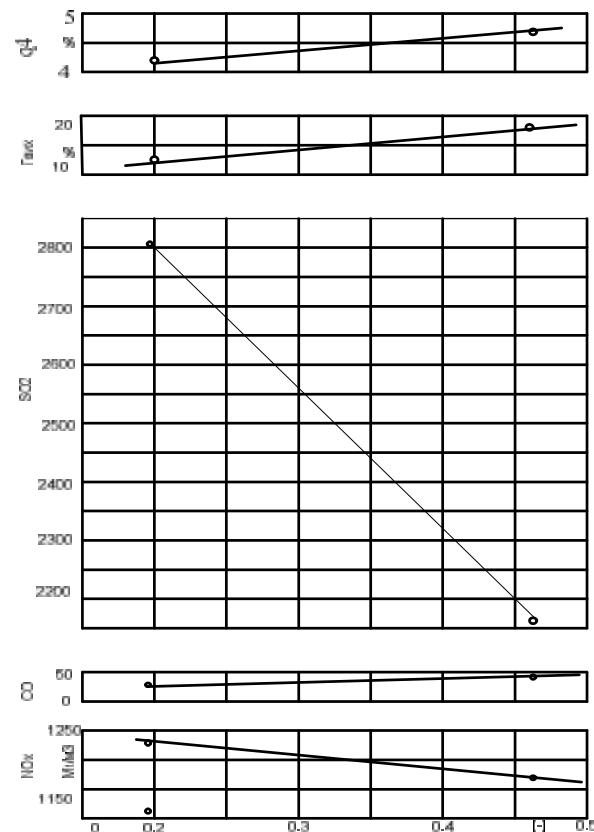


Рис. 1 – Залежність екологічних (при  $\alpha = 1,4$ ) і економічних показників від частки газу, що спалюється

Висновки:

Збільшення частки природного газу що спалюється з 0,19 до 0,46 по тепловиділенні приводить до:

- зниження концентрації NOx на 4,4%. Таким чином, в перевіреному діапазоні вимірів витрата природного газу його збільшення на кожні  $1 \times 10^3$  м<sup>3</sup>/год дає зниження концентрації NOx в середньому на 0,3%.
- зниження концентрації SO<sub>2</sub> на 23,7%, що пов'язано з зменшенням подачі твердого

палива, який містить сірку і заміщає його природним газом, не містить сірчаних сполук.

- підвищення вмісту горючих в виносі (з 12 до 18%) – нерациональне спалювання разом двох видів палива. Рациональне спалювання твердого і газоподібного палив разом дозволить скоротити втрати від механічної неповноти згорання.

УДК 621.036.7

### ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛОВ ТЭС В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ксорова Л.О., д.т.н., проф.; Шелешей Т.В., асп.

Національний технічний університет України „Київський політехнічний інститут”, м. Київ

Сегодня, в условиях активного старения ТЭС (более 50 лет работы) и отсутствия финансовых средств для замены оборудования и его элементов, особое внимание следует уделять подготовке топлива перед сжиганием (тонкость помола, однородность состава, равномерность распределения по горелкам), организации горения и топочным режимам (потери  $q_3, q_4$ ), влияние на окружающую среду и экономичность котлов, (уплотнение топки, утилизация тепла уходящих газов ( $q_2, q_5$ ) и золошлаковых отходов)

Утилизация тепла уходящих газов –  $t_{yx}$  дает заметный экономический и экологический эффект [1], но требует капитальных вложений, специальных исследований и испытаний на каждом действующем объекте. Анализ эксплуатационных показателей котлов типа ТГМП-314А Киевской ТЭЦ -5. позволил составить уравнения регрессии и установить степень влияния нагрузок и режимов их работы на температуру уходящих газов:

$$t_{\text{аох}} = 0,069 + 0,00255x_1 + 0,00231x_2 - 0,00916x_3 + 0,00737x_4 + 0,00183x_1x_3 - 0,00859x_1x_4 - 0,000337x_2x_3 - 0,00318x_3^2 - 0,00208x_3x_4 \quad (1)$$

$$\text{где } x_1 = \frac{t_{\text{жог}} - 226}{7}, \quad x_2 = \frac{G_a - 500}{100}, \quad x_3 = \frac{N_E - 160}{10}, \quad x_4 = \frac{Q - 100}{50}$$

Из формулы видно, что наибольшее влияние на  $t_{yx}$  оказывает электрическая нагрузка блока, которая является регулируемой величиной.

Однако стремление снизить температуру уходящих газов для повышения КПД котлов ограничивается влиянием  $t_{yx}$  на долговечность поверхности

нагрева как конвективной шахты, так и всего газоздушного тракта (воздухоподогреватели, газоздухопроводы, дымовая труба). Ограничивающим фактором снижения  $t_{yx}$  является точка росы, при которой происходит конденсация влаги дымовых газов. [2]: Продукты сгорания топлива содержат вещества в виде слабонагретых паров, которые могут конденсироваться на поверхностях нагрева и ограждений (соединения ванадия, щелочных металлов, кремния и др., переходящих в паровую фазу при горении и имеющих температуры насыщения выше 600–800°С).

Термодинамически при конденсации температура стенки ниже температуры насыщения пара –  $t_s$ , а температура газов выше  $t_s$  (температура насыщения определяется по парциальному давлению конденсирующегося пара в дымовых газах). Кроме того, в котлах возможны процессы испарения и возгонки твердых и жидких веществ со стенок в газоздушные потоки, когда температура стенки выше температуры насыщения испаряемого вещества в газовой фазе.

При сжигании газа конденсат содержит растворенные оксиды углерода и азота (рН = 4–6); при сжигании мазута в конденсате растворяются еще и оксиды серы (рН < 4), что приводит к коррозии и эрозии внутренних поверхностей отводящих газоходов котла и требует защиты путем повышения коррозионной стойкости материалов газоходов и дымовой трубы и их изоляции (решается на стадии проектирования и выбора оборудования).

Температура внутренней поверхностей нагрева зависит от ряда факторов, влияющих на процесс теплообмена с окружающей средой. Температура точки росы  $t_p$  дымовых газов зависит от их влажности и может быть рассчитана по формуле [2]:

$$t_p = F(X) = 16,129 \ln \frac{X \cdot 10^4}{0,847\alpha + 3,67} \quad (2)$$

где X – влагосодержание.

Таким образом, для защиты от конденсации на поверхностях газоотводящего тракта необходимо обеспечивать условия: «температура внутренних поверхностей всего газоздушного тракта котла должна быть выше температуры точки росы в устье дымовой трубы». При эксплуатации постоянство  $t_{yx}$  на выходе из котла, требует метрологического контроля и вмешательства обслуживающего персонала. Условия обеспечения постоянства  $t_{yx}$  котла на уровне нормы  $t_{yx}^H$  в процессе эксплуатации приведены в таблице 1 (а – снижение  $t_{yx}$ ; б – повышение  $t_{yx}$ ).

**ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТОПЛИВОПОДАЧИ  
И КОТЛОСТРОЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ  
И ЗАМЕЩЕНИЯ ДЕФИЦИТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА**

**Мирошникенко Е.С.**

**ПАО «Киевэнергоремонт», г. Киев**

Оборудование, произведенное в СССР 40–50 лет назад по правилам, нормативам и технологиям того времени, в настоящее время является фундаментом тепловой и электрической генерации страны. В таком же состоянии находится большинство теплогенерирующего оборудования промышленных предприятий и коммунального хозяйства. В настоящее время, наряду с необходимостью обновления и повышения экономичности оборудования, перед энергетиками встали новые вызовы: высокая цена природного газа, отсутствие антрацита, трудности в освоении низкопотенциальных местных топлив, повышение экологических норм и стандартов.

В докладе представлены комплексные решения для модернизации котлов в составе энергоблоков ТЭЦ и ТЭС, коммунальных и промышленных котельных, малых котлов частных домохозяйств и малых предприятий. Основу крупной тепловой генерации электроэнергетики в Украине составляют пылеугольные энергоблоки 150, 200 и 300 МВт с котлами высокого и сверхкритического давления. Отопительное оборудование котельных составляют паровые и водогрейные котлы различных модификаций ДКВР, БКЗ ПК, ЦКТИ и другие, часть которых была переведена на газ в середине 80 годов [1]. Методы модернизации оборудования различаются от местных условий, в докладе обозначен системный подход и набор инструментов для решения индивидуальных задач каждого проекта.

Общим условием для всех направлений модернизации является совершенствование предварительной подготовки топлива – разгрузки, подсушки, складирования, удаления сторонних примесей. Упущение данного элемента в цепочке потребления твердого топлива долгое время препятствовало освоению совершенных и экономичных образцов оборудования [2].

Основные факторы, требующие развития в сегменте малых твердотопливных котлов:

- необходимость полной автоматизации процесса и его управления и контроля через современные средства коммуникации;
- надежность и продуманное исполнение в мелочах, отсутствие изнашивающихся и ненадежных элементов;

<i>а) Влияющие факторы</i> $t_{yx} < t_{yx}^H$	<i>Эксплуатационные мероприятия, осмотр</i>
Понижение температуры холодного воздуха	Закрытие рециркуляций воздуха; перевод ДВ с улицы; отключение калориферов
Понижение $t$ питательной воды	$t_{вп} < t_{вп}^H$
Улучшение теплопередачи в РВП	Обдувка РВП
Снижение расхода топлива*)	Примечание 1
Снижения избытка воздуха	осморт
Повышение присосов за РВП*)	Примечание 2
Улучшения топочного режима	осморт
<i>б) Влияющие факторы</i> $t_{yx} > t_{yx}^H$	<i>Эксплуатационные мероприятия, осмотр</i>
Повышение $t$ воздуха перед РВП*)	Примечание 3
Увеличение подачи топлива	Организованный и неорганизованный расходы топлива
Увеличение присосов воздуха	Анализ тракта КПП-РВП
Ухудшение горение в топке*)	Примечание 4
Разрыв конвективных поверхностей	Свищ, шум
Загорание в РВП	$t_{yx} > 160^\circ\text{C}; t_r - t_{\text{воз}} < 0$
Зашлаковка поверхностей нагрева	осмотр топки, ШПП, КПП

Примечания:

1. разгрузка РТН; отключение питателя пыли; уменьшение уровня пыли в промбункере (ниже 2 м); забивание пылепровода; останов мельницы; неорганизованный расход топлива.

2. нарушение нижних уплотнений РВП; трещины в газоходе; открытие люка за РВП

3. рост  $t$  окружающей среды; включение калориферов; открытие рециркуляции; перевод всаса ДВ из цеха

4. ненормальный воздушный режим; высокое разряжение в топке; угрубление помола пыли; сепарация в топке; плохой распыл мазута форсунками

Список использованной литературы

1. Медведев В.А., Липец А.У., Пономарева Н.В., Бухман Г.Д., Кузнецова С.М. Эффективность комплексной модернизации хвостовой части действующих пылеугольных котлов// Теплоэнергетика 1999. №8 С. 43-48
2. Безлюдный П.П. Определение температуры точки росы продуктов сгорания природного газа/П.П.Безлюдный, Л.Г.Семенюк, В.Н.Николаев, М.И.Пересичный//Известия вузов СССР.–Энергетика.–1986.–№12.–С.89–91.

- гарантированный КПД в широком диапазоне регулирования нагрузки;
- полный энергетический сервис от инжиниринговой проработки проекта до гарантийных испытаний, а после реализации проекта – сервисное обслуживание с продлением сроков эксплуатации.

В среднем сегменте (промышленные котельные) также остро стоят проблемы повышения эффективности и замещения дорогого природного газа. Решением могут быть как замена морально устаревших котлов на современные твердотопливные, так и реконструкция существующих с установкой твердотопливных систем. В ряде случаев новое строительство имеет большую эффективность, а модернизация не всегда дает ожидаемый эффект как по причине ошибок и просчетов при ее проектировании, так и по причине наличия в составе новой котельной установки старых элементов, которые находятся на грани исчерпания ресурса.

В сегменте котлов большой мощности анализ показателей их текущей эксплуатации до и после реконструкции показывает практическое отсутствие резерва по повышению эффективности существующих котлов. Превзойти проектные показатели в результате реконструкции не удастся. В большинстве случаев при реконструкции энергоблоков практически выполняется капитальный ремонт с продлением службы котла, а повышение эффективности блока предполагается осуществлять за счет замены определенных цилиндров турбины либо турбины полностью.

Существенно улучшить КПД котла нетто (от проектных показателей) при сохранении параметров пара и питательной воды, а также температуры уходящих газов затруднительно. Устранение присосов в топку и газоходы котла, чем многие компании оправдывают многомиллионные вложения, – это задача не реконструкции, а технического обслуживания и эксплуатации котла [3].

Наиболее перспективными и доступными в условиях сохранения существующих котлов являются следующие мероприятия:

- модернизация уплотнений регенеративных вращающихся воздухоподогревателей со снижением перетоков с 20–25% до 8–12%;
- замена пылесистем энергоблока, переход на схемы с прямым вдуванием под давлением и сушкой горячим воздухом с сокращением расхода электроэнергии на размол, вентиляцию и транспорт пыли в 2 раза, снижением затрат на ремонт, приобретение мелющих тел, с повышением показателей надежности и безопасности.

Наиболее технологически сложное направление – замена пылесистем – дает такие преимущества [2]:

- а) пожаровзрывобезопасность – по причине малых объемов мельниц и высоких

скоростей не создается условий для возгорания и взрыва пыли;

б) существенная экономия электроэнергии на размол топлива – 18–22 кВт/т против 38–45 кВт/т при работе с ШБМ;

в) применение в качестве сушильного агента горячего воздуха при размоле углей газовой группы, что дает преимущество при организации топочного режима по сравнению с применением дымовых газов в схемах с ШБМ;

г) отсутствие присосов холодного воздуха (пылесистемы под давлением), и, как следствие, повышение экономических показателей котла в целом;

д) экономия эксплуатационных затрат (расход металла на размол топлива составляет 8–12 г/т против 450–500 г/т при работе ШБМ);

е) отсутствие необходимости периодической замены рабочих колес мельничных вентиляторов (в данной схеме они работают на не запыленном воздухе);

ж) снижение ремонтных издержек в связи с отсутствием дорогостоящих быстроизнашивающихся деталей, сокращении объемов оборудования пылесистем.

Основная проблема на пути внедрения данной технологии состоит в том, что поставщики оборудования отвечают за мельницу и ее обвязку, а разработка технического решения с изменениями схем пылесистемы, не входит в зону их ответственности. Это техническое решение включает в себя следующие этапы [4].

- Выбор количества, мощности и типа мельниц, проверка соответствия их характеристик параметрам и условиям компоновки котельной установки.
- Выбор оптимальной схемы резервирования, питания топливом, и распределения пылевоздушной смеси от мельниц к горелкам котла.
- Аэродинамический и тепловой расчет пылесистем с организацией проектных параметров пылевоздушной смеси перед горелками котла;
- Поверочный расчет горелки, корректировка конструкции при необходимости;
- В случае изменения конструкции горелок, типа сжигаемого топлива, параметров пылевоздушной смеси перед горелками проводится поверочный тепловой расчет котла, позонный тепловой расчет топки, и в случае необходимости разрабатываются мероприятия для корректировки конструкции конвективных поверхностей нагрева, регулирования горелок, регулирования избытка воздуха.
- Конструктивные компоновочные решения и расчеты.

Универсальность и экономическая привлекательность схемы подталкивает к разработке методов и решений для широкой номенклатуры отечественных котлов. В таблице показаны ориентировочные шаблонные решения по применению схем прямого вдувания для котлов ТЭС и ТЭЦ большой мощности.



Энергоблок, котел	Состав пылесистем	Предлагаемые решения	Размещение мельниц
Котлы ТЭЦ и ТЭС с поперечными связями 220 т/ч, 170 т/ч, 110 т/ч	2 пылесистемы с Ш-12, Ш-16 с промбункером, или 2 МВС-125 с прямым вдуванием, или газ	3 или 4 пылесистемы с прямым вдуванием с мельницами 7, 10, 14 т/ч	
Энергоблоки 150 МВт с котлами ТП-90, ТП-92, ТП-87	2 пылесистемы с промбункером, мельницы Ш-50 производительностью 40-45 т/ч каждая, или газ	4 или 6 пылесистем с прямым вдуванием, с мельницами 16 – 27 т/ч	
Энергоблоки 200 МВт с котлами ТП-100, ТП-100А, ТП-109	2 пылесистемы с промбункером, мельницы Ш-50, Ш-50А производительностью по 50-45 т/ч	4 или 6 пылесистем с прямым вдуванием, с мельницами 20-35 т/ч	
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-312, 312А и газомазутные ТПП-314, 324, 344	2 пылесистемы с промбункером, мельницы Ш-50, Ш-50А, Ш-50М производительностью 75-79 т/ч каждая, или газ	4 или 6 пылесистем с прямым вдуванием, производительность мельницы 30 – 45 т/ч	
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-110, ТПП-210, ТПП-210А, П-50	3 (2) пылесистемы с промбункером, мельницы Ш-50, Ш-50А, Ш-50М производительностью 50-45 (75-79) т/ч каждая	6 или 8 пылесистем с прямым вдуванием, единичная мощность мельницы 20-35 т/ч	
Энергоблоки 800 МВт с котлом ТГПМ-204	Газообразное топливо	8-12 пылесистем с прямым вдуванием, единичная мощность мельницы 30-35 т/ч	

Применимость данной технологии до недавнего времени была ограничена котлами, сжигающими угольное топливо газовой группы. В настоящее время разработаны эффективные решения по размолу в среднеходных мельницах антрацита (FPM S.A., Микулов Польша, Силезский политехнический институт, Институт угольных энерготехнологий НАН Украины). Проведен ряд экспериментов по размолу антрацита на модельной шаровой среднеходной мельнице. Экспериментально подтверждена возможность применения среднеходной шаровой мельницы для

размола антрацита. За счет меньшей размолоспособности  $K_{\text{ло}} = 0,8-0,95$  против  $K_{\text{ло}}=1,1-1,3$  для каменных углей, размер мельницы и расход электроэнергии будет несколько большим, примерно 21–25 кВт/т. Необходимость более тонкого помола пыли, до 4–7% остатка на сите  $R_{90}$ , обуславливает применение более сложного динамического сепаратора. При подводе пыли к горелкам температура аэросмеси за мельницей 100–110 °С недостаточна для надежного воспламенения антрацита, поэтому необходимо смешение пыли с подогретым до 380–400 °С воздухом, что возможно при применении пылеконцентратора и эжекционного смесителя.

Актуальность схемы с прямым вдуванием под давлением очень высока для каменных углей, где будет достигнут наибольший экономический эффект. Для антрацитов схема является новой и экономически привлекательной, ее реализация стала возможной за счет появления новых материалов для изготовления раздавливающего типа.

Литература

1. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 488 с.
2. Мирошниченко Е.С. Совершенствование способов топливоподготовки и пылеприготовления на существующих ТЭС // Тез. докл. 10-й Междунар. конф. «Угольная теплоэнергетика: Проблемы реабилитации и развития» (Киев, сент. 2014 г.). – С. 48–51.
3. ГҚД 34.20.661–2003. Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання будівель і споруд електростанцій та мереж. –Київ: ГРІФРЕ, 2004. – 263 с.
7. Кисельгоф М.Л., Соколов Н.В. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы). – Л.: ЦҚТИ, 1971. – 312 с.

УДК 621.184.4/5

## ОСОБЛИВОСТІ ВПЛИВУ КОНСТРУКТИВНИХ ТА РЕЖИМНИХ ЗМІН У ДВОСТУПЕНЕВИХ ТЕПЛОБМІННИКАХ КОТЛА

Галянчук І.Р., Мисак Й.С., д.т.н., проф.

Національний університет „Львівська політехніка”, м. Львів

В процесі режимних розрахунків різних теплоенергетичних систем та підсистем і елементів виявлено значну кількість їх властивостей, раніше мало досліджених. Істотним є те, що вказані розрахунки можуть виконуватись на основі відомих тільки режимних параметрів (зокрема температур), а об'єктні параметри (площа стінки, витрата теплоносіїв та ін.) можуть залишатися невідомими.

Нижче, для прикладу, розглянуто деякі температурні характеристики одиночних

та двох сполучених теплообмінників.

Для початкового режиму роботи протічійного теплообмінника відомі такі значення температури теплоносіїв (°C):

$$\begin{aligned} t_1 &= 30; & t_3 &= 330; \\ t_2 &= 270; & t_4 &= 150. \end{aligned}$$

Використовуючи методику розраховано значення безрозмірних параметрів  $P_2$ ,  $P_4$ ,  $R$ ,  $H$ . Розраховано також вплив зміни площі стінки, а результати зображено на рис. 1. Аналогічно як зміна площі стінки впливає зміна коефіцієнту теплопередачі.

Якщо ж у початковому режимі роботи цього теплообмінника змінити рух теплоносіїв на протічійний, то залежність температур від площі стінки стане істотно іншою (рис. 1).

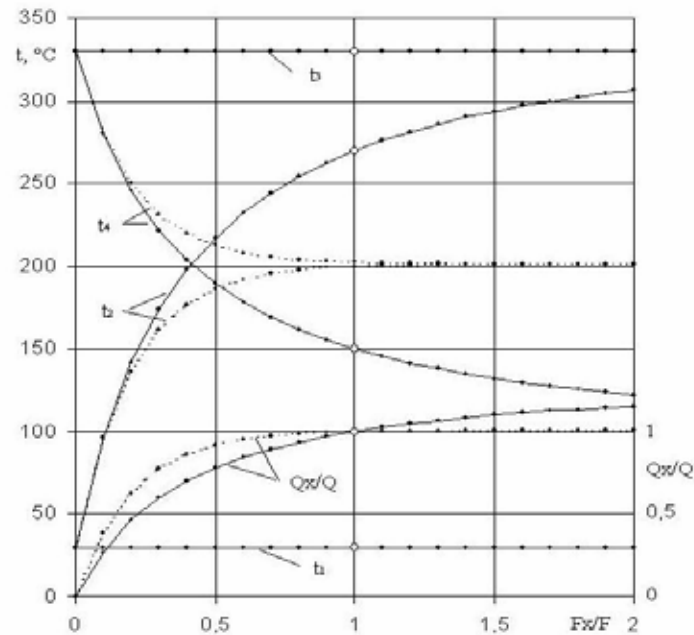


Рис. 1 – Температурні і теплові характеристики теплообмінників:

— протічійний теплообмінник; - - - - - протічійний теплообмінник;

$R_{прот} = R_{прям} = 0,750 = const$ ;  $H_{прот} = H_{прям} = 2,773$  при  $F_x/F = 1$ .

Збільшення площі стінки, порівняно з початковою, у протічійному теплообміннику істотно впливає на температуру теплоносіїв і передавану потужність, а в протічійному теплообміннику – майже не впливає. Цю обставину можна

використати, якщо, наприклад, потрібною є незначна залежність передаваної потужності від зміни забруднень стінки.

Поділивши розглянутий вище протічійний теплообмінник на дві половини та з'єднавши їх супутно (рис. 2), отримуємо підсистему, характеристики якої мають екстремум. Спочатку збільшення площі стінки викликає зростання температур і передаваної потужності, а після досягнення максимуму вплив стінки стає протилежним. Друга ступінь починає працювати охолодником.

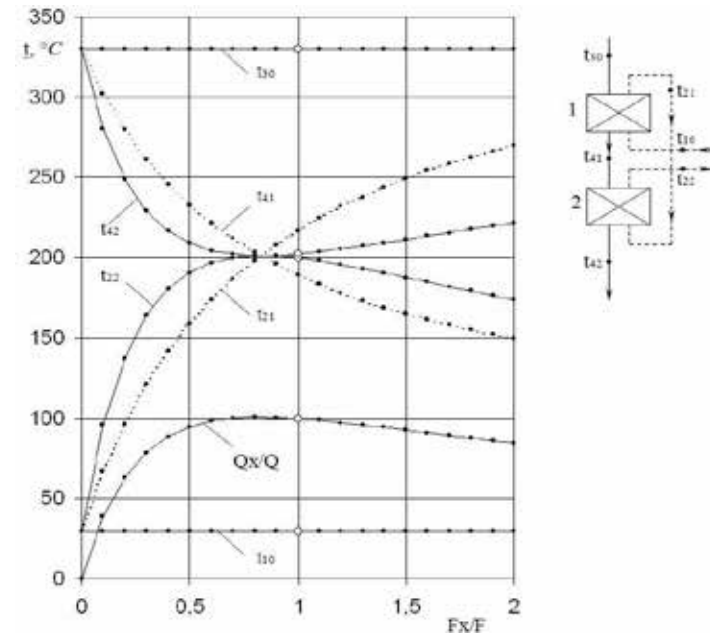


Рис. 2 – Температурні і теплові характеристики двоступеневого теплообмінника із супутнім з'єднанням протічійних ступенів.

### Висновки

1. Показана можливість та ефективність режимних розрахунків поверхонь нагріву діючих котлів на основі відомих тільки температур теплоносіїв в одному з режимів роботи устаткування.

Витрата теплоносіїв та площа і стан поверхонь нагріву можуть бути не відомими.

2. Для конкретного котла сформовані схеми, математичні моделі та загальні методичні вказівки, орієнтовані на застосування при режимних розрахунках.

Наведені приклади розрахунків.

3. В загальному випадку режимних задач може бути дуже багато.

Відповідно для конкретних умов доцільно сформувати базовий комплект режимних задач, які потребують нагального або найбільш частого вирішування, та розробити для них конкретні, стисло викладені, експлуатаційні методичні вказівки режимних розрахунків.

Деякі з таких задач можуть і повинні вирішуватись автоматично, засобами комп'ютерної техніки.

**УДК 621.438:621.311.22**

### **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ ТОПЛИВ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ**

**Рябов Г. А., к.т.н.**

**ОАО „ВТИ”, г. Москва, Россия**

В настоящее время технология сжигания и газификации топлив является общепризнанной промышленной технологией, реализованной на тысячах объектов. История ее развития, успехи применения и опыт эксплуатации рассматривались на недавно прошедшей конференции по конверсии топлив в кипящем слое CFB22 в Турку, Финляндия [1, 2]. Начало промышленного внедрения технологии кипящего слоя (КС) пошло от патента Винклера (1922 г). За период с 1926 по 1975 год было построено около 40 газификаторов по этому патенту. Позднее предложен вариант высокотемпературного газификатора НТW. В сороковых и пятидесятых годах началось активное применение технологии КС для сжигания твердых топлив. Следует отметить значительный прогресс в использовании котлов с пузырьковым КС в СССР в середине пятидесятых годов. Многочисленные котлы с КС небольшой мощности соорудались в это время во многих странах. Однако ряд технических трудностей ограничили рост их единичной мощности. В настоящее время котлы с КС применяются в основном для сжигания различных видов биомассы, торфа и отходов производств. В девяностых годах реализован ряд проектов по использованию кипящего слоя под давлением с применением газовых турбин. Крупнейший из них – ТЭС Карита в Японии мощностью около 360 МВт. Однако, в дальнейшем такие проекты не нашли применения по причине высоких капитальных и эксплуатационных затрат.

Технология циркулирующего кипящего слоя (ЦКС) впервые использована на установках каталитического крекинга углеводородов, а с середины семидесятых годов и для сжигания твердых топлив. Первый энергетический котел с ЦКС пущен в

Финляндии в 1979 г. В Европе наибольший прогресс с внедрением котлов с ЦКС достигнут в последнее время в Польше – более 15 котлов для блоков мощностью более 100 МВт. В 2009 году введен в эксплуатацию блок мощностью 460 МВт с котлом ЦКС на ТЭС в Логиже.

Китай является самым крупным рынком использования технологии ЦКС [3, 4]. В настоящее время, число работающих котлов с ЦКС в Китае приближается к 3000, включая 32 блока по 300 МВт, еще 50 блоков по 300 МВт либо уже находятся в состоянии строительства, либо в скором времени планируется начать их создание. В 2013 г. пущен первый в мире блок мощностью 600 МВт с котлом ЦКС.

Другим направлением технологии КС является использование связанных между собой аппаратов с КС и ЦКС. Идея этого направления была разработана еще в шестидесятых годах прошлого века. Практическая реализация ведется области разработок полигенерирующих систем с пиролизом и газификацией топлив в КС с твердым теплоносителем и в области различных установок с химическими циклами (карбонатные циклы, высокотемпературные циклы с оксидами металлов, циклы с получением водорода) для решения проблем улавливания CO<sub>2</sub> [5, 6].

В последнее время наметились две тенденции в развитии технологии ЦКС. Первая из них характерна для энергетики Китая и ряда азиатских стран (Корея, Индия и другие), которая связана с введением крупных энергоблоков на низкосортных углях. При этом важным является повышение параметров пара, стремление к удешевлению стоимости котлов и снижению затрат электроэнергии на собственные нужды. Вторая определяется способностью котлов с ЦКС эффективно сжигать широкую гамму топлив, включая различные виды биомассы и отходов. В [7] указывается, что энергетический сектор претерпел значительные изменения за последние 5–7 лет под влиянием требований по снижению вредных выбросов и динамикой цен на энергоносители. В связи с этим, преимущества технологии ЦКС в части возможностей сжигания широкой гаммы топлив дают дополнительный стимул для внедрения котлов с ЦКС. В [7] приводятся многочисленные примеры таких котлов для сжигания до 5 существенно отличающихся топлив.

Значительные работы, направленные на снижение капитальных и эксплуатационных затрат, проводятся в Китае [4, 8]. Благодаря использованию технологии с низкой массой слоя (сниженным давлением под решеткой с 18–27 кПа до около 10 кПа) удалось уменьшить затраты электроэнергии на собственные нужды более чем на 1% при том же КПД котла.

Следующим шагом в развитии энергетических котлов с ЦКС является увеличение параметров пара до температур 650 °С и выше для блоков мощностью 800 МВт [9]. Важным направлением развития технологии КС является создание

котлов для утилизации различных видов биомассы и отходов производств, совместного сжигания их с углем, что увеличивает конкурентоспособность ТЭС за счет топливной гибкости [10].

Наиболее активно развиваются и существенно продвинулись разработки в области сжигания топлив в среде  $O_2$  с рециркуляцией  $CO_2$  и разработки аппаратов со связанными между собой реакторами. Реализован ряд промышленных проектов в Китае, Австрии и Швеции с использованием полигенерирующих систем для производства электроэнергии, тепла и полезных продуктов (синтетический газ, компоненты моторных топлив). В ближайшее время будет реализован демонстрационный проект котла с ЦКС с кислородным сжиганием, разработки по химическим циклам выходят на стадию пилотных установок.

Доклад подготовлен при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 14-08-90440/15.

#### Список использованных источников

- 1 Bo Leckner, Development of Fluidized Bed Conversion of Solid Fuels—History and Future, Proc. of the 22<sup>nd</sup> Int. Conf. on FBC, June 14-17, 2015, Turku, Finland, pp 2-11.
- 2 W. Nowak, Research, Development and Perspectives of Fluidized Bed Boilers in Poland, Proc. of 22<sup>nd</sup> Int. Conf. on FBC, June 14-17, 2015, Turku, Finland, pp 12-22.
- 3 Li J. F., Hao J. Y., Statistics and Analysis of Circulating Fluidized Bed Boiler in China. Power Technology. 2009 (10) pp 70-74.
- 4 Yue Guangxi, The Formation of the CFB Design Theory and its Practice in China Proc. of the 22<sup>nd</sup> Int. Conf. on FBC, June 14-17, 2015, Turku, Finland, pp 23-33.
- 5 C. Pfeifer, I. Aiger, H. Hofbauer, Co-gasification of biomass and coal in a 8 MW dual fluidized bed steam gasifier, Proc. of the 10-th Int. Conf. on CFB and Fluidization Technology, May 1 – 5, 2011, Synriver, Oregon, USA.
- 6 Juan Adánez, Chemical-Looping Combustion of Coal: Recent Developments and Technology Challenges, plenary lecture, Proc. of Int. Conf. FBC 21 June 4-6, 2012, Naples, Italy, pp. 12-27.
- 7 Ari Kokko, Is Coal a Short Term Solution – CFB Is a Safe Solution in Uncertain Energy Policy Situation, Power-Gen Europe, 3 – 5 June, 2014, Cologne, Germany.
- 8 H. Yang, G. Yue, H. Zhzhang and J. Lu, Update design and operating experience of CFB boilers with energy saving process in China, VGB PowerTech 7/2011, pp 49-53.
- 9 S. J. Goidich, Z. Fan, O. Sippu, A. C. Bose, Integration of ultra-supercritical OTC and CFB boiler technologies, Proc. of 19-th Int. Conf. on FBC, May, 21-23, 2006, Vienna, Austria.
- 10 K. Nuortimo, H. Lampenius, A. Khryashcheva, E. Halikka, Advanced CFB Technology for Repowering projects and for Utilization of Refinery Residues, Russia Power – 2014, 4 – 6 Mart, 2014, Moscow.

## СЖИГАНИЕ ТОПЛИВ В СРЕДЕ КИСЛОРОДА С РЕЦИРКУЛЯЦИЕЙ $CO_2$

Мельников Д.А.<sup>1</sup>, Рябов Г.А.<sup>1</sup>, к.т.н.; Чернявский Н.В.<sup>2</sup>, к.т.н.

<sup>1</sup>ОАО „ВТИ”, г. Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев, Украина

Одним из перспективных направлений сжигания органических топлив является технология Oxyfuel, предполагающая горение топлива в условиях исключения воздуха из тракта установки и использование в качестве окислителя непосредственно кислорода. Поскольку для поддержания надлежащих режимных параметров необходим балластный компонент, то используют частичную рециркуляцию дымовых газов. Особый интерес технология Oxyfuel стала привлекать в 1990-х и 2000-х гг. в связи с дискуссией о необходимости снижения выбросов парниковых газов, в частности  $CO_2$ . Установки с ЦКС обладают преимуществом по сравнению с факельными при использовании кислородного сжигания. Рециркуляция твердой фазы обуславливает способность установок с ЦКС поддерживать неизменную температуру слоя, что делает возможным повышение концентрации кислорода до 70%. Более реалистичным считается содержание кислорода около 30% [1]. Помимо возможности улавливания  $CO_2$ , увеличивается КПД котла, снижаются его габариты и уменьшается объем дымовых газов. Применение этого метода сдерживается, однако, высокими затратами на получение кислорода.

В последнее время за рубежом проводятся исследования на крупных пилотных установках [2] и разрабатываются варианты применения для новых установок [3], а также гибких систем с возможностью сжигания как в традиционных условиях, так и в среде, обогащенной кислородом. В [1] рассмотрены вопросы применения схемы «Flexi-Burn CFB», разрабатываемой компанией «Фостер-Уиллер», на примере пилотной установки тепловой мощностью 30 МВт в Испании. Результаты этих экспериментов должны были подтвердить проект котла на суперкритические параметры пара для блока 330 МВт проекта «Компостелла», который является демонстрацией коммерческой эффективности технологии сжигания в среде кислорода с рециркуляцией  $CO_2$  в котлах с ЦКС. Он является одним из шести наиболее важных проектов ЕС по снижению выбросов парниковых газов.

ОАО «ВТИ» выполнил ряд расчетных исследований сжигания в среде кислорода с рециркуляцией  $CO_2$  для пылеугольных котлов и котлов с ЦКС. В [4] дана оценка возможности и целесообразности перевода котла Пп-1000-25-585 с ЦКС на кислородное сжигание в предположении о неизменности конструкции поверхностей

нагрева, тепловой мощности и параметров назначения котла. Установлено, что в такой постановке возможно обеспечить работу котла с концентрациями кислорода в окислителе (кислород + газы рециркуляции) в диапазоне 15÷32 % об., а в качестве оптимальных предложены значения 24÷32 % об.

Активное развитие технологии невозможно без исследования фундаментальных закономерностей протекания всех стадий выгорания топлива в условиях количественного (изменение концентрации кислорода свыше 21%) и качественного (переход от среды  $O_2/N_2$  к  $O_2/CO_2$  или  $O_2/CO_2/H_2O$ ) изменения атмосферы процесса. Вместе с тем, **к настоящему моменту не выработано единой картины горения топлива при реализации технологии Oxyfuel, а имеющиеся литературные сведения противоречивы.** С 2014 г. начаты исследования кинетики выгорания топлив в условиях сжигания в среде кислорода и  $CO_2$  в рамках совместной работы ОАО «ВТИ» и ИУЭ НАН Украины «Исследование процессов гидродинамики, кинетики химических превращений, образования и подавления вредных выбросов, включая парниковые газы, при использовании новых технологий циркулирующего кипящего слоя», финансируемой с российской стороны РФФИ по гранту НК-14-08-90440/14 и в 2015 г. - НК-14-08-90440/15, с украинской – НАН Украины.

ОАО „ВТИ” методом ТГА было проведено сравнительное исследование основных стадий процесса горения угля в средах, моделирующих условия воздушного и кислородного сжигания. На первом этапе были изучены особенности термического разложения навесок угля в атмосферах  $N_2$  и  $CO_2$  с анализом кинетики разложения и валового выхода летучих, активности газификационной реакции, а также степени набухания и морфологии образующихся коксовых частиц. Было установлено, что характер выхода летучих в обеих средах отличается незначительно. Наблюдавшаяся несколько большая потеря массы навески в атмосфере  $CO_2$  обусловлена интенсификацией газификационной реакции в высокотемпературной области процесса. В условиях  $CO_2$  процесс дегазации протекал чуть менее форсировано, что было видно по пиковой скорости разложения. Последнее обстоятельство связано с различиями в теплофизических свойствах  $N_2$  и  $CO_2$ .

Второй этап включал сравнительный кинетический анализ выгорания коксов с определением основных кинетических параметров химических реакций в атмосфере  $O_2/N_2$  и  $O_2/CO_2$ . Режимные условия эксперимента подбирались так, чтобы обеспечить максимально длительное протекание реакции во внутрикинетическом режиме, что позволяло минимизировать искажения получаемых кинетических параметров физическими и химическими факторами. Было установлено, что выгорание коксов в рассмотренных средах в пределах внутрикинетического режима характеризуется

близкими значениями энергии активации. Переход горения во внутридиффузионную стадию в высокотемпературной области процесса в среде  $O_2/N_2$  наступает несколько позднее в связи с большей диффузионной способностью кислорода в атмосфере азота, чем в  $CO_2$ . Дополнительно методами изотермического и неизотермического кинетического анализа был определен вид функции структурного профиля процесса конверсии кокса в обеих средах.

На третьем этапе с помощью развитых в ИУЭ методов расчета скоростей горения коксозольных частиц было оценено влияние среды на скорость горения и перегрев горящих частиц для углей разной степени метаморфизма во внутри- и внешнедиффузионной области реагирования, в потоке, в КС и в надслоевом пространстве топки ЦКС. Показано, что это влияние сводится к снижению скорости диффузии окислителя в среде  $CO_2$ , в связи с чем при одинаковой температуре удельная скорость горения и перегрев горящих частиц в среде  $O_2/CO_2$  уменьшаются. Эффект усиливается со снижением степени метаморфизма угля и с уменьшением размера частиц и коррелирует с выводом о необходимости повышения концентрации  $O_2$  при сжигании в ЦКС по технологии Oxyfuel до 24÷32 % об.

Доклад подготовлен при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 14-08-90440/15.

#### Литература

1. Hotta A., Nuortimo K., Eriksson T. et al. CFB technology provides solutions to combat climate change / Foster Wheeler Energia Oy, Finland. CFB-9 conf., 2008, pp. 11-17.
2. Varonen M., Hyytiäinen I., Palonen M., Ylä-Outinen V. Results of Oxyfuel Combustion Tests in 4 MWt CFB Pilot Boiler. - Proc. of Int. Conf. FBC 21 June 4-6, 2012, Naples, Italy, pp. 325-332.
3. ALSTOM Power: “Greenhouse Gas Emissions Control by Oxygen Firing in CFB Boilers. Phase I: A Preliminary Systems Evaluation”. - Final Report. - Vol. 1, 2003.
4. Супранов В.М., Рябов Г.А., Мельников Д.А. Исследование возможности и целесообразности работы котла Пп-1000-25-585 с циркулирующим кипящим слоем в режиме кислородного сжигания топлива / Теплоэнергетика. - №7, 2014. - С.56-64.
5. Кинетические и динамические исследования процессов сжигания угля в окислителе с различной степенью обогащения кислородом / Чернявский Н.В., Косячков А.В., Дулиенко С.Г., Рябов Г.А., Мельников Д.А. // Тез. докл. 10-й Междунар. конф. «Угольная энергетика: проблемы реабилитации и развития» (Киев, сентябрь 2014 г.). – К.: ИУЭ НАН Украины, 2014. - С.94-97.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ГАЗОМАЗУТНЫХ  
БЛОКОВ 800 МВт С ПЕРЕВОДОМ НА ПЫЛЕВИДНОЕ СЖИГАНИЕ УГЛЯ  
МАРКИ „Г” И Понижением мощности до 600 МВт**

Мирошниченко Е.С.<sup>1</sup>, Чернявский Н.В.<sup>2</sup>, к.т.н.

<sup>1</sup> ПАО „Киевэнергоремонт”, г. Киев

<sup>2</sup> Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

Энергоблоки 800 МВт Угледорской и Запорожской ТЭС, в состав которых входят однокорпусные газомазутные прямоточные паровые котлы типа ТГМП-204 паропроизводительностью 2650 т/ч производства ОАО «Красный котельщик» (ТКЗ) [1] и паровые турбины типа К-800-240-3, не эксплуатируются на протяжении последних 20 лет из-за отсутствия либо чрезмерно высокой цены газа и мазута. Тем не менее, энергоблоки сохранены в удовлетворительном техническом состоянии, оборудование находится в резерве, имеется персонал, проводятся техническое обслуживание и периодические опробования с включением в сеть. Для генерирующих компаний, с одной стороны, содержание этих блоков – чистый убыток, с другой – списание вполне работоспособного оборудования не рационально. В данной работе на основании опыта реконструкции энергоблоков, в том числе с применением современных технологий пылеприготовления, для Запорожской ТЭС предлагается вариант решения задачи перевода этих блоков на уголь.

Базовым топливом для реконструированных котлов в условиях современной Украины может быть только уголь марок Г и ДГ. В районе размещения ТЭС находится ПАО «ДТЭК Павлоградуголь» с производственной мощностью добычи до 20 млн. т в год, которое может обеспечить увеличение топливоснабжения Запорожской ТЭС на искомые 3,2–4,5 млн. т.

Важнейшими из характеристик топок являются [2]:

- среднее тепловое напряжение топочного объема  $q_v$ , Мкал/(м<sup>3</sup>·ч) – величина, обратно пропорциональная времени пребывания газопылевого потока в топке;
- отношение тепловыделения в топке к площади поверхности экранов  $q_s$ , кВт/м<sup>2</sup> – величина, пропорциональная теплосъему в топке (до ширм).

Адиабатическая температура пылеугольного факела при  $\alpha = 1,2$  на 40–70 °С ниже, чем природного газа при  $\alpha = 1,05$ . С этим связаны пониженное тепловосприятие экранов при сжигании угля, необходимость увеличения их поверхности и снижения  $q_s$  по сравнению с газомазутными топками от 500-800 до 200–300 кВт/м<sup>2</sup>. В отличие от газомазутных, у пылеугольных топок есть риск шлакования ширм, в связи с чем температура на выходе топки ограничивается: так, в

газомазутном котле ТГМП-204 при работе на полной нагрузке температура перед ширмами превышает 1300 °С [1], а для газового угля ее обычно ограничивают не более 1050 °С [2]. В целом, для сжигания угля необходимо большее время пребывания в топке, откуда следует необходимость увеличения топочного объема и снижения  $q_v$  по сравнению с газомазутными топками от 170–250 до 65–80 Мкал/(м<sup>3</sup>·ч), в особенности при пылевидном сжигании с твердым шлакоудалением (ТШУ), предпочтительном с учетом необходимости ограничения выбросов оксидов азота.

Расчёты по методике [2] показали, что при ограниченном объеме и поверхности экранов существующей топки при работе на угольной пыли на номинальной паропроизводительности невозможно выдержать приемлемые по условиям шлакования температуры перед ширмами. Поэтому разработаны решения по увеличению объема топки и поверхности экранов в рамках существующих строительных конструкций, позволяющие обеспечить номинальный расход пара 1980 т/ч, номинальную мощность реконструированного блока – 600 МВт.

**Топка и горелки котла.** Котел ТГМП-204 имеет призматическую полуоткрытую топку высотой 46 м и размерами в плане 10,2·20,6 м, оборудованную 36 горелками, которые размещены в 3 яруса на фронтальной и тыловой стене.

Разработаны следующие мероприятия по адаптации топочной камеры котла ТГМП-204 к сжиганию угля (рис. 1):

- вынос воздушных коробов из-под топки с разделением на фронтальный и тыловой воздушный коллекторы;
- организация холодной воронки глубиной 6,6 м с углом наклонов скатов 55° с увеличением объема топочной камеры от  $V_t = 8850$  до 9389 м<sup>3</sup>;
- обустройство двухсветного экрана, разделяющего топку на 2 равные половины по всей высоте, с увеличением площади экранов от 2779 м<sup>3</sup> до 3838 м<sup>3</sup>;
- замена горелок на пылеугольные в пределах существующих амбразур (альтернатива – установка угловых прямоточных горелок с низкой генерацией NO<sub>x</sub>).

**Тягодутьевые машины.** На номинальной нагрузке 600 МВт в топку необходимо подать 1 609 тыс. нм<sup>3</sup>/ч воздуха, имеющиеся турбовоздуховки ВДН-36х2 обеспечивают подачу суммарно 2 800 тыс. нм<sup>3</sup>/ч. При переводе котла на сжигание угля работа газозвушного тракта изменится с режима под наддувом на режим на уравновешенной тяге, нужно будет обеспечить удаление 3 900 тыс. нм<sup>3</sup>/ч газов. На блоках установлено по 2 дымососа ДОД-43 с производительностью по 1520 тыс. нм<sup>3</sup>/ч, потребуется установка дополнительно еще одного дымососа ДОД-43.

Предполагается изменение системы рециркуляции газов с выдачей не в горелки, а в верхнюю часть топки для уменьшения температуры топочных газов и

предотвращения шлакования. Кроме того, штатные ДРГ ГД-26х2 предполагается оснастить золозащитой и золоконцентраторами на всасе дымовых газов.

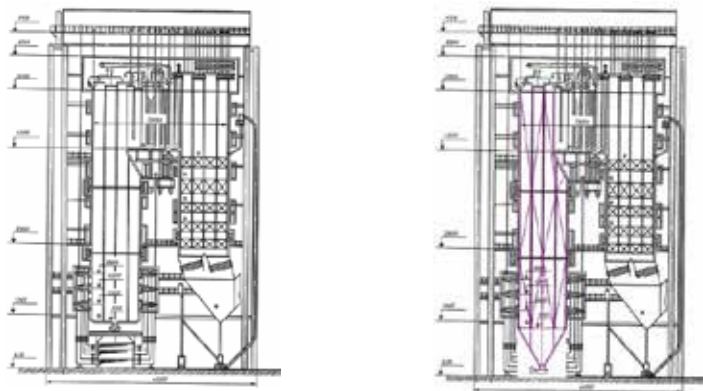


Рис. 1. Общий вид котла ТГМП-204 до и после реконструкции.

**Пылесистемы.** Номинальный расход угля калорийностью 5000 ккал/кг составит 290 т/ч на 1 блок. Учитывая недостаток места для размещения сепараторов и бункеров пыли и зарубежный опыт безопасной эксплуатации пылесистем [3, 4], планируется оснащение котлов вертикальными среднеходными мельницами с прямым вдуванием пыли в горелки. По действующим нормативам разработки пылесистем [5, 6] выбираем 12 мельниц производительностью по 29 т/ч. По условиям эксплуатации и коммерческой эффективности наиболее подходит мельница в блоке с сепаратором 10M75 завода FPM, Польша, работающая под давлением.

**Электрофильтры.** Исходя из объемов и состава дымовых газов, опираясь на опыт реконструкции электрофильтров блоков 300 МВт, планируется установка четырех корпусов 5-польных электрофильтров с высотой активной зоны 16 м, шириной корпуса 17,4 м и длиной 27 м.

**Гидрозолоудаление.** Предполагается удаление золы и шлака из шлаковых ванн, золосмывных аппаратов конвективной шахты и электрофильтров по открытым каналам. Учитывая выгодное расположение ТЭС, возможна организация выдачи сухой золы стороннему потребителю.

В табл. 1 представлено сравнение исходных характеристик оборудования с предлагаемой реконструкцией. В табл. 2 оценена стоимость мероприятий по реконструкции энергоблоков.

Таблица 1. Сравнение характеристик блоков до и после реконструкции

№	Параметр	Единица измерения	До реконструкции	После реконструкции
1.	Мощность электрическая	МВт	3-800	3-600
2.	Расход острого пара на котел	т/ч	2650	1980
3.	Давление острого пара	МПа	25	25
4.	Температура острого пара	°С	545	545
5.	Расход вторичного пара	т/ч	2180	1635
6.	Температура вторичного пара	°С	542	545
7.	Давление вторичного пара	МПа	3,74	3,74
8.	Температура питательной воды	°С	277	277
9.	Температура уходящих газов	°С	149,5	160
10.	КПД парогенератора брутто	%	93,3	91,03
11.	Часовой расход газа	тыс. м <sup>3</sup> /ч	3-209	0
12.	Часовой расход угля марки Г	т/ч	0	3-290
13.	Количество часов работы в год	ч	0	3-6000
14.	Годовая выработка электроэнергии	млрд кВт·ч	0	10,8

Таблица 2. Оценка стоимости реконструкции

№	Мероприятия/стоимость, тыс. евро	1 этап (бл. №5)	2 этап (бл. №6)	3 этап (бл. №7)
1.	Приобретение оборудования пылесистем	20 000	20 000	20 000
2.	Монтаж оборудования пылесистем	2 000	2 000	2 000
3.	Монтаж электрофильтра	20 000	20 000	20 000
4.	Монтаж воздухопроводов, пылепроводов и горелок	1 000	1 000	1 000
5.	Установка дополнительного и перенос существующих дымососов	3 000	3 000	3 000
6.	Модернизация системы рециркуляции газов	1 000	1 000	1 000
7.	Монтаж топливоподачи и бункеров	3 000	13 000	3 000
8.	Реконструкция топки и поверхностей нагрева котла	5 000	5 000	5 000
9.	Монтаж ГЗУ	1 000	1 000	1 000
	Итого	56 000	66 000	56 000
	Все этапы			178 000
	Срок	22 мес.	12 мес.	12 мес.
	Мощность очереди	600 МВт	1200 МВт	1800 МВт

Расчетные данные показывают, что эффективность вложения средств в данный

проект намного выше как по сравнению с новым строительством, так и в сравнении с уже реализованными проектами реконструкций блоков 150–200 и 300 МВт. Возврат в энергосистему страны эффективных и современных мощностей с заменой импортируемого газа отечественным углем в сочетании с высокими экологическими показателями проекта делает его реализацию весьма актуальной.

#### Литература

1. Будовский Д.Б. Парогенератор ТГМП-204. – М.: Энергия, 1979. – 96 с.
2. Кузнецов Н.В., Митор В.В. и др. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
3. Мирошниченко Е.С. Совершенствование способов топливоподготовки и пылеприготовления на существующих ТЭС // Тез. докл. 10-й Междунар. конф. «Угольная теплоэнергетика: Проблемы реабилитации и развития» (Киев, сент. 2014 г.). – С. 48–51.
4. Курпаник Я., Хоина В. Машины и оборудование АО ФПМ – оптимальные решения для энергетического сектора // Там же. – С.8–10.
5. Кисельгоф М.Л., Соколов Н.В. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы). – Л.: ЦКТИ, 1971. – 312 с.
6. Левит Г.Т. Пылеприготовление на угольных электростанциях. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 384 с.

**РЕШЕТЧАТЫЕ ВОДОГРЕЙНЫЕ И ПАРОВЫЕ КОТЛЫ,  
ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПО РЕМОНТУ И МОНТАЖУ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
„ЭНЕРГОСЕРВИС” А.О. – ENERGOSERWIS S.A.**

Адамяк С.

**„ЭНЕРГОСЕРВИС” А.О. – ENERGOSERWIS S.A.**

**г. Люблин, Польская Республика**

АО Energoserwis действует на польском рынке энергетических услуг с 1991 года. Главными заказчиками и потребителями изделий и услуг компании являются коммунальные, промышленные и профессиональные теплоэлектроцентрали и теплоцентрали (котельные). Компания специализируется в поставках и услугах в области:

- энергетических паровых и водогрейных котлов, угольных (пылевых и колосниковых) и на биотопливо
- запчастей для котлов, в том числе:

- элементы котлов под давлением, то есть: газоплотные стены (мембранные), змеевики, трубопроводы пара, воды и технологические,
- вентиляторы дымовых газов и воздуха,
- установки утилизации дымовых газов, и их части: фильтра и циклонные батареи, мультициклоны,
- стальные конструкции (перила, подпоры и др.)
- станции очистки воды (установки деминерализации),
- технологических и промышленных установок,
- специализированных услуг в области сварки и тепло обработки,
- лабораторных исследований:
  - неразрушающие: RT, UT, MT, PT, VT,
  - эндоскопические и стилоскопические
  - механические, то есть: растяжка, сжатие, ударная вязкость.

Компания производит оборудование, выполняет поставки и услуги в соответствии с собственной документацией или по документации Клиента. АО Energoserwis с начала своего существования предоставляет своим Клиентам профессиональное обслуживание и наивысший уровень услуг. Предложение компании постоянно актуализируется вслед за изменяющимися условиями рынка и требованиями Клиентов. Гарантию наивысшего качества предлагаемой продукции и услуг дает новая и модернизированная техническая инфраструктура, оборудование и оснащение признанных в Мире производителей. Высококвалифицированные инженерно-технические специалисты и рабочие с многолетним профессиональным опытом обеспечивают высокий профессионализм производства.

АО Energoserwis предлагает также производство элементов для любого типа энергетических котлов, как на основании доверенной документации, так и на основании собственной разработки:

- элементы котлов на высокое давление
  - панели непроницаемых (мембранных) стен
  - камеры и коллектора, элементы трубопроводов пара и горячей воды
  - конвекционные пучки, т.е. змеевики подогревателей воды и перегревателей пара
  - перегреватель и другие поверхности, подверженные облучению
- каналы дымовых газов и воздуха
- подогреватели воздуха
- элементы установок удаления пыли, циклонные батареи, мульти-циклонные, мешочные фильтры
- стальные конструкции (площадки, поддерживающие конструкции, опоры и



т.п.)

В своей производственной деятельности, Компания уделяет огромное внимание качеству продуктов и работ. Отдел контроля качества ведет постоянный контроль производственных процессов и конечного продукта (объекта, услуги), совершенствует межоперационные и контрольные действия. Подготавливает свидетельства изготовления со всеми обязательными приложениями. Этот факт дает Клиенту гарантию наилучшей реализации заказа.

В Презентации будут освещены следующие вопросы:

1. Презентация фирмы Energoserwis;
2. Решетчатые (газоплотные) паровые котлы типа OR,
  - 2.1. основные технические характеристики котлов OR,
  - 2.2. типоряд котлов OR,
  - 2.3. описание конструкции котла OR,
3. Решетчатые (газоплотные) водогрейные котлы типа WR,
  - 3.1. основные технические характеристики котлов WR,
  - 3.2. типоряд котлов WR,
4. Характеристика воды контурной и питательной, станции очистки воды),
5. Рекомендованное проектное топливо для котлов OR и WR,
6. Эмиссия загрязнений из котлов без и с установками редукиции эмиссии NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> и пыли,
7. Коэффициент полезного действия котлов изготавливаемых по технологии газоплотных экранов,
8. Пример реализации построения котельной с 2-мя паровыми котлами OR-50.

## **ОБОРУДОВАНИЕ FPM S.A. ДЛЯ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВА НА ТЭС И ТЭЦ И ДЛЯ СЛОЕВОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА В ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛАХ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ**

**Мерхут А.<sup>1</sup>, Чырны М.<sup>1</sup>, Хоина В.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>FPM S.A., г. Миколув, Польшая Республика

<sup>2</sup>Agram S.A., г. Хелм, Польшая Республика

Завод ФПМ А.О., является признанным в Польше и за границей производителем мельничного оборудования и механических топок для энергетики и других отраслей промышленности, традиции которого достигают половины XIX века. Среди мельничного оборудования производимого Заводом, главное место занимают

**вертикальные кольцево-шаровые мельницы**, которые благодаря своей надежности являются основным элементом оборудования для изготовления пылевоздушной угольной смеси и ей непосредственной подачи на горелки топочной камеры котла на польских теплоэлектростанциях. Простота конструкции этих мельниц является предпосылкой их надежности и высоких показателей готовности к работе с учетом времени проведения ремонтов. Простоту применяемых конструкционных решений характеризует низкий показатель массы по отношению к производительности мельницы, которая может, в зависимости от потребностей, достигать от 6 до 80, и даже, 120 т/ч. Мельницы проектируются индивидуально, для конкретных условий работы и требований Пользователя.

Основными преимуществами кольцево-шаровых мельниц и систем подготовки и подачи угольной пыли при их использовании являются:

- увеличение производительности мельничной установки,
- улучшение качества размола и возможность его регулировки,
- уменьшение расхода электроэнергии,
- ограничение работ по обслуживанию и ремонтам мельницы,
- повышение надежности работы установки пыле подготовки и подачи,
- улучшение условий труда (снижение эмиссии шума),
- улучшение охраны окружающей среды (элиминация вытекания масла, уменьшение запыления, и т.д.).

Мельницы, производимые ФПМ, пользуются большой заинтересованностью также в других странах. В период с 1998 поставлено 12 комплектов таких мельниц на Добротворскую ТЭС в Украине. Запроектированные для работы в условиях этой электростанции мельницы, оправдались в эксплуатации. Их применение подтвердило на практике приведенные выше преимущества. Рекомендованные независимыми экспертами для применения в системах производства угольной пыли, а также подготовки пылевоздушной смеси на тепловых электростанциях, мельницы, производимые ФПМ, являются обоснованной альтернативой для замены горизонтальных барабанно-шариковых мельниц как при проводимых модернизации и реконструкции, так и на новостроющихся объектах.

Значительное место в продукции ФПМ, занимают также вентиляторные мельницы, которое путем размельчения, сушки, сепарации и транспортировки размалываемого материала/топлива – бурового угля, производят пылевоздушную смесь для сжигания в топочных камерах пылевых паровых котлов.

Вентиляторная мельница выполняет одновременно функции:

- оборудования для размельчения твердого топлива на пыль требуемой тонкости размола,

- вентилятора, который засасывает требуемый для необходимой сушки топлива объем сушильного агента, который существенно снижает влажность меленого материала (даже с 50-55 % влажности) и транспортирует пыле-воздушную смесь до горелок топочной камеры.

**Вентиляторные мельницы наиболее распространены в «энергетике бурого угля», но используются также для размола других минералов, как: известковый камень, доломит, сера, известь.**

Размол в вентиляторных мельницах происходит путем разбивки минералов. Внутри камеры мельницы вращается ударное колесо, которое является разбивающим элементом. Диаметр ударных колес в зависимости от производительности мельницы составляет от 700 до 3700 мм. Производительность мельниц может, в зависимости от потребностей, достигать от 2 до 200 т/ч. Мельницы проектируются индивидуально, для конкретных условий работы и требований Пользователя. До сих пор FPM S.A. произвела и поставила на польский и заграничный рынок больше 930 вентиляторных мельниц предназначенных для размола бурого (и каменного) угля, а также плиточной серы.

Механические колосниковые решетки, что подтверждается масштабами применения, являются оптимальным решением для сжигания угольной мелочи (а также других видов топлива) слоевым методом во всех типах водяных и паровых котлов.

Регулировка производительности решеток осуществляется путем изменения толщины слоя топлива, изменения скорости передвижения конвейера и изменения интенсивности подачи дутьевого воздуха.

Проектируемые и производимые АО ФПМ механические решетки характеризуются:

- повышенным сроком эксплуатации,
- равномерным распределением количества первичного воздуха по всей ширине решетки,
- возможностью регулировки процесса сжигания с целью достижения минимального избытка воздуха в последующих этапах сжигания угля вдоль целой длины колосниковой решетки,
- уменьшением выпускных потерь и потерь неполного сжигания,
- увеличением, даже до 97%, топочного КПД,
- ограничением эмиссии  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ .

Могут быть использованы и уже используются при переводе паровых и водяных котлов средней мощности с газового топлива на твердое топливо (каменный уголь газовой группы, биомасса, и др.). Считаем, что именно такие изменения

являются очень актуальной темой особенно в условиях Украины, поэтому в нашей презентации покажем производимые ФПМ типы таких решеток, особенности работы и конструкции и их пригодность для сжигания так разных марок углей как и других видов твердого топлива.

УДК 662.6

## **ОПЫТ СЖИГАНИЯ УГЛЯ ЮАР НА ТЭС УКРАИНЫ И РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНЫХ ТРЕБОВАНИЙ ПО КАЧЕСТВУ ИМПОРТИРУЕМЫХ ТОЩИХ УГЛЕЙ И АНТРАЦИТОВ**

**Чернявский Н.В., к.т.н.; Рохман Б.Б., д.т.н.; Првалов А.Ю., к.т.н.;  
Косячков А.В., к.т.н.**

**Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев**

Из 14 ТЭС Украины 7 спроектированы для сжигания углей газовой группы - марок Д, ДГ, Г, 7 – для сжигания угля марок А и Т. Из-за прекращения поставок донецких антрацитов и тощего угля с шахт, оказавшихся в зоне АТО, возникла проблема восстановления топливообеспечения ТЭС, котлоагрегаты которых рассчитаны на сжигание угля марок А и Т, за счет поставок импортного угля. В ПАО «Центрэнерго» это котлоагрегаты с жидким шлакоудалением (ЖШУ) ТП-100, ТПП-210, ТПП-210А блоков 200 и 300 МВт Змиевской и Трипольской ТЭС.

Поскольку с переходом на более эффективные и экологически чистые технологии пылевидного сжигания с твердым шлакоудалением развитые страны начали использовать в основном уголь газовой группы, уже более 25 лет сегмент энергетического угля марок А и Т на мировом рынке не превышает 5–10%. Этот уголь добывается или для внутреннего использования (США, Китай), или для снабжения ближайшим соседям (Вьетнам для Китая). Сейчас потенциальными крупными поставщиками угля этих марок остались только Россия (Кузбасс) и ЮАР. Однако еще летом 2014 года, анонсируя принятие Закона Украины „О санкциях”, правительство настаивало на запрете закупки российского угля, так что его небольшие запасы на ТЭС были созданы «на страх и риск» генерирующих компаний. Распоряжение же о немедленной закупке угля из ЮАР (всего 6 партий общим объемом около 500 тыс. т) не учитывало невозможности быстрой выдачи необходимых объемов поставок с надлежащим качеством. В результате его сжигание в существующих котлах превратилось в решение сложной инженерной задачи, к решению которой были привлечены специалисты ИУЭ НАН Украины.

На момент начала работы на складе Змиевской и Трипольской ТЭС ПАО "Центрэнерго" находились:

- уголь ЮАР марки Т из 1-й партии ( $Q_i^r = 4850$  ккал/кг,  $A^d = 30\text{--}32\%$ ,  $V^{daf} = 17\text{--}18\%$ );
- кузнецкий тощий уголь ( $Q_i^r = 6000\text{--}6150$  ккал/кг,  $A^d = 16\text{--}18\%$ ,  $V^{daf} = 15\text{--}16\%$ ).

Оба эти угля отличались тугоплавкой золой ( $t_c = 1500\text{--}1550^\circ\text{C}$  в окислительной среде) по сравнению с проектными для этих котлоагрегатов донецкими углями марок А и Т ( $t_c = 1300\text{--}1350^\circ\text{C}$ ), а уголь ЮАР из первой партии – еще и ухудшенным качеством ( $Q_i^r = 4800$  ккал/кг, по сравнению с проектным значением  $Q_i^r = 5800\text{--}6500$  ккал/кг). Согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей», котлы ТЭС могут быть переведены на сжигание непроектных топлив, топлив ухудшенного качества или смесей топлив при условии проработки и реализации режимных или конструкторских мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию пылесистем, условия устойчивого горения и ЖШУ, а также полноту выгорания топлива.

Такая предварительная проработка была выполнена ИУЭ НАН Украины с использованием позонного теплового расчета топочных камер существующих котлов. Было установлено, что сжигание угля с тугоплавкой золой требует повышения температуры пылеугольного факела для поддержки режима ЖШУ. По расчетам, необходимая температура факела при пылевидном сжигании без подсветки, на номинальной нагрузке при избытке воздуха  $\alpha \geq 1,15$  достигается в топках открытого типа (ТП-100) при калорийности более 5300-5350 ккал/кг, полуоткрытого (ТПП-210, ТПП-210А) - более 5200 ккал/кг. Снижение  $\alpha$  до менее 1,15 нецелесообразно из-за повышения чувствительности топки к перераспределению воздуха между основными и сбросными горелками при включении/выключении мельниц. При меньшей калорийности угля его следует шихтовать с более калорийным топливом. Что касается процедуры шихтования, она была ранее отработана на угольных складах ТЭС, в том числе с участием ИУЭ НАН Украины.

Обследование пылесистем показало наличие мероприятий пожаро- и взрывобезопасности, необходимых для размола тощих углей с выходом летучих веществ до 18%, и отсутствие необходимости в дополнительных мерах.

На первом этапе испытаний на обеих ТЭС для гарантированного обеспечения условий ЖШУ уголь ЮАР из 1-й партии смешивался с более калорийным кузнецким тощим углем (калорийность шихты  $\geq 5600$  ккал/кг). На каждом шаге испытаний выполнялась оптимизация топочного процесса по избытку воздуха, увеличению равномерности его распределения по горелкам, регулированию тонины помола пыли, разрежения в шлаковом комодке и т.п., что позволяло на следующем шаге увеличивать долю угля ЮАР в смеси. Газ для подсветки факела при этом не использовался, содержание горючих в уносе не превышало характерный уровень для донецкого тощего угля. После поступления 2-й партии с калорийностью более 5580 ккал/кг

отработанные режимные мероприятия позволили сжигать его с ЖШУ без примеси более калорийного угля. В конечном счете, остаток угля из 1-й партии и 3-я партия ( $Q_i^r = 5070$  ккал/кг) были эффективно и безопасно сожжены в смеси с углем ЮАР из 2-й партии при калорийности шихты более 5300 ккал/кг, при этом ЧАО «Техэнерго» были выполнены балансовые испытания с составлением режимных карт. 4-я партия угля ЮАР ПАО «Центрэнерго» была не востребована и откуплена ПАО «ДТЭК Днепроэнерго»; калорийность угля в 5-й и 6-й партиях составила 5800 и 5400 ккал/кг, соответственно, так что его сжигание особых проблем не вызвало. Обследование топок и конвективных шахт котлов, остановленных после израсходования топлива на складе, не показало наличия каких-либо дополнительных отложений по сравнению с отложениями после сжигания донецкого антрацита. В целом, сжигание угля ЮАР на котлоагрегатах Змиевской и Трипольской ТЭС завершилось с позитивным результатом.

На основании опыта сжигания угля ЮАР и кузнецкого тощего угля, а также с учетом проблем, возникавших в отопительный сезон 2014–2015 гг. на Дарницкой и Черниговской ТЭС при сжигании импортных углей с повышенной влажностью, пониженным выходом летучих веществ и с низкой зольностью, ИУЭ НАН Украины предложены основные критерии пригодности импортных углей для сжигания в котлоагрегатах ТП-100, ТПП-210, ТПП-210А (см. табл.), исходя из:

- требований безопасности эксплуатации пылесистем;
- возможности организации сжигания с ЖШУ без подсветки, с учетом повышенной температуры плавкости золы зарубежных по сравнению с донецким углем.

При  $W_i^r > 10\%$  мельницы не обеспечат сушильную производительность. При  $V^{daf} < 4\%$  ухудшатся условия воспламенения факела, при  $V^{daf} > 16\%$  появится риск выхода за пределы условий пожаро- и взрывобезопасности пылесистем. Чрезмерная калорийность и низкая зольность  $A^d < 14\%$  могут вызвать сплавнение гарнисажной пленки, уменьшение температурного сопротивления на стенках зажигательного пояса, увеличение тепловосприятия и риск перегрева металла экранов в нижней части топки, что нежелательно по условиям их эксплуатации.

Марка угля	А	Т
Общая влага $W_i^r$ , %, не более	10,0	10,0
Зольность на сухую массу $A^d$ , %	14,0–25,0	14,0–25,0
Выход летучих веществ на сухую беззольную массу $V^{daf}$ , %	4,0–8,0	8,0–16,0
Калорийность $Q_i^r$ , ккал/кг	5400–6000	5400–6400

В настоящее время указанные критерии используются при заключении контрактов на поставку импортных углей на Трипольскую и Змиевскую ТЭС.

## УДОСКОНАЛЕННЯ ПОЗОННОГО ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ ТОПКОВОЇ КАМЕРИ КОТЛА ТПП-210А ДЛЯ СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЬНИХ СУМІШЕЙ

Чернявський М.В., к.т.н.; Дунасвська Н.І., к.т.н.; Безценний І.В.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

В останні роки через нестачу проектного вугілля теплові електростанції України вимушені спалювати непроектне вугілля. Одним із способів ефективного спалювання непроектного вугілля є утворення сумішей з усередненими характеристиками подібними до проектного вугілля. Через що виникла потреба у тепловому розрахунку котельного агрегату при спалюванні вугільних сумішей. Існуючий нормативний метод не передбачає такого випадку. В цій доповіді наведений опис методики розрахунку на прикладі суміші газового вугілля та антрациту у співвідношенні 1/5 на робочу масу.

Для прикладу був обраний котел ТПП-210А з однокамерною топкою палинки якого розташовані в один ряд, а проектним вугіллям для нього є антрацит та пісне вугілля. Розрахунок проводився для суміші, а також окремо для антрациту та газового вугілля.

Позонний метод теплового розрахунку застосовується для визначення локальних теплових навантажень та температур газів за висотою топки. Топкова камера розбивалась на 6 зон. Розрахунок горіння окремих марок вугілля проводився за стандартною методикою. Для розрахунок суміші використовується паралельний розрахунок двох марок вугілля які об'єднує однакова вхідна температура, також задавалась однакова температура холодного та гарячого повітря. За вхідну температуру в перша зона для антрациту, газового вугілля та суміші приймалась адіабатична температура отримана для суміші, яка в свою чергу визначалась, як середньозважена від розрахованих адіабатичних температур антрациту та газового вугілля. Після цього задавалась однакова вихідна температура для суміші, антрациту та газового вугілля за якою визначалась ентальпія продуктів згорання на виході із зони для антрациту та газового вугілля. Значення ентальпія продуктів згорання для суміші визначалось як середньозважене. Надалі визначалась середня сумарна теплосмість продуктів згорання для суміші. Ступінь вигорання палива за висотою топки для антрациту та газового вугілля визначалась з таблиці, а для суміші – пропорційно їх вмісту. Усереднювався також і приведений ступінь чорноти топки. Після чого розраховувалась температура газів на виході із зони та середня температура потоку для суміші.

Результати показали, що середня температура газів у перших трьох зонах при спалюванні газового вугілля на 90°C, 44°C та 14°C відповідно вища температури для

антрациту. Отже, додавання газового вугілля до антрациту має збільшити температуру газів для суміші. Розрахунок показує її збільшення в порівнянні з антрацитом на 18°C для зони максимальних тепловиділень та на 7°C для другої зони. У третьої та четвертої зонах середня температура газів для антрациту та суміші однакові. Температура газів у п'ятій та шостій секції для суміші майже дорівнює температури для газового вугілля. По всій довжині топки температура газів для суміші була в діапазоні між температурами окремо розрахованих випадків спалювання антрациту та газового вугілля.

## ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ СТРУКТУРЫ ЗАСОЛЕННЫХ УГЛЕЙ

Дресвянников В. Г., к.ф.-м.н.

Інститут угольних енерготехнологій НАН України, г. Київ

Использование в тепловой энергетике углей содержащих галит (NaCl) ограничивается по экологическим причинам (образование HCl, CO, CH<sub>4</sub>, диоксанов), а также из-за ухудшения технологических параметров сжигания энергоносителя (увеличения кародуруемости рабочих поверхностей топочных устройств, ухудшения теплообмена, повышения температура газов на выходе топки, снижения КПД агрегата). Чтобы реализовать достоинства засоленных углей Украины марки Д (дешевизна добычи при открытых разработках, приемлемые энергетические характеристики) требуется внедрение эффективных технологий обессоливания таких углей. Большинство предлагаемых технологий обессоливания углей связаны с водной промывкой. При этом возникает проблема выбора эффективных технологий промывки, способов оценки времени обработки и количества используемой воды при обессоливания. А это в свою очередь требует знания структуры и характерных размеров солевых отложений.

**Водное обессоливание угля.** Процесс растворения галита, содержащегося в виде отдельной фазы в угле происходит на границе раздела жидкой и твердой фаз. При этом скорость растворения соли определяется скоростью составляющих стадий:

- 1) скоростью подвода воды к поверхности соли;
- 2) скоростью растворения соли;
- 3) скоростью отвода образовавшегося солевого раствора.

Если учесть, что залегание соли в угольной частице, как правило, реализуется в виде тонких слоев либо в виде заполненных солью каналов, то основным параметром определяющим скорость обессоливания будут характерные размеры солевых слоев либо капилляров. Существующие методы определения характерных размеров неоднородностей в угле связаны с трудоемкими методами диагностики и зачастую

требуют дорогостоящего оборудования (как, например, в работе [1]) и времени на промывку, пиролиз или газификацию. В ряде случаев это неудобно – особенно когда требуется быстрая и приблизительная оценка эффективных размеров каналов по которым и происходит вымывание NaCl.

Попробуем оценить характерные размеры («эффективные размеры капилляров») полостей в которых содержится галит на основе простых моделей. На рис. 1. представлена модель «размола» частиц угля до размеров обеспечивающих относительно быстрое удаление соли при промывке водой.

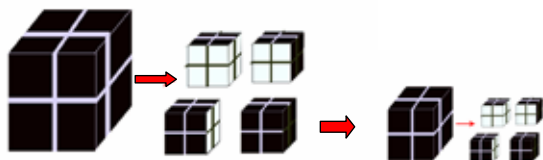


Рисунок 1

Единственным предположением при построении модели являлось допущение о сохранении структуры слоистых областей залегания соли при размоле частицы угля до размеров, получаемых при обычной подготовке угля для факельного сжигания (несколько десятков микрон). В этом случае эффективный размер каналов  $d$ , по которым происходит вымывание соли, можно оценить по следующей формуле:

$$d = \frac{k(\%) \cdot l \cdot \rho_{\text{угля}}}{3 \cdot 2^{n+1} \cdot \rho_{\text{соли}}} \quad (1)$$

где:  $k, \%$  – процентное содержание соли в данном угле,  $l$  – размер частицы угля перед размолом,  $n$  – число последовательных дроблений исходной частицы до размеров, обеспечивающих обессоливание частиц при промывке не менее чем на 85%,  $\rho_{\text{угля}}$ ,  $\rho_{\text{соли}}$  – плотность угля и соли, соответственно. Время промывки определяется особенностями ее организации и в экспериментах не превышала 20 – 30 мин. Следует подчеркнуть, что определяемое по (1) значение  $d$  является эффективным размером, а не реальным размером областей залегания галита в угле. Например, при  $l = 3 \text{ см}$ ,  $k = 0,03\%$ ,  $n = 5$  получаем значение  $d = 6,25 \text{ мкм}$  (при размере частицы после размола 937 мкм).

В случае моделирования сферических частиц с залеганием галита в цилиндрических капиллярах (Рис. 2)

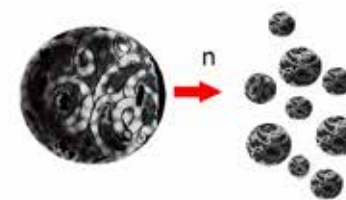


Рисунок 2

Получаем аналогичное выражение для оценки радиуса капилляра  $r$ :

$$r = \left[ \frac{4 R^2 \rho_{\text{угля}} k(\%) }{3 n^2 \rho_{\text{соли}}} \right]^{1/2}$$

где  $n = L/R$ ,  $L$  – длина капилляра в частице,  $R$  – радиус частицы перед размолом. Так при  $R = 3 \text{ см}$ ,  $k = 0,03\%$ ,  $n = 300$ , значение радиус цилиндрического капилляра  $r = 20 \text{ мкм}$

Для сравнения, в работе [1] методами ЯМР-спектроскопии и в исследованиях [2] на основе данных полученных при пиролизе и частичной газификации частиц угля марки Д получены сходные значения для размеров плоских каналов и пор ( 10 мкм и 45 мкм, соответственно)

Полученные оценки характерных размеров каналов в засоленном угле были использованы в численных расчетах по вымыванию галита. Были проведены предварительные расчеты для каналов простой геометрии (цилиндрический капилляр, цилиндрический канал прямоугольного сечения). Основной вывод, который может быть сделан на основе полученных результатов состоит в том, что основным механизмом обессоливания засоленного угля является диффузия растворенной соли к границам частицы с последующим конвективным удалением соли вне пределов частицы. Так, например, поток соли  $J_R(t)$  покидающей сферическую частицу в окружающий раствор можно представить выражением:

$$J_R(t) = \alpha \left[ (C_i(t) - C_0(t)) - \int_0^t (C_i(t) - C_0(t)) e^{-\frac{\gamma}{m}(t-\tau)} \frac{df(t-\tau)}{d\tau} d\tau \right]$$

где:  $\gamma$  – скорость растворения галита,  $C_{*,0}$  – концентрации соли вблизи границы раздела «соль-вода» и в окружающем растворе, соответственно.

$$f(t) = 1 - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2Bi \cdot \exp(-\frac{D\mu_n^2}{R^2 m})}{Bi(Bi-1) + \mu_n^2}$$

$$tg \mu = \frac{1}{Bi-1} \mu \quad , \quad Bi = \frac{\alpha R}{D}$$

$$C_t = C_* + (C_0 - C_*) e^{-\frac{\lambda t}{m}}$$

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Т.А. Василенко, А.К. Кириллов, Г.А. Троицкий, А.Н. Молчанов, Г.П. Стариков, Исследование структуры ископаемых углей методом ЯМР – спектроскопии// Физика и техника высоких давлений 2008, том 18, № 2, С. 128-135.

Гапонич Л.С., Хандрос Т.Н., Особенности пористой структуры углей различной степени метаморфизма и зольности // Экотехнологии и ресурсосбережение. - 2005. - № 6. - С. 26-35.

#### УДК 662.6

### ОПЫТ ПЕРЕВОДА АНТРАЦИТОВЫХ КОТЛОАГРЕГАТОВ ТЭЦ НА СЖИГАНИЕ ТОЩИХ УГЛЕЙ С ВЫХОДОМ ЛЕТУЧИХ ДО 15%

Провалов А.Ю.<sup>1</sup>, к.т.н.; Рохман Б.Б.<sup>1</sup>, д.т.н.; Скляр А.И.<sup>2</sup>, Росколупа А.И.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

<sup>2</sup>ЧАО «Техэнерго», г. Львов

Военные действия в Донецкой и Луганской областях, длящиеся уже больше года, привели к остановке шахт и к разрушению транспортной инфраструктуры, что вызвало ограничение, а порой и полное прекращение поставок угля марки А для нужд ТЭС и ТЭЦ, рассчитанных для работы на антраците. В связи с этим руководство станций было вынуждено искать альтернативных поставщиков угля.

С переходом развитых стран на сжигание каменных углей с твердым шлакоудалением и пониженными выбросами оксидов азота доля антрацита на мировом рынке существенно снизилась. Доступным стал главным образом уголь марки Т с выходом летучих веществ на сухую беззольную массу ≤18% из России (Кузбасс) и ЮАР. К отличиям кузнецких тощих углей можно отнести пониженную зольность, калорийность свыше 6000 ккал/кг и повышенные по сравнению с донецкими углями марок А и Т температуры плавкости золы.

Задачи по переводу котлов, имеющих проектным топливом антрацит, на сжигание тощего угля могут быть разделены на две группы. Первая включает в себя мероприятия, связанные с обеспечением взрыво- и пожаробезопасности работы пылесистемы в условиях повышенного выхода летучих. Это касается таких узлов, как мельничная система, бункера пыли, циклоны, сепараторы, пылепроводы. Вторая связана с организацией процесса горения угля в топке котлоагрегата, а именно в распределении тепловыделения по ее высоте, для обеспечения условий жидкого шлакоудаления (ЖШУ) и проектного уровня теплосъема в топке.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины совместно с ЧАО

«Техэнерго» выполнил работу по переводу антрацитовых Дарницкой, Черниговской и Сумской ТЭЦ на сжигание угля марки Т с выходом летучих до 15%. Общие особенности установленных на этих ТЭЦ котлоагрегатов ТП-15, ТП-47, БКЗ-210-140 ПТ, ЦКТИ-87-39-Ф2М, которые затрудняют пылевидное сжигание антрацита с жидким шлакоудалением (ЖШУ), такие:

- недостаточная высота топки и (кроме БКЗ-210-140 ПТ) отсутствие пережима, что уменьшает полноту выгорания пыли и увеличивает механический недожог;
- недостаточная для АШ температура первичного воздуха (менее 340°С);
- устаревшая конструкция горелок (отсутствие вихревой эжекции дымовых газов к корню факела), что усложняет воспламенение пыли, и сброс отработанного сушильного агента - влажного воздуха в нижние секции основных горелок;
- значительные присосы холодного воздуха в топку.

Учитывая эти особенности, сжигание донецкого АШ требует газовой подсветки для стабилизации условий воспламенения факела и ЖШУ.

В рамках данной работы было проведено обследование существующего оборудования, разработаны проектные решения, дополнительные технологические меры для перевода станций на сжигание угля марки Т. Проведен осмотр пылеугольного тракта с целью определения наличия предохранительных взрывных клапанов, устранения имеющихся в пылепроводах присосов воздуха, газоплотности шиберов, клапанов, лючков и мигалок согласно требованиям РД 34.24.501-85 «Типовая инструкция по эксплуатации систем пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами и промбункером». Совместными усилиями персонала ТЭЦ, ЧАО «Техэнерго» и сотрудников ИУЭ НАН Украины согласно требованиям РД 34.03.352-89 «Правила взрывобезопасности топливоподачи установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива» были изготовлены системы пожаротушения инертным газом на ШБМ и бункерах угольной пыли, внедрены системы присадки холодного воздуха для ограничения верхнего предела температуры на выходе мельницы как при постоянной работе, так и при выхолаживании, системы аварийного опорожнения бункеров пыли, а также ряд необходимых средств измерений, защит и блокировок. Кроме того, осуществлялась перепланировка угольных складов для обеспечения раздельного хранения и шихтования АШ и тощего угля в регулируемой пропорции.

При решении второй группы задач на основе нормативного метода [1] была разработана программа позонного теплового расчета топки. В основу расчета температуры газов по высоте топки положено уравнение, которое определяет связь между тепловыделением и теплообменом в отдельных зонах топочной камеры. Для расчета распределения тепловых нагрузок, температуры газов и отложений на

стенках по высоте топка условно разбивается на зоны, как показано на рис. 1. Зона расположения горелок рассчитывается как одно целое. За ее границу принимается горизонтальная плоскость между ошпорованными и гладкотрубными экранами. Остальная часть топочной камеры разбивается на три участка. Температура газов в каждой из зон рассчитывается, исходя из тепловыделения в зоне, изменения энтальпии продуктов сгорания и теплоотвода из зоны. В расчете, согласно рекомендациям [2], температура начала истинно жидкого состояния шлака была принята на  $100^{\circ}\text{C}$  выше температуры плавокости золы  $t_c$ , которая для угольных смесей рассчитывалась как средневзвешенная. Критерием корректности расчета было совпадение профиля температуры факела проектного топлива по высоте топки с паспортными данными котлоагрегата.

Расчетные исследования применительно к котлоагрегатам Дарницкой, Черниговской и Сумской ТЭЦ паропроизводительностью от 87 до 220 т/ч с вариацией соотношения донецкого АШ ( $Q_i^f = 5700$  ккал/кг,  $t_c = 1390^{\circ}\text{C}$ ) и кузнецкого тощего угля ( $Q_i^f = 6200$  ккал/кг,  $t_c = 1560^{\circ}\text{C}$ ) показали, что при сжигании донецкого АШ температура шлака в районе пода меньше температуры нормального ЖШУ, что требует газовой подсветки в объеме примерно 10% по теплу для поддержания температурного режима ЖШУ. При сжигании угольных смесей температура факела возрастает; температура шлака в районе пода меньше, чем нормального ЖШУ кузнецкого тощего угля, но больше, чем нормального ЖШУ донецкого АШ, что позволяет рассчитывать на стабильное ЖШУ с меньшим в 1,5–2 раза уровнем подсветки за счет более легкоплавкого шлака АШ. При сжигании кузнецкого тощего угля возрастание температуры факела некомпенсирует повышенную тугоплавкость золы, что требует восстановления уровня газовой подсветки для поддержания температурного режима ЖШУ. Для всех топлив температура топочных газов не превышает точки шлакования ширм.

После проведения всех необходимых мероприятий на ТЭЦ компании «ТЕХНОВА» были проведены серии испытаний с различными видами топлив:

- смеси донецкого АШ и кузнецкого Т, сибирского АСШ и кузнецкого Т;
- кузнецкого угля марки Т с выходом летучих до 15%;
- кузнецкого угля марки Т в смеси с летучей золой антрацита.

Проведенные теплотехнические испытания в комплексе с выполненными ранее мероприятиями показали возможность безопасного и эффективного сжигания угля марки Т в котлоагрегатах, рассчитанных на работу на антраците, и подтвердили результаты позонных тепловых расчетов топки.

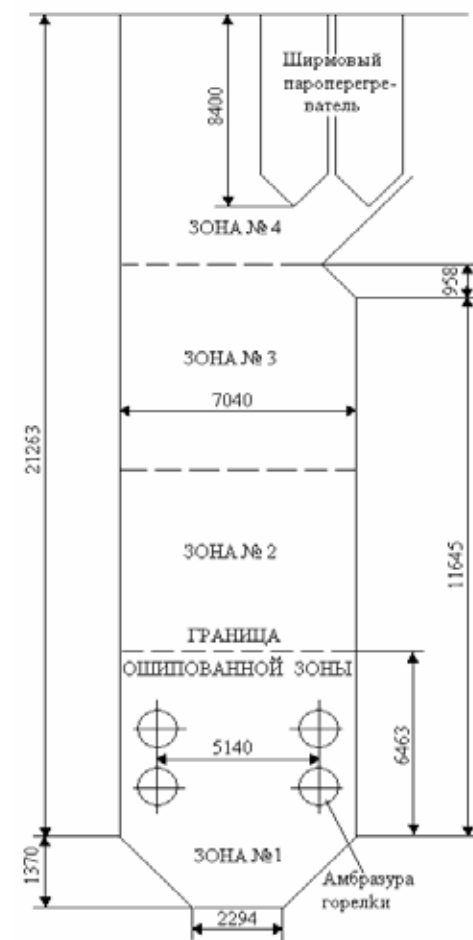


Рис. 1. Схема топочной камеры котлоагрегата ТП-47 для позонного теплового расчета

На основе полученных результатов испытаний были разработаны новые режимные карты и составлены рекомендации для работы котлов на кузнецком угле марки Т и его смеси с донецким АШ и сибирским АСШ.

#### Литература

1. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В.Кузнецова, В.В.Митора, И.Е.Дубовского и др. – М.: Энергия, 1973. – 295 с.
2. Залкин И.Я., Вдовченко В.С., Дик Э.П. Зола и шлаки в котельных топках. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 78 с.

## ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИХ АСПЕКТІВ ТЕХНОЛОГІЇ СПІЛЬНОГО СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЛЯ ТА БІОМАСИ

Щудло Т.С., Дунаєвська Н.І., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Протягом останніх десятиліть увага світової спільноти звернена до питань екології. Виконання рішень екологічних конвенцій істотно обмежує використання викопних палив і стимулює попит на альтернативні поновлювані палива, за рахунок яких світова енергетика задовольняє біля 13% своїх потреб у первинній енергії, з яких на тверду біомасу припадає близько 10%. У той час в Україні, що має щорічний потенціал біомаси 29,27 млн. т у.п., остання в структурі використання первинних енергоресурсів складає лише 1,2%. На думку авторів, перспективним для України напрямом є технологія спільного спалювання біомаси з вугіллям (ССБВ) в існуючих факельних котлоагрегатах.

Найбільшого поширення в світі ССБВ набуло саме у факельних котлоагрегатах. Це пояснюється високою ефективністю спалювання внаслідок максимальної теплонапруженості топкового об'єму пиловугільних котлоагрегатів, а також їх поширеністю у світі. Сьогодні більше 100 котлів спільно спалюють тверду біомасу з вугіллям в факелі.

Суть технології спільного спалювання полягає у заміщенні частини палива, що подається в паливню котла, альтернативним паливом. Як правило на ТЕС разом з вугіллям спалюється тверда біомаса. Поліпшення екологічних показників за невеликі кошти є однією з рушійних сил для впровадження спільного спалювання біомаси з вугілля в котлоагрегатах. Там, де остання доступна у значній кількості за відносно низькими цінами, спільне спалювання біомаси з вугіллям має такі переваги:

- заміщення викопних видів палива призводить до зменшення викидів  $\text{CO}_2$  в атмосферу;
- $\text{SO}_2$  і  $\text{NO}_x$  викиди зазвичай зменшуються через інший у порівнянні з вугіллям хімічний склад біомаси;
- відносно невеликі витрати на впровадження спільного спалювання за рахунок використання існуючого обладнання для спалювання викопного палива.

За останні 20 років було проведено велику кількість досліджень технології спільного спалювання вугілля з твердою біомасою як на лабораторних стендах так і на діючих енергетичних та промислових котлоагрегатах різної потужності. Так, лабораторні дослідження показали, що швидкості осадження золи і концентрація  $\text{NO}_x$ , отримані при спільному спалюванні біомаси та вугілля, змінюються не лінійно з часткою заміщення вугілля у паливній суміші. Проведені дослідження свідчать, що

технологія спільного спалювання може зменшити забруднення поверхонь нагріву за рахунок використання комбінацій біопалив. Загальні викиди  $\text{NO}_x$ , утворені при спільному спалюванні, менші, ніж виміряні при спалюванні чистого вугілля. Дані IEA Clean Coal Centre, отримані на підставі детального вивчення даних моніторингу роботи промислових, енергетичних та демонстраційних проектів зі спільного спалювання, показали, що в більшості випадків спільне спалювання біомаси або інших відходів з вугіллям має рівень викидів твердих часточок,  $\text{SO}_2$  і  $\text{NO}_x$  аналогічний або більш низький, ніж при спалюванні цих видів палива окремо.

Запровадження технології ССБВ також дозволяє зменшити емісію  $\text{SO}_x$  в атмосферу, оскільки більшість різновидів біомаси має нижчий вміст сірки, ніж вугілля, і, таким чином, викиди  $\text{SO}_2$  при спільному спалюванні скорочуються практично пропорційно частці біомаси у суміші з вугіллям.

Такі палива, як біомаса, повинні бути перевірені в кожному окремому випадку впровадження технології для визначення, чи можуть вони бути використані без будь-якого шкідливого впливу на викиди та на товарну якість золи у золівдвалах. У більшості випадків, спільне спалювання не тільки дозволяє використання чистого джерела енергії, але й постає ефективним способом скорочення викидів на існуючих ТЕС.

В останні роки в Інституті вугільних енерготехнологій НАН України проводяться дослідження спільного факельного спалювання біомаси та вугілля українських родовищ. Основна увага приділяється можливості впровадження технології на існуючих антрацитових блоках, оскільки передбачається, що додавання високореакційної біомаси дозволить компенсувати низький вихід летких в антрациті і тим самим поліпшити його займистість і повноту вигорання у випадках поставок непроектного вугілля або незадовільного стану котлоагрегату. У ході досліджень було встановлено оптимальну частку заміщення вугілля деревиною, а також спостерігався синергійний ефект: при зміні підтримуючого допоміжного палива з природного газу на деревину необхідна кількість теплоти для підтримання стабільного горіння антрациту в умовах експериментального стенду змінювалась не лінійно і зменшувалась.

Також, проводились кінетичні дослідження коксів деревини та коксів антрациту в діапазоні температур 390–560 °С. Були отримані константи швидкості реакції для часток коксів деревини розміру 0,1–1,6 мм. Характер отриманих експериментальних даних дозволив встановити наявність внутрішньокінетичного режиму горіння дослідних зразків. Експерименти показали, що часточки коксів деревини потребують менше часу для повного вигорання ніж кокси антрациту.



З метою можливого подальшого розширення досліджень технології спільного спалювання з використанням інших різновидів біомаси доступних в Україні, у співпраці з Уральським федеральним університетом (м. Єкатеринбург, Росія) та Інститутом хімії високомолекулярних сполук НАН України (м. Київ) були проведені термогравіметричні дослідження зразків пелет соломи пшениці, ріпаку, кукурудзи та сої, а також, для порівняння, зразки деревини (тирси), що використовувались у попередніх дослідженнях. В результаті отримані попередні дані кінетичних характеристик окремих стадій термічного перетворення вищезазначених зразків біомаси. Отримані в дослідженнях характеристики горіння біомаси в наступному будуть використані для подальших досліджень технології ССБВ та її впровадження на ТЕС України.

УДК 662.6

### ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГОРЕНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ СМЕСЕЙ

Нехамин М.М., к.т.н.; Бесценный И.В.; Дунаевская Н.И., к.т.н.; Бондзик Д.Л., к.т.н.  
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

Одним из путей повышения эффективности использования твердого топлива на ТЭС является пылевое сжигание бинарных смесей различных марок угля, прежде всего – антрацита с тощим или газовым углем. Это следует как из существующей на ТЭС практики, так и из результатов выполненных экспериментальных исследований.

В данной работе выполнено численное моделирование таких процессов при помощи программы ANSYS FLUENT.

Задача решалась в двумерной расчетной области прямоугольной формы длиной по потоку 6 м, соответствующей времени пребывания 2,5–2,7 с. Для исключения вклада в изучаемый процесс второстепенных факторов – таких как влияние стенок – верхняя и нижняя границы расчетной области определены как плоскости симметрии. Учитывались турбулентность течения и тепловое излучение.

Для описания процесса горения использована модель *non-premixed combustion* в варианте *two mixture fraction*, но при задании характеристик каждого из углей смеси аналогично тому, как это делается в варианте *single mixture fraction*. Следует пояснить, что при расчете горения конкретной марки угля возможен любой из этих вариантов задания его состава. В модели *two mixture fraction* твердый углерод и летучие задаются в двух *streams* («потоках»), а в модели *single mixture fraction* состав угля полностью определяется в одном потоке, поэтому второй из возможных «потоков» остается свободным, либо может быть использован для задания состава иного

топлива, в частности, второго угля бинарной смеси. Хотя расчет с заданием характеристик угля в одном потоке менее точен, такой подход позволяет моделировать горение смеси углей.

Гранулометрический состав частиц в отдельных расчетных вариантах определен как монодисперсный, а в остальных – как полидисперсный по распределению Розин - Раммлера со средним размером частиц 60 мкм. Расходы углей при вариации составов смеси задавались из условия неизменной тепловой мощности, а воздуха – при коэффициенте избытка окислителя 1,2. Доля (по теплу) более высокорекреакционного угля в смеси варьировалась от 0 до 100%. В результате расчетов получены распределения параметров потока по длине, включая распределения интенсивности выгорания как отдельных компонентов смеси, так и всей смеси.

Для монодисперсных частиц получен вполне ожидаемый результат – с увеличением размера частиц зоны горения смещаются по потоку. Но при этом для разных составов смеси найден максимальный размер частиц, при котором процесс горения остается в пределах расчетной области. Этот размер существенно увеличивается с добавлением к антрациту высокорекреакционных углей: с 80 мкм для антрацита до 135 мкм при добавке 12,5% тощего угля и до 109 мкм – газового. Это подтверждает интенсификацию процессов воспламенения и горения антрацита подмешиванием к нему более высокорекреакционного угля.

При полидисперсном составе частиц зоны горения существенно сокращаются по длине. Из сравнения распределений по длине температур газовой фазы и концентрации кислорода для смесей разных составов следует, что добавка к антрациту высокорекреакционного угля приводит к заметному росту максимальной температуры, что согласуется с экспериментом, и к смещению зоны горения к началу расчетной области.

При этом проявляются некоторые различия использования тощего и газового углей. Для тощего угля уже при его минимальной добавке к антрациту рассматриваемые параметры (температуры и концентрации кислорода) резко отличаются от параметров для антрацита, а с ростом его доли в смеси в диапазоне от 25 до 100% мало изменяются. Для газового угля эти параметры изменяются с ростом его доли монотонно, хотя и более резко – при малых добавках к антрациту.

Механический недожог смесей на выходе из расчетной области с увеличением доли высокорекреакционного угля в целом существенно снижается – с 6,2% для антрацита до 1,4 и 1,6% – соответственно, для тощего и газового углей. При этом наиболее крутое изменение наблюдается уже при добавлении к антрациту 2% высокорекреакционного угля, но большее по величине – в случае тощего угля. В основном это происходит за счет влияния на мехнедожог антрацита смеси, поскольку

недожог высокорреакционных составляющих смесей во всем диапазоне составов изменяется относительно мало, составляя менее 1,9%. Недожог же антрацитовый компоненты смесей с тощим и с газовым углем проявляется противоположным образом. С ростом доли высокорреакционного угля в диапазоне до 75% мехнедожог антрацита в смесях с тощим углем снижается, а с газовым – растет (но и в последнем случае растет не настолько интенсивно, чтобы компенсировать уменьшение доли антрацита в смеси, поэтому недожог всей смеси все равно снижается).

Это различие процессов в смесях антрацита с тощим и с газовым углями находит объяснение в распределениях концентрации кислорода. В зоне догорания антрацита (простирающейся вплоть до выхода потока из расчетной области) при использовании газового угля концентрация кислорода значительно меньшая, чем при использовании тощего угля. А это, в свою очередь, объясняется большей скоростью горения газового угля относительно тощего (что в программе задано соответствующими кинетическими константами): газовый уголь быстрее расходует кислород, и в потоке его остается меньше.

Таким образом, полученные результаты подтверждают стимулирующее влияние добавок высокорреакционных углей к антрациту на скорость его выгорания. Но приведенные в докладе данные по мехнедожогу указывают также и на обратное положительное влияние. А именно, недожог тощего и газового углей несколько снижается при добавлении к ним около 10 % антрацита. При этом отмечается также и снижение недожога смесей, хотя и незначительное по величине.

Предполагаемый механизм взаимной стимуляции горения углей разных марок связан со взаимным радиационным нагревом пространственно разнесенных горящих частиц.

#### УДК 662.6

### РЕЗУЛЬТАТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭС УКРАИНЫ В 2005–2015 гг.

Чернявский Н.В., к.т.н.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

За последние 10 лет на ТЭС Украины модернизировано 17 пылеугольных энергоблоков. К этому следует добавить блок №8 Змиевской ТЭС, реконструированный с использованием интегрированных плавильных предтопков, заменой ЦВД, модернизацией ЦСТ и ЦНТ (консорциум во главе с «Сименс», Германия), и блок №4 Старобешевской ТЭС, реконструированный с заменой пылеугольного на ЦКС-котлоагрегат («Лурги Лентьес», Германия).

В проектах модернизации одна из основных задач – уменьшение удельных

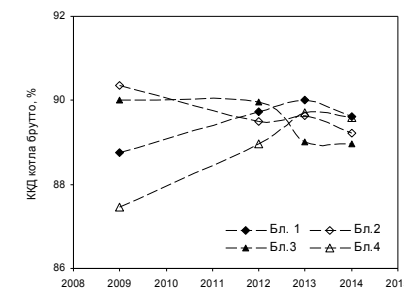
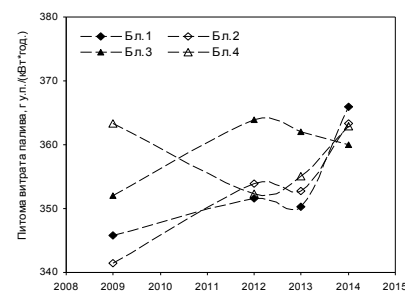
расходов топлива на отпуск электроэнергии  $b$ , г у.т. Анализ фактической осуществимости этой задачи затруднен тем, что в действующих нормативных документах после модернизации предусмотрены не комплексные технико-экономические испытания энергоблока в целом, а отдельно испытания котлоагрегата с определением его КПД брутто и турбоагрегата с определением удельного расхода тепла на турбину брутто. Формальное достижение гарантийных показателей отдельно по котлу и турбоагрегату не всегда означает реальное достижение целевых технико-экономических показателей энергоблока в целом. Более реалистичной является оценка достижения целевых технико-экономических показателей энергоблока на основании отчетности ТЭС о тепловой экономичности оборудования с учетом средней по группе оборудования разницы между КПД котла и удельным расходом тепла на турбину нетто и брутто, предложенная в [1]:

$$b = (10000/(7 \cdot \eta_{\text{тн}})) \cdot (q_{\text{г}}^{\text{бр}} + \Delta q_{\text{г}}^{(\text{н-бр})}) / (\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} - \Delta \eta_{\text{к}}^{(\text{бр-н})}).$$

На практике указанные величины находятся в таком диапазоне:  $\eta_{\text{тн}} = 97,5–99,2\%$ ;  $\Delta q_{\text{г}}^{(\text{н-бр})} = 90–140$  ккал/(кВт·ч);  $\Delta \eta_{\text{к}}^{(\text{бр-н})} = 4,5–6,5\%$ . Однако результат будет получен не при номинальной, как в целевых показателях модернизации, а при фактической средней нагрузке. Отклонение нагрузки от номинального существенно увеличивает удельный расход тепла на турбину брутто, и в меньшей степени – уменьшает КПД котла брутто. КПД котла брутто зависит также от частоты пусков. Для достоверной оценки эффективности модернизации (реконструкции) и определения вклада эффективности модернизации котла и турбины следует сравнить во времени (до и после модернизации) и с немодернизированными блоками такие показатели тепловой экономичности и внешние факторы:

- удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, рассчитанный по блоку;
- КПД котла и удельный расход тепла на турбину брутто;
- среднюю электрическую мощность блока и количество пусков на 1000 ч работы.

Для примера такая оценка приводится для Зуевской и Запорожской ТЭС.



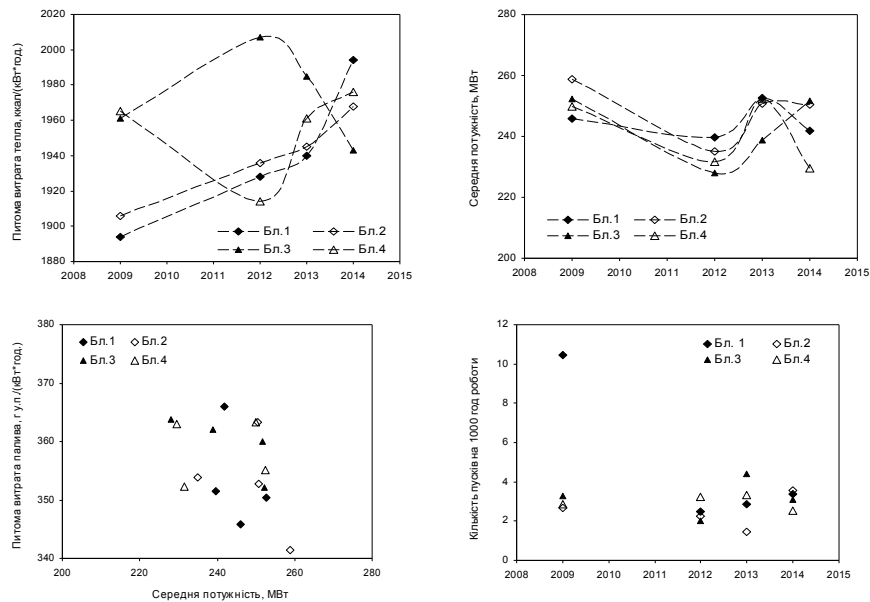


Рис. 1. Показатели тепловой экономичности оборудования и внешние факторы по Зуевской ТЭС.

На Зуевской ТЭС модернизированы 3 блока из 4 – в 2009, 2008, 2013 гг. Хотя по показателям тепловой экономичности эта относительно молодая ТЭС является одной из лучших в Украине, в среднем по ТЭС за 2009-2014 гг. удельный расход топлива вырос от 351 до 364 г у. т./кВт·ч). Главным образом это произошло вследствие увеличения удельных расходов тепла на турбины блоков №№ 1 и 2 от 1894–1906 до 1968–1994 ккал/(кВт·ч). Хотя на это и повлияло снижение средней нагрузки от 246–259 до 242–250 МВт, но приходится констатировать и недостаточную эффективность модернизации турбин на этих блоках.

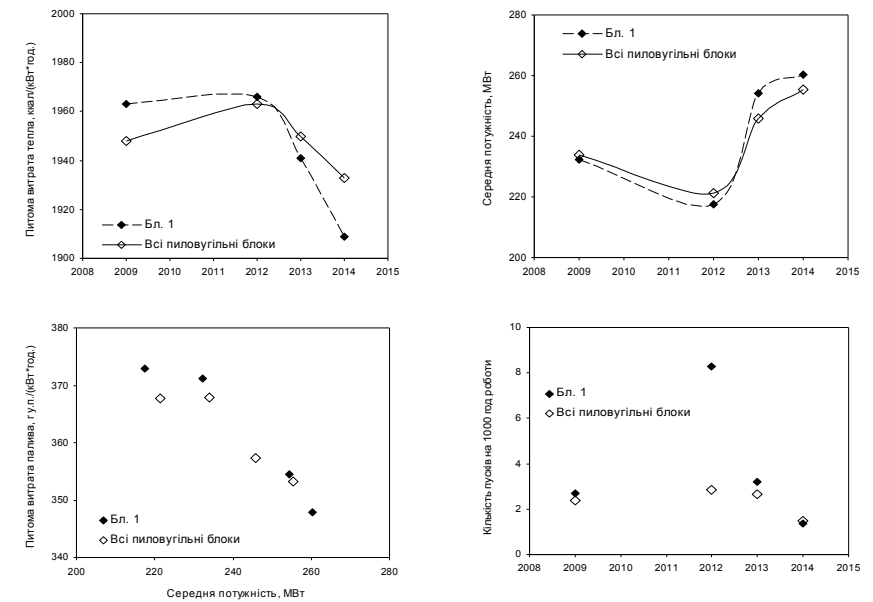
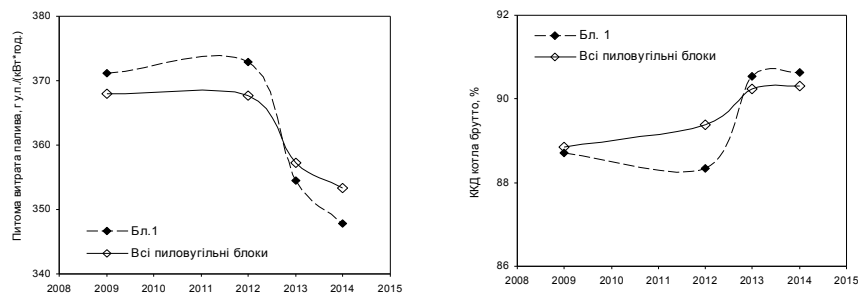


Рис. 2. Показатели тепловой экономичности оборудования и внешние факторы по Запорожской ТЭС.

Блок № 1 Запорожской ТЭС был модернизирован в 2012 г. В 2009 г. КПД котла блока №1 (88,7%) не отличался от среднего по ТЭС (88,8%), а после модернизации увеличился до 90,6%. Но это лишь на 0,3% больше, чем нынешний КПД в среднем по ТЭС (90,3%). Удельные расходы на турбину блока №1 снизились от 1963 до 1909 ккал/(кВт·ч), по ТЭС в целом – от 1948 до 1933 ккал/(кВт·ч)). Удельный расход топлива уменьшился с 371,2 г у. т./кВт·ч) в 2009 г. до 347,8 г у. т./кВт·ч) в 2014 - почти на 25 г у. т./кВт·ч). Однако за тот же период удельный расход топлива по ТЭС в целом также уменьшился – от 368 до 353 г у. т./кВт·ч). Основная доля уменьшения приходится на 2012–2013 годы – сразу после перехода ОАО «Днепроэнерго» в состав корпорации ДТЭК – и связана с увеличением средней нагрузки от 221–234 до 246–256 МВт и, в меньшей степени, с уменьшением частоты пусков (от 2,4–2,8 до 1,5 пусков на 1000 ч работы). В целом, после проведения модернизации удельный расход топлива на блоке №1 действительно уменьшился, но половина этого снижения связана с оптимизацией графика нагрузки ТЭС, и лишь 12 г у. т./кВт·ч) – собственно с результатами модернизации, главным образом, с уменьшением удельного расхода тепла на турбину.

В 2015 г. испытания модернизированного блока №3 Запорожской ТЭС показали

удельный расход топлива на номинальной нагрузке 333 г у. т./кВт·ч), что в пересчете на среднюю нагрузку 2014 г. с учетом пусков соответствует 347,8 г у. т./кВт·ч). При одинаковых условиях эксплуатации до и после модернизации достигнуто снижение удельного расхода топлива на 10 г у. т./кВт·ч).

Таким образом, результаты реконструкции наиболее достоверно следует оценивать по эксплуатационным показателям блоков, учитывая среднюю нагрузку и частоту пусков. По отчетности ТЭС о тепловой экономичности оборудования выделены блоки со снижением удельных расходов топлива более 15 г у. т./кВт·ч): Бурштынская №№ 5, 7, Добротворская №8, Луганская №№ 10,13, Кураховская №№ 6, 7, Старобешевская №13, Запорожская №1. В значительной степени это связано со снижением удельных расходов тепла на турбину. Эффективность модернизации обеспечивается комплексным подходом к оборудованию, достоверным установлением и согласованием между собой целевых показателей, а при выполнении работ – соблюдением гарантийных показателей по котлу и турбине. Необходимо введение в практику гарантийных испытаний определения показателей тепловой экономичности не только котла и турбины, но и блока в целом.

#### Литература

1. Чернявський М.В., Буляндра О.Ф. Результати та перспективи модернізації існуючих пилувугільних енергоблоків ТЕС України // Тез. доп. 10-ї Міжнар. конф. «Вугільна енергетика: проблеми реабілітації та розвитку» (Київ, вересень 2014 р.). – К.: ІВЕ НАН України, 2014. - С.44-47.

#### УДК 621.311.22

### ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНО-НИШЕВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Абдулин М.З., к.т.н.; Серый А.А., аспирант  
НТУУ „КПИ”, г. Киев

Как известно, основным элементом огнетехнического оборудования (ОО) является горелочное устройство (ГУ), рабочий процесс которого определяет экономичность, надежность и экологическую безопасность объекта в целом. Комплекс аэро-, термохимических процессов, служащий в основе работы ГУ, является сложнейшим в технике, недостаточно изученным и не поддается точным расчетам. Однако потребности производства подталкивают к поиску соответствующих подходов, позволяющих уже сейчас создавать ГУ необходимой эффективности.

Как правило, улучшение показателей ГУ по экономичности добиваются за счет ухудшения экологических характеристик, снижения уровня надежности, сужения диапазона рабочего регулирования и т.д.

Для формирования подходов к созданию технологии сжигания топлив необходимо прежде всего четко сформулировать современные требования к ГУ:

1. Легкий и надежный розжиг при минимальном расходе газа (для «безхлопкового» розжига котла и обеспечения плавного выхода ОО из «холодного» в «горячее» состояние, либо просушивания ОО);
2. Устойчивое (безхлопковое) горение в широком диапазоне скоростей горючего и окислителя (для предотвращения срыва факела при резких колебаниях давления газа и воздуха);
3. Необходимый диапазон регулирования по мощности ( $K_p$ ) и коэффициенту избытка воздуха ( $\alpha$ ) (для обеспечения оптимальных режимов сушки футеровки и теплового состояния элементов ОО; необходимого качества продуктов сгорания и их температурного уровня; обеспечения регулировки мощности ОО без отключения части ГУ);
4. Максимально возможная полнота сгорания топлива ( $\eta_p$ ) в топочном объеме ОО;
5. Допустимый уровень эмиссии токсичных веществ ( $NO_x$ ,  $CO$ ,  $SO_2$  и т.д.) во всем диапазоне нагрузок;
6. Возможность регулировки длиной и светимостью факела, а также его аэродинамической и концентрационной структурой (для обеспечения необходимой интенсивности и равномерности распределения тепловых потоков; уменьшения вероятности соприкосновения факела с элементами ОО, образования окислительной или восстановительной среды в продуктах сгорания);
7. Минимально возможное сопротивление по трактам горючего и окислителя (для обеспечения возможности работы при низких давлениях газа и воздуха, снижение расхода электроэнергии на привод тягодутьевых машин);
8. Надежность и простота регулирования режимов работы (для упрощения автоматики и обеспечения безопасности);
9. Возможность надежной работы на самотяге и в безвентиляторном режиме на частичных нагрузках за счет разряжения, создаваемого дымососом либо трубой, что является важным при аварийных отключениях тягодутьевых средств, а также позволяет существенно экономить электроэнергию;
10. Постоянство показателей рабочих характеристик в процессе эксплуатации;
11. Низкий уровень шума;
12. Модульность, позволяющая набирать ГУ необходимой мощности из автономно работающих модулей;

13. Технологичность, простота изготовления, низкая металлоемкость, отсутствие потребности в дорогих материалах.

Необходимо отметить, что спектр этих требований постоянно расширяется, а нормы (в частности экологические) ужесточаются.

Исследования, проведенные в лаборатории горения НТУУ «Киевский политехнический институт» 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.

В результате длительных экспериментальных и аналитических исследований сформулированы основные принципы высокоэффективной технологии сжигания топлива:

- рациональная раздача горючего в потоке окислителя;
- создание устойчивых вихревых структур, представляющих собой результат взаимодействия системы струй горючего и сносящего потока окислителя с циркуляционным течением за плохообтекаемым телом, с учётом теплотехнических особенностей огнетехнического объекта, причём объём возникающих вихревых структур в сотни раз меньше, чем при применении традиционных ГУ;
- автоточность состава топливной смеси в зоне обратных токов;
- термическая подготовка горючего;
- самоохлаждение горючим и окислителем;
- модульность.

Рациональная раздача горючего в потоке окислителя наиболее эффективно обеспечивается однорядной системой струй газа, перпендикулярной потоку воздуха. Для обеспечения устойчивой вихревой структуры течения в широком диапазоне работы ГУ разработана струйно-нишевая система смесеобразования и стабилизации пламени [3], в основе которой лежит использование газодинамических вихреобразователей потока окислителя, горючего и продуктов сгорания, обеспечивающих интенсивное перемешивание топливной смеси за счёт турбулизации потока системой струй газа.

В одном из вариантов расположения такой системы на полом коллекторе газа газ проходит через коллектор под нишей, охлаждает её (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 объёмы, что

время их турбулентной диффузии становится приблизительно равным времени химической реакции окисления. Такой промежуточный механизм горения между кинетическим и диффузионным может обеспечить высокую его интенсивность и широкие пределы устойчивости по скорости и коэффициенту избытка воздуха.

Особенность струйно-нишевой системы – образование общей циркуляционной зоны переменного объёма (рис. 1) в результате взаимодействия однорядной системы струй горючего с потоком в нише. Объём циркуляционной зоны меняется приблизительно в 1,5–2 раза и сохраняет устойчивость в необычайно широком диапазоне тепловой мощности. При этом зона обратных токов в циркуляционной зоне (также переменного объёма) обеспечивает широкие пределы стабилизации горения по скорости набегающего потока и по суммарному коэффициенту избытка воздуха в ГУ.

Важный аспект рабочего процесса струйно-нишевого пилона – то, что газ, омывая коллектор–стабилизатор пламени, изнутри охлаждает его, а сам подогревается до 200–300 °С. Причём 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 на их основе создать струйно-нишевые горелочные устройства СНГ, СНТ и ВРАД для огнетехнических объектов различного назначения.

Существенная экономия электрической энергии обеспечивается за счёт снижения нагрузки на тягодутьевые средства (в 1,5–2 раза) из-за уменьшения гидравлического сопротивления и количества избыточного воздуха, проходящего через ГУ. Во многих случаях ОО работают с отключенными вентиляторами за счёт только дымооса и самотяги.



Рис. 1. Структура течения в струйно-нишевом модуле.

При этом удалось решить много задач эффективной эксплуатации огнетехнического объекта: устранены вибрационные явления на различных котлах за счет упорядочивания аэродинамики течения, обеспечилось устойчивое производство тепловой энергии (что дало ощутимый социальный эффект) и т.д. [4, 5, 6].

Экономические расчеты показали, что на основе вышеизложенных принципов организации топочных процессов можно проводить малозатратную модернизацию даже ОО устаревшей конструкции со сроком окупаемости за счет экономии газа до 1 года.

Вышеперечисленные особенности струйно-нишевой технологии повышает уровень КПД установок выше паспортных значений даже на оптимальных режимах работы, не говоря уже о частичных и предельных нагрузках, что обеспечивает значительную экономию топлива.

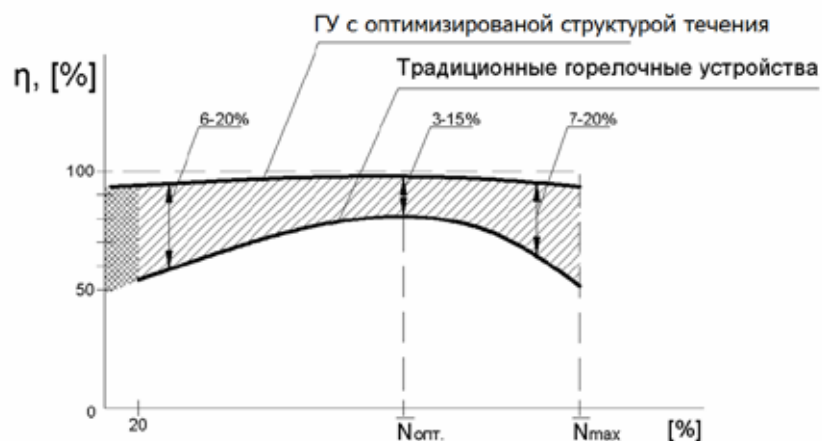


Рис. 2. КПД и экономичность огнетехнического объекта.

Струйно-нишевая технология обеспечивает эффективный механизм горения – микродиффузионный. Такой механизм горения, обеспеченный равномерным распределением горючего в потоке окислителя, при интенсивной турбулентности вихревых структур позволяет снижать эмиссию CO до уровня следов. Кроме того, малое количество кислорода, равномерно распределенного по объему высокотемпературной зоны горения, приводит к снижению уровня эмиссии  $NO_x$  на 20–30%.

В настоящее время огромный интерес возник к эффективному сжиганию различных газов включая газы, получаемые при газификации твердого топлива. Экспериментальные исследования показали возможность эффективного сжигания газов различных составов и широкого диапазона теплотворной способности (800–16000 ккал/м<sup>3</sup>).

#### Литература

1. Некоторые аспекты повышения экономичности и экологической безопасности горелочных устройств //Абдулин М.З. //Энергетика, экономика, технология. 2000.

№4 – с.65-68.

2. Применение струйно-нишевой технологии сжигания топлива в энергетических установках // Абдулин М.З. // Сборник научных трудов, тематический юбилейный выпуск «Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование», Вестник национального технического университета «ХПИ» // Харьков, №6, 2005
3. Струйно-нишевая система смесеобразования и стабилизации пламени. Автореферат дис. — Киев, КПИ, 1986//Абдулин М.З.
4. Струйно-нишевая технология сжигания топлива на объектах муниципальной энергетики. //Абдулин М.З., Дубовик В.С. /«Новости теплоснабжения», М. – 2004. №11 – с.19-22.

УДК 662.749

### СТВОРЕННЯ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ГАЛУЗІ ВУГЛЕХІМІЇ В ІнФОВ НАНУ: ПРОБЛЕМИ І ПЕРСПЕКТИВИ РЕАЛІЗАЦІЇ

Шендрік Т.Г., д.х.н.

Інститут фізико-органічної хімії і вуглехімії (ІнФОВ) ім. Л. М. Литвиненка  
НАН України

Фундаментальна вуглехімічна наука в Донбасі бере свій початок зі створення фізико-хімічної теорії знепилення повітря при розробці й експлуатації вугільних шахт та родовищ. Результати роботи були узагальнені у кількох монографіях, експонувалися на ВДНГ СРСР та були нагороджені 1-єю золотою та 4-ма бронзовими медалями. Розширення вуглехімічних досліджень, що почалося з ініціативи акад. Л.М.Литвиненка, привело до формування спеціалізованих колективів, у тому числі відділу енергохімічної переробки вугілля (кер. д.т.н. В.І Саранчук). Було розроблено спосіб прогнозу потенційної схильності вугільної маси до самозаймання та рекомендації щодо запобігання розігрівання її при видобуванні вугілля низької стадії метаморфізму [1]. Наприкінці 1980-х років у відділі, що отримав нову назву – хімії вугілля - започатковано дослідження т.з. «солоного» вугілля (СВ) України. На основі встановлених особливостей молекулярної будови й надмолекулярної організації «солоного» вугілля розроблено принципи екологічно прийняттого використання цієї проблемної для енергетики сировини. Запропоновано шляхи послідовної конверсії СВ в гумінові препарати, відновні гази, синтетичне рідке паливо та адсорбенти. Отримано авторське свідоцтво на спосіб використання нативного «солоного» вугілля для ефективного вилучення срібла з відходів кіно-фотопромисловості. Видано монографію, що узагальнює отримані результати [2].

У 90-х роках творчі зусилля відділу було спрямовано на комплексну переробку бурого вугілля України в широку гаму продуктів (гірський віск, гумінові кислоти, компо ненти моторних і котельних палив, розчинники, синтетичний і енергетичний газ, сорбенти, бездимне тверде паливо [3] (Див. рис.1). Було розроблено техніко-економічну документацію на будівництво заводу (В.А.Тамко і співр.), який так і не збудовано.

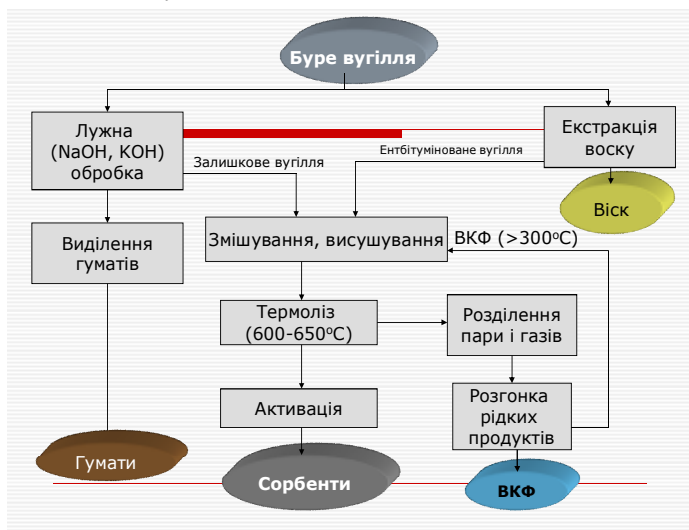


Рис. 1. Блок-схема комплексної конверсії бурого вугілля

Наприкінці 90-х років ХХ ст. загальні екологічні проблеми світу і донецького промислового регіону змусили вуглехіміків Донеччини спрямувати науковий потенціал на розробку шляхів утилізації колосальної кількості різних вуглецевмісних відходів (полімерів, деревини, нафтових, коксохімічних тощо). З цього часу у відділі розробляються методи сумісної конверсії 2-х і 3-х компонентних систем: вугілля, нафтовідходів і відходів деревини (лігнін, деревна тріска) та вугілля і відходів коксохімічної промисловості. Метою такої сумісної переробки є одержання продуктів різного агрегатного стану (газоподібне та рідке паливо, твердий залишок) з новими складом та властивостями, а також одночасне скорочення відходів, що займають великі площі та забруднюють довкілля [4].

З 1998 по 2002 р. відділ приймав участь у виконанні міжнародних проектів Європейської програми INCO-COPERNICUS (PL №978009) “Wood Biomass and Wastes Upgrading: development and application of clean processes for chemicals, oils and carbon production” та програми „НАТО в ім'я миру” (проект «Новый подход к переработке отходов в селективные адсорбенты тяжелых металлов», SFP № 977984

(2002–2006 рр). Результатами виконання проекту стало видання спільних україно-європейських праць, проведення Advanced Research Workshop (ARW) (семинар експертів з питань охорони довкілля) та видання монографії: Recent advances in adsorption processes for environmental protection and security. Edited by J.P. Mota, S.B. Lyubchik. – Springer: 2006. – 192 с.

Разом із партнерами (ЗАТ „Електрод”, м. Донецьк) і за допомогою проекту SFP № 977984 було створено пілотну установку для одержання сорбентів з викопного вугілля. Наразі у зв'язку з подіями у Донецьку доля цієї установки невідома.

Серед вітчизняних проектів, в яких активно брала участь наукова школа вуглехіміків ІнФОВ ім. Л.М.Литвиненка НАНУ – проекти «Гірнична енциклопедія» та «Гірничий енциклопедичний словник» (2001-2014 рр.)

На початку ХХІ сторіччя у відділі започатковано системні дослідження процесу конверсії викопного вугілля в нанопоруваті матеріали (НПМ), що мають попит у сучасних технологіях очистки водних розчинів, промислових газів та для розділення газових сумішей. Розроблено новий метод активації та одержано патент України [5] на спосіб отримання нанопоруватого вуглецевого матеріалу (НПМ) з бурого вугілля (В.О.Кучеренко, Ю.В. Тамаркіна, Т.Г.Шендрік), що включає тепловий удар суміші ТГК – луг, і дозволяє отримати адсорбент з добре розвинутою поверхнею при зменшеному співвідношенні луг/ТГК і широкими можливостями застосування (Див рис. 2).

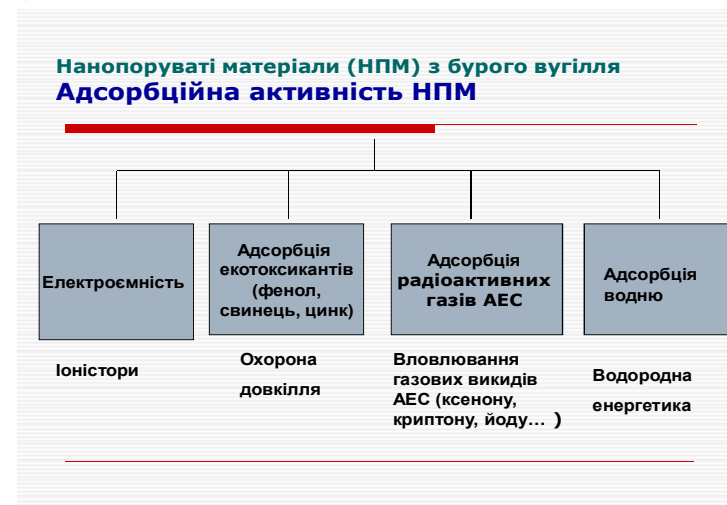


Рис.2. Галузі застосування нанопоруватих буровугільних матеріалів

Синтезовано нові вуглецеві адсорбенти з розвинутою нанопоруватістю та питомою поверхнею в межах 1000–2000 м<sup>2</sup>/г. Вивчено їхні адсорбційні властивості по

відношенню до газоподібного водню та деяких екоотоксикантів (іони важких металів, фенол, хлорфеноли, барвники) та тест-сполук (криптон, ксенон, газоподібні йод та йодистий метил), що моделюють склад забруднення повітря при роботі атомних електростанцій. НПМ виявив найкращі сорбційні властивості у порівнянні з промисловими сорбентами.

Синтезований методом лужної активації бурого вугілля НПМ апробовано також в процесах електросорбції. Одержані результати дозволяють сподіватися на можливість подальшого поліпшення електросорбційних характеристик буровугільних НПМ як матеріалу для створення іоністорів (двойношарових суперконденсаторів).

Розроблена технологія післяпічної обробки доменного коксу з метою підвищення його гарячої механічної міцності (CSR) і зниження реакційної здатності (CRI). Запатентовано (В.О.Тамко, В.І.Саранчук, Т.Г.Шендрік та ін.) способи одержання коксу з індексами, що відповідають міжнародним стандартам (CSR-56–70%, CRI до 25–30%). Спосіб реалізується шляхом хімічної модифікації поверхні готового коксу розчинами боратів із застосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР) різної природи (див. фото). Розроблену методику підвищення якості металургійного коксу застосовано: в промисловості (на ПрАТ «Макіївкокс»), що дало значний економічний ефект та дозволило суттєво розширити сировинну базу коксування.



Патенти до способів покращення якості коксу та одержання поруватих матеріалів з вуглецевої сировини

Перспективи розвитку наукової і інноваційної діяльності відділу пов'язані насамперед зі збереженням інтелектуального потенціалу відділу завдяки переміщенню провідних вуглехіміків у Київ і наданням їм формальної змоги працювати. Найтяжчі проблеми пов'язані з унеможливленням експериментальних досліджень через брак виділених площ і відсутність потрібного обладнання. Деякі сподівання ми пов'язуємо з принциповою згодою іноземних колег поділитися з нами

«секонд хенд» обладнанням. Для цього потрібно докласти неабияких зусиль не тільки наукового характеру. Переміщені фахівці відділу працюють зараз на новому місці у Києві (в Інституті хімії поверхні ім. О.О.Чуйка НАНУ, дирекція – в Інституті біоорганічної хімії і нафтохімії НАНУ, а лабораторні приміщення виділені нам на території Інституту хімії високомолекулярних сполук НАНУ). Сказати, що всі труднощі подолані – буде неправдою. Нам нелегко на новому місці без обладнаних лабораторій, без приладів ... Але у нас є велика надія на те, що спільними зусиллями з науковцями споріднених інститутів при підтримці Президії і Відділення хімії НАНУ відділ хімії вугілля, як і весь ІнФОВ НАНУ, зможе відтворитися і активно використати свій науковий потенціал на користь незалежної України.

Зважаючи на те, що Україна (за даними 2008 року) посідала 8 місце між провідними імпортерами активованого вугілля, що свідчить про велику потребу держави у цих матеріалах, організація власного виробництва сорбентів з вугільної сировини вважається більш, ніж доцільною. Розробки відділу хімії вугілля у цій галузі можуть стати тут доброю науковою основою. Актуальним є і розширення кола речовин, що можуть поглинатися нанопоруватими матеріалами, одержаними з бурого та низько метаморфізованого кам'яного вугілля. Саме на цьому напрямку відділ зможе зосередити свої зусилля у найближчі роки.

#### Список посилань

1. . А.С. № 1139249. Способ прогноза склонности к самовозгоранию каменных углей низкой стадии метаморфизма / В.И. Саранчук, А.В. Артемов, В.К. Семенов, Г.П. Темерова, К.Е. Ковалев. – 1984.
2. Шендрік Т.Г., Саранчук В.И. Солёные угли. Донецьк: Східний видавничий дім, 2003. – 294 с.
3. . Саранчук В.И., Тамко В.А., Шевкопляс В.Н., Бутхарейт Л.В., Носик В.Н. Безотходная переработка бурого угля Александрійського месторождения. // Уголь Украины. - 1996. – №9. С.16-20.
4. Simonova V.V., Shendrik T.G, Chesnokov N.V., Kuznetsov B.N. Properties of active carbons produced by thermochemical transformation of lignin, brown coal and oil slim mixtures // Journal of Siberian Federal University, Ser. Chemistry. - V.4. - № 1. - P. 336-343.
5. Патент на корисну модель № 61059 Україна, МПК C01B 31/08 (2006.01) заявл. 29.11.2010., опубл. 11.07.2011, Бюл. №13. Спосіб отримання поруватого вуглецевого матеріалу з бурого вугілля. Тамаркіна Ю.В., Хабарова Т.В., Шендрік Т.Г., Кучеренко В.А.



**ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ: СТАН ТА МОЖЛИВОСТІ  
ПІДВИЩЕННЯ В КОНТЕКСТІ РОЗВИТКУ ТВЕРДОПАЛИВНОЇ  
ЕНЕРГЕТИКИ ТА НЕОБХІДНОСТІ ЗМЕНШЕННЯ СПОЖИВАННЯ  
ІМПОРТОВАНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Топал О.І., к.т.н.; Голенко І.Л., к.т.н.; Буляндра О.Ф., д.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Забезпечення енергетичної безпеки України, яка значним чином обумовлює незалежність країни, є стратегічним завданням, вирішення якого має базуватись на системному та науково обґрунтованому підході.

Одна з причин, яка суттєвим чином обумовила складну ситуації, що на даний час склалася в паливно-енергетичному комплексі (ПЕК) України, була пов'язана з значною **невідповідністю структури наявних первинних енергоресурсів** (нафта – 1,8 млрд т у. п. (3,25%), газ – 1,2 млрд т у. п. (2,17%), вугілля – 52,3 млрд т у. п. (94,6%)) **їх фактичному споживанню** (нафта – 17,0%, газ – 38,2%, вугілля – 27,4% (2010–2013 р.)).

Диспропорція між споживанням первинних енергоресурсів та їх наявністю в Україні призводила до дефіциту: природного газу – 64% (за млрд м<sup>3</sup>) та нафти – 84,4% (млн т у.п.), рідких моторних палив і т.ін., що обумовлювало необхідність їх імпорту (так імпорт рідких палив, в т.ч. моторних, у 2010–2012 рр. становив: близько 0,8 млн т мазуту, 4,6 млн т бензину, 5,7 млн т дизельного палива).

Відомо, що нещодавно Україна споживала близько 50 млрд м<sup>3</sup> природного газу (2013 р.), в т.ч. власний видобуток становив близько 20–21 млрд м<sup>3</sup>, а решту складав імпорт – близько 28 млрд м<sup>3</sup>.

До початку військової агресії на сході України можна було вважати, що в структурі первинних енергоресурсів країни близько 95% (за т у. п.) припадає на вугілля. В той же час відомо, що майже 90% балансових запасів енергетичного вугілля (категорій А+В+С1) знаходилось в Донецькому вугільному басейні, частина якого опинилась на фактично непідконтрольній Україні території – окремі території Донецької та Луганської областей, які знаходяться в зоні АТО.

Отже, у ПЕК України, крім існуючих проблем, а саме:

1. Значна фізична зношеність та моральна застарілість основного та допоміжного обладнання ТЕС.
2. Невідповідність експлуатації котлоагрегатів ТЕС вимогам, які висуваються до викидів забруднюючих речовин згідно з Директивами 2001/80/ЄС та 2010/75/ЄС. додалися ще наступні:

1. Зосередження практично всіх шахт, що видобувають антрацит/пісне вугілля на території непідконтрольній Україні (в зоні АТО).
2. Проблеми з його надійним безперервним постачанням на пиловугільні ТЕС, які спроектовані на спалювання такого вугілля.
3. Як результат суттєвий дефіцит вугілля марок А та Т, що вже спричинило та у найближчій перспективі може обумовити зупинення роботи Зміївської ТЕС, Придніпровської ТЕС, Трипільської ТЕС та ін., які знаходяться в стратегічно важливих містах України.
4. Необхідність імпорту вже не тільки природного газу, але й вугілля.

Як відмічалось раніше [1], впродовж 2014–2015 рр. були зроблені певні кроки з вирішення проблеми заміщення та надійного постачання природного газу в Україні за наступними напрямками: 1) поступове заміщення споживання природного газу альтернативними видами палива; 2) більш раціональне використання природного газу та енергозбереження; 3) підвищення видобутку власного газу; 4) диверсифікація джерел постачання природного газу; 5) впровадження та напрацювання нормативної бази, спрямованої на стимулювання зменшення та раціональне споживання природного газу та ін.

Однак, серед перелічених заходів найбільш швидкими до впровадження частково стали: 1) раціональне споживання природного газу – переважно у зв'язку із суттєвим зростанням його вартості для населення та 2) впровадження декількох державних програм, які стимулюють енергозбереження та зменшення споживання природного газу у побуті населенням. Проте, інші напрями, з огляду на необхідність вирішення проблем капітального будівництва, перебувають на стадії розбудови та підготовки необхідних документів (ТЕО, інвестпропозиції тощо).

Слід зауважити, що вирішення проблеми заміщення споживання природного газу на ТЕЦ при виробництві теплової та електричної енергії кам'яним вугіллям (марок Г, Д, ДГ) вітчизняного видобування тісно пов'язане з необхідністю узгодження та корегування обсягів такого заміщення з потребами ТЕС, які неочікувано виникли у зв'язку з дефіцитом вугілля марок А та Г. В той же час заміщення споживання природного газу на ТЕЦ може бути суттєвим, оскільки крупні ТЕЦ споживають понад 5 млрд м<sup>3</sup> газу щорічно.

З урахуванням вказаного вважається доцільним розглянути наступну концептуальне схему стабілізації роботи ТЕС України, яка передбачає стратегічну довгострокову стабілізацію їх роботи. Передумовами запровадження такої схеми є:

1. Невизначеність з постачанням антрацитової групи вугілля на ТЕС, які знаходяться на підконтрольній Україні території.

2. Необхідність реконструкції та технічного переоснащення застарілого обладнання ТЕС, яке знаходиться в експлуатації понад 260–280 тис. годин.
3. Необхідність розвитку вуглевидобувних підприємств, які знаходяться на підконтрольній Україні території та в структурі балансових запасів яких знаходиться переважно кам'яне вугілля (марок Г, ДГ, Д).
4. Необхідність створення нових робочих місць для шахтарів на підконтрольній Україні території.
5. Потреба у розбудові нових альтернативних джерел/родовищ вітчизняного твердого палива, зокрема бурого вугілля, торфу і т. ін. та їх залученні до ПЕК.

Концептуальний підхід до стабілізації роботи вітчизняного ПЕК передбачає здійснення наступних заходів:

1. Підготовку ТЕО на будівництво енергоблоків з циркулюючим киплячим шаром (ЦКШ) електричною потужністю 200–300 МВт на Зміївській ТЕС, Придніпровській ТЕС та Трипільській ТЕС.  
Термін здійснення заходу: 4–6 місяців з початку ініціювання.
2. Ініціювання будівництва ЦКШ-енергоблоків (можливо лише парогенераторів) та необхідних процедур, які передують такому процесу (тендери, інжиніринг, тощо), по одному-два на кожній із зазначених ТЕС (Зміївська, Придніпровська, Трипільська) у складі енергоблоків 200 чи/та 300 МВт (паропродуктивністю 670–950 т пари на годину), які працюють на кам'яному вугіллі газової групи.  
Термін будівництва блоків: 3–4 роки.
3. Мінімальний обсяг впровадження нового теплоенергетичного устаткування міг би становити: по одному ЦКШ-парогенератору паропродуктивністю 670–950 т/год. на кожній із зазначених ТЕС.
4. Максимальний обсяг впровадження нового теплоенергетичного обладнання може становити по два ЦКШ-енергоблоки на кожній з вказаних ТЕС встановленою електричною потужністю 300 МВт кожний.
5. Одночасне нарощування потужностей вуглевидобувних підприємств, які знаходяться на підконтрольній Україні території.

Перевагами запропонованого концептуального технічного підходу до стабілізації роботи ПЕК України є:

1. Після закінчення будівництва нових ЦКШ-енергоблоків (чи ЦКШ-парогенераторів) з'явиться можливість безперебійного виробництва електричної енергії на стратегічно важливих енергооб'єктах та у регіонах України: Зміївська ТЕС – біля м. Харкова, Придніпровська ТЕС – біля м. Дніпропетровськ, Трипільська ТЕС – біля м. Києва.

2. Можливість спалювання вугілля з погіршеними параметрами якості, навіть рядове із зольністю 38–41% (у разі потреби) без використання природного газу на низькому навантаженні (в діапазоні 40–100%), що на даний час не є можливим для пиловугільних котлоагрегатів.
3. Проектне кам'яне вугілля може мати такі ж характеристики, які на даний час постачаються на пиловугільні ТЕС – зольність 20–25%, теплота згоряння 5200–5400 ккал/кг.
4. Можливість впровадження екологічно чистих вугільних енерготехнологій, оскільки ЦКШ-процес забезпечує можливість зменшення викидів оксидів сірки та азоту у навколишнє середовище (завдяки низькій температурі (880 °С) у топковій камері порівняно з пиловугільним спалюванням (1450–1600 °С) та додаванню вапняку для зв'язування оксидів сірки).
5. Можливість постачання антрациту та пісного вугілля після стабілізації ситуації в зоні АТО на Зміївську, Придніпровську та Трипільську ТЕС збережеться, оскільки кожна із цих станцій має декілька пиловугільних блоків, які спроектовані на спалювання низькорекційного палива (антрациту чи/та пісного). Але зазвичай одночасно всі пиловугільні енергоблоки ТЕС не використовуються у зв'язку із низьким коефіцієнтом використання встановленої потужності по Об'єднаній енергетичній системі України (близько 0,3). Останнє означає, що, зазвичай, серед 8 блоків, які встановлені на типовій ТЕС, в експлуатації знаходяться лише 2–3, решта – не працює.
6. Відсутність необхідності закуповувати імпортоване енергетичне вугілля.
7. Інвестиції (у разі потреби) у власну вуглевидобувну галузь, хоча зараз існує профіцит кам'яного вітчизняного вугілля в обсязі близько 2 млн т/рік, яке (як не парадоксально) на даний момент експортується з України у зв'язку із відсутністю споживачів.
8. Інвестиції (капітальні витрати) на технічне переоснащення чи нове будівництво є помірними. У разі мінімального варіанту технічного переоснащення (встановлення лише ЦКШ-парогенераторів продуктивністю 670 т пари/год. із використанням існуючих турбін К-200-130 у складі 200 МВт енергоблоків) очікувані витрати на таку реконструкцію становитимуть біля 120–150 млн дол. США на парогенератор плюс незначні витрати на організацію паливopідготовки (складування, транспортування, подрібнення тощо) (6–8 млн дол. США) та золовидалення.
9. У разі максимального варіанту технічного переоснащення (встановлення 300 МВт ЦКШ-енергоблоків із заміною турбоагрегатів) очікувані витрати на таку реконструкцію становитимуть біля 450–540 млн дол. США на енергоблок.

10. Можливість надійного постачання антрациту/пісного вугілля цілком зберігається для Старобешівської ТЕС, Луганської ТЕС та нових 2x330 МВт ЦКШ-блоків Слов'янської ТЕС, які плануються побудувати.

Зауважимо, що питання утилізації золи від ЦКШ є такими ж, як і питання утилізації шлаку від пиловугільних котлів. Основна проблема у вирішенні цього питання полягає у відсутності попиту на золошлакові відходи, які утворюються у такій кількості, яка не потрібна будівничій галузі, а не обмеженнями якості цих відходів.

Додатково зауважимо, що для багатьох країн високозольним є вугілля, яке має зольність на рівні 20–25% (в Голландії ввезення вугілля зольністю вище 10% заборонено на законодавчому рівні), яке в Україні вважається фактично низькозольним. Тому аргументи на користь використання інших технологій спалювання для вугілля вказаної та підвищеної (до 35–38% зольності) є досить спірними. Відпрацьованість та розповсюдженість промислових ЦКШ-парогенераторів у світі не виникає сумнівів.

УДК 662.6

### РОЗРОБКА ПРИЛАДІВ ДІАГНОСТИКИ ПРОДУКТІВ ЗГОРЯННЯ ТВЕРДОГО ТА ГАЗОПОДІБНОГО ПАЛИВА НА ОСНОВІ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ ТА ОПТИЧНИХ МЕТОДІВ АНАЛІЗУ

Любарець М.І., Топал О.І., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Однією з суттєвих вимог інтеграції енергетичної системи України в європейську є необхідність впровадження екологічно безпечних технологій при спалюванні твердого та газоподібного палива. На даний час жорсткі норми Директив ЄС 2001/80/ЄС та новітньої 2010/75/ЄС передбачають необхідність зменшення викидів оксидів сірки та оксидів азоту для потужного енергетичного обладнання до значень менших  $200 \text{ мг/нм}^3$  (сухі димгази, нормовані на 6% кисню,  $\text{нм}^3$  – при нормальних умовах). В той же час переважна більшість приладів для стаціонарного он-лайн контролю продуктів згоряння ТЕС є закордонного походження. Їх вартість у гривні для поточного курсу інвалюти є надзвичайно високою. Тому виникає потреба у розробці власних імпортозаміщуючих стаціонарних приладів діагностики продуктів згоряння для ТЕС, а також сприяння з боку вітчизняних енергогенеруючих компаній у їх впровадженні та тестуванні у реальних умовах роботи.

Для вирішення вказаних завдань проводиться розробка таких приладів на основі електрохімічних та оптичних методів аналізу. На даний час виконані наступні роботи.

1. Розроблений метод діагностики та аналізу газових компонентів продуктів згоряння.

Роботи здійснені для забезпечення вимог щодо кількісного аналізу шкідливих компонентів продуктів згоряння – монооксиду азоту (NO) та двооксиду сірки (SO<sub>2</sub>), які нормуються в рамках директиви Європейського товариства на викиди 2010/75/ЄС.

В рамках роботи показано, що існують характерні полоси поглинання вказаних газів в області ближнього ультрафіолету (200-400 нм, тут - нанометрів), що дає можливість використати ці характеристики для кількісного визначення концентрації NO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>. (рис.1)

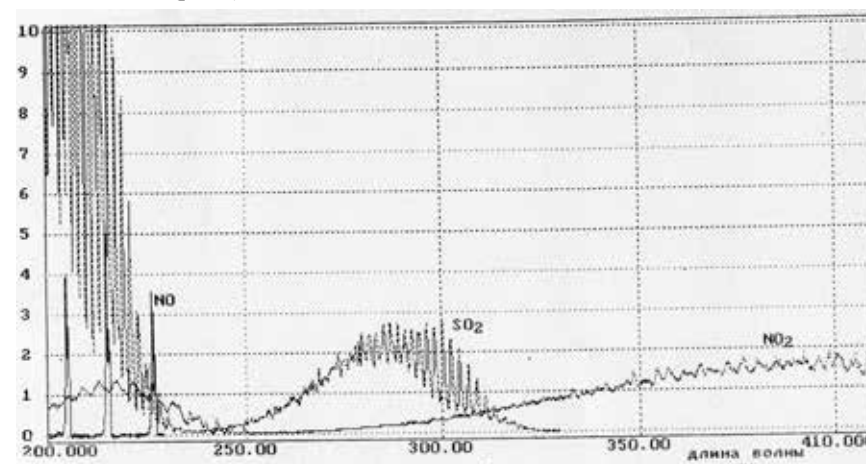


Рис. 1 – Типові спектри поглинання моно оксиду азоту, двооксиду сірки та двооксиду азоту в області ближнього ультрафіолету (200–400 нм).

В основу методу діагностики покладений принцип аналізу електронно-коливних (смугастих) спектрів при селективного поглинанні газами NO, NO<sub>2</sub> та SO<sub>2</sub> випромінювання в області ближнього ультрафіолету.

Для кількісної оцінки характеристичні спектри поглинання вказаних газів в даній області отримані для різних концентрацій. Показано, що спектр поглинання SO<sub>2</sub> у вказаній області має дві характерні області з чіткою структурою (для чіткого визначення структури спектр бажано ідентифікувати з роздільною здатністю на рівні близько 1 ангстрему).

Спектр NO в діапазоні 200–400 нм містить декілька чітких характеристичних піків. Типові спектри поглинання наведені для SO<sub>2</sub>, NO, NO<sub>2</sub>.

Визначення концентрації вказаних компонентів базується на законі Бугера-Ламберта-Бера за результатами вимірювання значення інтенсивності  $I_\lambda$  проходження сигналу на певній довжині хвилі, зміна якої є пропорційною до концентрації у формі  $I_\lambda = I_{0\lambda} \cdot \exp(-k \cdot c \cdot L)$ , де  $c$  – концентрації визначуваної газової компоненти, а решта констант – сталі приладу. Наявність характерних смуг для вказаних компонентів газу в досліджуваній області спектру та відсутність їх перекриття в його певних ділянках дозволяє розробити метод та стаціонарний прилад для безперервного контролю таких компонентів. Планується, що використання оптичних датчиків буде застосовуватись (технічно реалізовано у приладі) для високих концентрацій викидів NO (1400–2100 мг/нм<sup>3</sup>), SO<sub>2</sub> (2200–5600 мг/нм<sup>3</sup>) – властивих поточній роботі пилувугільних ТЕС, які не оснащені системами азото- та сіркоочищення, чи не є котлами з циркулюючим киплячим шаром.

Оптичні датчики є практично не чутливими при неперервній роботі на високих концентраціях компонентів, що є їх перевагою порівняно з електрохімічними сенсорами (насичення та проблеми з роботою в аналогічних умовах). В той же час використання електрохімічних датчиків для аналізу низьких концентрацій (100–200 ppm) NO та SO<sub>2</sub> з точністю 1–2 ppm дозволить значно розширити динамічний діапазон вимірювання приладу. Одночасне використання двох типів датчиків (оптичних та електрохімічних) в одному діагностичному приладі також підвищить достовірність визначення газових компонентів, тобто його селективність.

УДК 621.311

## МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ТЕМПУ ЗНОШЕННЯ МЕТАЛУ МОЛОЛЬНИХ КУЛЬ МЛИНІВ ТИПУ КБМ 370/850 (Ш-50А) ПРИ ВИКОРИСТАННІ НА ТЕС НЕПРОЕКТНИХ ВИДІВ ПАЛИВ

Мисак С.Й., аспірант

НУ „Львівська політехніка”, м. Львів

В сучасних умовах експлуатації кульових барабанних млинів (КБМ) при розмелюванні непроектованих видів палив, режими роботи не відповідають проектним розрахунковим характеристикам КБМ і вимогам правил технічної експлуатації систем пилотприготування на ТЕС. При цьому розмелювання палив відбувається із значними відхиленнями роботи КБМ і пилосистем. Довготривала експлуатація млинів без регламентованого періодичного поповнення кульового завантаження барабана млина сприяє інтенсивному зношенню молотильних куль.

Метод полягає у визначенні темпу зношення молотильних куль для КБМ який дозволяє вести прогнозування регламентного поповнення барабана молотильними

кулями.

Метод визначення темпу зношення металу молотильних куль. На темпи зношення молотильних куль мають вплив марка вугілля, що розмелюється в КБМ, режими його роботи, конструктивні особливості пилосистеми котла та інші фактори. На рисунку 1 представлена блок-схема впливу різних факторів на темп зношення металу молотильних куль КБМ.

Сумарне зменшення металу молотильних куль за  $n$  періодів експлуатації КБМ визначимо:

$$\Delta G_k^{sum} = \sum_{i=1}^n \int_0^{\tau_i} q_{kc} d\tau,$$

А середнє значення темпу зношення металу молотильних куль за  $n$  періодів роботи знайдемо

$$\Delta q_{kc}^e = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta G_i}{\tau_i},$$

де  $\Delta G_i$  – зношення металу молотильних куль в  $i$ -му періоді;  $\tau_i$  – час  $i$ -го періоду.

Значення темпу зношення металу молотильних куль  $q_{kc}^e$  визначається експериментально за певний період роботи  $\tau$  в стабільному режимі. Нове значення темпу зношення молотильних куль доцільно визначити не експериментально а за методом, що враховує відомий темп зношення металу молотильних куль і відповідні поправочні коефіцієнти, а саме:

$$q_{kc}^p = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta G_i}{\tau_i} k_{зав} \cdot k_d \cdot k_{вол} \cdot k_{зол} \cdot k_n,$$

Тут  $k_{зав}$  – поправочний коефіцієнт який враховує зменшення кульового завантаження барабана КБМ та визначається за формулою:

$$k_{зав} = \left(\frac{G_k^p}{G_k^\phi}\right) \cdot 0,6,$$

де  $G_k^p$  і  $G_k^\phi$  – відповідно проектне і фактичне кульове завантаження барабана КБМ.

Коефіцієнт  $k_d$  – враховує зменшення діаметру молотильних куль при довготривалій експлуатації КБМ і розраховується за формулою:

$$k_d = \frac{1}{(0,9832)^{0,5 \cdot (i+1) \cdot i}},$$

де  $i$  – кількість періодів, що відповідають 5% значенню кульового завантаження барабана КБМ по відношенню до попереднього періоду.

$$i = \frac{\lg \frac{G_k}{G_k^{max}}}{\lg a}$$

тут частка в долях одиниці від початкового кульового завантаження млина одного періоду, яка для кожного періоду є незмінною в порівнянні з минулим і становить  $a = 0,95$ .



Рис.1. Блок-схема впливу різних факторів на темп зношення металу молотильних куль пилосистем з КБМ пилувугільних котлів енергоблоків ТЕС

Поправочний коефіцієнт  $k_{\text{вол}}$  характеризує понад проектне збільшення вологості вугілля і визначається за співвідношенням :

$$k_{\text{вол}} = \left(\frac{W_{\Phi}^p}{W_{\Phi}^e}\right)m,$$

де  $W_{\Phi}^p$  і  $W_{\Phi}^e$  – відповідно проектна і фактична вологість вугілля, % ;

$m$  – показник степеня який характеризує марку вугілля. Так, при розмелюванні вугілля марки АШ  $m = 1$ , а для вугілля марки ГСШ  $m = 0,65$ .

Поправочний коефіцієнт  $k_{\text{зол}}$  характеризує збільшення зольності палива понад проектну величину. Розраховується за формулою:

$$k_{\text{зол}} = \left(\frac{A_{\Phi}^p}{A_{\Phi}^e}\right)m,$$

де  $A_{\Phi}^p$  і  $A_{\Phi}^e$  – відповідно проектна та фактична зольність вугілля, % ;

$m$  – показник степеня, що характеризує відхилення зольності від проектного значення.

Поправочний коефіцієнт  $k_n$  на змінні режими роботи (перехідні і пускові) тобто нестабільні або нестационарні, характеризує зношення металу молотильних куль за рахунок вищесказаних режимів.

На основі експлуатаційних даних встановлено, що тривалість пускових режимів становить  $0 < \tau_{\text{пуск}} < 0,25$  год, а перехідних  $0 < \tau_{\text{пер}} < 0,6$  год.

Сумарний період нестационарного режиму  $\tau_{\text{сум}}$  за певний відрізок часу визначаємо:

$$\tau_{\text{сум}} = \tau_{\text{пуск}} + \tau_{\text{пер}},$$

а коефіцієнт  $k_n$  розраховуємо за формулою :

$$k_n = k_{\text{пуск}} \cdot k_{\text{пер}},$$

$$\text{де : } k_{\text{пуск}} = 1 + \frac{0,25 \cdot n_{\text{пуск}}}{24 - 0,25 \cdot n_{\text{пуск}}},$$

$$\text{а } k_{\text{пер}} = 1 + \frac{0,6 \cdot n_{\text{пер}}}{24 - 0,6 \cdot n_{\text{пер}}}.$$

тут  $n_{\text{пуск}}$  і  $n_{\text{пер}}$  – відповідно кількість пусків і перехідних процесів.

Нове значення темпу зношення молотильних куль  $q_k^p$  знайдемо за формулою:

$$q_k^p = q_{\text{к.с}}^e \cdot k_{\text{зав}} \cdot k_d \cdot k_{\text{вол}} \cdot k_{\text{зол}} \cdot k_{\text{пуск}} \cdot k_{\text{пер}}$$

### Висновок

Метод визначення темпу зношення молотильних куль КБМ дозволяє діагностувати зниження кульового завантаження млинів при поступленні на ТЕС непроєктних видів палива та визначати загальні витрати куль в міжремонтні періоди, та час регламентованого їх поповнення.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ – ПУТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМОСТИ УКРАИНЫ

Поташник С.И.

ПАТ „Укргідроенерго”, г. Киев

Новая энергетическая стратегия (НЭС) Украины: безопасность, энергоэффективность, конкуренция – это системный документ, направленный на реформирование энергетического комплекса Украины на период до 2020 г. и формирование стратегических ориентиров развития на долгосрочную перспективу – до 2035 г.

Этот документ был разработан Центром Разумкова и Национальным институтом стратегических исследований при Президенте Украины, а также другими ведущими неправительственными, общественными организациями и научно-исследовательскими институтами Украины при поддержке Комитета ВС Украины по вопросам топливно-энергетического комплекса, ядерной политики и ядерной безопасности и Министерства энергетики и угольной промышленности Украины.

Таким образом, проект НЭС можно по праву считать результатом общих усилий экспертного сотрудничества Украины, государственных институтов и уважаемых международных учреждений и профессионалов. специалистов энергетики.

Предложенная новая энергетическая стратегия Украины разработана в контексте Стратегии устойчивого развития „Украина – 2020”, утвержденной Указом Президента Украины № 5 от 12 января 2015 г. и предусматривает в рамках обозначенного вектора выполнение Реформы энергетики и Программы энергоэффективности. Главная цель развития энергетики на период до 2020 г. – обеспечение энергетической безопасности и переход к энергоэффективному и энергосберегающему использованию и потреблению энергоресурсов с внедрением инновационных технологий.

Согласно Программы предполагается рост атомной и гидроэнергетики за счет строительства новых блоков АЭС и модернизации действующих, а также строительства новых мощностей отечественных ГЭС и ГАЭС. Но особое внимание Новая Стратегия уделяет развитию нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, как основе региональной политики Украины. Основу этой генерации составляют малые ГЭС. На данный момент, к объектам малой гидроэнергетики по Закону Украины относятся гидроэлектростанции, мощность которых не превышает 10 тыс. кВт.

На протяжении 2009–2012 гг., Верховным Советом Украины, Кабинетом Министров Украины, министерства энергетики и угольной промышленности Украины и НКРЕ Украины было принято целый ряд изменений к законодательству Украины, соответствующих регламентов и постановлений, что существенно улучшило условия работы на рынке малой гидроэнергетики и стимулирует возрождение отрасли.

На начало 1990–х годов на Украине оставалось только 49 действующих малых гидроэлектростанций (в 1960 г. в Украине работало 1000 малых ГЭС). По данным Ассоциации „Укрэнерго” в последние годы велась работа по восстановлению малых ГЭС преимущественно в Винницкой, Полтавской, Черкасской, Хмельницкой, Тернопольской и Житомирской областях. На сегодня в этих областях работают до 60% малых ГЭС от общего количества станций, тогда как технически – достижимый гидроэнергетический потенциал малых рек в этих областях составляет 14% от общего. В Закарпатской, Львовской, Ивано-Франковской и Черновецкой областях, которые имеют потенциал в 5,03 млрд кВт ч электрической энергии, что составляет 61% общего потенциала малых рек Украины, работают всего 10 малых ГЭС с среднегодовым выработком около 40 млн кВт ч электроэнергии, то есть потенциал горных рек в этих областях задействован энергетиками всего на 0,8%.

В 2015 г. Ассоциацией „Укрэнерго” был проведен новый опрос государственных областных администраций по наличию действующих МГЭС в каждой области и тех МГЭС, работа которых еще может быть восстановлена. По этим данным, на сегодня в Украине работает 114 МГЭС, в том числе 7 микроГЭС общей мощностью 94,2 МВт, которые в прошлом, 2014 г., низковольтном, вместе выработали 342,2 млн кВт ч электроэнергии.

В условиях дефицита регулирующих мощностей в ОЭС Украины (в основном представлены ГЭС, незначительно – ГАЭС, общая часть которых в балансе мощностей составляет около 10%), ГЭС интенсивно используются для регулирования суточных колебаний нагрузок и, соответственно, дополнительно к обеспечению базовых нагрузок играют важную роль в их регулировании.

Часть от возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Украине в 2012 г. составила 3,8%, что в 4 раза меньше, чем в ЕС. При этом 38% в основном каскад ГЭС на р. Днепр. Около 60% энергии ВИЭ получено из продуктов биологического происхождения (твердая биомасса, биогаз, биотопливо и др.).

Стратегией предусматривается расширение использования всех видов **возобновляемой энергетики**, которая будет одним из инструментов гарантии энергобезопасности государства. В НЕС прогнозируется рост до 2020 г. части возобновляемой энергетики до уровня 5,2% в ЗППЕ (загальне первинне постачання енергії, що розраховується як сума виробництва (видобутку), імпорту, експорту, міжнародного бункерування суден та зміни запасів енергоресурсів в Україні) и до 20% к 2035 г. Возрастет часть сектора электроэнергетической отрасли по использованию твердой биомассы и биогаза в качестве источника энергоресурса, обусловленного относительной стабильностью производства (при наличии ресурсной базы), а также тенденцией к формированию локальных генерирующих мощностей. Приоритет будет отдан одновременному производству тепловой и электрической энергии в когенерационных установках

В то же время с целью обеспечения способности электроэнергетической системы компенсировать колебания мощностей объектов солнечной и ветряной электроэнергии предусматривается модернизация и введение в эксплуатацию новых маневренных мощностей на базе ТЭС-уголь, ГЭС и ГАЭС и парогазовых электростанций с вводом современных систем регулирования частоты Объединенной энергетической системы Украины. При этом, расширение использования возобновляемой энергетики непосредственно у потребителя не попадает под ограничение энергосистемы и формирует перспективу динамического развития на местном уровне.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ</b>	
Богатова Т.Ф., Рыжков А.Ф., Цэн Л., Осипов П.В. ....	5
<b>НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ОБОГАЩЕНИЮ СОЛЕННЫХ УГЛЕЙ ДОНБАССА</b>	
Круть А.А., Музалевская Н.И. ....	7
<b>ВПЛИВ МІКРОПОР НА РЕАКЦІЙНУ ЗДАТНІСТЬ ВУГІЛЛЯ</b>	
Квіцинський В.О., Кривошеєв С.І., Макарчук В.М., Хілько І.М. ....	10
<b>ШЛЯХИ ВИКОНАННЯ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКОЮ УКРАЇНИ НАЦІОНАЛЬНОГО ПЛАНУ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ</b>	
Вольчин І. А. ....	14
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЕРООЧИСТКИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ В ПОЛУСУХОМ АММИАЧНОМ РЕАКТОРЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И СПОСОБА ПОДАЧИ РЕАГЕНТА</b>	
Вольчин И.А., Коломиец А.М., Ясинецкий А.А. ....	17
<b>ЗАМЕНА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРОДУКТАМИ ПЕРЕРАБОТКИ УГОЛЬНОГО ТОПЛИВА В УСЛОВИЯХ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА</b>	
Сорока Б.С., Sandor P. ....	20
<b>ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОТЛІВ, ЯКІ ПРАЦЮЮТЬ З РЕГЕНЕРАТИВНИМИ ПОВІТРОПІДГРІВНИКАМИ</b>	
Заяць М.Ф., Мисак Й.С. ....	22
<b>THERMODYNAMIC ANALYSIS AND EXPERIMENTAL TESTS OF WOOD WASTE GASIFICATION AND COMBUSTION PLANTS</b>	
N. Striugas, B. Soroka, K. Zakarauskas, N. Vorobyov ....	25
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ЧАСТИЦ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ ОПТИЧЕСКИМ ЗОНДОМ</b>	
Быстрый А.И., Квицинский В.А., Кривошеев С.И., Макарчук В.Н., Хилько И.Н. ....	29
<b>ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СВЯЗЫВАНИЯ ДИОКСИДА СЕРЫ АММИАКОМ В ПРИСУТСТВИИ ВОДЯНОГО ПАРА</b>	
Мезин С.В., Ясинецкий А.А. ....	33
<b>СТВОРЕННЯ МОБІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА</b>	
Дудник О.М., Жовтянський В.А., Калішин Є.Ю., Соколовська І.С., Стрижак П.Е., Трипольський А.І., Якимович М.В. ....	34
<b>ПНЕВМАТИЧНІ СИСТЕМИ ВИДАЛЕННЯ ЗОЛИ ТЕС</b>	
Кравчук Г.В., Кесова Л.О. ....	37
<b>ДОСЛІДЖЕННЯ СУМІСНОГО СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЛЯ ТА ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА КОТЛІ ТПП-210А</b>	
Юрасова О.Г., Мисак Й.С. ....	39

<b>ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛОВ ТЭС В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>	
Кесова Л.О., Шелешей Т.В. ....	42
<b>ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТОПЛИВОПОДАЧИ И КОТЛОСТРОЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ И ЗАМЕЩЕНИЯ ДЕФИЦИТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА</b>	
Мирошниченко Е.С. ....	45
<b>ОСОБЛИВОСТІ ВПЛИВУ КОНСТРУКТИВНИХ ТА РЕЖИМНИХ ЗМІН У ДВОСТУПЕНЕВИХ ТЕПЛООБМІННИКАХ КОТЛА</b>	
Галаянчук І.Р., Мисак Й.С. ....	49
<b>СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ ТОПЛИВ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ</b>	
Рябов Г. А. ....	52
<b>СЖИГАНИЕ ТОПЛИВ В СРЕДЕ КИСЛОРОДА С РЕЦИРКУЛЯЦИЕЙ CO<sub>2</sub></b>	
Мельников Д.А, Рябов Г.А., Чернявский Н.В. ....	55
<b>ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ГАЗОМАЗУТНЫХ БЛОКОВ 800 МВт С ПЕРЕВОДОМ НА ПЫЛЕВИДНОЕ СЖИГАНИЕ УГЛЯ МАРКИ „Г” И Понижением мощности до 600 МВт</b>	
Мирошниченко Е.С., Чернявский Н.В. ....	58
<b>РЕШЕТЧАТЫЕ ВОДОГРЕЙНЫЕ И ПАРОВЫЕ КОТЛЫ, ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПО РЕМОНТУ И МОНТАЖУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ „ЭНЕРГОСЕРВИС” А.О. – ENERGOSEWIS S.A.</b>	
Адамяк С. ....	62
<b>ОБОРУДОВАНИЕ FPM S.A. ДЛЯ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВА НА ТЭС И ТЭЦ И ДЛЯ СЛОЕВОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА В ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛАХ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ</b>	
Мерхут А., Чырны М., Хоина В. ....	64
<b>ОПЫТ СЖИГАНИЯ УГЛЯ ЮАР НА ТЭС УКРАИНЫ И РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНЫХ ТРЕБОВАНИЙ ПО КАЧЕСТВУ ИМПОРТИРУЕМЫХ ТОЩИХ УГЛЕЙ И АНТРАЦИТОВ</b>	
Чернявский Н.В., Рохман Б.Б., Провалов А.Ю., Косячков А.В. ....	67
<b>УДОСКОНАЛЕННЯ ПОЗОННОГО ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ ТОПКОВОЇ КАМЕРИ КОТЛА ТПП-210А ДЛЯ СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЬНИХ СУМІШЕЙ</b>	
Чернявський М.В., Дунасєвська Н.І., Безценний І.В. ....	70
<b>ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ СТРУКТУРЫ ЗАСОЛЕННЫХ УГЛЕЙ</b>	
Дресвянников В. Г. ....	71

<b>ОПЫТ ПЕРЕВОДА АНТРАЦИТОВЫХ КОТЛОАГРЕГАТОВ ТЭЦ НА СЖИГАНИЕ ТОЩИХ УГЛЕЙ С ВЫХОДОМ ЛЕТУЧИХ ДО 15%</b> Провалов А.Ю., Рохман Б.Б., Скляр А.И., Росколупа А.И. ....	74
<b>ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИХ АСПЕКТІВ ТЕХНОЛОГІЇ СПІЛЬНОГО СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЛЯ ТА БІОМАСИ</b> Щудло Т.С., Дунаєвська Н.І. ....	78
<b>ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГОРЕНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ СМЕСЕЙ</b> Нехамин М.М., Бесценный И.В., Дунаевская Н.И., Бондзик Д.Л. ....	80
<b>РЕЗУЛЬТАТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭС УКРАИНЫ В 2005–2015 гг.</b> Чернявский Н.В. ....	82
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНО-НИШЕВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА</b> Абдулин М.З., Серый А.А. ....	86
<b>СТВОРЕННЯ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ГАЛУЗІ ВУГЛЕХІМІЇ В ІнФОВ НАНУ: ПРОБЛЕМИ І ПЕРСПЕКТИВИ РЕАЛІЗАЦІЇ</b> Шендрік Т.Г. ....	91
<b>ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ: СТАН ТА МОЖЛИВОСТІ ПІДВИЩЕННЯ В КОНТЕКСТІ РОЗВИТКУ ТВЕРДОПАЛИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА НЕОБХІДНОСТІ ЗМЕНШЕННЯ СПОЖИВАННЯ ІМПОРТОВАНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ</b> Топал О.І., Голенко І.І., Буляндра О.Ф. ....	96
<b>РОЗРОБКА ПРИЛАДІВ ДІАГНОСТИКИ ПРОДУКТІВ ЗГОРЯННЯ ТВЕРДОГО ТА ГАЗОПОДІБНОГО ПАЛИВА НА ОСНОВІ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ ТА ОПТИЧНИХ МЕТОДІВ АНАЛІЗУ</b> Любарець М.І., Топал О.І. ....	100
<b>МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ТЕМПУ ЗНОШЕННЯ МЕТАЛУ МОЛОЛЬНИХ КУЛЬ МЛИНІВ ТИПУ КБМ 370/850 (Ш-50А) ПРИ ВИКОРИСТАННІ НА ТЕС НЕПРОЕКТНИХ ВИДІВ ПАЛИВ</b> Мисак С.Й. ....	102
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ – ПУТЬПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМОСТИ УКРАИНЫ</b> Поташник С.И. ....	105



