

**Національна академія наук України  
Міністерство енергетики та вугільної промисловості України  
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України  
Національний технічний університет „Дніпровська політехніка”  
ПрАТ „ТЕХЕНЕРГО”  
Громадська рада при Міністерстві енергетики та вугільної  
промисловості України**

**ВУГІЛЬНА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА:  
ШЛЯХИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА РОЗВИТКУ**

**XIV Міжнародна науково-практична конференція**

**ЗБІРКА НАУКОВИХ ПРАЦЬ**

**Київ 2018**

**ЗБІРКА НАУКОВИХ ПРАЦЬ  
XIV Міжнародна науково-практична конференція**

**«ВУГІЛЬНА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА:  
ШЛЯХИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА РОЗВИТКУ»**

**9–10 жовтня 2018 р.**

Національна академія наук України

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»

ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО»

Громадська рада при Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України

**УДК 621.78.012-37.091.12:005745**

**ISBN 978-617-7420-38-4**

Підписано до друку: 29.09.2018

Формат: 60×84/16. Папір офсетний.

Умов. друк. арк. 15.14. Уч.-видав. арк. 13.02

Друк цифровий. Наклад 80 прим.

Надруковано: ТОВ «Мега Актив Друк»

**УДК 621.311**

**ДЕЯКІ ПРОБЛЕМИ ТЕПЛОВОЇ ТА ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ  
ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ**

**Карп І. М., академік НАН України**

**Інститут газу НАН України, м. Київ**

Світова енергетика пройшла значний шлях розвитку від першого генератора Томаса Едісона з ККД 1,6% до сучасного стану. Слід визначити напрямки енергетики України.

Встановлена потужність теплової енергетики України становить 35,3 ГВт. Коефіцієнт її використання у 2016 році становив 22,2%, тобто практично використовується біля 8 ГВт. Стан теплової енергетики України незадовільний. Близько 80% енергоблоків ТЕС та ТЕЦ перевищило межу фізичного зношення у 200 тисяч годин. Середня витрата вугілля становить на ТЕС ~ 400 г у. п./кВт·г у порівнянні з середньоєвропейським значенням 280 г у.п./кВт·г, що відповідає ККД 30 та 43,8% відповідно. Тобто, в Україні витрачається на 30% більше вугілля на 1 кВт/г ніж в Європі. В значній мірі це пояснюється недостатністю маневрових потужностей в українській енергосистемі. В «гарячий» час розбіжність менша.

По наших розрахунках обсяг глибокої модернізації та нового будівництва ТЕС і ТЕЦ становить 12–13 ГВт. Потрібні для цього загальні витрати оцінюються у \$19-20 млрд. Ця цифра може бути уточнена в сторону зменшення. Потрібно прийняти до уваги заплановану добудову двох блоків на ХАЕС потужністю 2,0 ГВт та завершене будівництво потужної ЛЕП напругою 750 кВ від Ровенської та Хмельницької АЕС до підстанції «Київська». Така лінія може передавати потужність 1,5 ГВт і більше. Це будівництво внесе суттєві корективи в оцінки необхідних обсягів модернізації та будівництва теплових станцій та обсягу резерву.

Ключовим параметром для вибору енергетичної технології теплових енергоблоків є їх економічна ефективність, яка в першу залежить від вартості палива. Вартість палива складає 80% від собівартості однієї кіловаттгодини. З урахуванням світового досвіду перебудову теплової енергетики України слід проводити у таких напрямках: 1) виключення споживання антрациту і перехід на вугілля газової групи; 2) реконструкція систем пилоподачі для роботи під тиском, що виключає виникнення вибухів у пилопроводах; 3) перехід від рідкого на сухе видалення золи, що зменшує споживання води та сприяє зберіганню доквілля; 4) перехід на ультранадкритичні параметри пари (тиск

280 бар і більше, температура більше 600°C); 5) впровадження сучасних систем газо- та пилоочистки.

Передбачена Національним планом скорочення викидів від великих спалювальних установок потужність нового будівництва завищена майже удвічі. Будівництво вугільних ТЕЦ у містах або впритул до них на нашу думку неприпустиме.

В даний час весь світ опікується пошуком нових ефективних екологічно чистих енергетичних технологій. Можна визначити деякі спрямування у розвитку нових енергетичних технологій. Це удосконалення існуючих технологій в напрямку підвищення параметрів пари, тиску, оцифрування технологічного ланцюга, створення можливості регулювання навантаження в межах 20–100% (Компанія GE Steam Power System). Ці заходи підвищують електричний ККД майже до 50%.

Розробляються технології та обладнання використання супернадкритичного циклу на робочому тислі CO<sub>2</sub> замість водяної пари.

Найбільші технологічні зрушення в енергопостачанні очікуються у зв'язку з розвитком автономної (розподіленої) енергетики. Вона включає відновлювальні джерела, паливні елементи, генерацію з приводом від ДВЗ та мікротурбін, сміттєспалювальні заводи.

Досягнутий електричний ККД високотемпературного паливного елемента складає 56,6%. Ставиться завдання довести електричний ККД комплексу ПЕ+мікротурбіна до 75%.

Слід очікувати створення гібридних комбінацій теплових джерел з двигунами різних конструкцій – газовими ДВЗ на природному газі та генераторному газі, дизельними з використанням біодизеля, свободно-поршньових двигунів, двигунів Стірлінга.

Транспортна енергетика у світі розвивається у напрямку електромобілебудування, використання стиснутого природного газу як палива та як проміжний варіант – у напрямку гібридних двигунів, які поєднують електрику з ДВЗ. Компанія Capstone (США) створила гібридний авторефрижератор з мікротурбіною на природному газі 65 кВт, Li-Ion акумулятором ємністю 47 кВт\*годин та електричні тягові двигуни.

Компанія Тойота розробляє гібридний двигун із свободними поршнями. Перевагою його є відсутність колінчатого вала і пов'язаного з ним проблемами.

Компанія Фольксваген розробила легкове авто на стиснутому природному газі Eco-Up, яке є найбільш ефективним пасажирським

автомобілем на стиснутому газі в світі. Він витрачає всього 4,0 м<sup>3</sup> газу на 100 км. Поїздка на Eco-Up у 100 км в умовах Німеччини коштує 3 Євро. Мінський автобусний завод поставив у Росію низькопідлогові автобуси на стиснутому природному газі. Запас ходу становить 700 км. В Україні продемонстровані автобуси на стиснутому газі, які пропонує компанія «Львівські автобусні заводи». Лист про їх закупівлю був надісланий Академією наук у Київську міську адміністрацію.

У Москві вже вийшли на дороги електричні автобуси.

Акумуляція. Насправді корінну революцію у споживанні та транспортуванні електроенергії зробить створення недорогих акумуляюючих засобів у широкому діапазоні потужностей, від декількох кіловатт до десятків мегаватт.

До 2020 року приріст акумуляторних потужностей комунально-побутовому секторі секторі складе 9000 МВт (приріст у 17 разів).

Будуть розвиватися масштабні резервні системи. Розвиток масштабних резервних систем означає, що пікова генерація не буде потрібна. В цей час для покриття пікових навантажень використовуються газові генератори; у США вони складають приблизно третину всієї потужності генерації, хоча використовуються 6% часу. Масштабні системи резервування дозволять купувати енергію вночі, а продавати вдень замість використання пікових генераторів. В Техасі планується величезна система резервування вартістю \$5 млрд. При вартості встановленої потужності акумуляторів 1300 \$/кВт це означає загальну потужність системи 3,8 ГВт. Оголошено про будівництво резервної системи у Великобританії потужністю 2 ГВт. Її особливістю є розосередженість по всій енергосистемі.

Само по собі зрозумілий розвиток виробництва акумуляторів для транспортних засобів.

Відновлювальна енергетика. Національна енергетична стратегія України визначає одним з пріоритетів у досягненні енергетичної безпеки зменшення рівня імпортозалежності у споживанні первинних ресурсів від 51,6% у 2015 році до менше 50% у 2020 та менше 33% у 2035 роках. У досягненні цієї мети певна роль відводиться поступовому зростанню частки ВДЕ. У структурі загального постачання первинної енергії (ЗПРЕ) прогнозується збільшення сумарної частки сонячної та вітрової енергії від 0,1% у 2015 році до 1,2% у 2020 та до 10,4% у 2035 роках (тобто у 12 та 100 разів). Частка біомаси у ЗПРЕ має зрости з 2,3% у 2015 році до 4,9 та 11,5% (тобто у 2 та 5 разів) відповідно у

2020 та 2035 роках і кількісно зрівняється із рівнем споживання вугілля – 11 та 12 млн. тонн нафтового еквіваленту відповідно.

Критичний огляд інформації про зростання рівня виробництва енергії з відновлювальних джерел у світі показує, що воно в основному залежить від наявності відповідного ресурсу в регіоні, що розглядається. В Європі в середньому ресурси сонячної та вітрової енергії помірні з відмінами для країн, розташованих на півдні та атлантичному узбережжі. На сучасному рівні розвитку технології перетворення енергії з відновлювальних джерел, прийнятні на європейському континенті, економічно не виправдані і потребують державних дотацій у вигляді «зелених» тарифів. Показовим є приклад Німеччини, де в останні роки на підтримку виробництва з ВДЕ витрачено з бюджету \$100 млрд. Для зменшення втрат бюджету та з урахуванням закриття частки АЕС незважаючи на протести екологів прийнято рішення і розпочато будівництво 23-х вугільних електростанцій загальною потужністю 24 ГВт. Болгарія та Румунія відмовились від «зелених» тарифів і всі відповідні проекти заморожені. У Польщі передбачається витратити 40 млрд злотих (~\$10,8 млрд) на підтримку ВДЕ, але при цьому уряд сподівається на підтримку з боку ЄС та мусить вирішити соціальні питання у вугільній галузі. Німеччина має намір будувати в Польщі нові вугільні шахти.

Для розвитку ВДЕ необхідні акумулятори та резервні потужності. Сценарій Німеччини щодо переходу у 2040 році на 100% постачання електроенергії від ВДЕ передбачає встановлення резервних ПГУ загальною потужністю 67 ГВт, а вироблення газу для них передбачається шляхом електролізу з наступною його акумуляцією, що на нашу думку є абсолютною фантазією.

Одним з аргументів на користь розвитку ВДЕ є запобігання зміні клімату шляхом скорочення викидів CO<sub>2</sub>. Це питання дискусійне, серед фахівців існують протилежні думки. Ми дотримуємось думки, що людськими зусиллями змінити клімат планети Земля неможливо. Прагматичний Д. Трамп оцінив втрати країни, послухав спеціалістів з фізики та енергетики і оголосив про вихід США з Паризької угоди щодо змін клімату.

В Україні виробництво електричної енергії з ВДЕ також дотується згідно з «зеленим» тарифом, який по деяких позиціях вищий, ніж у європейських країнах. Як приклад, об'єднаний ринок електроенергії закуповує її від сонячних генераторів по ціні, що у 5,48 (9,2:1,68) рази перевищує її продаж населенню – основному її споживачу. Державний бюджет несе збитки та вартість енергії для

споживачів безперервно зростає.

В Україні, як видно із Енергетичної стратегії, добру перспективу має біоенергетика. Потенціал біоресурсів значний і вимірюється десятками мільйонів тонн умовного палива. В цей час виробництво електроенергії з біомаси теж дотується, але заміщення біопаливом природного газу у промисловій теплоенергетиці економічно виправдане. В Інституті газу розроблено і з позитивним економічним ефектом впроваджено на паровому котлі Е-25 Малинської паперової фабрики технологію газифікації відходів деревини для часткового заміщення природного газу генераторним. Встановлено три газогенератори періодичної дії загальною потужністю 1,8 МВт. Розроблено двопаливні пальники та систему управління тепловим режимом, яка забезпечує відповідність процесу екологічним вимогам.

Розроблено технології та обладнання для заміщення природного газу сільськогосподарськими та деревинними відходами у промислових печах. Впроваджено систему опалення генераторним газом ковальської печі. Системи опалення лузгою соняшника впроваджено на семи потужних обертових печах випалу вапняку, вогнетривкої глини та обпалу залізорудних окатишів Ватутінського та Запорізького заводів вогнетривів, металургійного комбінату «Арселор Міттал Кривий Ріг», Полтавського ГЗК. Фактичні обсяги заміщення становлять 70 млн м<sup>3</sup> природного газу на рік.

Важливим напрямком діяльності науковців і практиків у галузі ВДЕ є енергетичне використання шкідливих відходів. Одним з них є осади стічних вод (ОСВ). Спільно з польським підприємством «Carbonex», м. Катівце, проведено дослідження технології газифікації ОСВ у газогенераторі із зустрічною хвилею. Осади попередньо висушувались та огрудковувались у сонячних сушарках. Отримано генераторний газ, придатний для енергетичного використання, та тверді окатиші, які можуть бути використані у будівництві, насамперед доріг.

Перспективним для України напрямком утилізації ОСВ є їх сумісне спалювання з твердим паливом у котлах ТЕС або у обертових печах випалу клінкеру. Така технологія віднесена Європейською комісією до кращих доступних технологій. У Німеччині використовується на 10-ти ТЕС.

В підсумку слід зауважити, що рівень виробництва електроенергії з відновлювальних джерел в Україні повинен відповідати можливостям бюджету по його підтриманню. Головним завданням науковців і інженерів в цьому напрямку енергетики є розроблення нових ефективних методів перетворення

енергії відновлювальних джерел. Перспективним напрямком відновлювальної енергетики є виробництво енергії з відходів, тобто рішення двоєдиних екологічних та енергетичних проблем.

**УДК 544.47:544.344**

**РОЗРОБКА КАТАЛІЗАТОРІВ СИНТЕЗУ ЦІННИХ ХІМІЧНИХ  
ПРОДУКТІВ ІЗ СИНТЕЗ-ГАЗУ ОДЕРЖАНОГО ШЛЯХОМ  
ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА**

**Калішин Є. Ю., к.х.н.; Трипольський А. І., к.х.н.;**

**Стрижак П. Є., д.х.н., чл.-кор. НАН України**

**Інститут фізичної хімії ім. Л. В. Писаржевського НАН України, м. Київ**

Для отримання рідкого палива та інших цінних органічних сполук останнім часом розглядаються різні варіанти використання вуглецьвмісної сировини ненафтового походження, наприклад, бурого вугілля, торфу, горючих сланців, біомаси, шахтного метану, газу малодобітних свердловин і т.п. Найбільш перспективними є технології, за допомогою яких на першій стадії проводять конверсію вуглецьвмісної сировини в синтез-газ з наступним його перетворенням в синтетичне рідке паливо та інші цінні продукти. Для отримання синтез-газу також можливе використання відходів (екологічно небезпечних викидів) металургійних і коксохімічних виробництв. Залежно від складу синтез-газу (співвідношення  $\text{CO}/\text{H}_2$ , вмісту  $\text{CO}_2$ ) його використовують в тих або інших каталітичних способах отримання сумішей вуглеводнів або кисневмісних сполук.

Основними процесами, що дозволяють отримувати моторне паливо, є синтез вуглеводнів за Фішер-Тропшом (ФТ) і синтез метанолу. В якості потенційних конкурентів можна розглядати синтез суміші аліфатичних спиртів і прямий синтез диметилового ефіру (ДМЕ) з синтез-газу. Залежно від застосованих каталізаторів і умов проведення процесу синтез-газ можна перетворювати за різними напрямками. Синтез Фішера-Тропша є одним з найповільніших промислових гетерогенно-каталітичних процесів. Тому розробка високопродуктивних каталізаторів є актуальним завданням, вирішення якого дозволяє зменшити кількість каталізатора і, як наслідок, капітальні затрати.

Найважливішим науковим і практичним завданням є пошук умов здійснення синтезу ФТ, що призводять до збільшення селективності за окремими фракціями вуглеводнів за рахунок відхилення від класичного

розподілу Андерсона-Шульца-Флорі. Крім природи активного компонента, факторами, що впливають на розподіл вуглеводнів, можуть служити природа носія, його пориста структура, кислотно-основні властивості, а також дисперсність металу, ступінь відновлення останнього тощо.

Експериментальні дослідження щодо пошуку умов підвищення селективності процесу Фішера-Тропша проводили в металевому проточному реакторі з нерухомим шаром каталізатору в установці високого тиску. Через відновлений каталізатор безперервно пропускали синтез-газ з молярним співвідношенням  $\text{H}_2/\text{CO} = 3,5:1$ , за об'ємної швидкості  $800 \text{ год}^{-1}$ , тиску 40 атм і температурі  $220\text{--}260^\circ\text{C}$ . Тривалість випробувань цього каталізатора складала близько 110 годин, при цьому спостерігалася 12–16 годинне початкове прироблення каталізатора в умовах синтезу Фішера-Тропша, яке пов'язане з постійним збільшенням активності каталізатора до сталого рівня.

Проведені дослідження виявили, що оптимальним носієм для отримання вуглеводнів переважно дизельної фракції, є силікагель марки КСК-Г. При вивченні впливу пористої структури силікагелю на процес Фішера-Тропша нами було встановлено, що оптимальною пористою структурою є силікагелі з розмірами пор 8–11 нм.

З метою дослідження впливу розміру активної фази на швидкість процесу Фішера-Тропша було синтезовано кобальт- та залізвмісні каталізатори, в яких носієм виступали вуглецеві нанотрубки. Показано, що ймовірність росту ланцюга вуглеводнів збільшується зі зменшенням розміру частинок активного компонента. При цьому зі зменшенням розміру частинок збільшується селективність за  $\text{C}_{5+}$ -вуглеводням.

Активність і селективність каталізаторів в синтезі ФТ також залежить від кислотно-основних властивостей поверхні носія. Кислотно-основні властивості силікагелю для кобальтових каталізаторів змінювали шляхом модифікації його поверхні катіонами різної хімічної природи. Показано, що каталітична активність  $\text{Co}/\text{SiO}_2$  визначається електронегативністю катіонів, якими модифікована поверхню  $\text{SiO}_2$ , при цьому існує її оптимальне значення для прояву найбільшої активності і селективності. З випробуваного нами цілого ряду перехідних металів в процесі Фішера-Тропша з синтез-газу найкращі результати були отримані для кобальту. Носієм був вибраний силікагель, модифікований різними іонами металів, з яких для переважного синтезу вуглеводнів дизельної фракції найкращі результати отримані для іонів  $\text{Mg}^{2+}$ .

Використання силікагелю з певним діаметром пор, а також модифікація

кількісного та якісного складу каталізатора, призводить до рівномірного розподілу активного компоненту по поверхні, регулювання кислотно-основних властивостей поверхні, що забезпечує біфункціональність каталізатору і його термічну стійкість. Наведені фактори є суттєвими для селективного синтезу вуглеводнів дизельної фракції нормального будови.

В результаті проведених досліджень щодо вивчення впливу розміру пор носія, кислотно-основних властивостей носія та природи активного компоненту було синтезовано кобальтовмісний каталізатор, який характеризується селективністю за  $C_{11}$ - $C_{19}$ -вуглеводням 64,8%, продуктивністю за рідкими вуглеводнями 58,7, а за  $C_{11}$ - $C_{19}$ -вуглеводням – 37,2 г/л<sub>к-ра</sub>·г. Ступінь перетворення CO в процесі Фішера-Тропша на даному каталізаторі склала 58,7%, що перевищує відомі аналоги.

#### **УДК 620.9**

#### **ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ: ПРОГНОЗЫ И РЕАЛИИ**

**Басок Б. И., д.т.н., чл.-кор. НАН Украины; Базеев Е. Т., к.т.н.**

**Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев**

Украина до 90-х годов XX столетия имела хорошо развитый ТЭК с высоким научно-техническим и производственно-технологическим потенциалом, сравнимым с зарубежными аналогами. В последующем периоде в условиях общественно-политических и экономических потрясений продолжалось только использование накопленного потенциала (без поддержки результатами фундаментальных научных исследований). В связи с этим началось постепенное отставание от зарубежных технологических и технических инноваций. На отечественный рынок мощным потоком пошло импортное оборудование. Особенно это коснулось коммунальной энергетики, систем и оборудования для теплоснабжения.

Для понимания и решения возникших проблем необходимо создавать свою энергетическую стратегию с учётом современных трендов развития достижений научно-технического прогресса в области энергетики, в частности, с учётом того, что повышение энергоэффективности – всё ещё недоиспользованный энергоресурс в Украине.

Главной целевой установкой на современном этапе разрабатываемой стратегии развития энергетики должен быть переход от импортно-сырьевого к энергоэффективно-ориентированному развитию ТЭК с использованием результатов фундаментальных и прикладных исследований в области

естественных и социально-экономических наук, отечественного инновационного потенциала с его научно-техническими и научно-технологическими разработками. Всё это в условиях новых концептуальных подходов, ключевых внутренних и внешних рисков и вызовов развития ТЕК, в тесной увязке триады: энергетика-экономика-экология и высоких темпов роста научных знаний [2].

Украина приняла, начиная с 1996 года, четыре энергетических стратегии [3–6]. Каждая из первых трёх (1996, 2006, 2013 годов) не достигала прогнозируемых целей и индикативных показателей. Уже на промежуточных временных интервалах была очевидной их невыполнимость и последующие стратегии после 1996 года принимались до окончания срока предыдущей.

В 2017 году была принята новая энергетическая стратегия Украины на период до 2035 года (ЭС-35) [6], как симбиоз разработанных проектов Энергетической стратегии Украины на период до 2035 года (Национальный институт стратегических исследований) и «Новой Энергетической стратегии Украины до 2020 года: безопасность, энергоэффективность, конкуренция» (центр Разумкова совместно с Представительством Фонда Фридриха Наумана (Германия) в Украине). Анализ поступивших предложений по формированию ЭС-35 был обработан с использованием программы Psychea Expertus (НТЦ ПСИХЕЯ).

Пока ещё рано говорить о трендах реализации последней принятой в 2017 году «Энергетической стратегии Украины на период до 2035 года: безопасность, энергоэффективность, конкурентоспособность» (ЭС-35) [6]. Хочется надеяться, что ЭС-35 достигнет своих амбициозных целей.

Где искать причины таких «результатов реализации» стратегий? В методах и инструментариях прогнозирования, управления путями и механизмами реализации, в социально-экономической и геополитической турбулентностях, в глобальном финансово-экономическом кризисе? Или в принципиальной невозможности познания будущего (на достаточно отдалённом временном интервале)?

Ниже представлен обзор концептуальных подходов, связанных с прогнозированием (предсказанием, предвидением) в жизни общества как таковом, и прогнозированием развития энергетики, в частности. Анализ подходов к проблематике прогнозов предвидения будущего представлен в [7]. Ряд выдающихся философов, теоретиков-экономистов настаивают на принципиальном тезисе о непредсказуемости грядущего знания. Й. Шумпетер,

выдающийся экономист-теоретик: «Любой прогноз – это вненаучное пророчество, которое стремится сделать нечто большее, чем поставить диагноз наблюдаемым явлениям и показать, каким может быть результат, если эти тенденции будут действовать в соответствии с собственной логикой развития (цитируется из [7]). Ф. А. Хайек, не менее известный теоретик-экономист, Нобелевский лауреат: «События современности тем отличаются от событий исторических, что мы не знаем, к чему они ведут. Оглядываясь назад, мы можем понять события прошлого, прослеживая и оценивая их последствия. Но текущая история для нас – не история. Она устремлена в неизвестность и мы почти никогда не можем сказать, что нас ждёт впереди» [8]. Лауреат Нобелевской премии, физико-химик И. Р. Пригожин: «Мы можем, конечно, экстраполировать имеющиеся знания за границы нашего видения и строить догадки по поводу того, каким бы мог быть механизм, управляющий динамикой универсума. Однако нам не следует забывать, что, хотя мы в принципе и можем знать начальные условия в бесконечном числе точек, будущее, тем не менее, остаётся принципиально непредсказуемым [9]. Философ-классик XX века, Карл Поппер приводит логическую цепь о принципиальной невозможности прогнозировать историю будущего. По Попперу, история страны (региона стран) определяется ростом научных знаний. Но рост научных знаний непредсказуем, следовательно, и историю невозможно прогнозировать [10]. Действительно, ведущие области экономики, оборонно-промышленная сфера страны, кардинально влияющие на историю страны, определяются освоенными критическими, прорывными технологиями, созданными в результате использования новых научных знаний, а рост таких знаний непредсказуем. Ещё два-три десятилетия назад мы не предвидели наступление современного шестого технологического уклада. Его основой являются междисциплинарные научные подходы, в частности, теория самоорганизации или синергетика, а также социальные, когнитивные, биологические, информационные и нанотехнологии (socio-, cognito-, bio-, info-, nanotechnology – SCBIN) [11].

Не поддаются прогнозированию и будущие научные исследования. Говоря о научных открытиях будущего, П. Л. Капица утверждает, что новое явление природы – это такое физическое явление, которое нельзя ни полностью предсказать, ни объяснить на основе уже имеющихся теоретических концепций. «Самое ценное в науке и что составляет основу большой науки не может планироваться, поскольку оно достигается творческим процессом, успех которого определяется талантом учёного» [12]. Академик НАН Украины

В. М. Локтев: «... будь яке відкриття є непередбачуваним за означенням, а отже, не може бути прогнозованим ані за часом, ані за місцем появи. Хіба що можна скоріше очікувати прориву там, де є висококваліфіковане середовище, єдина мета якого – фундаментальні пошуки без жодної прив'язки до чогось конкретного» [13].

Подвергается риску непредсказуемости своего развития и такая сложнейшая отрасль экономики как энергетика. С учетом вышеупомянутого следует рассматривать и проблему её прогнозирования, представляемой в виде формализованной энергетической стратегии, как регуляторного документа. При этом энергетика страны следует рассматривать не только как физико-техническую производственную систему, но и как сложнейшую составляющую экономики страны, тесно увязанную в триаде: энергетика-экономика-экология.

Оценка перспектив развития любой отрасли экономики и, в частности, энергетики – сложнейший процесс, требующий глубокого знания технологии, инструментария прогнозирования и учета аналитического опыта, мнений и гипотез специалистов, экспертов в области энергетики и межотраслевых проблем. Прогноз – это научно обоснованное суждение о возможных состояниях системы в будущем и/или об альтернативных путях и сроках достижения целевого состояния [14]. Временная градация прогнозов является относительной и зависит от характера объекта и цели прогноза. Многоуровневая схема развития энергетики [16], представлена на рис. 1.

Каждый блок, представленный на схеме, например, прогноз внутреннего энергопотребления, в свою очередь, имеет свои межотраслевые связи (рис. 2). Научно-технические аспекты одной из отраслей энергетики (теплоэнергетики) приведены на рис. 3, заимствованном из [18]. Как видно, необходимо проводить межотраслевое согласование прогнозов развития экономики и энергетики, прогнозов развития мировой экономики, возможных трендов отечественных и геополитических событий, опираясь на результаты фундаментальных исследований в области многочисленных научных направлений. Но невозможно учесть многие ключевые факторы высокой неопределённости, а также риски и вызовы разной природы. «Прогнозирование не сводится к попыткам предугадать детали будущего, при разработке прогнозов исходят из диалектической детермодинамики явлений будущего, из того, что необходимость пробивает себе дорогу через случайности, что к явлениям будущего нужен вероятностный подход с учётом широкого круга возможных вариантов» [15].

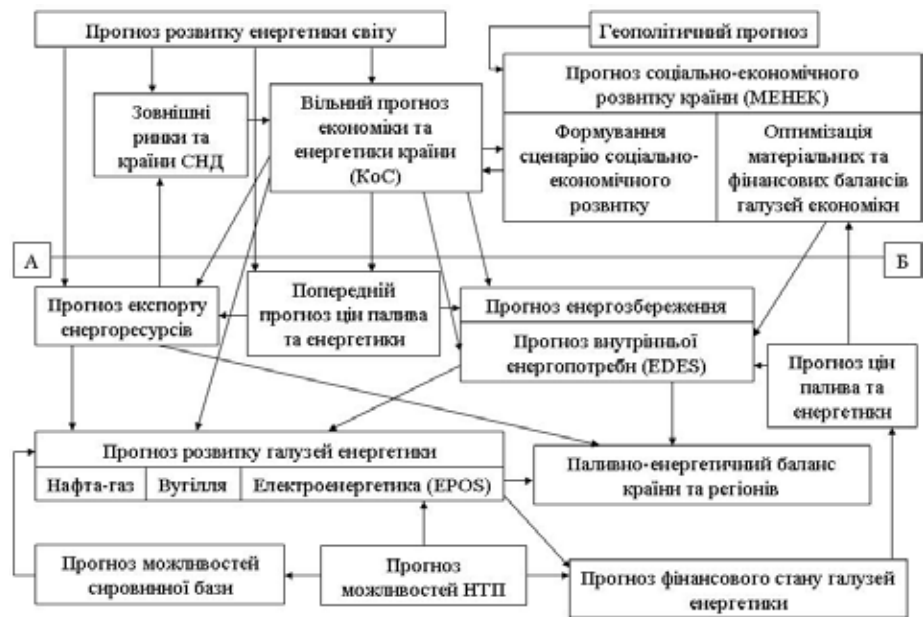


Рис. 1. Схема прогнозирования энергетики [16].



Рис. 2. Схема прогнозирования энергопотребления в стране и в регионах [17].



Рис. 3. Научно-технические аспекты теплоэнергетики [18].

«В отличие от физико-технических систем, такие сложные системы как энергетика, не обладают важнейшим для моделирования свойством – неизменностью их основных параметров в наблюдаемой ретроспективе и в прогнозируемый период» [16]. «Любой инструментальный прогноз производственных систем может претендовать на получение не достоверных траекторий их развития, а приемлемых для практических целей диапазонов значений ключевых (далеко не всех) показателей динамики системы. Фактически он призван процедурно и модельно-информационными средствами всемерно облегчать и ускорять процесс человеческого познания и предвидения таких систем, который всегда не полон и бесконечен» [16].

Последняя (четвёртая) энергетическая стратегия (ЭС-35) разрабатывалась в чрезвычайных условиях – при глобальных изменениях трендов мировой энергетики и целого ряда вызовов отечественной энергетики. Анализ проводимых реформ в ТЭК Украины (почему не шли реформы), нынешние вызовы для украинской энергетики, приоритеты развития ТЭК, задачи на ближайшую перспективу, механизмы энергетической политики достаточно полно представлены в [19].

Памятью результаты прогнозирования энергетических стратегий,

предшествующих ЭС-35, высококвалифицированные специалисты, экспертная среда выступают с предложениями по оперативному сопровождению ЭС-35 [19]. В ситуации с ярко выраженной неопределённостью многих факторов, наряду с разработанной стратегией (в настоящее время ЭС-35), чтоб устранить (уменьшить) расхождение ожидаемых прогнозных значений индикативных показателей с реальными, целесообразно долгосрочный прогноз развития энергетики в зависимости от меняющихся условий корректировать, сопровождать (отслеживать) оперативными (текущими), “скользящими планами-прогнозами” на сравнительно коротких временных интервалах (три-пять лет), на которых, по экспертным оценкам, энергетика страны (“объект управления”) существенно не изменится. Энергетическая стратегия при этом становится гибким по управлению документом, руководством к действию. Общие тренды развития энергетики могут меняться при изменении целей, задач экономики государства.

Несмотря на отсутствие объективных критериев оценки качества прогностических инструментов [16], в настоящее время системное прогнозирование энергетики, как составной части триады: энергетика-экономика-экология, является общепризнанным и используется в ведущих энергетических странах. В России – это Модельно-Информационный Комплекс Энергетические Перспективы (МИКЭП), в Украине – программа Форсайт, которая создана в институте системного анализа НТТУ “КПИ им. Игоря Сикорского”, макроэкономическая модель стратегии развития энергетики TIMES-Украина, модель межвременного равновесия (ГУ “Институт экономики и прогнозирования НАН Украины”), Psychea Expertus. Есть и другие модели: LEAP-модель (Long-range Energy Alternatives), модель Хольта-Винтерса, модель MARKAL/TIMES, модели экономической физики (Россия) и др.

Реалии современного мира таковы, что прогнозирование стратегических перспектив развития энергетики неизбежно должно проходить через точки бифуркации, выход из которых может менять сценарии развития энергетики. Стоит только вспомнить скачкообразное изменение мировых цен на нефть в 2000–2018 годах. Ожидаемые ключевые параметры и показатели могут не совпадать с реализованными значениями. Как отмечено в [16], современная наука еще не имеет методов уверенного прогнозирования развития энергетики на длительный период, но опыт использования моделей прогнозирования дает основания для сдержанного оптимизма строить непротиворечивые сценарии, хотя и без оценки полноты их состава и вероятности реализации.

Сопровождение энергетической стратегии “скользящими планами-прогнозами” (дорожными картами) добавляет оптимизма в реализуемость такого регуляторного документа. Но должна быть решена проблема организации выполнения ЭС-35 с четким определением задач для исполнительной и законодательной властей с постоянным мониторингом хода реализации ЭС-35 по временным интервалам. Предлагается для этого создать специализированную структуру, возможно, Институт Энергетической стратегии, с привлечением для подготовки дорожных карт энергетических форсайтов независимых экспертов [20]. Создание такого института – это все же, пожалуй, слишком, но создание комиссии (комитета) из специалистов в области энергетики, экономики, экологии, экспертов и лиц, принимающих решения, было бы целесообразным. В работе такого комитета должны принять участие те, кто стоял у истоков создания проекта ЭС-35 – НИСИ, Центр Разумкова, НТЦ ПСИХЕЯ, Минэнергоуголь, соответствующие отделения НАН Украины, в частности, отделение физико-технических проблем энергетики, которое принимало участие в исследованиях по формированию энергетической политики на перспективу [2].

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. О. Домбровский. Український парламент за три роки ухвалив повний пакет європейського енергетичного законодавства. Тепер потрібна швидка імплементація./ TERMINAL №4, грудень, 2017. – С. 21–23.
2. Кулик М. М., Горбулін В. П., Кириленко О. В. Концептуальні підходи до розвитку енергетики України (аналітичні матеріали) / Інститут загальної енергетики НАН України, 2017. – 78 с.
3. *Постанова Верховної Ради України* “Про національну енергетичну програму України до 2010 року” 15 травня 1996 року, №191/96-ВР.
4. *Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року*. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.2006, №145-р.
5. *Оновлена енергетична стратегія України на період до 2030 року*. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 27.04.2013, №1070-р. “Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року”.
6. Нова енергетична стратегія України до 2035 року: Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність, <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>.
7. Ойзерман Т. И. Возможно ли предвидение отдалённого будущего// Вестник РАН. т. 75. – №8. – 2005. – С. 720–726.

8. Хайек Ф. А. Дорога к рабству // Вопросы философии, – №1. – 1990. – С. 113–1519
9. Пригожин И. Р. Философия нестабильности // Вопросы философии, – №6. – 1991. – С. 46–52.
10. Поппер К. Нищета историцизма. – М.: Прогресс, 1993. – 188 с.
11. Малинецкий Г. Г. Техногенные ресурсы в контексте новой индустриализации России // Вестник РАН. т. 85. – №4. – 2015. – С. 344–350.
12. Капица П. Л. Эксперимент, теория, практика. Изд-во: “Наука”, Москва, – 1974, – 288 с.
13. Локтев В. М. Знання – сила?// Вісн. НАН України. – №1, – 2018, – С. 75–85.
14. Рябцев Г. А. Державна політика розвитку ринку нафтопродуктів в Україні: формування та реалізація [текст]: монографія/ Г. Л. Рябцев – К.: НАДУ, 2011. – 416.
15. Горелова В. Л. Основы прогнозирования систем: Учеб.пособ. для инж.-экон. спец. Вузов. – М.: Высш. шк. – 1986. – 287 с.
16. Макаров А. А. Методы и результаты прогнозирования развития энергетики России // Изв. РАН. Энергетика. 2010. №4; – С. 26–40.
17. Филиппов С. П. Прогнозирование энергопотреблением комплекса адаптивных имитационных моделей // Изв. РАН. Энергетика. – 2010. – №4. – С. 41–55.
18. Фортов В. Е., Макаров А. А. Направления инновационного развития энергетики мира и России // Успехи физических наук. 2009. – т. 179. – №12. – С. 13–37.
19. Суходоля А., Рябцев Г. Энергетический манифест //TERMINAL. №2. (848) август. 2017. – С. 3–8.
20. НТЦ ПСИХЕЯ, Psychea Expertus: розглядеть детали //TERMINAL. – №2. (848)/август. – 2017. – С. 35–36.

**UDC 620.9:662.71:662.63:544.478**

**SOLID ORGANIC WASTE AND COAL GASIFICATION  
FOR OPERATION OF ELECTRIC GENERATORS**

**Dudnyk O. M., Ph.D.; Sokolovska I. S., Ph.D.**

**Coal Energy Technology Institute of NAS of Ukraine, Kyiv**

The research was carried out at the installation of Coal Energy Technology Institute of National Academy of Sciences of Ukraine (CETI NASU) with a new gasifier-transformer (GTR), the design of which can be changed to verify existing

and new technologies for the conversion of solid organic waste (SOW) and coal. Plasma torches (PT) for gasification perform an auxiliary role in order to transform SOW with a high content of moisture, ash, chlorine, etc. hazardous substances. Main differences of the GTR of CETI NASU from other gasifiers are follows: the GTR is intended for gasification not only of wood, but also SOW (including polymers and hazardous ones) and coal; the GTR is designed as sections with the possibility of changing both the entire design of the gasifier, and each section of drying, pyrolysis, partial oxidation, and gasification zones; the GTR and plant cyclone are lined and hot; the energy of waste partial oxidation is used only for processes of drying/pyrolysis and gasification without the use of heat of the GTR walls to heat the air or recycled gases; GTR walls are energy storage devices of relatively small diameter and are used to transfer heat from the zone of partial oxidation to the zones of drying/ pyrolysis and gasification; in the pyrolysis zone over the partial oxidation zone, if necessary, a PT (steam plasma torch Multiplaz 3500 or air plasma torch Tesla Cut 40 with a device, specially developed in CETI NASU, – a cooled anode) can be installed; combustible gas or liquid fuel is not required to start the plant, the plant is started using a plasma torch; there is developed the own design of the section of the partial oxidation zone with the possibility of its altitude movement in the section and air-blast nozzle movement in cross direction; the GTR can be used for SOW gasification not only in various modifications of moving bed, but also for gasification in fluidized bed. Limiting requirement for gasifier operation taking the needs of CETI NASU laboratories into account is the SOW consumption shall be no more than 2.5 t/month.

At the first stage, there was conducted the gasification research of: wood coal and sewage sludge of aeration station of Kyiv city on air and air-steam blast (using Multiplaz 3500 PT); waste wood on air blast (without and with the addition of a catalyst – calcium hydroxide inside the polyurethane particles). As a result of the research, it was established that at relatively low air consumption for gasification (0.7–2.4 Nm<sup>3</sup>/hr), the installed thermal capacity of the GTR was in the case of the use of: wood coal – 0.6 to 2 kW; sewage sludge – 1.4 to 2.1 kW; wood waste – 1.2 to 4.1 kW.

At the second stage of the research, new conversion chamber was built-in to increase the capacity, intensity, and efficiency of gasification at given air flow rates (1.5–4.0 Nm<sup>3</sup>/ year) into the partial oxidation zone of the GTR. The design of a new catalytic reactor for the conversion of high-molecular compounds has been calculated and developed. The Tesla Cut 40 plasma torch was used to start the GTR (the cost of

PT is 62 USD/kW<sub>e</sub>). With and without a modified construction of the section of the partial oxidation zone of the GTR, there was studied air gasification of: mixtures of Ukrainian low grade steam coal and wood coal, paper waste, sunflower husk, pellets of wood waste, polyethylene terephthalate (PET) and wood waste mixture.

It is determined that the electric capacity of the power plant with the use of an electric generator (EG) with an internal combustion engine (ICE) is 0.2–0.75 kW in case of the use of coal, 1.0 kW – waste paper, 1.4 kW – sunflower husk, 2.2 kW – wood pellets, and 0.7–1.2 kW – waste PET and wood. For the use of the obtained synthesis gas, a gasoline EG with ICE of Endress Promotion Line ESE 3200 P with a nominal electric capacity of 2.35 kW has been selected. The cost of gasoline EG is 121 USD/kW<sub>e</sub>. The capacity of the plant (in the mode of cogeneration) for the heating of laboratories of CETI NASU or private houses is 7 to 14 kW.

In case of the installation of an electrochemical generator on solid oxide fuel cells (SOFC), the electrical capacity of EG is 0.7–2.6 kW when used coal, 3.4 kW – waste paper, 4.8 kW – sunflower husk, 7.1 kW – wood pellet, and 4.1 kW – mixture of PET and wood waste. An electrochemical generator with SOFC with an electrical capacity of 5 kW has been chosen to use the obtained synthesis gas.

УДК 662.7

## МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОМАСООБМІНУ В ПРОЦЕСІ ТЕПЛОГО САМОЗАЙМАННЯ ПИЛОВУГІЛЬНИХ СУМІШЕЙ З ВРАХУВАННЯМ ТЕПЛОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ

Кузьменко Б. В., д.т.н., проф.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Самозаймання – явище швидкого зростання швидкості хімічної реакції, що призводить за певних зовнішніх умов до займання паливної суміші без дотику з полум'ям чи розпеченим тілом. Природа самозаймання може бути тепловою чи ланцюговою. Причини теплового самозаймання в якійсь формі висвітлені Я. Вант-Гоффом у 1883 р. Теорію теплового самозаймання розробив М. М. Семенов у 1928 р. Тепло, що виділяється у разі повільного перебігу екзотермічної реакції, розсіюється в навколишнє середовище. За деяких умов температури, тиску та тепловідведення тепло не встигає передатися в навколишній простір, тому температура в зоні реакції та швидкість реакції прогресивно підвищується. Із зростанням температури швидкість реакції та швидкість теплоутворення збільшуються дещо повільніше, порівняно із швидкістю реакції, збільшується також і швидкість тепловідведення. Суть

нестационарної теорії М. М. Семенова і відповідної математичної моделі теплового самозаймання полягає у тому, що, як встановлено нами [1], математичний опис відповідного процесу зводиться до двох рівнянь балансу: теплового – звичайне нелінійне диференціальне рівняння першого порядку та матеріального – також нелінійне диференціальне рівняння першого порядку.

$$\frac{d\bar{\theta}}{d\bar{C}} = -\theta_{\text{зд}} + \frac{\Omega(\bar{\theta}-\bar{\theta}_1)+\zeta(\bar{\theta}^4-\bar{\theta}_1^4)}{C(\alpha\bar{C}+1-\alpha)}\bar{\theta}^2\theta_{\text{зд}}e^{\frac{1}{\bar{\theta}}}, \bar{C} = \bar{C}_0, \bar{\theta} = \bar{\theta}_1, \quad (1)$$

де  $\bar{\theta}$ ,  $\bar{C}$  відносні величини температури та концентрації за киснем пиловугільної суміші;  $\Omega$ ,  $\zeta$ ,  $\alpha$ ,  $\theta_1$  – відповідно безрозмірний коефіцієнт тепловіддачі в навколишнє середовище, коефіцієнт теплового випромінювання; стехіометрична стала та відносна величина відносної температури навколишнього середовища;  $\chi$ ,  $\chi_0$ ,  $\theta_0$ ,  $C_0$  відповідно відносна величина фактору часу та його початкових значень, початкові значення відносних температури та концентрації.

Диференціальне рівняння (1) дає змогу оцінити можливість розвитку процесу теплового самозаймання пиловугільних сумішей у напрямку хаотичності. Аналіз цього рівняння свідчить про відсутність дивних атракторів як фазових траєкторій відповідної динамічної системи. У випадку, що розглядається, можливі тільки звичайні атрактори. У точці максимуму температурної кривої (це може бути температура самозаймання за умови виконання критеріїв Семенова). У точці максимуму, що відповідає температурі самозаймання:

$$\frac{d\bar{\theta}_{\text{extr}}}{d\chi} = -\frac{1}{\theta_{\text{зд}}\Omega(3\bar{\theta}_{\text{extr}}^2-3\bar{\theta}_1\bar{\theta}_{\text{extr}}-\bar{\theta}_1)+\zeta(6\bar{\theta}_{\text{extr}}^3-2\bar{\theta}_{\text{extr}}\bar{\theta}_1^2-\bar{\theta}_{\text{extr}}^2+\bar{\theta}_1^2)} \left[ \frac{\Omega(\bar{\theta}_{\text{extr}}-\bar{\theta}_1)}{\bar{\theta}_1^4} + \zeta(\bar{\theta}_{\text{extr}}^4-\bar{\theta}_1^4) \right], \quad (2)$$

де  $\bar{\theta}_{\text{extr}}$  – екстремальне (максимальне) значення відносної температури процесу саморозігріву пиловугільної суміші;  $C_{\text{extr}}$  значення відносної концентрації окислювача в точці екстремуму (максимуму) функції  $C(\chi)$ .

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Кузьменко Б. В., Мальчевський І. А. Теплове самозаймання пиловугільних сумішей. Монографія. – К.: Наукова думка, 2011. – 278 с.
2. Семенов Н. Н. Развитие теории цепных реакций и теплового самовоспламенения. – М.: Знание, 1969. – 94 с.

**ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

**Безценний І. В.; Бондзик Д. Л., к.т.н.; Євтухов В. Я.**

**Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ**

Енергетична незалежність – це стратегічна мета будь-якої держави. Україна, наразі, є енергетично залежною. Причина цьому – не лише обмежені обсяги видобування власних енергоресурсів, а й звички, успадковані від радянських часів та набуті під впливом обставин у часи незалежності, які можна узагальнити терміном – «нерациональне енерговикористання». Ці проблеми є серйозною перешкодою успішному розвитку економіки України і становлять загрозу її національній безпеці. Втім, на щастя, на державному рівні питання енергоефективності почали системно розглядатися як високий пріоритет у порівнянні із коштовною модернізацією і, одночасно, як додаткові, цілком реальні джерела паливно-енергетичних ресурсів.

Стосовно такої «закритої» галузі української економіки як, власне, енергетика, що споживає близько 40% всіх паливних енергоресурсів країни, то поза сумнівом, до постійного зниження енергетичних характеристик та надійності більшості українських ТЕС призводить їх понадпроектна експлуатація. Тому, в умовах обмежених кошторисів на модернізацію енергетичного обладнання, проведення комплексного енергетичного обстеження (енергоаудиту) ТЕС може бути одним з контрольованих способів подовження термінів їх ефективної та надійної експлуатації. На жаль, енергоаудит діючих енергетичних установок середньої та великої потужностей досі не розглядається як альтернативний резерв покращення їхніх техніко-економічних та екологічних показників. На тепловій електростанції розрахунок й аналіз цих показників проводять згідно Методичних вказівок «Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції щодо економічності устаткування», зразка чинності з січня 1996 року.

Натомість, в промисловості України, аудит енергетичного обладнання та енергосистем з оцінюванням ефективності їх роботи – усталена, понад двадцять років, практика, яка має багато прикладів успішного застосування.

Основними причинами упередженого ставлення до енергетичного обстеження саме ТЕС, на нашу думку, такі:

1. відсутність у керівництва ТЕС чіткого уявлення щодо обсягів і процедур енергоаудиту та позитивних практичних результатів, які можуть бути отримані;

2. складність та специфічність ТЕС як енергетичного комплексу, що складається із сукупності багатьох елементів, з'єднаних між собою послідовно або паралельно, коли невелике покращення у роботі окремих елементів може призводити до суттєвого економічного ефекту всього комплексу;

3. брак фахівців-енергоаудиторів, які мають відповідні кваліфікацію та досвід.

Практичних методик енергоаудиту ТЕС не існує, в силу зазначених причин та незатребуваності. Тому, перед початком досліджень на об'єкті, на підставі загальних вимог до енергоаудиту та певного стандартного алгоритму його проведення, повинна бути розроблена конкретна Методика, у якій визначатимуться процедури отримання інформації та порядок проведення енергообстеження. Методика енергообстеження повинна бути узгоджена із керівництвом об'єкту.

Враховуючи складність та специфічність ТЕС, необхідно попередньо виконати класифікацію устаткування цехів – основних (котельне та турбінне відділення) та допоміжних (ХВО, технічне водопостачання тощо); а також скласти переліки елементів систем, енергетичні характеристики яких певною мірою впливають на основні техніко-економічні показники. Обладнання основних цехів умовно можна розділити на дві групи, а саме: обладнання, що працює у пароводяному циклі робочої речовини (вода, пара, конденсат) – перша група, а також обладнання другої групи, яке працює на тракті паливо – продукти згоряння. До першої групи відноситься обладнання, яке обслуговує котел (живильні насоси, деаератори, трубопроводи тощо) та турбіну (регенеративні підігрівачі, РОУ, теплообмінники, насоси тощо). До другої групи – устаткування для зберігання, підготовки та транспорту палива, конвективний тракт продуктів згоряння, димосмоки, вентилятори тощо.

Точність оцінювання досконалості та якості режимів роботи обладнання залежить від точності та достовірності даних, отриманих дослідниками-енергоаудиторами, тому важливе значення мають їх кваліфікація, неупередженість та відповідальність. Методологічно, в залежності від інформації, яку хоче отримати Замовник, енергоаудит може бути різного рівня: від попереднього, простого (експрес-аудит) до поглибленого, трудоміського (комплексний аудит). Енергоаудит, вищий за експрес-рівень, складається з трьох етапів:

1. Підготовчий, що включатиме:

- організаційно-технічні питання;

- візуальний огляд устаткування;
- вивчення нормативної, технологічної, виконавчої документації;
- складання опитувальних листів;
- збирання вихідної інформації щодо роботи основного та допоміжного обладнання у фізичному та грошовому вимірах за останні 3 роки;
- розроблення й узгодження методики, програми та орієнтовного плану-графіку енергетичного обстеження.

## 2. Основний, у тому числі:

- обстеження устаткування та вибіркоче вимірювання параметрів їх роботи;
- складання переліків елементів теплових та технологічних схем, енергетичні характеристики яких суттєво впливають на техніко-економічні показники ТЕС, і елементів, які мають менший вплив;
- визначення основних причин втрат енергії при експлуатації елементів схем, що залежать від багатьох чинників, а саме: стану обладнання, режиму його роботи, умов паливо-, паро-, водопостачання тощо; максимальний облік всіх видів енергетичних втрат;
- аналіз існуючого стану обладнання та визначення потенціалу енергоефективності обладнання;
- складання енергобалансів основних та допоміжних систем, а також балансів споживання енергії на власні потреби;
- визначення фактичних техніко-економічних показників елементів дослідження та їх порівняння з нормативними показниками;
- визначення динаміки, рівня та результатів, досягнутих за рахунок впровадження попередніх енергоефективних заходів;
- застосування універсальних питомих енергетичних показників з диференціацією їх по групах, які враховують різні чинники: наприклад, термодинамічний (ккд установок), паливний (склад палива), технологічний (особливості конструкцій та умови експлуатації);
- складання та узгодження Попереднього звіту.

## 3. Заключний:

- оброблення й аналіз отриманої інформації;
- порівняння фактичних показників із плановими, нормативними, показниками минулих років та з кращими показниками у галузі;
- аналіз чинників, які впливають на ефективність експлуатаційних характеристик обладнання;

- складання висновків щодо ефективності експлуатації обладнання та систем ТЕС;
- складання Фінального звіту.

Результати аналізу інформації подаються у вигляді таблиць, діаграм, графіків тощо.

Таким чином, понадресурсна робота ТЕС, особливо в умовах використання непроектного палива, погіршує техніко-економічні показники станції. Запропоновані альтернативні підходи сприятимуть підвищенню економічності та надійності експлуатації і дозволитимуть оцінювати у повному обсязі не тільки базові та фактичні техніко-економічні характеристики, але й виявляти «вузькі місця», прогнозувати і визначати основні напрямки роботи ТЕС.

### УДК 662.76

#### ВЛИЯНИЕ ТИПА ТРАНСПОРТИРУЮЩЕГО АГЕНТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

Богатова Т. Ф., к.т.н.; Рыжков А. Ф., д.т.н.; Осипов П. В.; Чернова М. Б.;  
Смирнов А. И.

Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург, Россия

В современных коммерческих газификаторах применяется два основных способа подачи топлива в газификатор – мокрый с подачей угольной пыли в смеси с водой в виде водоугольной суспензии (ВУС) и сухой с использованием в качестве транспортирующего агента азота. Поточные газификаторы с мокрой топливоподачей являются наиболее компактными, так как подача топлива в виде ВУС возможна при высоких давлениях в реакторе (до 10 МПа), что позволяет уменьшить объемные расходы рабочего тела и габариты газификатора и вспомогательных систем. Но калорийность получаемого при этом синтез-газа на 15–30% ниже, чем при сухой подаче топлива, а химический КПД составляет 70–76%. Применение сухой подачи топлива в газификатор позволяет увеличить химический КПД на 4,5–10%, снизить потребление кислорода на 20–25%, расширить возможности использования низкосортных углей [1]. Однако максимальное давление в газификаторе с сухой подачей лимитируется уровнем в 4–6 МПа. Это связано с проблемой подачи (вдува) мелкодисперсного топлива в реактор высокого давления.

В работе исследовано влияние применения в качестве транспортирующих агентов воздуха, азота  $N_2$  и диоксида углерода  $CO_2$  при сухой подаче топлива в реактор, а также воды и жидкого диоксида углерода  $LCO_2$  при мокрой подаче

топлива в реактор. В качестве модельного топлива использовался кузнецкий уголь. Для моделирования процессов газификации была разработана модель газификатора *MHI* с воздушным дутьем и сухой подачей угля в программном комплексе *Aspen Plus*, рис.1, верифицированная по данным [2]. Было также выполнено моделирование процесса газификации кузнецкого угля в разработанной в *Aspen Plus* модели газификатора типа *GE* (рис.2) с кислородным дутьем и подачей угля в виде ВУС, верифицированной по данным [3].

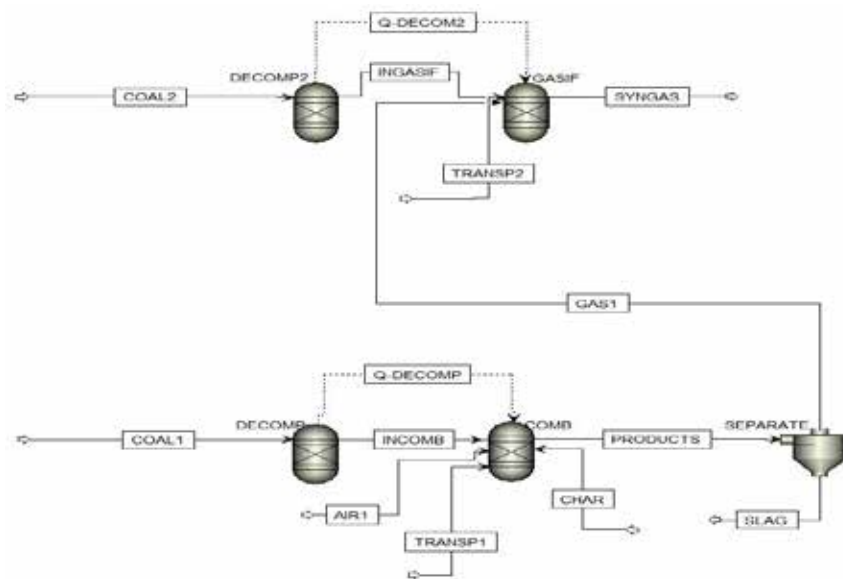


Рис. 1. Схема двухступенчатого газификатора типа *MHI* с воздушным дутьем, смоделированная в программном комплексе *Aspen Plus*

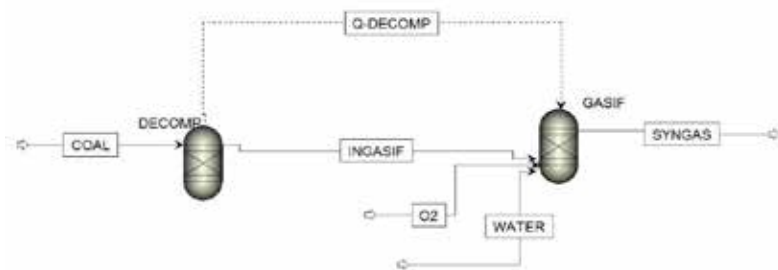


Рис. 2. Схема поточного газификатора с кислородным дутьем, смоделированная в программном комплексе *Aspen Plus*

Анализ полученных результатов моделирования процесса газификации кузнецкого угля в поточном газификаторе с сухой топливоподачей типа *MHI* показал, что применение  $\text{CO}_2$  в качестве транспортирующего агента позволяет несколько повысить эффективность процесса газификации кузнецкого угля – до 0,3% по сравнению с подачей угля воздухом и до 1,8% по сравнению с подачей азотом.

Использование образующегося в процессе газификации диоксида углерода, подлежащего улавливанию и захоронению при применении системы *CCS* на ПГУ-ВЦГ, в самом процессе газификации для организации транспорта угольной пыли в газификатор частично решает проблему депозита  $\text{CO}_2$ . При этом замена азота, применяемого для транспортировки угля в газификатор, на диоксид углерода как транспортирующий агент, позволит снизить производительность воздуходелительной установки (ВРУ), в которой производится  $\text{N}_2$  либо отказаться от нее в случае воздушного дутья.

В результате расчетных исследований процесса газификации кузнецкого угля в поточном газификаторе с мокрой топливоподачей типа *GE* с использованием разработанной модели определены оптимальные расходы воды и кислорода на кг подаваемого в газификатор топлива при газификации кузнецкого угля при подаче его в виде ВУС. Оптимальные значения соответствуют соотношениям расходов  $\text{H}_2\text{O}/\text{уголь} = 0,2$  и  $\text{O}_2/\text{уголь} = 0,8$ .

Определены оптимальные расходы жидкого диоксида углерода и кислорода на кг подаваемого в газификатор топлива при газификации кузнецкого угля при подаче его с использованием в качестве транспортирующего агента  $\text{LCO}_2$ . Оптимальные значения соответствуют соотношениям расходов  $\text{LCO}_2/\text{уголь} = 0,2$  и  $\text{O}_2/\text{уголь} = 0,7$ .

Результаты моделирования процесса газификации кузнецкого угля в поточном газификаторе с мокрой топливоподачей типа *GE* показали, что использование в качестве транспортирующего агента жидкого диоксида углерода  $\text{LCO}_2$  не дает преимуществ в химическом КПД по сравнению с подачей угля в реактор в виде ВУС. Однако в случае подачи угля с помощью  $\text{LCO}_2$  необходимый температурный уровень обеспечивается при более низком расходе  $\text{O}_2$ , что подтверждается и данными [4], где указывается на снижение расхода кислорода по сравнению с ВУС при использовании в качестве транспортирующего агента жидкого  $\text{CO}_2$ .

Использование полученных результатов позволяет повысить эффективность процесса газификации угля при обеспечении его экологичности.

Полученные в результате выполненных исследований данные показали, что использование в качестве транспортирующего агента  $\text{CO}_2$  или  $\text{LCO}_2$  позволит повысить эффективность процесса газификации углей и обеспечит возможность утилизации  $\text{CO}_2$  в технологическом цикле. Применение такого технологического решения целесообразно для ПГУ-ВЦГ с системами  $\text{CCS}$ .

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. А. Ф. Рыжков, Т. Ф. Богатова, Цзэн Линянь, П. В. Осипов. Развитие поточных газификационных технологий в Азиатско-Тихоокеанском регионе (обзор)//Теплоэнергетика. 2016. – №11. С. 1–12.
2. S. Kaneko. Operational results of 200 t/d IGCC pilot plant in Nakoso / S. Kaneko, T. Hashimoto, T. Furuya [и др.] // Materials at high temperatures. 1997. V. 14(2). P. 87–94.
3. H. Yoshida, F. Kiyono, H. Tajima, A. Yamas. Two-stage equilibrium model for a coal gasifier to predict the accurate carbon conversion in hydrogen production//Fuel. 2008. №87. P. 2186–2193.
4. C. Botero, R. P. Field, H. J. Herzog, A. F. Ghoniem. The Phase Inversion-based Coal- $\text{CO}_2$  Slurry (PHICCOS) feeding system: Techno-economic assessment using coupled multiscale analysis// International Journal of Greenhouse Gas Control. 2013. №18. P. 150–164.

#### УДК 662.7

### МОДЕЛЮВАННЯ ЗАЙМАННЯ СУМІШЕЙ ГАЗУ І ВУГІЛЬНИХ ЧАСТИНОК (ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ, ФОРМУЛЮВАННЯ МОДЕЛІ)

Дресвянніков В. Г., к.ф.-м.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

При теоретичному вивченні проблеми займання вугільних аеросуспензій, як правило, дослідження виконувалися в рамках точкових моделей займання вугільних частинок і газової фази з використанням критичних умов займання теорії теплового вибуху Н. Н. Семенова.

Проведений аналіз показав, що найбільш перспективним є використання підходів теорії теплового вибуху для моделі займання багатокомпонентної газосуспензії вугільних частинок в точковому наближенні механіки реагуючих гетерогенних середовищ. Як додаток до побудованої математичної моделі проаналізована модель займання вугільної аеросуспензії за рахунок локального енерговиділення при реакції активних частинок на ділянках поверхні частинок

дисперсної фази.

#### Модель займання газосуспензії вугільних частинок

Розглянемо нерухому суспензію вугільних частинок в газі, що заповнює одновимірний простір. Суміш складається з двох фаз: газової (кисень, горючі леткі, газоподібні продукти реакції окислення горючих летких та вуглецю, інертні леткі) і дисперсної (вуглець, зола, конденсовані леткі). Дисперсна фаза включає компоненту летких в сконденсованому стані, вуглець і інертну компоненту палива (зола). Процеси, що протікають: термічна деструкція вугільних частинок з виходом летких в газову фазу (характерний час  $\tau_v$ ), газофазне окислення горючої частини летких ( $\tau_{B1}$ ), гетерогенна хімічна реакція окислення вуглецю ( $\tau_{B2}$ ), а також теплова релаксація фаз за допомогою конвективного ( $\tau_{cond}$ ) і радіаційного теплообміну ( $\tau_r$ ).

Залежно від співвідношення між вказаними вище характерними часами здійснюватимуться різні варіанти теплової динаміки газосуспензії. Якісно розрізнятимемо режими із займанням (Ч1) і “регулярним” нагрівом (Ч2) частинок палива, а також із займанням (Л1) і “регулярним” нагрівом (Л2) летких.

Як критерій займання в режимі Ч1 приймаємо, відповідно до представлень теорії теплового вибуху, появу в залежності температури дисперсної фази  $T_2$  від часу  $t$  точки перегину, в якій досягається максимальна швидкість нагріву частинок. Вважаємо, що займання летких в режимі Л1 досягається в точці, де максимальна швидкість утворення газоподібного продукту реакції, тобто

$$\left. \frac{d\rho_l}{dt} \right|_{t=t_l} \rightarrow \max$$

де  $\rho_l$  — середня щільність компоненти продуктів окислення летких.

Режими теплової динаміки Л1 і Ч1, як правило, реалізуються спільно. Тому в газосуспензії є два періоди індукції – летких  $t_{vign}$  і коксового залишку частинок  $t_{ign}$ , причому з даних експерименту відомо, що зазвичай займанню коксу передують займання летких в об'ємі біля частинки, тобто  $t_{vign} < t_{ign}$ . Цей фізично цікавий режим теплової динаміки реалізується, зокрема, при виконанні умов

$$\tau_v \ll \tau_{B1} < \tau_{B2},$$

які накладаються на часи хімічної релаксації (при достатньо високому початковому масовому вмісті летких). При  $\tau_v \gg \tau_{B1}$  динаміка займання визначатиметься в основному швидкістю або реакції піролізу, якщо  $\tau_{B1} < \tau_{B2}$ ,

або реакції окислення вуглецю, якщо  $\tau_{B1} > \tau_{B2}$ .

Розглянемо два граничні варіанти теплової динаміки вугільної суспензії: режими гетерогенного і гомогенного займання.

#### Гетерогенне займання

Гетерогенне займання (Ч1) реалізується у тому випадку, коли заморожений або процес виходу летких, тобто  $\tau_v \rightarrow \infty$ , або процес їх окислення,  $\tau_{B1} \rightarrow \infty$ . Після стадії прогріву частинок, коли їх температура помітно підвищується за рахунок теплообміну з гарячим газом слідує індукційний період, в перебігу якого всі параметри зберігають приблизно постійні значення. Не дивлячись на малі розміри частинок, температури фаз ще помітно розрізняються на всьому інтервалі часу до моменту займання. Це пояснюється тим, що тепла релаксація фаз протікає помітно повільніше за хімічну реакцію,  $\tau_{conv} = 3,56 \cdot 10^{-2}$ ,  $\tau_{B2} = 5 \cdot 10^{-3}$ . Із зростанням розміру частинок температури фаз у момент займання дещо зменшуються. При цьому кількості вигорілого кисню і продуктів реакції, що утворилися протягом періоду індукції, слабо залежать від розміру частинок палива. В той же час величина максимальної швидкості нагріву дисперсної фази помітно зростає із збільшенням розміру частинок.

#### Гомогенне займання

Гомогенне займання (Л1) відбувається коли заморожено процес окислення вуглецю,  $\tau_{B2} \rightarrow \infty$ .

У процесі гомогенного займання вугільної газосуспензії при  $\tau_{B2} \rightarrow \infty$  частинки дисперсної фази і газу обмінюються теплом достатньо швидко і тому їх температури помітно розрізняються тільки на коротких ділянках прогріву частинок і різкого зростання їх температури. При цьому збільшення розміру частинок призводить до більш вираженої температурної нерівноваги. З порівняння швидкості утворення продуктів окислення летких і нагріву частинок, витікає, що часи затримки займання летких і коксу достатньо близькі між собою. Протягом індукційного періоду  $[0, t_{ign}]$  сильно змінюється лише густина газоподібних летких речовин. Із зростанням розміру частинок зсувається момент часу максимального насичення суміші леткими, зменшується максимальне значення їх густини  $\rho_l$ . Це пояснюється зростанням дифузійного опору транспорту летких крізь твердий каркас вугільної частинки. Із збільшенням розміру частинки темп її нагріву зменшується разом з величиною максимальної швидкості нагріву.

В більшості випадків для умов займання газосуспензій, які використовуються в енергетиці, реалізується проміжний режим теплової

динаміки суміші.

#### Гетерогенно-гомогенне займання

Якщо розглядати співвідношення між характерними часами теплової динаміки суміші, що реалізуються, наприклад, при значеннях параметрів  $\tau_{B1} = 8 \cdot 10^{-4}$ ,  $\tau_{B2} = 5 \cdot 10^{-3}$ ,  $\tau_v = 9 \cdot 10^{-3}$ , то в даному випадку саме реакція окислення вуглецю в основному впливає на процес займання, оскільки вона протікає приблизно на порядок швидше за гомогенну реакцію. Це виражається в тому, що до моменту займання залишається чимала маса летких, що не прореагували. Також до моменту займання частинок ще не досягнуто максимуму швидкості утворення продуктів окислення летючих. У такому режимі первинне зростання температури відбувається спочатку у фазі частинок, а потім в газовій фазі.

Можливий і декілька інший підхід до моделювання механізму займання; розігрівання починається при нижчих температурах і займання суміші відбувається в багатьох точках об'єму, і лише згодом локальні вогнища зливаються в єдиний фронт полум'я. Аналіз показує, що причиною такого режиму займання може бути наявність в системі достатньої кількості активних частинок (активних центрів), які ініціюють енерговиділення з подальшим займанням всієї суміші. Не вдаючись до детального аналізу механізмів утворення цих активних компонент, наведемо приклад часової залежності концентрації активних частинок, які утворюються при спаленні метану (рис. 1).

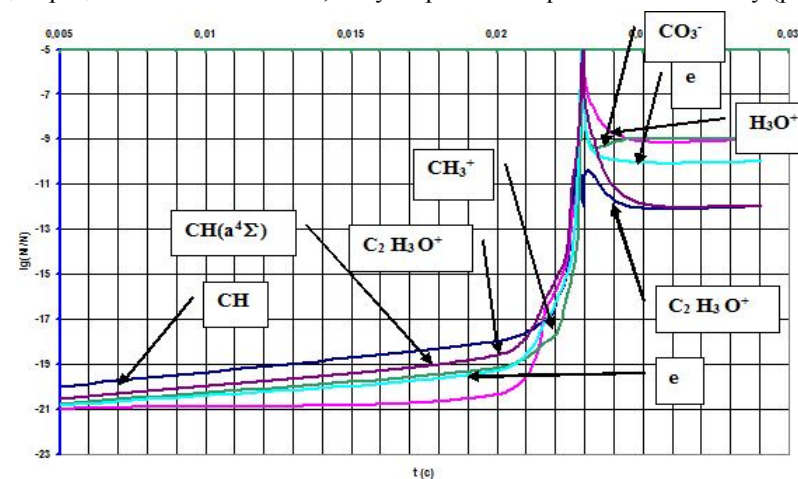
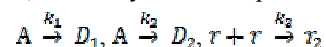


Рис. 1. Часова залежність концентрації радикалів, іонів і електронів в об'ємній реакції горіння стехіометричної суміші  $\text{CH}_4 + \text{O}_2$  за тиском  $p_0 = 1 \text{ атм.}$  і температурою  $T_0 = 1000 \text{ К.}^\circ$

В ролі активних центрів можуть виступати продукти електророзрядної дії на початкову паливну суміш, продукти первинних реакцій при виході летких на ранніх стадіях прогрівання частинок дисперсної фази, активні частинки гетерогенно-каталітичних реакцій і т. д. [1]. Вкажемо, для прикладу, на один з можливих механізмів ініціації займання активними центрами. Відомо, що в області низьких температур ( $\approx 100^\circ\text{C}$ ) поверхня вугільної речовини активно адсорбує кисень і при десорбції з'являються продукти хімічного реагування. При адсорбції окислювальні процеси йдуть при енергіях активації 1–20 ккал/моль, тобто при значно нижчих значеннях, ніж це можливо за рахунок попереднього розщеплювання молекул на атоми (термічною дисоціацією). Пояснити це можна тільки на основі теорії ланцюгових реакцій, згідно з якою більшість хімічних реакцій йдуть через вільні радикали, що утворюються з проміжних речовин з меншою енергією активації, ніж з кінцевих. Аналогічні закономірності справедливі і для взаємодії молекул з поверхнями.

Задачу про зміну в часі концентрації активних центрів  $r$  в ланцюговій реакції розглянуто на моделі, що описується набором наступних рівнянь:



При цьому поведінка концентрації активних центрів  $[r]$  у часі добре підкорюється залежності

$$[r] = \left[ \frac{k_1 A}{2k_3} \right]^{1/2} \operatorname{tg} \left[ (k_1 k_2 A)^{1/2} t \right].$$

В якості вільних радикалів і активних іонно-молекулярних продуктів виступають первинні радикали –  $\text{OH}^*$ ,  $\text{H}^*$ ,  $\text{O}^*$ ,  $\text{N}^*$ , а також вторинні продукти подальших реакцій –  $\text{HO}_2^*$ ,  $\text{O}_3$ ,  $\text{H}_2\text{O}_2$ ,  $\text{H}_3\text{O}^+$ ,  $\text{OH}^-$ .

В рамках розробленої моделі передбачається, що на поверхні вугільної частинки виникає поле пульсації температури, обумовлене випадковим характером попадання активних частинок на реагуючу поверхню. Припускаючи гауссовий розподіл виникаючих ділянок за температурою з характерною шириною  $\sigma$

$$\frac{1}{N} \frac{dN}{dT} = \frac{1}{(2\pi)^{1/2}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{T - T_m}{\sigma} \right)^2 \right]$$

де  $N$  – число активних ділянок на поверхні вугільної частинки,

$T_m$  – середня температура поверхні,

можна вивести умови займання частинки. Сумарне енерговиділення  $q$  на вугільній частинці за час  $\tau$  ( $\tau_1 < \tau < \tau_2$ ) залежить від кількості мікроділянок  $n$

( $\tau_1 : \tau_2$ ) на поверхні вугільної частинки, які виникають за період індукції ( $\tau$ ), і середньої швидкості енерговиділення на цих мікроділянках ( $q_\tau / \delta$ ), де  $q_\tau$  – сумарне енерговиділення,  $\delta$  – характерний час цього процесу. Швидкість енерговиділення  $q$  визначається як

$$\frac{dq}{dt} = n(\tau_1 : \tau_2) \left( \frac{q_\tau}{\delta} \right), \text{ а } \left( \frac{dq}{dt} \right)_{\max} = \frac{q_\tau}{\delta} \operatorname{erf} \left[ \frac{\delta}{\sqrt{8\delta} (\partial\tau/\partial T)_p} \right],$$

де  $\delta(-\delta\tau/\delta T)_p$  – залежність часу індукції активних ділянок поверхні частинки від температури за сталого тиску.

Досягнення найбільшого значення  $(\partial q/\partial t)$  можна розглядати як умову займання частинки. Інакше енергія від тепловиділення «розпливається» в часі і не призводить до досягнення критичного співвідношення між нагрівом частинки і тепловідведенням з її поверхні.

Якщо швидкість енерговиділення за рахунок хімічних реакцій можна подати у вигляді

$$Q = A n \exp(-E_c / T),$$

де  $n$  – початкова концентрація реагентів,

то за  $E_c = \text{const}$  очевидно, що час індукції займання пропорційний до швидкості теплового розігрівання, тобто  $\tau_{\text{ind}} \sim Q^{-1}$

$$\tau_{\text{ind}} \sim A' (T/p) \exp(E_c/T).$$

Якщо прийняти, що за час індукції  $p = \text{const}$ , то

$$\left( \frac{\partial \tau_{\text{ind}}}{\partial T} \right)_p = A'' T \left( 2 - \frac{E_c}{T} \right) \exp \left( \frac{E_c}{T} \right),$$

$$\left( \frac{\partial^2 \tau_{\text{ind}}}{\partial T^2} \right)_p = A'' \left[ 2 \left( 1 - \frac{E_c}{T} \right) + \left( \frac{E_c}{T} \right)^2 \right] \exp \left( \frac{E_c}{T} \right).$$

Оскільки  $E_c \gg T$ , то  $\left( \frac{\partial \tau_{\text{ind}}}{\partial T} \right)_p < 0$ , а  $\left( \frac{\partial^2 \tau_{\text{ind}}}{\partial T^2} \right)_p > 0$ .

Це означає, що при зниженні температури монотонно збільшується чутливість до флуктуацій тих параметрів, які викликають збудження.

Запропонована модель може бути використана для аналізу явищ, пов'язаних з займанням газодисперсних сумішей, зокрема для пояснення мінімуму на кривій залежності часу займання від розміру частинок [2], який спостерігається експериментально.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Eraslan A. N., Brown R. C. Chemiionization and ion-molecule reactions in fuel-

rich acetylene flames // Combust. Flame. – 1988. – V. 74. – №1. – P. 19–37.

2. Кацнельсон Б.Д., Мароне И.Я. Исследование воспламенения и горения мелких частиц твердого топлива. – В кн.: Горение твердого топлива. 1969, Новосибирск, Наука, С. 226.

**УДК 622.271**

**К ВОПРОСУ О КОМПЛЕКСНОМ ОСВОЕНИИ  
БУРОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УКРАИНЫ**

**Белов А. П.; Шустов А. А., к.т.н.; Барна Т. В., к.г.-м.н.**

**Национальный технический университет «Днепропетровская политехника»,  
г. Днепр**

Украина располагает значительными запасами бурого угля – более 3,5-х млрд т балансовых и 8,6 млрд т разведанных. До 2000 г. свое применение уголь Днепробассы находил в качестве сырья для производства буроугольных брикетов, которые использовались в основном как бытовое топливо и, частично, для Кировоградской ТЭЦ, а также сырья для химической переработки на Семеновском заводе горного воска.

Современный подход к разработке буроугольных месторождений предусматривает применение технологии комплексного использования запасов полезного ископаемого, осушение пластов по мере их отработки, а также учитывает вопросы рационального использования земель, нарушенных открытыми горными работами. Именно такой комплекс мероприятий позволит добыть и переработать бурый уголь с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

В ходе проведения работы нами учтены следующие условия, от которых зависит порядок ведения горноподготовительных работ: внутренние (мощность и угол падения пластов, мощность пород вскрыши и их крепость, обводненность месторождения, устойчивость откосов бортов карьера) и внешние (производственная мощность карьера и сбыт добытого угля, уровень заработной платы, форма собственности предприятия, приобретение и использование высокопроизводительного выемочно-погрузочного и транспортного оборудования, рентабельность добычи).

Рассмотрены различные технологии добычи бурого угля:

- использование оборудования циклического действия (одноковшовых экскаваторов в комплексе с автомобильным транспортом);

- эксплуатация мощных роторных экскаваторов в цепи с ленточными конвейерами и отвалообразователями, а также транспортировка горной массы с помощью транспортно-отвальных мостов;
- совмещение оборудования непрерывного и циклического действия с выделением зон их работы в сочетании с использованием земснарядов для осушения карьерного поля по мере углубки горных работ.

Для оценки инвестиционной привлекательности технологий переработки твердых горючих ископаемых за основу приняты технологии термического воздействия (коксование, полуккоксование, газификация и получение производных синтез-газа, а также гидрогенизация), обеспечивающие получение продукции с новыми потребительскими характеристиками и с другим диапазоном цен.

Авторами выполнено предварительное технико-экономическое моделирование рентабельности производства аммиака из бурого угля на базе методики расчета, принятой в буроугольной отрасли Германии, и представленной в «Мастер-плане (Генеральном плане) развития буроугольной промышленности Украины». Проекты оцениваются общими международно-признанными методами динамического экономического расчета. При этом определяются ежегодные расходы и доходы или на полный период эксплуатации месторождения, или на горизонт планирования. Расходы и доходы сравниваются между собой в финансово-математических усредненных издержках и определяются следующими показателями:

- фактической стоимостью при различных калькуляционных процентных ставках;
- финансово-математическими усредненными издержками;
- внутренней процентной ставкой.

В результате исследований показана целесообразность организации горных работ по освоению Ново-Дмитровского месторождения и комплексной переработки сырья этого месторождения.

Установлено, что проект по производству аммиака на базе Ново-Дмитровского разреза наиболее чувствителен к стоимости капитала и в наименьшей мере – к эксплуатационным затратам на производство. Для повышения финансовой стойкости перерабатывающего предприятия необходимо привлечение капитала с наименьшим значением процентной ставки с последующей оптимизацией капитальных вложений в сторону уменьшения.

Исследования показали, что суммарная мощность Ново-Дмитровского разреза и перерабатывающего предприятия после выхода на полную мощность может составить до 20 млн тонн по полезному ископаемому (горной массе) при получении до 3,8 млн тонн аммиака в год.

**УДК 621.311.22**

**СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС  
СО СВЕРХПАРКОВОЙ НАРАБОТКОЙ  
И ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОДЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**Черноусенко О. Ю., д.т.н.; Пешко В. А., к.т.н.; Рындюк Д. В., к.т.н.;  
Бутовский Л. С., к.т.н.; Горяженко В. Ю.**

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

Десять лет назад стратегически-важной задачей энергетической отрасли Украины было принятие решения о возможности продления эксплуатации энергетического оборудования пылеугольных электростанций после достижения ими паркового времени работы. Согласно нормативной документации [1] парковый ресурс энергоблоков мощностью 200–300 МВт, которые составляют основу генерации на ТЭС, равен 200–220 тыс. ч.

На текущем этапе, промышленность Украины снова сталкивается с этим очень острым и важным вопросом. Текущая наработка основного генерирующего оборудования на ТЭС уже превышает свое парковое значение в 1,2–1,5 раза [2]. Также данное обстоятельство обостряется фактом того, что из-за нехватки пиковых и полупиковых мощностей в балансовом соотношении энерговыработки, большое количество пылеугольных блоков переводится в маневренные режимы работы [3]. Наиболее целесообразным решением данного вопроса было бы введение новых энергетических мощностей. Однако, ввиду определенных экономических обстоятельств, это решение усложняется. Таким образом, стоит рассмотреть возможность повторного продления эксплуатации основного оборудования со сверхпарковой наработкой.

Для энергоблоков Кураховской и Луганской ТЭС характерны описанные выше проблемы. Они обладают как высокой наработкой порядка 250–330 тыс. ч. (рис. 1) так и имеют большое число пусков из различных тепловых состояний (1500–2900). Стоит отметить, что на период 2009–2015 гг. для многих энергоблоков выполнялись реконструкционно-восстановительные работы.

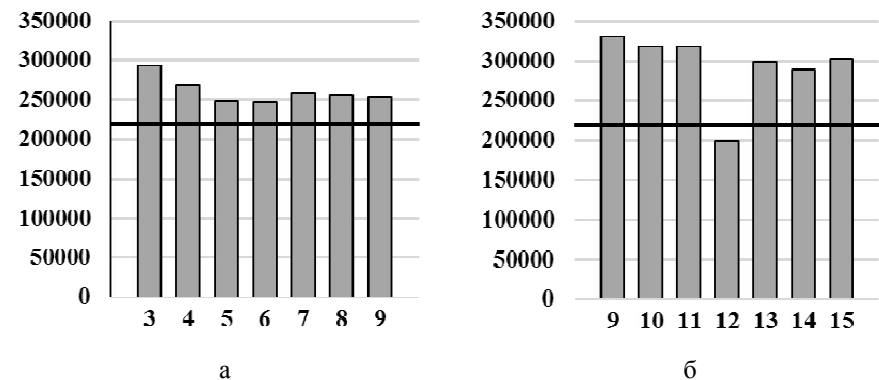


Рис. 1. Нарботка энергоблоков Кураховской (а) и Луганской (б) ТЭС ООО «ДТЭК Востокэнерго»

Для продления эксплуатации данных энергоблоков необходимо проведение оценки индивидуального ресурса на основе комплексного подхода, сочетающего результаты разрушающего и неразрушающего контроля металла с поверочными расчетами на прочность и долговечность. Указанные работы включают в себя:

- 1) технический аудит и оценку реальных условий эксплуатации за весь период работы энергетического оборудования;
- 2) поверочный расчет индивидуального ресурса на основе данных расчетов теплового и напряженно-деформированного состояния с учетом изменения геометрии основных элементов при капитальных ремонтах и экспериментального исследования состояния металла;
- 3) контроль металла (реплики, визуальный контроль, ультразвуковой контроль, рентгенодефектоскопию, токовихревой контроль, магнитопорошковую дефектоскопию, лабораторные исследования вырезок металла и др.);
- 4) экспертное заключение по продлению сроков эксплуатации.

В 2017–2018 гг. по заказу ООО «ДТЭК Востокэнерго», в КПИ им. Игоря Сикорского выполнялись комплексные работы по определению остаточного ресурса паровых турбин энергоблоков № 3, 4, 5 Кураховской ТЭС и № 9 Луганской ТЭС. Расчетные работы проводились для наиболее ответственных и подверженных нагружению высокотемпературных элементов паровой турбины К-200-130-3, а именно для корпусов ЦВД и ЦСД, а также роторов высокого (РВД) и среднего давления (РСД). Проведенные исследования показали, что согласно нормативным документам [1] практически все анализируемые элементы исчерпали свой индивидуальный остаточный ресурс, за исключением

РСД Кураховской ТЭС № 3 и ЦВД Луганской ТЭС № 9. Таким образом, остальные элементы не могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации согласно [1].

Ранее НТУУ «КПИ» совместно с Институтом проблем прочности им. Г.Писаренко НАН Украины были проведены экспериментальные исследования по влиянию старения на изменение физико-механических свойств легированных сталей при эксплуатационных температурах с целью уточнения запасов прочности на основании образцов роторной и корпусной стали турбины К-200-130 Луганской ТЭС, отработавшей парковый ресурс. Анализ реального состояния стали показал, что деградация ее свойств не превышает допустимой, что позволило несколько снизить запасы прочности. Проведение таких экспериментальных работ, позволяет рассматривать возможность последующей эксплуатации основного оборудования ТЭС со сверхпарковыми наработками.

Также, для такого оборудования следует рассматривать возможность применения методов управления ресурсом, которые позволяют ограничить влияние определенных конструкционных, режимных и технологических факторов, тем самым значительно замедлить темпы износа оборудования. Пример разработки технологического метода управления ресурсом корпусов турбин на сверхкритические параметры пара представлен в [4].

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. НД МПЕ України. Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій: СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2005. – 76 с.
2. ДТЭК. Интегрированный отчет 2017. Финансовые и нефинансовые результаты / ООО «ДТЭК» (Донбасская топливно-энергетическая компания). – Киев, 2018. – 146 с.
3. Черноусенко, О. Ю. Вплив роботи енергоблоків ТЕС в маневреному режимі на вичерпання ресурсу енергетичного обладнання / О.Ю. Черноусенко, В. А. Пешко // Вісник НТУ «ХП». – Харків: НТУ «ХП», 2016. – № 10(1182). – С. 6–16.
4. Development of a technological approach to the control of turbine casings resource for supercritical steam parameters / O. Chernousenko, D. Rinyuk, V. Peshko, V. Goryazhenko // Eastern European Journal of Enterprise Technologies, 2018 – Volume 2, Issue 1(92) – pp. 51–56.

#### УДК 662.612.3

### ВПЛИВ ВТОРИННОЇ РЕАКЦІЇ CO<sub>2</sub> З ВНУТРІШНЬОЮ ПОВЕРХНЕЮ НА РІВНОВАЖНУ ТЕМПЕРАТУРУ ЧАСТИНКИ КОКСОВОГО ЗАЛИШКУ В ДИМОВИХ ГАЗАХ.

Квіцинський В. О.; Кривошесєв С. І., к.т.н.; Макаручук В. М., к.ф.-м.н.;  
Марушак С. В.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

В рамках деревоподібної моделі пористої структури [1, 2] досліджено вплив відновлювальної реакції CO<sub>2</sub> з внутрішньою поверхнею на рівноважну температуру T\* одиночної частинки коксового залишку діаметром d, що рухається зі швидкістю вільного падіння в димових газах з температурою Tg.

Враховувались реакції [3]:



Для щільної поверхні вуглецю при температурі  $T \leq 2000\text{K}$  і концентраціях O<sub>2</sub> та CO<sub>2</sub>, характерних для димових газів, можна нехтувати впливом реакції (3) (в порівнянні з (1), (2)). Але, для коксового залишку з розвинуеною багаторівневою пористою структурою, мала константа швидкості реакції (3) може компенсуватися великою площею реагування. В такому випадку реакція (3) суттєво впливає на температуру частинки та співвідношення CO та CO<sub>2</sub> в продуктах реакції [2].

При обчисленні швидкості хімічних реакцій (1)–(3) враховувались зовнішній масообмін частинки та вплив пористої структури на внутрішній масообмін. Вважалося, що втрати тепла частинкою відбуваються за рахунок конвективного теплообміну та випромінювання. Зовнішній масообмін та конвективний теплообмін враховувались в моделі негорючого поверхневого шару, що залежить від стаціонарної швидкості руху частинки u (d, ρ, ρ', η, Tg), ρ, ρ' – густина частинки та газу, η – в'язкість газу. Розрахунки швидкості реакції кисню W<sub>IS</sub> проводились з використанням ефективної константи швидкості реакції для поверхні коксу K<sub>IS</sub> [1, 2] та коефіцієнту масообміну α<sub>1</sub>(d, u, D<sub>1</sub>), де D<sub>1</sub> – коефіцієнт дифузії кисню в газі :

$$W_{IS} = n_{10} \alpha_1 K_{IS} / (\alpha_1 + K_{IS})$$

$$K_{IS} = (1 - \theta - \varphi - \psi) K_{I1} + \theta K_{I0} + \varphi K_{I\varphi} + \psi K_{I\psi}$$

n<sub>10</sub> – концентрація O<sub>2</sub> в потоці,

$\theta, \varphi, \psi$  – об’ємні частки мікропор, мезопор та макропор відповідно,

$K_1=K_{12}+K_{13}$  – константа швидкості реакції кисню з щільною поверхнею вуглецю,

$K_{1\theta}(K_1, g_\theta)$  – ефективна константа швидкості реакції кисню для вхідних отворів мікропор (в першому наближенні залежить від середнього значення  $g_\theta=L_\theta/r_\theta$ ,  $L_\theta, r_\theta$  – середні довжина та радіус мікропор),  $K_{1\varphi}(K_1, g_\theta, \theta, g_\varphi)$  – ефективна константа для мезопор,  $g_\varphi$  – геометричний фактор мезопор,  $K_{1\psi}(K_1, g_\theta, \theta, g_\varphi, \varphi, g_\psi)$  – ефективна константа для отворів макропор,  $g_\psi$  – середній геометричний фактор макропор.

Так само і для ефективних констант швидкості реакції  $\text{CO}_2$  з поверхнею коксу:

$$K_{2S} = (1-\theta-\varphi-\psi)K_{23} + \theta K_{20} + \varphi K_{2\varphi} + \psi K_{2\psi}$$

$K_{20}, K_{2\varphi}, K_{2\psi}$  – ефективні константи швидкості реакції (3) для отворів мікропор, мезопор та макропор відповідно.

Залежність ефективних констант  $K_{1S}, K_{2S}$  та їх відношення від оберненої температури для різних параметрів пор при  $\theta+\varphi+\psi=0,3$  приведені на рис 1.

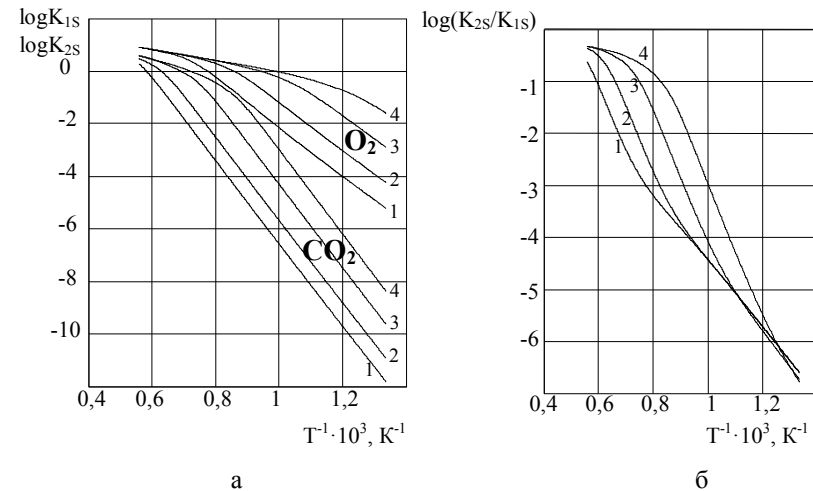


Рис. 1. Залежність ефективних констант  $K_{1S}, K_{2S}$  (а) та їх відношення (б) від оберненої температури для різних модельних коксів.  
 $g_0 = g_\varphi = g_\psi = g$ : 1 –  $g = 10$ , 2 –  $g = 30$ , 3 –  $g = 100$ , 4 –  $g = 300$ .

Тепловиділення  $P_{1,2}$  в реакціях (1), (2) на щільній поверхні та в порах (на одиницю зовнішньої поверхні):  $P_{1,2}=W_{1S}(Q_{12}K_{12}+ Q_{13}K_{13})/K_1$ .

При розрахунку швидкості відновлювальної реакції (3) враховувався вплив емісії  $\text{CO}_2$  на концентрацію  $n_{2S}$  (внаслідок реакції (1) в порах та на зовнішній

поверхні):

$$n_{2S}K_{2S}-q_2(n_{10}) = \alpha_2(n_{20}-n_{2S}),$$

де  $n_{20}, n_{2S}$  – концентрації  $\text{CO}_2$  в потоці та на поверхні частинки;

$$q_2(n_{10}) = W_{1S}K_{12}/K_1 - \text{емісія } \text{CO}_2 \text{ з одиниці поверхні}$$

$$n_{2S} = [\alpha_2 n_{20} + q_2(n_{10})]/(\alpha_2 + K_{2S}).$$

Швидкість відновлювальної реакції (3) на одиницю зовнішньої поверхні при концентраціях кисню ( $n_{10}$ ) та діоксиду вуглецю ( $n_{20}$ ) в потоці:

$$W_{23S} = K_{2S} [\alpha_2 n_{20} + W_{1S}K_{12}/K_1]/(\alpha_2 + K_{2S}),$$

де  $\alpha_2$  – коефіцієнт масообміну  $\text{CO}_2$  з частинкою. Втрати тепла в реакції (3)  $P_3, \text{Вт/м}^2$  та загальний тепловий ефект  $P, \text{Вт/м}^2$ , реакцій (1) – (3) дорівнюють:

$$P_3 = Q_{23}W_{23S},$$

$$P = P_{1,2} + P_3.$$

Розрахунки теплового ефекту  $P$  реакцій (1) – (3) приведені на рис. 2.

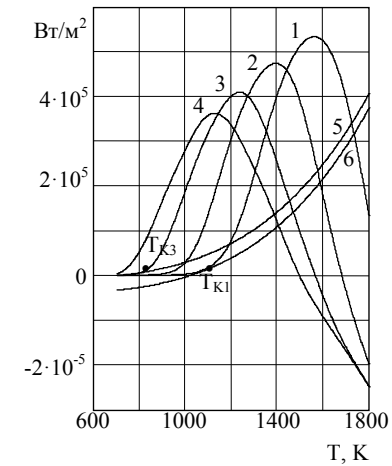


Рис. 2. Залежності теплового ефекту  $P$  від температури частинки 100 мкм: пористість 0,3 ( $\theta = 0,15, \varphi = 0,1, \psi = 0,05$ ), концентрація  $\text{O}_2 - 5,3\%$ ;  $\text{CO}_2 - 15,7\%$ ;  
 1 –  $g=10$ , 2 –  $g = 30$ , 3 –  $g = 100$ , 4 –  $g = 300$ , 5 – втрати тепла за рахунок конвекції і випромінювання при  $T_g=725 \text{ K}$ , 6 – втрати тепла при  $T_g = 1030 \text{ K}$ .

Сумарний тепловий ефект реакцій (1) – (3) залежить від концентрацій  $\text{O}_2$  та  $\text{CO}_2$ . Ми досліджували область концентрацій основних компонент, характерну для димових газів (сумарна об’ємна концентрація  $\text{O}_2$  та  $\text{CO}_2 - 21 \text{ об.}\%$ , кисню  $\sim 5 \text{ об.}\%$ ), тому нехтували вторинною реакцією (3) в порах.

Видно, що при фіксованих інших параметрах, критична температура середовища  $T_k$  залежить від геометричних параметрів пор  $g$ . При зміні  $g$  від 10

до  $100 T_k$  спадає з 1080 К до 750 К. Критична температура суттєво залежить від концентрацій  $n_{10}$ ,  $n_{20}$  та загальної пористості залишку (в меншому ступені від розподілу по  $\theta$ ,  $\varphi$ ,  $\psi$ ). Для заданих концентрацій  $n_{10}$ ,  $n_{20}$  тепловий ефект  $P$  додатний в області низьких температур, але від'ємний в області високих. Температура, при якій відбувається зміна знаку, залежить від параметрів пористої структури (що може, на наш погляд, використовуватися для оптимізації складу палива при спалюванні сумішей).

Перетини кривих тепловиділення та втрат дають точки рівноважної температури частинки  $T^*$ . Видно, що при  $T_g < T_k$  точок перетину – чотири (перетин кривих 1-5, 2-5), з них дві точки стійкої рівноваги. В таких умовах частинка може як повільно окислюватися не спалахуючи, так і горіти, якщо вже зайнялась. Рівноважна температура  $T^*$  слабо залежить від  $T_g$ . Так, при зміні останньої від 725 К до 1030 К,  $T^*$  для  $g = 10$  зростає всього на 15 К (подібне спостерігалось в експериментах [4]). Наші розрахунки дають великий відрив  $T^*$  від  $T_g$  (~700 – 1000 К). Можливо,  $T^*$  завищена внаслідок того, що ми не враховували Стефанівський потік, який виникає внаслідок зростання об'єму газу в реакціях (2), (3) і зменшує доступ кисню до поверхні та, одночасно, збільшує втрати тепла в конвективному теплообміні.

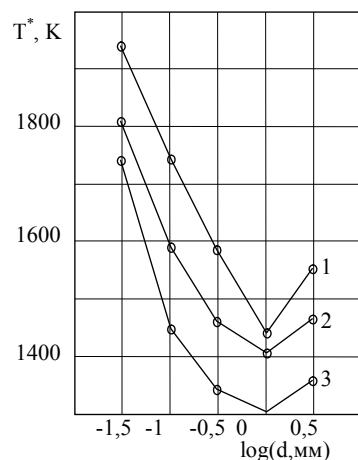


Рис. 3. Залежність рівноважної температури  $T^*$  від розміру частинки ( $\theta + \varphi + \psi = 0,3$ ): 1 –  $g = 10$ , 2 –  $g = 30$ , 3 –  $g = 100$ ; концентрація  $O_2$  – 5,3%;  $CO_2$  – 15,7%;

На рис. 3 для  $g = 10, 30, 100$  приведені залежності рівноважної температури  $T^*$  від розміру частинки в середовищі з заданими  $T_g$  та

концентраціями компонент. Зміна тренду  $T^*$  для частинок діаметром 3 мм пов'язане із зростанням дифузійного числа Нусельта і, відповідно, коефіцієнту масообміну. При вказаних параметрах зменшення  $T^*$  для більшої довжини пор на 100–200 К знижує швидкість газифікації коксу всього в 2–3 рази (частково компенсується зростанням доступної поверхні при зростанні  $g$ ).

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Квіцинський В. О., Кривошеев С. И., Марущак С. В. Вплив пористої структури коксу на швидкість реакцій горіння. Стационарна модель // Углекимический журнал – 2017, № 6, с.16–28.
2. Квіцинський В. А., Кривошеев С. И., Макачук В. М., Марущак С. В. Вплив пористої структури коксового залишку на емісію продуктів реакції кисню з вуглецем // Збірка наукових праць 13 Міжнародної науково-практичної конференції “Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку”, Київ 2017, с. 13–17.
3. Annamalai A., Ryan W., Interactive processes in gasification and combustion–II. Isolated carbon, coal and porous char particles // Progress in Energy and Combustion Sciens – 1993, v.19, N5, p. 383–446.
4. Бабий В. И., Куваев Ю. Ф. Горение угольной пыли и расчет пылеугольного факела // М., Энергоатомиздат – 1986, 209 с.

#### УДК 662.7

#### РОЗПОДІЛ КИСНЮ ТА ДВООКИСУ ВУГЛЕЦЮ ПО ДОВЖИНІ КОНІЧНОЇ ВУГЛЕЦЕВОЇ ПОРИ З УРАХУВАННЯМ АДСОРБЦІЇ Квіцинський В. О.; Кривошеев С. И. к.т.н.; Макачук В. М. к.ф.м.н.; Марущак С. В.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

В роботі знайдено аналітичні вирази для опису дифузії кисню та двоокису вуглецю у конічній вуглецевій порі з урахуванням адсорбції газів на її поверхні та отримано розподіли концентрацій  $O_2$  і  $CO_2$  уздовж пори. Проаналізовано вплив параметрів пористої структури на швидкість реакцій взаємодії газів з поверхнею при температурах  $T=800$ – $1200$  К.

Розглянута вісесиметрична конусна пора із лінійною залежністю її радіусу  $r$  від відстані до входу  $x$   $r_x = r_0 - x \cdot \text{tg}(\theta)$ , де  $r_0$  – радіус вхідного отвору пори,  $\theta$  – кут нахилу бічної поверхні пори до її вісі,  $0 \leq x \leq L$ ,  $L$  – довжина пори.

Розрахунки проводилися в рамках наступної моделі: на бічній поверхні

пори відбуваються гетерогенні хімічні реакції з константами швидкості [1]

- 1)  $O_2 + C = CO_2$   $k_1 = 1,6 \cdot 10^5 \exp(-166 \cdot 10^3/RT)$  м/с;
- 2)  $O_2 + C = 2CO$   $k_2 = 4,6 \cdot 10^7 \cdot \exp(-218 \cdot 10^3/RT)$  м/с;
- 3)  $CO_2 + C = 2CO$   $k_3 = 3,2 \cdot 10^7 \cdot \exp(-275 \cdot 10^3/RT)$  м/с.

Кисень в порі витрачається тільки у реакціях 1) і 2); в порі реалізується режим кнудсенівської дифузії (КД); на коефіцієнт дифузії впливає фізична адсорбція на поверхні; продукти реакції інтенсивно зносяться з поверхні потоком повітря. Температура реагуючої поверхні задана як параметр.

В рамках моделі дифузійне рівняння, яке описує зміну концентрації кисню  $y_x$  уздовж пори з урахуванням адсорбції, має вигляд [2]

$$d\{D_1 r^2 \cdot dy/dx\}/dx = d\{r^4 V_1/3(r+\delta_1) \cdot dy/dx\}/dx = (1+\text{tg}^2(\theta))^{1/2} r K y, \quad (1)$$

де  $D_1 = 4r^2/3\tau_1$  – коефіцієнт КД  $O_2$ ,  $\tau_1 = \tau_{1V} + \tau_{1S}$ ,  $\tau_{1V} = 2r/V_1$ ,  $\tau_{1S} = 10^{-13} \exp(16500/RT)$ ,  $K = k_1 + k_2$ ,  $\delta_1 = \tau_{1S} V_1/2$ ,  $V_1$  – теплова швидкість молекул кисню (тут і надалі індекс 1 вказує, що параметр стосується кисню, індекс 2 – двоокису вуглецю).

Граничні умови:

$$y(x=0) = y_0 \text{ – стала концентрація кисню на вході в пору} \quad (2)$$

$$D_1 dy/dx(x=L) = 0 \text{ – потік кисню на дні пори відсутній.} \quad (3)$$

Відомі окремі рішення диференційного рівняння (1) в рамках обмежень:

- 1) при  $r(x) = r_0 = \text{const}$  – рішення для циліндричної пори [3]

$$y = y_0 \cdot \text{ch}((L-x)/\lambda_1) / \text{ch}(L/\lambda_1), \quad \lambda_1 = r_0 (V_1/3K(1+\delta_1/r_0))^{1/2}, \quad (4)$$

- 2) при  $\tau_{1S} = 0$ ,  $\delta_1 = 0$  – рішення без врахування адсорбції [2]

$$y = Y_{11} \cdot (r/r_0)^{m_1/2-1} + Y_{12} \cdot (r/r_0)^{-m_1/2-1}, \quad (5)$$

$Y_{11}$ ,  $Y_{12}$  – сталі,  $m_1$  визначена після виразу (8).

Загальне рішення рівняння (1) лишалось невизначеним через наявність суми у знаменнику [4].

Для рішення рівняння (1) перейдемо до іншої змінної  $P_{1r} = r^4/(r+\delta_1) dy/dr$ , яка пропорційна потоку кисню. З рівняння (1) маємо:

$$y = (1/N_1 r) dP_{1r}/dr, \quad \text{де } N_1 = (3K/V_1)(1+\text{tg}^2(\theta))^{1/2}/\text{tg}^2(\theta) \text{ – стала.} \quad (6)$$

Диференціювання виразу (6) та використання визначення змінної  $P_{1r}$  дає диференційне рівняння для  $P_{1r}$

$$d^2 P_{1r}/dr^2 - (1/r) dP_{1r}/dr - N_1(1/r^2 + \delta_1/r^3) P_{1r} = 0, \quad (7)$$

яке є варіантом узагальненого рівняння для функцій Бесселя з відомим рішенням [4]

$$P_{1r} = A_1 N_1 r I_{m_1}(\beta_{1r}) + B_1 N_1 r K_{m_1}(\beta_{1r}), \quad (8)$$

де  $I_{m_1}$ ,  $K_{m_1}$  – модифіковані функції Бесселя порядку  $m_1 = 2(1+N_1)^{1/2}$  першого і другого роду від мнимого аргументу  $i\beta_{1r}$ ,  $\beta_{1r} = 2(N_1 \delta_1/r)^{1/2}$ ,  $A_1$ ,  $B_1$  – сталі, які

визначаються з граничних умов (2)–(3).

Наразі розподіл концентрації кисню  $y_x = (1/N_1 r) dP_{1r}/dr$  (6) має вигляд

$$y_x = (y_0 r_0/r) \{I_{m_1}(\beta_{1rL}) PK(\beta_{1r}) - K_{m_1}(\beta_{1rL}) PI(\beta_{1r})\} / \{I_{m_1}(\beta_{1rL}) PK(\beta_{1r0}) - K_{m_1}(\beta_{1rL}) PI(\beta_{1r0})\} \quad (9)$$

де  $PI(\beta_{1r}) = d\{r I_{m_1}(\beta_{1r})\}/dr$ ,  $PK(\beta_{1r}) = d\{r K_{m_1}(\beta_{1r})\}/dr$ .

Зазначимо, що при  $\text{tg}(\theta) \rightarrow 0$  рішення (9) переходить у рішення (4), а при  $\delta_1 \rightarrow 0$  формула (9) перетворюється на формулу (5).

Розрахункові графіки розподілів концентрацій  $O_2$  (нормованих на  $y_0$ ) по довжині пори  $x/L$  при різних температурах вугільної частинки  $T$  приведені на Рис. 1.

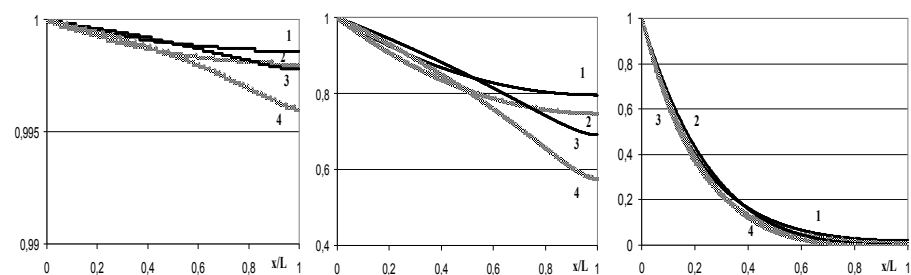


Рис. 1. Розрахункові розподіли концентрацій  $O_2$  (нормовані на  $y_0$ ) по довжині пори  $x/L$  при температурах вугільної частинки  $T=800, 1000$  та  $1200$  К. Криві 1 і 3 – розрахунок по (5) при  $\text{tg}(\theta)=1,5 \cdot 10^{-5}$  і  $1,5 \cdot 10^{-3}$ , 2 і 4 – розрахунок по (9) при  $\text{tg}(\theta)=1,5 \cdot 10^{-5}$  і  $1,5 \cdot 10^{-3}$ , розрахунок по (4) завжди співпадає з кривою 2 (похибка  $<1\%$ );  $r_0 = 1$  нм,  $L=500$  нм.

Аналіз залежностей на рис. 1 показує, що за визначених швидкостей хімічних реакцій 1) та 2):

- 1) при низькій температурі (800 К) швидкість хімічних реакцій мала і дифузійний потік встигає відновити практично сталу концентрацію кисню уздовж пори незважаючи на її геометрію та вплив адсорбції.

- 2) при високій температурі (1200 К) швидкість хімічних реакцій велика (а вплив адсорбції малий) і практично все реагування відбувається біля вхідного отвору пори, тому концентрація кисню уздовж пори незначним чином залежить від геометрії пори (за умови, що  $r_0 \ll L$ ).

- 3) у проміжній області температур (800 К  $< T < 1200$  К) врахування впливу адсорбції та геометричних факторів пори є обов'язковим і для розрахунку концентрації кисню уздовж пори має використовуватись формула (9).

Для двоокису вуглецю дифузійне рівняння, яке описує зміну його

концентрації  $z_x$  уздовж пори з урахуванням адсорбції, має вигляд аналогічний (1) [5]

$$d\{r^4 V_2 / 3(r + \delta_2) dz/dx\} / dx = (1 + \text{tg}^2(\theta))^{1/2} r \{k_3 z - k_1 y\}, \quad (10)$$

де  $\delta_2 = \tau_{2S} V_2 / 2$ ,  $\tau_{2S} = 10^{-13} \exp(31000/RT)$ ,  $V_2$  – теплова швидкість молекул  $\text{CO}_2$ .

Другий доданок у правій частині рівняння враховує джерело виникнення  $\text{CO}_2$ , пов'язане з розподілом кисню в порі.

$$\text{Граничні умови: } z(x=0) = 0 \text{ – відсутність } \text{CO}_2 \text{ на вході в пору,} \quad (11)$$

$$D_2 dz/dx(x=L) = 0 \text{ – потік } \text{CO}_2 \text{ на дні пори відсутній.} \quad (12)$$

Відоме окреме рішення диференційного рівняння (10) для циліндричної пори при  $r_x = r_0 = \text{const}$  [5]

$$z_x = (y_0 k_1 / k_3) (\lambda_1^2 / (\lambda_2^2 - \lambda_1^2)) \{ \text{ch}((L-x)/\lambda_2) / \text{ch}(L/\lambda_2) - \text{ch}((L-x)/\lambda_1) / \text{ch}(L/\lambda_1) \}, \quad (13)$$

де  $\lambda_2 = r_0 (V_2 / 3K(1 + \delta_2 / r_0))^{1/2}$ .

Для рішення рівняння (10) треба перейти до іншої змінної  $P_{2r} = r^4 / (r + \delta_2) dz/dr$ , яка пропорційна потоку  $\text{CO}_2$ . Виконавши послідовність дій, аналогічних рішенням рівняння (1), в результаті одержуємо диференціальне рівняння для змінної  $P_{2r}$

$$d^2 P_{2r} / dr^2 - (1/r) dP_{2r} / dr - N_2 (1/r^2 + \delta_2 / r^3) P_{2r} = -N_2 (k_1 / k_3) r dy/dr, \quad (14)$$

де  $N_2 = (3k_3 / V_2) (1 + \text{tg}^2(\theta))^{1/2} / \text{tg}^2(\theta)$  – стала.

Загальне рішення однорідного рівняння (14) відоме [4]

$$P_{2r} = A_2 N_2 r I_{m_2}(\beta_{2r}) + B_2 N_2 r K_{m_2}(\beta_{2r}), \quad (15)$$

де  $I_{m_2}$ ,  $K_{m_2}$  – модифіковані функції Бесселя порядку  $m_2 = 2(1 + N_2)^{1/2}$  першого і другого роду від мнимого аргументу  $i\beta_{2r}$ ,  $\beta_{2r} = 2(N_2 \delta_2 / r)^{1/2}$ ,  $A_2$ ,  $B_2$ , – сталі, які визначаються з граничних умов (11)–(12).

Частинне рішення неоднорідного рівняння знаходимо методом «варіації сталих» [4]

$$P_{22r} = -N_2 (k_1 / k_3) \{ C_{1r} r I_{m_2}(\beta_{2r}) - C_{2r} r K_{m_2}(\beta_{2r}) \}, \quad (16)$$

де  $C_{1r} = \int r^2 K_{m_2}(\beta_{2r}) / (W y_0) dy/dr dr$ ,  $C_{2r} = \int r^2 I_{m_2}(\beta_{2r}) / (W y_0) dy/dr dr$ ,  $W$  – детермінант Вронського функцій  $r I_{m_2}(\beta_{2r})$  та  $r K_{m_2}(\beta_{2r})$ ,  $W = r/2$ .

Загальне рішення неоднорідного рівняння (14) дорівнює  $P_{2r} = P_{21r} + P_{22r}$ . Розподіл концентрації  $z_x$  уздовж пори одержуємо за формулою (10)  $z_x = (1/N_2 r) dP_{2r} / dr + (k_1 / k_3) y_x$  з урахуванням граничних умов (11)–(12)

$$z_x = (y_0 r_0 k_1 / r k_3) \{ (F_1 + C_{1r}) P I_{m_2}(\beta_{2r}) - (F_2 + C_{2r}) P K_{m_2}(\beta_{2r}) \} + (k_1 / k_3) y_x, \quad (17)$$

де  $F_1 = (G P K_{m_2}(\beta_{2r_0}) + K_{m_2}(\beta_{2r_L})) / ZN$ ,  $F_2 = (G P I_{m_2}(\beta_{2r_0}) + I_{m_2}(\beta_{2r_L})) / ZN$ ,  $G = C_{2r_L} K_{m_2}(\beta_{2r_L}) - C_{1r_L} I_{m_2}(\beta_{2r_L})$ ,  $ZN = P K_{m_2}(\beta_{2r_0}) I_{m_2}(\beta_{2r_L}) - K_{m_2}(\beta_{2r_L}) P I_{m_2}(\beta_{2r_0})$ ,

Зазначимо, що при  $\text{tg}(\theta) \rightarrow 0$  ( $\beta_2, m_2 \rightarrow \infty$ ) рішення (17) перетворюється на рішення (13).

Розрахункові графіки розподілів концентрацій  $\text{CO}_2$   $z_x$  (нормованих на  $y_0$ ) по довжині пори  $x/L$  при різних температурах вугільної частинки  $T$  приведені на Рис. 2.

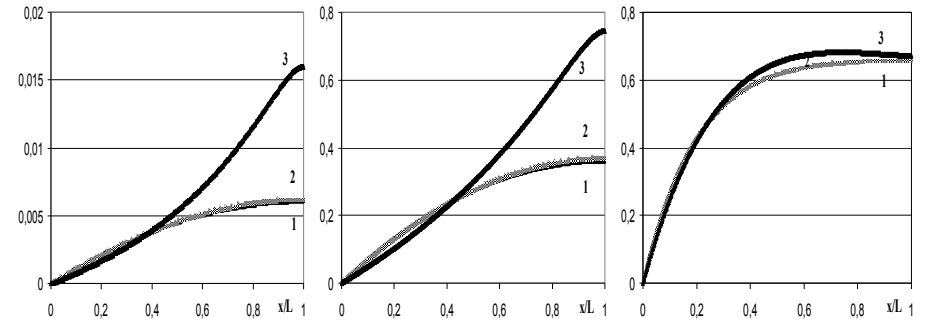


Рис. 2. Розрахункові розподіли концентрацій  $\text{CO}_2$  (нормовані на  $y_0$ ) по довжині пори  $x/L$  при температурах вугільної частинки  $T = 800, 1000$  та  $1200$  К. Криві 1, 2 і 3 – розрахунок по (17) при  $\text{tg}(\theta) = 1,5 \cdot 10^{-5}, 1,5 \cdot 10^{-4}$  і  $1,5 \cdot 10^{-3}$ , розрахунок по (13) завжди співпадає з кривою 1 (похибка  $< 1\%$ );  $r_0 = 1$  нм,  $L = 500$  нм.

Аналіз залежностей на рис. 2 показує:

1) при температурах  $T < 1200$  К урахування впливу адсорбції та геометричних факторів пори на дифузію двоокису вуглецю є обов'язковим, для розрахунку концентрації  $\text{CO}_2$  уздовж пори має використовуватись формула (17). Для пори, що сильно звужується ( $r_L \ll r_0$ ), значення параметру  $\delta_2 / r$ , який враховує вплив адсорбції, стрімко зростає і концентрація  $\text{CO}_2$  на дні пори може у багато разів перевищити середню (графіки 3 на рис.2 (1, 2)). При цьому коефіцієнт використання поверхні пори для хімічної реакції 3) також може суттєво зрости.

2) при високій температурі ( $T > 1200$  К) практично весь кисень вигоріє біля вхідного отвору пори (де і генерується  $\text{CO}_2$ ) та вплив адсорбції незначний, тому концентрація двоокису вуглецю уздовж пори незначним чином залежить від геометрії пори і для розрахунку концентрації  $\text{CO}_2$  можна використовувати більш просту формулу (13) для  $\text{tg}(\theta) = 0$ .

#### Висновки

Отримано аналітичні вирази для розподілів концентрацій  $\text{O}_2$  (формула (9)) і  $\text{CO}_2$  (формула (17)) уздовж кінчної вуглецевої пори з урахуванням адсорбції газів на її бічній поверхні. Проаналізовано вплив параметрів пористої структури на швидкість реакцій взаємодії газів з поверхнею при температурах

T=800–1200 K.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Annamalai A., Ryan W., Interactive processes in gasification and combustion–II. Isolated carbon, coal and porous char particles. *Progress in Energy and Combustion Sciences*, 1993, v.19, N5, p. 383-446.
2. Оренбах М.С., Реакционная поверхность при гетерогенном горении. // Новосибирск: «Наука», 1973. – 200 с.
3. Laurendeau N. M., Heterogeneous kinetics coal char gasification and combustion. *Progress in Energy and Combustion Sciences // Pergamon Press Ltd*, 1978, vol 4. – P. 221–270.
4. Э. Камке. Справочник по обыкновенным дифференциальным уравнениям. // М.: «Наука», 1965 –376 с.
5. Квіцинський В.О., Кривошеев С.І., Марущак С.В. Вплив пористої структури коксу на швидкість реакцій горіння. Стационарна модель. // *Углекислотный журнал* – 2017.– №6 – С. 16–28.

**УДК 502.34:551.588.74**

#### **ЗАКОНОДАВЧІ АСПЕКТИ В СФЕРІ ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

**Гапонич Л. С., к.т.н.; Голенко І. Л., к.т.н.; Топал О. І., к.т.н.  
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ**

За останні роки у світовій енергетиці відбулися зміни, що зумовили нові напрями розвитку об'єднаної енергетичної системи України. Одним із трендів розвитку світової енергетики сьогодні є боротьба зі зміною клімату [1].

Верховна Рада України та Європейський Парламент 16.09.2014 р. синхронно ратифікували Угоду про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та ЄС, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [2]. Угода про асоціацію з ЄС повністю вступила в силу 1.09.2017 р. і стала частиною національного законодавства. Вона передбачає поступове наближення законодавства України до законодавства ЄС у сферах енергетичної ефективності, відновлюваної енергетики, оподаткування викидів, відходів та електроенергії, поводження з відходами та зміни клімату. Згідно з Угодою про асоціацію з ЄС визначено зобов'язання України, пов'язані зі зміною клімату, які розглядаються у статті 365 (с) глави VI «Навколишнє природне середовище» V розділу «Економічне та галузеве співробітництво» та

додатках XXX, XXXI до Угоди. Імплементатії підлягають положення Директив:

– у сфері «Зміна клімату та захист озонового шару» Директива № 2003/87/ЄС про встановлення схеми торгівлі викидами парникових газів у рамках Співтовариства;

– у сфері «Промислове забруднення та техногенні загрози» Директива № 2010/75/ЄС про промислові викиди (всеохоплююче запобігання і контроль забруднень);

– у сфері «Якість атмосферного повітря» Директива № 2008/50/ЄС про якість атмосферного повітря, Директива № 2004/107/ЄС про миш'як, кадмій, ртуть, нікель і поліциклічні ароматичні вуглеводні у атмосферному повітрі;

– у сфері «Управління відходами та ресурсами» Директива № 2008/98/ЄС про відходи, Директива № 1999/31/ЄС про захоронення відходів зі змінами і доповненнями, внесеними Регламентом ЄС № 1882/2003, Директива № 2006/21/ЄС про управління відходами видобувної промисловості та внесення змін і доповнень до Директиви № 2004/35/ЄС.

Положення цих Директив мають бути впроваджені протягом 2 років з дати набрання чинності цієї Угоди.

Крім того, Угодою передбачається імплементатія Україною Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату 1997 року. Термін дії Кіотського протоколу спливає у 2020 р. У Парижі 30.11.2015 – 12.12.2015 р. пройшла XXI Конференція Сторін Рамкової конвенції ООН про зміну Клімату за участю 196 країн світу, де було прийнято глобальну угоду з протидії зміні клімату на 2021–2030 рр. – Паризьку угоду. Угода була відкрита до підписання та ратифікації з 22.04.2016 р. В той же день Паризьку Угоду було підписано Україною, а 14.07.2016 р. ратифіковано Законом України №1469-VIII «Про ратифікацію Паризької угоди». Паризька Угода регулює процес викидів парникових газів: вуглекислого газу CO<sub>2</sub>, метану CH<sub>4</sub>, оксиду азоту N<sub>2</sub>O, гідрофторвуглеводнів, перфторвуглецю, гексафториду сірки SF<sub>6</sub> та трифториду азоту NF<sub>3</sub>.

Згідно з Паризькою Угодою, Україна сама має визначити для себе зобов'язання (національно визначений внесок) щодо рівня викидів парникових газів з урахуванням її соціально-економічного розвитку та фінансових можливостей і повинна переглядати їх раз на п'ять років. Кабінет Міністрів України своїм розпорядженням від 16.09.2015 р. № 980 схвалив «Очікуваний національно визначений внесок до цієї угоди» [1]. 30.09.2015 р. Україною було

подано до Секретаріату Рамкової конвенції зміни клімату ООН зобов'язання, що очікуваний рівень викидів парникових газів у 2030 р. не має перевищувати 60% рівня 1990 р. – 947,3 млн т CO<sub>2</sub> екв., тобто бути не більше 568,4 млн т CO<sub>2</sub> екв. в рік. В Україні в останні роки об'єм викидів парникових газів скоротився [3]. У 2015 р. він був 319,0 млн т CO<sub>2</sub> екв., тобто зменшився порівняно з 1990 р. на 66,3%. Таке скорочення, головним чином, є наслідком зменшення використання енергетичних ресурсів через спад промисловості, зниження чисельності населення і попиту на електроенергію. У 2016 р. сумарні викиди парникових газів в Україні становили 338,6 млн т CO<sub>2</sub> екв. У порівнянні із 1990 р. сумарні викиди скоротилися на 64,2%, але проти 2015 р. збільшилися на 6,1%. Тому поданий рівень зобов'язань скорочення викидів парникових газів є низьким і дає країні можливість їх збільшувати, що не відповідає головній меті Паризької угоди та Стратегії низьковуглецевого розвитку України [1, 4].

З метою вдосконалення діючою кліматичної політики Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 07.12.2016 р. № 932-р схвалено «Концепцію реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 р.» [5]. Це перший національний документ у сфері боротьби зі зміною клімату, яким враховано основні положення Паризької угоди. Одним із завдань, що висуваються Концепцією, є запобігання зміні клімату через скорочення антропогенних викидів парникових газів. Перед енергетиками України стоїть завдання – перехід на шлях низьковуглецевого розвитку енергетики відповідно до європейського екологічного законодавства та національних інтересів. Заходи зі зменшення парникового ефекту в енергетиці мають полягати у скороченні використання викопних джерел енергії – вугілля, нафти, газу та широкому впровадженні екологічно чистих енергоефективних і низьковуглецевих технологій [1].

Однією з вимог, що висуваються в Угоді про асоціацію з ЄС, є встановлення процедур моніторингу, звітності та верифікації (MRV) викидів парникових газів від енергетичних та промислових установок відповідно до положень Директиви № 2003/87/ЄС [6]. Законодавство України в сфері моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів знаходиться на стадії розробки за принципами: максимально можливе наближення до законодавства ЄС, врахування українських національних особливостей, ефективне залучення всіх зацікавлених сторін до процесу розроблення законодавчих актів. Вже готові Проект Закону України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» та Проект

Постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку здійснення моніторингу та звітності викидів парникових газів».

На сьогодні, фіскальним інструментом скорочення викидів парникових газів є запроваджений у 2011 р. податок на викиди діоксиду вуглецю для стаціонарних джерел (Стаття 243 Розділу VIII Податкового кодексу України). Крім того, Міністерство екології та природних ресурсів України в 2018 р. планує ввести новий вуглецевий податок, який буде виділений із структури чинного екологічного податку. Плануються певні законодавчі зміни в Податковому і Бюджетному кодексах. Міністерством оприлюднена інформація, що розмір податку буде на рівні одного Євро за тону CO<sub>2</sub>. На 2017 р. в Україні в структурі екологічного податку закладено лише 0,013 € (0,41 грн.) за тону CO<sub>2</sub>. Треба зазначити, що ставка вуглецевого податку в країнах ЄС коливається від 5 до 130 € за тону, і в середньому становить 15–20 €/т. Введення екологічного вуглецевого податку неминуче вплине на кінцеві тарифи на електричну енергію для споживачів, при ставці податку 1 Євро плата за електроенергію може збільшитися на 10–15%.

Прийняття нових законів в сфері захисту навколишнього середовища та проведення Україною більш жорсткої екологічної політики вплине на енергетичний сектор, який генерує 66,7% всіх викидів парникових газів [3]. Так, у 2016 р. викиди парникових газів в секторі «Енергетика» склали 225,79 млн т CO<sub>2</sub> екв. Суттєві викиди парникових газів в Україні відбуваються в секторі «Виробництво електроенергії та теплоти». До цієї категорії відносяться викиди від спалювання органічного палива при виробництві електроенергії та теплоти тепловими електростанціями (ТЕС), теплоелектроцентралями (ТЕЦ), котельними тощо. У 1990 – 2016 рр. на них припадало 26,7 – 34,7% від загальної емісії парникових газів в Україні. Найбільшим джерелом викидів парникових газів в енергетиці є вугільні ТЕС, на частку яких у 1990 – 2016 рр. припадало 13–19% загального обсягу парникових газів. Основний парниковий газ, що утворюється при спалюванні органічного палива на ТЕС – це CO<sub>2</sub>.

Викиди парникових газів у секторі «Відходи» в 2016 р. склали 12,1 млн т CO<sub>2</sub> екв., 3,9% викидів всіх парникових газів. Найбільший внесок у загальний обсяг парникових газів у цьому секторі відбувається за рахунок викидів CH<sub>4</sub> від полігонів твердих побутових відходів – 8,2 млн тонн CO<sub>2</sub> екв. (329,2 тис. тонн), 66,6% викидів цього сектору [3]. Причому ці викиди збільшилися з 1990 р. майже на 3,7%.

Кабінет Міністрів України своїм Розпорядженням від 8.11.17. № 820-р

ухвалив Національну стратегію управління відходами в Україні до 2030 року [7]. Стратегія визначає головні напрями державного регулювання у сфері поводження з відходами з урахуванням європейських підходів з питань управління відходами. У період з 2018 по 2030 р. стратегія передбачає організацію роздільного збору твердих побутових відходів (ТПВ) в 5000 населених пунктах, будівництво 240 центрів прийому цих відходів, будівництво 19 заводів термічної утилізації ТПВ, створення мережі регіональних та будівництво 50 сучасних полігонів ТПВ, закриття і рекультивацію існуючих 5700 полігонів ТПВ. До 2030 року рівень термічної переробки ТПВ планується збільшити до 10% від загального обсягу, у 2017 р. – 2,4%. Передбачається зменшення обсягу захоронення ТПВ до 30%, проти 95% у 2017 р. До 2030 р. частка ТПВ, що направляється на утилізацію на полігони, має скоротитися до 35%, проти 50% у 2018 р.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року // Міністерство екології та природних ресурсів України. – 2018. – 51 с.
2. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони // Офіційний вісник України. – № 75, том 1. – 2014. – С. 83.
3. Annual National Inventory Report for Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol // Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine. – 2018. – 519 p.
4. Огляд реалізації основних положень Кіотського протоколу до Рамкової Конвенції ООН про зміну клімату та зобов'язання країн-членів ОЕСР і Євросоюзу щодо виконання рекомендацій Паризької Конференції // Міненерговугілля України, ДП «НЕК «Укренерго». – 2017. – 108 с.
5. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 7 грудня 2016 р. № 932-р «Концепція реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 року» // Офіційний вісник України. – № 99. – 2016. – С. 269.
6. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC // Official Journal. – L 275. – 2003. – P. 32–46.
7. Національна стратегія управління відходами в Україні до 2030 року // Урядовий кур'єр. – 2017 – № 220.

УДК 662.613:551.588.74

## МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНКИ ВИКИДІВ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА УКРАЇНСЬКИХ ВУГІЛЬНИХ ТЕС

Вольчин І. А., д.т.н.; Гапонич Л. С., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Основою системи моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів є сукупність методик для оцінки викидів парникових газів на рівні установок – джерел викиду. На сьогодні в енергетиці України немає єдиної обов'язкової методики розрахунку викидів парникових газів, яка б базувалася на використанні коефіцієнту викиду, що враховує теплоту згоряння вугілля, як того вимагає Директива № 2003/87/ЄС.

Основним парниковий газом, що утворюється при спалюванні органічного палива, є CO<sub>2</sub>. Головні фактори, що визначають величезні об'єми викидів діоксиду вуглецю на ТЕС – це обсяги споживання та високі витрати палива на виробництво електроенергії. В паливному балансі ТЕС України частка вугілля є переважною – 98%. В останні роки на українських ТЕС щорічно споживається 25–30 млн т вугілля. Тому становить інтерес питання розрахунку викидів вуглекислого газу, що утворюються саме при спалюванні вугілля на ТЕС.

Розрахункові методи визначення викиду CO<sub>2</sub>, що утворюються при спалюванні вугілля, базуються на використанні коефіцієнта викиду (emission factor):

$$E_{CO_2} = 10^{-6} k_{CO_2} \cdot B \cdot Q_i^r,$$

де  $E_{CO_2}$  – валовий викид CO<sub>2</sub>, тис. т;  $k_{CO_2}$  – коефіцієнт викиду CO<sub>2</sub>, г/ГДж;  $Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння вугілля, МДж/кг;  $B$  – витрата вугілля за проміжок часу (рік), тис. т.

Коефіцієнт викиду характеризує масову кількість забруднювальної речовини, яка викидається енергетичною установкою в атмосферне повітря разом з димовими газами, віднесена до одиниці енергії, що виділяється при згорянні палива. Існують два коефіцієнта викиду – узагальнений та специфічний. При наявності обох коефіцієнтів необхідно використовувати специфічний.

Узагальнений коефіцієнт викиду є середньою питомою величиною викиду для певної категорії енергетичних установок, певної технології спалювання палива, певного виду палива з урахуванням заходів щодо зниження викиду забруднювальної речовини. Він не враховує особливостей хімічного складу

палива. Специфічний коефіцієнт викиду є питомою величиною викиду, яка визначається для конкретної енергетичної установки з урахуванням індивідуальних характеристик палива, конкретних характеристик процесу спалювання та заходів щодо зниження викиду забруднювальної речовини. Специфічний коефіцієнт викиду CO<sub>2</sub> можна записати [1]:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C = 3,67 k_C \varepsilon_C,$$

де  $C^r$  – масовий вміст вуглецю в вугіллі на робочу масу, %;  $Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння вугілля, МДж/кг;  $\varepsilon_C$  – степінь окислення вуглецю палива;  $k_C$  – коефіцієнт викиду вуглецю палива, г/ГДж. Ступінь окислення вуглецю  $\varepsilon_C$  палива з точністю до 0,6% можна визначати за формулою  $\varepsilon_C = 1/(1 - q_4/100)$  [2].

Специфічний коефіцієнт викиду вуглецю  $k_C$  – це відношення вмісту вуглецю вугілля до його теплоти згоряння –  $k_C = (C^r/100) \times (10^6/Q_i^r)$ .

За відсутності даних про вміст вуглецю в вугіллі та його теплоту згоряння для оціночних розрахунків можна користуватися значеннями узагальнених коефіцієнтів викиду вуглецю  $k_C$ , наведеними або в національному керуючому документі ГКД 34.02.305-2002 [1], або в звіті Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) [3]. З таблиці 1 видно, що значення коефіцієнтів викиду вуглецю з національних і європейських керівництв відрізняються суттєво. В таблиці 1 також наведені значення узагальнених коефіцієнтів викиду вуглецю для спалювання українського енергетичного вугілля різних марок отримані в роботі [4].

Таблиця 1. Значення узагальнених коефіцієнтів емісії вуглецю  $k_C$  для енергетичного вугілля різних марок

Вугілля	$k_C$ , г/ГДж		
	[1]	[3]	[4]
Антрацит (А)	28160	26810	28560
Пісне (П)	26050	немає даних	26200
Газове та довгополуменеве (Г, ДГ)	25180	25800	25680

Розрахунки виконані за даними 140 сертифікатів на вугільну продукцію з шахт та збагачувальних фабрик Донецького вугільного басейну, для зразків вугілля марок А, П, Г, ДГ, Д, з діапазоном  $Q_i^r$  від 16,1 до 31,3 МДж/кг. Дані сертифікати складено та затверджено державним підприємством «УкрНДІвуглезбагачення», м. Дніпро. Встановлено, що для вугілля марок А, Г та ДГ залежність специфічних показників емісії вуглецю вугілля  $k_C$ , г/ГДж від

теплоти згоряння вугілля  $Q_i^r$ , МДж/кг має лінійний характер:  $k_C = A - b \cdot Q_i^r$ , де  $a$  та  $b$  – коефіцієнти, що залежать від марки вугілля. Для вугілля марки П залежності специфічних коефіцієнтів емісії вуглецю вугілля від теплоти згоряння палива не виявлено.

В таблиці 2 наведено узагальнені результати розрахунків, а саме залежності значень специфічних коефіцієнтів емісії вуглецю  $k_C$  від нижчої теплоти згоряння вугілля  $Q_i^r$ , середнє квадратичне відхилення  $\sigma$ , діапазон отриманих значень специфічних коефіцієнтів емісії вуглецю та значення узагальнених коефіцієнтів емісії вуглецю для вугілля марок А, П, Г та ДГ.

Таблиця 2. Специфічні та узагальнені коефіцієнти емісії вуглецю для енергетичного вугілля України різних марок

Коефіцієнт емісії вуглецю $k_C$ , г/ГДж	Для вугілля марок		
	А	П	Г та ДГ
Специфічний:			
залежність	$k_C = 29900 - 40 \cdot Q_i^r$	26450	$k_C = 26800 - 55 \cdot Q_i^r$
$\sigma$ , %	0,97	0,90	2,39
макс. значення	29735	26805	27292
мін. значення	28200	25934	24116
Узагальнений	28760	26450	25630

Аналіз результатів показує, що значення узагальнених коефіцієнтів викиду вуглецю з різних літературних джерел (дивись табл. 1) знаходяться в діапазоні значень отриманих з розрахунків специфічних коефіцієнтів емісії вуглецю (дивись табл. 2, наведено максимальні та мінімальні значення). Похибка розрахунку специфічного коефіцієнта емісії вуглецю за залежностями наведеними в таблиці 2 менше 2,5%, що відповідає вимогам до моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів від енергетичних та промислових установок [3, 5]. Треба зазначити, що на ТЕС України спалюються паливні суміші з низькорекційного вугілля марок А, П. Використання значень узагальнених коефіцієнтів викиду вуглецю вугілля з табл. 1 та 2 пов'язано з деякими похибками, оскільки в офіційній звітності ТЕС не надається інформація щодо масових часток вугілля тієї чи іншої марки. Тому для оціночних розрахунків специфічних показників емісії вуглецю при спалюванні сумішей вугілля марок А та П пропонується використовувати залежність  $k_C = 28900 - 50 \cdot Q_i^r$ , середнє квадратичне відхилення в цьому випадку складає  $\sigma = 4,4\%$ . Враховуючи практичне значення методики розрахунку коефіцієнтів емісії вуглецю у випадку спалювання сумішей вугілля марок А та

П планується продовження робіт в цьому напрямку із залученням більшої інформації з елементного складу зразків вугілля марки П.

Використовуючи отримані залежності, нами були проведені розрахунки специфічних показників викиду вуглецю та валових викидів діоксиду вуглецю на ТЕС України. Для розрахунків використовувалася інформація з якості, витрати вугілля, що постачалося на ТЕС, та  $q_4$  з офіційних звітів 3-тех-ТЕС.

В таблиці 3 наведено узагальнені характеристики питомих викидів CO<sub>2</sub> на вугільних ТЕС України в 2014 – 2016 рр. Результати узагальнено для ТЕС, що спалюють вугілля марок А, П і для ТЕС, що спалюють вугілля марок Г, ДГ. Для розрахунків використовувалася інформація з якості, витрати вугілля, паливного балансу та відпущеної на ТЕС електроенергії з офіційних звітів 3-тех-ТЕС.

Таблиця 3. Питомі викиди CO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2014–2016 рр.

Вугільні ТЕС України	Відпущена електроенергія, тис. кВт·г	Питомий вихід CO <sub>2</sub>			КПД, %	Витрата у. п., г/кВт·г
		кг CO <sub>2</sub> /кВт·г	т CO <sub>2</sub> /т вугілля	т CO <sub>2</sub> /т у. п. вугілля		
2014 рік						
Всього	62032,7	1,1	2,1	2,76	31,2	397,7
на А+П	28561,6	1,13	2,2	2,8	29,7	413,6
на Г+ДГ	33471,0	1,0	1,9	2,7	31,2	387,9
2015 рік						
Всього	49397,8	1,1	2,0	2,8	30,9	400,8
на А+П	15564,5	1,2	2,3	2,9	28,8	428,5
на Г+ДГ	33833,2	1,0	1,9	2,7	31,6	389,8
2016 рік						
Всього	52726,3	1,1	2,0	2,1	30,7	403,7
на А+П	21454,9	1,3	2,2	2,3	29,1	423,8
на Г+ДГ	31271,4	1,0	1,9	1,9	31,8	395,6

З таблиці 3 видно, що значення питомих викидів CO<sub>2</sub> на ТЕС знаходяться на рівні 1,1 т CO<sub>2</sub>/кВт·г, причому на ТЕС, що спалюють вугілля марок А та П, значення знаходяться на рівні 1,3 т CO<sub>2</sub>/кВт·г, тобто вище на 30%, ніж на ТЕС, що спалюють вугілля марок Г та ДГ. Для порівняння – на вугільних ТЕС Японії, Європи, Америки, що працюють на надкритичних параметрах пари (тиск пари 240–260 бар, такі як вугільні ТЕС України) з встановленим обладнанням сірко та азотоочистки цей показник складає 0,85 кг CO<sub>2</sub>/кВт·г, а на ТЕС, що працюють на надсуперкритичні параметри пари (більше 280 бар), – 0,84–0,76 кг CO<sub>2</sub>/кВт·г [6, 7]. Треба зазначити, що в базовому 2009 р. для об'єднаної енергосистеми України цей показник був 1,05 т CO<sub>2</sub>/кВт·г [8], тобто зменшення

питомих викидів CO<sub>2</sub> не відбулося. Це корелює зі зменшенням КПД вугільних блоків і збільшенням питомих витрат палива на 1 кВт·г виробленої електроенергії, що спостерігається на ТЕС України в останні роки. Середній ККД вугільних енергоблоків низький, він становить близько 31%. При цьому спостерігаються високі питомі витрати умовного палива (у. п.) на 1 кВт·годину відпущеної електроенергії: у 2015 р. – 400,8 г/кВт·г, у 2016 р. – 403,7 г/кВт·г, у 2017 р. – 401,3 г/кВт·г.

Отримано також значення питомих викидів CO<sub>2</sub> на т спожитого вугілля. Цей показник є корисним для практичних розрахунків екологічного податку.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. ГКД 34.02.305–2002. «Викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від енергетичних установок. Методика визначення». К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2002. – 42 с.
2. Volchyn I. Estimate of the sulfur dioxide concentration at thermal power plants fired by donetsk coal // I. Volchyn, L. Haponych // Power Technology and Engineering. – Vol. 48, # 3. – 2014. – P. 218–221.
3. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. – Volume 2: Energy. - Chapter 2: Stationary Combustion. – IPCC, – 2006. – 47 p.
4. Корчевой Ю. П. Инвентаризация парниковых газов в теплоэнергетике Украины: особенности проведения инвентаризации парниковых газов в теплоэнергетической отрасли // Ю. П. Корчевой, И. А. Вольчин, А. М. Коломиец, Н. В. Парасюк, А. А. Потапов // Энергетика и электрификация. – №6. – 2002. – С. 46–51.
5. EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Technical guidance to prepare national emission inventories// EEA Report. – 2016. – No 21. – 26 p.
6. Phillips J. N., Wheeldon J. M. Economic Analysis of Advanced Ultra-Supercritical Pulverized Coal Power Plants: A Cost-Effective CO<sub>2</sub> Emission Reduction Option? // Proceedings from the Sixth International Conference «Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants». – Santa Fe, New Mexico, USA. – 2010. – P. 53-64.
7. CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion. Highlights (2017 edition) //OECD/IEA, – 2017. – 162 p. Website: www.iea.org.
8. Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии. Исследование базового уровня выбросов в Украине. Заключительный отчет // Европейский банк реконструкции и развития. – 2010. – 41 с.

УДК 66.074

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПОГЛИНАННЯ ОКСИДУ АЗОТУ В СУСПЕНЗІЯХ ПЕРМАНГАНАТУ КАЛІЮ ТА НАТРІЮ

Вольчин І. А., д.т.н.; Мезін С. В.; Ясинецький А. О.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

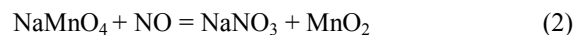
Питання зниження викидів забруднюючих речовин, що утворюються від спалювання палива в котлах теплових електростанцій, теплоцентралей та котельень, набувають все більшої актуальності. Виконання Угоди про асоціацію України з ЄС 2014 р. передбачає включення вимог Директиви 2010/75/EU та Директиви 2015/2193/EU в українське природоохоронне законодавство. Для дотримання їх вимог необхідно в десятки разів скоротити концентрації в димових газах основних забруднюючих речовин – діоксиду сірки, оксидів азоту, пилу.

Існуючі технології зниження викидів оксидів азоту в теплоенергетиці передбачають комплексне застосування первинних режимно-технологічних заходів та використання технологій азотоочищення. Найбільш часто в на теплових електростанціях використовуються технології селективного каталітичного відновлення (СКВ) та селективного некаталітичного відновлення (СНКВ), коли в результаті реагування з амоніаком  $NH_3$  відбувається конверсія оксиду азоту NO та діоксиду азоту  $NO_2$  в молекулярний азот  $N_2$ .

Альтернативою процесу відновлення оксидів азоту може стати окислення оксиду азоту з подальшим утворенням корисних азотних сполук. Класична технологія отримання азотної кислоти з амоніаку включає етап його каталітичного окислення в оксид азоту та подальшого окислення останнього до діоксиду азоту [1].

Перспективним для очищення димових газів котлів від оксидів азоту є застосування рідких окисників, серед яких як найактивніших можна виділити розчини  $KBrO_3$ ,  $KMnO_4$ ,  $H_2O_2$  тощо [2].

Україна має великі поклади манганових руд. З відходів їх збагачення можна отримувати значні кількості перманганату калію та натрію, а в результаті реакції оксиду азоту NO з  $KMnO_4$  та  $NaMnO_4$  будуть утворюватися корисні речовини:



Для експериментальної перевірки ефективності цих реагентів на установці мокрого газоочищення [3] було проведено цикл досліджень абсорбції оксиду

азоту в розчинах перманганату калію та натрію різної концентрації.

На рис. 1 і рис. 2. приведено часові залежності концентрації NO та показника кислотності розчину pH при різному вмісті перманганату калію в розчині.

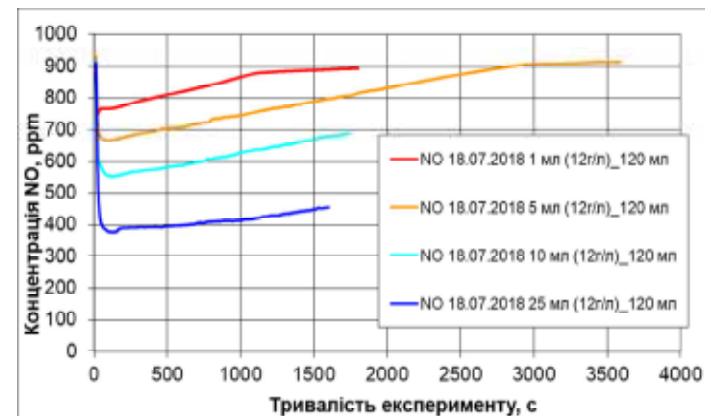


Рис. 1. Залежність концентарії NO від вмісту  $KMnO_4$  в розчині

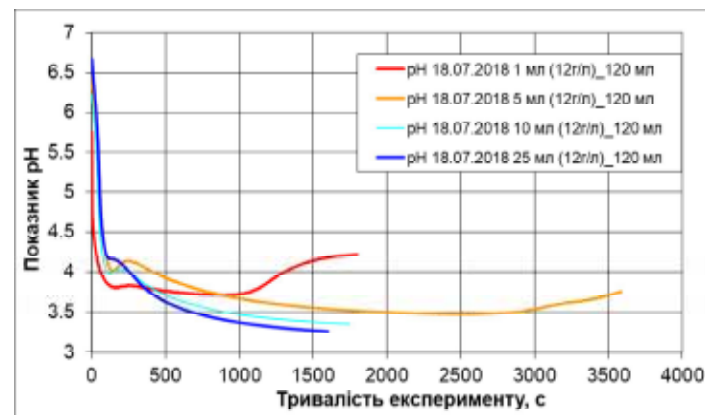


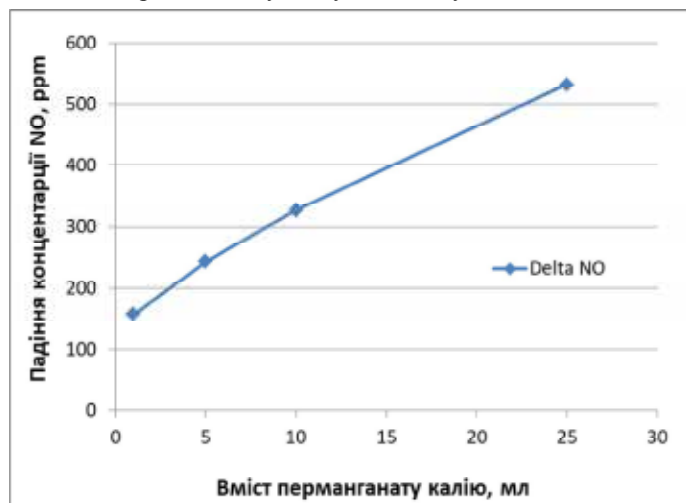
Рис. 2. Залежність pH розчину від  $KMnO_4$  в розчині

На відміну від дослідів з діоксидом сірки в жодному з експериментів не було досягнуто 100% поглинання оксиду азоту, що пояснюється його малореакційними властивостями.

Усі експерименти показали різке зниження показника pH після початку реагування. По мірі вичерпування сорбенту відбувається зростання pH та зростання вихідної концентрації оксиду азоту.

Більший вміст перманганату калію в розчині дає вище падіння вихідної

концентрації NO. На рис. 3 приведено залежність величини максимального падіння концентрації оксиду азоту від вмісту KMnO<sub>4</sub>.



Дані дослідів з використанням суспензії перманганату натрію не показали суттєвих відмінностей по характеру кривих залежності концентрації оксиду азоту в часі при різному вмісті NaMnO<sub>4</sub>.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Атрощенко В.И. Курс технологии связанного азота / В.И. Атрощенко, А.М. Алексеев, А.П. Засорин и др. – М.: Химия, 1968. – 384 с.
2. Комарова Л.Ф., Кормина Л.А. Инженерные методы защиты окружающей среды. Техника защиты атмосферы и гидросферы от промышленных загрязнений. Учебное пособие. – Барнаул: Изд-во "Алтай", 2000. – 395 с.
3. Вольчин И.А. Исследование поглощения диоксида серы в растворе карбамида / И. А. Вольчин, С. В. Мезин, Л. Н. Руденко, А. А. Ясинецкий // Энергетик. – 2015 – № 6 – С. 24–26

УДК 66.074

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СМЕСИ НА ДИНАМИКУ ОКИСЛЕНИЯ NO до NO<sub>2</sub> В ПРИСУТСТВИИ O<sub>3</sub>

Дресвянніков В. Г., к.ф.-м.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Решение задачи снижения соединений NO<sub>x</sub> в промышленных выбросах определяется изучением процессов химической кинетики в сочетании с

детальным анализом механизмов образования NO<sub>x</sub> и процессов газодинамики и тепломассообмена. Одним из способов практического решения этой экологической проблемы является частичное окисление NO до NO<sub>2</sub> добавками озона O<sub>3</sub>, приводящее к образованию эквимолекулярной смеси NO и NO<sub>2</sub>. В этом сообщении представлена оценка влияния температуры смеси очищаемых газов на динамику конверсии NO в NO<sub>2</sub>. Общее решение такой задачи связано с решением нескольких десятков уравнений динамики изменений концентрации исходных и промежуточных соединений с учетом пространственного распределения температуры смеси. Однако оценку основных закономерностей динамики изменения содержания NO в присутствии O<sub>3</sub> можно провести на основании того факта, что основные реакции окисления происходят за счет реагирования с атомарным кислородом O. Именно слабая энергия связи O в молекуле O<sub>3</sub> (~107 Дж/моль) и высокое сродство к электрону (~2,26 эВ) и определяет роль озона, как сильного окислителя [1].

Если рассматривать озон O<sub>3</sub>, лишь как поставщик атомарного кислорода O, то основными реакциями влияющими на баланс NO и NO<sub>2</sub> являются следующие:



с соответствующими константами скоростей реакций  $k_i$  ( $i = 1,2,3,4$ )

В данной модели озон O<sub>3</sub> выполняет роль источника активных атомов кислорода O, и может быть учтен реакцией O<sub>3</sub> → O<sub>2</sub> + O. Если учесть, что озон в технологическом процессе доокисления NO подается из внешнего источника (озонатора), то источник O можно представить в виде:

$$g(\text{O}) = \beta N_{\text{O}_3} \quad (5)$$

где N<sub>O<sub>3</sub></sub> – концентрация озона, обеспечиваемая внешним озонатором (обычно 2 – 4% в общем составе газовой смеси), а β – доля атомарного кислорода.

Анализ соотношения скоростей реакций (1) – (4) позволяет представить динамику изменения концентрации NO в смеси газов (NO + NO<sub>2</sub> + O<sub>3</sub> + M), где M – не участвующая напрямую компонента смеси (в основном, азот N<sub>2</sub>) в виде уравнения:

$$\frac{dN_{NO}}{dt} = [A(N_i, T)\alpha t + B(N_i, T)]N_{NO} + C(N_i, T)N_{NO}^2 \quad (6)$$

где  $N_{NO}$  – концентрация  $NO$ ,  $A(N_i, T)$ ,  $B(N_i, T)$ ,  $C(N_i, T)$  – коэффициенты, зависящие от исходных концентраций смеси  $N_{i0}$  и ее температуры  $T$ ,  $\alpha$  – константа, характеризующая мощность внешнего источника озона  $O_3$ .

Численные решения уравнения (6) для газовых смесей, моделирующих процесс окисления  $NO$  до  $NO_2$  при атмосферном давлении, с параметрами характерными для выбросов при энергопроизводстве и существующих озонаторов представлены на рисунке 1:

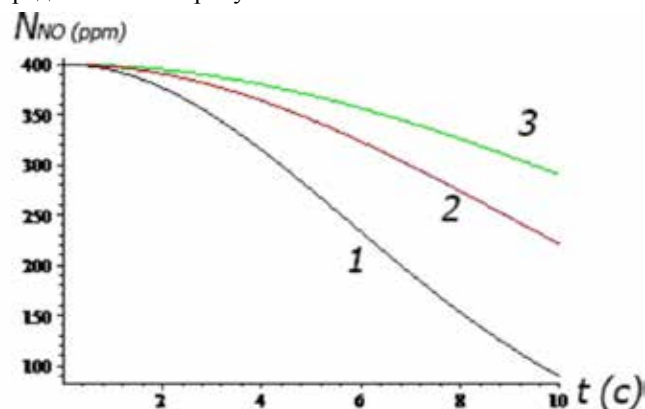


Рис. 1. Динамика изменения концентрации  $NO$  в газовой смеси, содержащей  $NOx$  в зависимости от температуры смеси  $T$  (1 –  $T = 300^{\circ}C$ , 2 –  $500^{\circ}C$ , 3 –  $700^{\circ}C$ )

Видно, что повышение температуры  $T$  приводит к уменьшению скорости окисления  $NO$ . Расчеты были проведены в диапазоне изменений, как начальных концентраций участвующих в реакциях компонент, так и при изменениях мощности озонатора; тенденция уменьшения эффективности процесса окисления  $NO$  сохраняется в широком диапазоне параметров. Другой особенностью окисления  $NO$  в присутствии озона является, то, что изменение концентрации  $NO_2$  происходит медленнее, чем изменение  $NO$ ; это, возможно, связано с тем, что часть  $NO$  переходит в высшие окислы, например  $NO_3$ . Заметное изменение хода окисления происходит и при учете реакций связанных в присутствии воды  $H_2O$  и продуктов ее распада ( $OH$ ). Отметим, что представленное рассмотрение производилось в термически равновесной системе, без учета реакций с участием заряженных частиц и активных

радикалов. В случае, когда реакцию окисления  $NO$  планируется производить параллельно с наработкой  $O_3$  и  $O$  в одном объеме, используя электроразрядные способы, динамика окисления может быть совсем другой. [2, 3]

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. BOC Process Gas Solutions, Low Temperature Oxidation System Demonstration at RSR Quemetco, Inc., City of Industry, California, Final Report, 2001
2. Y.S. Mok, Chemical Engineering Journal, **118** (2006) 63–67
3. E. M. Van Veldhuizen, Electrical Discharges for Environmental Purposes, Nova Science Publishers, New York, 2000

УДК 662.93

#### ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ ТВЕРДЫХ БИОТОПЛИВ В ЦИКЛОННО–СЛОЕВОЙ ТОПКЕ

<sup>1</sup>Теплицкий Ю. С., д.т.н.; <sup>1</sup>Пищуха Е. А., к.т.н.; <sup>1</sup>Бучилко Э. К.;  
<sup>2</sup>Дубина В. А.

1 – Институт тепло- и массообмена имени А. В. Лыкова НАН Беларуси,  
г. Минск, Беларусь  
2 – ОАО «ГСКБ», г. Брест, Беларусь

Циклонно-слоевые топki являются эффективными топочными устройствами, в которых совмещается сжигание твердых биотоплив в плотном (ПС) или кипящем слое (КС) с вихревым дожиганием вынесенных мелких фракций и газообразных горючих продуктов в надслоевом пространстве (рис. 1) [1].

Основными преимуществами этих топок по сравнению с традиционными прямоточными слоевыми топками является возможность более качественного вихревого смешения летучих и продуктов неполного горения с дутьевым воздухом, а также сравнительно небольшой объем топочной камеры. Это позволяет организовать процесс сжигания твердых биотоплив с более высокими тепловыми напряжениями топочного объема при низком, нехарактерном для слоевых топок коэффициенте избытка воздуха (1,15 – 1,25).

В работе выполнены экспериментальные исследования сжигания древесных пеллет и влажных древесных отходов повышенной зольности в модельной циклонно-слоевой топке с кипящим слоем мощностью 25 кВт и аналогичной топке промышленного масштаба опытного образца водогрейного котла

мощностью 2 МВт.

В модельной циклонно-слоевой топке (рис. 1) сжигались древесные пеллеты с рабочей влажностью  $W^p = 10\%$  и низшей теплотой сгорания  $Q_n^p = 16,7$  МДж/кг. Были выполнены измерения температуры и концентраций газовых компонент ( $O_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$ ) в двух горизонтальных сечениях камеры сгорания: «а-а» ( $z = 0,325$  м) и «б-б» ( $z = 0,44$  м). Установлено, что температура в радиальном направлении камеры сгорания имеет сильную неизомеричность. На периферии камеры температура газов более низкая и имеет значения  $540 - 680^\circ C$ . В центральной области температура достигает значений  $890 - 950^\circ C$ . Концентрации газовых компонент также имеет неравномерный характер в радиальном направлении. На периферии камеры концентрация кислорода ( $O_2$ ) имеет максимальные значения, а в центральной области снижается почти до нуля. Концентрация горючих газовых компонент ( $CO$ ,  $CH_4$ ) наоборот, в центральной области имеет максимальные значения, а на периферии значения близкие к нулю.

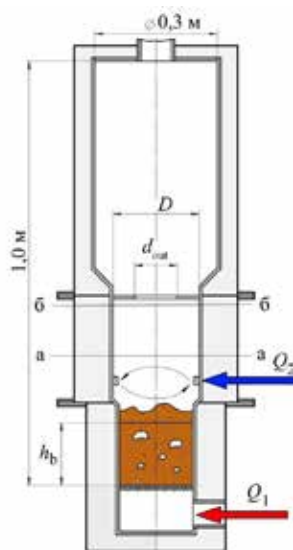


Рис. 1. Схема циклонно-слоевой топки экспериментальной установки:

$Q_1, Q_2$  – расход воздуха донного и тангенциального дутья,

$h_b$  – высота кипящего слоя

В топке опытного образца промышленного котла (рис. 2) номинальной мощностью 2 МВт сжигались влажные и высокосольные древесных отходы

(древесина, собранная при уборке городской территории,  $W^p = 44\%$ ,  $A^p = 11\%$ ,  $Q_n^p = 7,5$  МДж/кг).

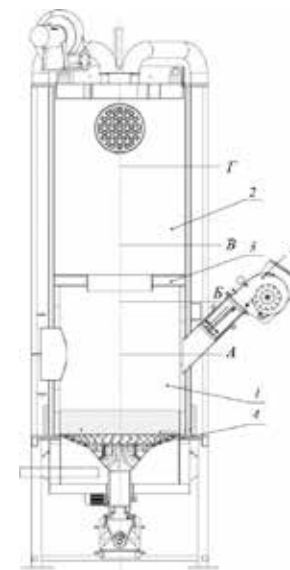


Рис. 2. Циклонно-слоевая топка котла мощностью 2 МВт:

1 – камера сгорания, 2 – камера догорания, 3 – пережим,  
4 – газораспределительная решетка, 5 – растопочная горелка

Измерения температуры и концентрации газов проводилось в четырех горизонтальных сечениях камеры сгорания и камеры догорания «а, б, в, г» на различной высоте над верхней частью газораспределительной решетки. В процессе измерений тепловыделение в топке составляло  $N = 1,8$  МВт (72% от номинальной мощности).

Как и для экспериментальной установки, распределение температур в камере сгорания циклонно-слоевой топки котла имеют неравномерный характер. При этом в камере догорания профиль температур быстро выравнивается благодаря наличию рециркуляционных зон и интенсивному турбулентному массопереносу.

Распределения  $CO$  и  $CH_4$  находятся как бы в «противофазе» с распределением  $O_2$ . Концентрации монооксида углерода и метана достигают своих максимальных значений в центральной зоне камеры сгорания, в то время как кислород в этой зоне практически отсутствует. В связи с этим на практике может быть целесообразной организация локальной подачи кислорода в

центральную часть камеры сгорания, где наблюдается минимальное содержание кислорода в газовой смеси. В камере догорания профиль концентраций в горизонтальных сечениях быстро выравнивается. Продукты неполного горения ( $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ) на выходе из топки практически отсутствуют.

Основываясь на полученных данных о газораспределении в объеме топки и его температурных условиях, циклонно-слоевую топку можно рассматривать как вихревую двухступенчатую горелку для высокоинтенсивного сжигания твердого биотоплива с применением технологии кипящего слоя.

Разработан полуэмпирический метод расчета циклонно-слоевых топок, использующий полученные опытные данные по гидродинамике и сжиганию твердых биотоплив совместно с современными вычислительными методами горения в гетерогенных средах. Определение основных геометрических и режимных параметров циклонно-слоевой топки выполняется в два этапа.

*а) На первом этапе* определяются предварительные величины геометрических и режимных параметров на основе полученных опытных данных по гидродинамике и горению: высота слоя инертного материала ( $H_0$ ), диаметр ( $D_1$ ) и высота камеры сгорания ( $H_1$ ), диаметр отверстия пережима ( $d_{\text{out}}$ ), общий объем топки и объем камеры догорания, живое сечение сопел тангенциального дутья ( $a_n$ ), коэффициент избытка воздуха ( $\alpha$ ), расход воздуха для горения ( $Q$ ), доля донного дутья ( $\varphi$ ), температура донного и тангенциального дутья ( $T_g$ ,  $T_\varphi$ ). Затем выполняется тепловой расчет циклонно-слоевой топки в соответствии с нормативным методом расчета котельных агрегатов по известной формуле Гурвича с выполнением условия предупреждения шлакования последующих за топкой поверхностей нагрева.

$$\theta_0'' = \frac{T_{\text{out}}}{T_a} = \frac{\text{Bo}^{0,6}}{M a_0^{0,6} + \text{Bo}^{0,6}} = \frac{1}{M \left( \frac{a_0}{\text{Bo}} \right)^{0,6} + 1} \quad (1)$$

$T_{\text{out}}$  – температура газов на выходе из топки,  $K$ ;  $T_a$  – адиабатическая температура горения,  $K$ ;  $a_\tau$  – степень черноты топки;  $\text{Bo}$  – число Больцмана; параметр  $M$  характеризует структуру объемного температурного поля для определенного класса (типа) топочных камер.

В результате обработки опытных данных для исследованных циклонно-слоевых топок, включая как экспериментальные установки малого масштаба, так и топки промышленного масштаба, работающих на различных видах сухих и влажных твердых биотоплив (щепа, дробленый торфобрикет, кусковая древесина, мелкофракционные древесные отходы, гранулы из сплошной

древесины, древесные пеллеты, соломенные пеллеты, пеллеты из лузги подсолнечника, пеллеты из торфа) получен параметр  $M = 0,52$ . На рис. 3 приведен график зависимости  $(1/\theta_\tau - 1)$  от комплекса  $(a_\tau/\text{Bo})$ . На этом же графике приведена зависимость (1) при величине параметра  $M = 0,52$ .

В соответствии с нормативным методом теплового расчета котлов для выполнения условия предупреждения шлакования необходимо, чтобы температура на выходе топки не превышала температуру начала деформации золы топлива  $T_{\text{out}} < t_1$ . Число Больцмана ( $\text{Bo}$ ) и степень черноты топки ( $a_\tau$ ), входящие в формулу (1) определяются в соответствии с методиками, изложенными в нормативном методе. Расчет проводится методом последовательных приближений с корректировкой геометрических и режимных параметров до выполнения условия предупреждения шлакования.

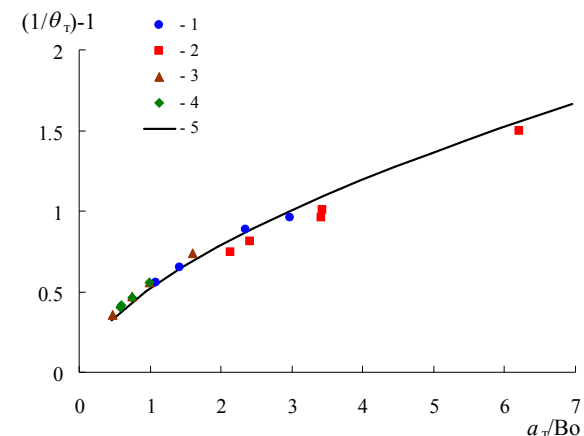


Рис. 3. Зависимость  $(1/\theta_\tau - 1)$  от комплекса  $(a_\tau/\text{Bo})$  для циклонно-слоевых топок различного масштаба

- 1 –  $N_{\text{ch}} = 0,0165$  МВт ( $D_1 = 0,2$  м), 2 –  $N_{\text{ch}} = 0,025$  МВт ( $D_1 = 0,21$  м),  
 3 –  $N_{\text{ch}} = 0,57$  МВт ( $D_1 = 0,7$  м), 4 –  $N_{\text{ch}} = 2,4$  МВт ( $D_1 = 1,15$  м),  
 5 – зависимость (1) при  $M = 0,52$

*б) На втором этапе* выполняется численное моделирование горения в циклонно-слоевой топке, геометрия и режимы которой были получены на первом этапе расчета. Расчет также выполняется методом последовательных приближений с необходимой корректировкой геометрии и режимов. Критериями завершенности расчета являются два условия: 1) Условия предупреждения шлакования  $T_{\text{out}} < t_1$ ; и 2) Условие полного выгорания

продуктов газификации в объеме топки  $q_{3,out} < q_3$  ( $q_3$  – допускаемый химический недожог, %).

В результате численного моделирования определяются локальные характеристики газового потока: распределение скорости, давления, температуры, концентраций газов в объеме топочной камеры, тепловые потоки через ее стенки. Таким образом численное моделирование более полно учитывает особенности сжигания топлива с получением большего объема данных, необходимых для проектирования, что позволит снизить материальные затраты по доработке конструкций на этапе внедрения опытных образцов новых высокоэффективных циклонно-слоевых топков.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Пицуха, Е.А. Сжигание твердых биотоплив в циклонно – слоевой топочной камере / Пицуха Е.А., Теплицкий Ю.С., Бородуля В.А. // , Теплоэнергетика. – 2014 – №7. – С. 18 – 24.

**УДК 620.9.004.18 : 621.398**

### **РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ ЯК СКЛАДОВІ ЗАХОДИВ З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА ЦИФРОВІЗАЦІЇ ЕКОНОМІКИ**

**Топал О. І., к.т.н.; Любарець М. І.**

**Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ**

Стратегія розвитку енергетики України до 2030 р., нормативні документи КМУ та відповідних центральних органів виконавчої влади (ЦОВВ), а також стратегічні документи крупних вітчизняних енергокомпаній серед найважливіших напрямів розвитку передбачають впровадження заходів з енергоефективності та енергозбереження. Підґрунтям заходів з енергозбереження та раціонального використання обмежених в Україні енергоресурсів (зокрема газу) є реалізація сучасних інтелектуальних систем їх обліку (smart metering) в реальному часі.

Впровадження інтелектуальних систем обліку (ІСО-систем) енергоресурсів (систем smart-metering) дозволить забезпечити щодобовий автоматизований облік споживання природного газу, сприятиме зменшенню втрат та виробничо-технологічних витрат (ВТВ) газу, підвищить дисципліну платежів споживачами, скоротить витрати на неефективний ручний облік, сприятиме подальшому впровадженню заходів з економії енергоресурсів за рахунок поглибленого

аналізу їх споживання населенням та газопостачальними організаціями, підвищить безпеку експлуатації газового обладнання населенням (можливий аналіз витоків газу та застосування сигналізаторів метану).

Слід зазначити, що впровадження ІСО-систем у вигляді смарт-лічильників та програмного забезпечення (платформ) відбувається у розвинутих країнах світу (ЄС, Великобританія, США, КНР інші) та здійснюється провідними енергетичними компаніями (British Gas, EDF, Dual Energy, E-On, OVO Energy іншими). Зазначений процес встановлення інтелектуальних систем обліку (за даними інформаційної довідки «Законодавче регулювання процесу встановлення розумних лічильників (smart meter) в країнах ЄС», підготовленої на вимогу запиту депутату Верховної Ради України) розпочався ще у 2000-х роках: Італія в інтересах власної енергетичної безпеки розпочала процес встановлення розумних лічильників у 2001 року; Швеція – 2003 р., Фінляндія – 2007 р.

В багатьох країнах ЄС функціональні вимоги до інтелектуальних систем обліку закріплені законодавчо, зокрема в Австрії, Великобританії, Ірландії та Нідерландах, де встановлення розумних лічильників вже відбувається. Рішення Міністерств про встановлення смарт-лічильників прийнято в Данії та Німеччині (у випадку Німеччини – тільки для окремих споживачів електроенергії). В Люксембурзі та на Мальті програма встановлення ІСО-систем реалізується, але поки що законодавчо не регулюється. В таких країнах, як Греція, Румунія, Естонія, Франція, Латвія, Словаччина рішення про встановлення лічильників прийнято, але процес встановлення розглядається на рівні аналізу чи пілотних програм (у випадку Латвії та Словаччини буде проходити селективне встановлення лічильників).

На законодавчому рівні регулювання встановлення смарт-лічильників пов'язане з наступними Директивами ЄС:

Директива з Енергоефективності 2012/27/EU: відповідно до статті 9, обов'язком країн-членів ЄС є надання доступу кінцевим споживачам енергії до енергетичного аудиту, придбання за конкурентними цінами індивідуальних лічильників, що надають інформацію стосовно кількості спожитої енергії та часу користування енергією (розумні лічильники).

Держави-члени зобов'язані вживати заходів щодо заохочення і забезпечення ефективного використання енергії малими споживачами, в тому числі домашніми господарствами.

Директиви з Електроенергетики 2009/72/EC та з Газу 2009/73/EC

зобов'язують країни-члени забезпечити впровадження розумних систем обліку, які повинні сприяти зростанню активності споживачів на ринку електропостачання.

Директива з Вимірювального обладнання 2004/22/ЄС встановлює вимоги, яким мають відповідати розумні лічильники як вимірювальні прилади з метою використання в ЄС. Відповідно до Третього Енергетичного Пакету держави-члени ЄС зобов'язані забезпечити впровадження інтелектуальних (розумних) систем обліку для довгострокової вигоди споживачів. Отже, це стосується і України.

Серед країн ЄС системи smart metering (ІСО-системи) та смарт-лічильники поступово втілюються разом із додатковими енерго-сервісними послугами на їх основі. Значних успіхів у цьому питанні здобула Великобританія, де на сьогодні вже встановлено 11 млн смарт-лічильників (газ та електроенергія) та до кінця 2021 року планується встановити 53 млн одиниць. Споживачі вказаних послуг мають можливість контролювати поточне споживання енергоресурсів (газу та електроенергії) в реальному часі (за допомогою інформ-дисплеїв/In-Home-Display) та корегувати свою поведінку у бік заощадження енергоресурсів (що було доведено під час кількарічних досліджень).

На даний час в Україні відповідно до Кодексу газорозподільних мереж (ГРМ) встановлення систем дистанційного обліку газу є обов'язковим для певних категорій споживачів. Водночас відмічається, що відсутня належна інфраструктура, апаратне (прилади телеметрії) та програмне забезпечення у вигляді єдиної платформи збирання даних.

На підставі зазначеного слід вважати, що розвиток напрямку інтелектуального обліку енергоресурсів є актуальним та потребує системного опрацювання та реалізації, у тому числі в рамках НАН України.

Соціальна значимість цього напрямку обумовлена: 1) підвищенням безпеки експлуатації газового обладнання населенням; 2) підвищенням дисципліни платежів та спрощенням передавання даних щодо комунальних платежів.

Економічна значимість полягає у 1) зменшенні втрат та ВТВ газу; 2) економії енергоресурсів (газу) за рахунок поглибленого аналізу їх споживання газу населенням та газопостачальними організаціями: за даними OFGEM (Office for Gas and Electricity Markets – аналог вітчизняного НКРЕКП у Великобританії) впровадження смарт-лічильників дозволяє населенню заощадити близько 3% газу; 3) скороченням витрат на неефективний ручний облік газу.

Впровадження інтелектуальних систем обліку енергоресурсів відповідає планам ЦОВВ України щодо цифровізації всіх галузей вітчизняної економіки, реалізації «Цифрової Адженди 2020» (ініціатива МЕРТ) та подібних програм. Слід зазначити, що план із цифровізації економіки (зокрема енергетики) – не є вузькоспеціалізованим завданням фахівців з ІТ-технологій, це загальний напрям робіт фахівців у предметних областях.

На виконання зазначених завдань в ІВЕ проводяться дослідження та розробки, спрямовані на створення засобів дистанційного передавання даних (ЗДПД) щодо спожитих енергоресурсів, а також відповідного програмного забезпечення (платформ). Розглядаються перспективні технічні рішення в галузі інформаційних технологій (хмарні клієнт-серверні платформи для обліку даних телеметрії) та сучасні бездротові технології (на базі LP WAN підходів, у т.ч. при застосуванні стандартів NB IoT та інших). Детальний розгляд напрацювань планується висвітлити у доповіді.

**УДК 620.9:662.71:662.63:544.478**

## **РОЗВИТОК БІОГАЗОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

### **В КНР ТА УКРАЇНІ**

**Дудник О. М., к.т.н.**

#### **Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ**

В Китайській Народній Республіці на державному рівні значна увага приділяється утилізації органічних відходів для збереження землі, повітря та води за високої кількості населення (1,3 млрд) та щільності їхнього розташування. КНР займає лідируючі позиції в світовому виробництві багатьох промислових та сільськогосподарських товарів. В КНР немає вільної землі для великих полігонів промислових та побутових відходів. Тому ці відходи переробляються.

Одним з основних напрямів технологій перероблення органічних відходів в КНР є біогазові технології для конверсії гною, пташиного посліду, відходів людини, відходів сільськогосподарських та лісових підприємств, мулу аераційних станцій, твердих побутових відходів в біогаз, добрива та інші цінні продукти.

Спостерігається значне збільшення впровадження біогазових установок в різних галузях промисловості КНР. В 1993 році біогазових установок було 5 млн, а в 2015 р. – 43 млн. Щорічно в КНР на біогазових установках виробляється 13,78 млрд м<sup>3</sup> біогазу. Значну кількість біогазових установок

розміщено біля житлових будинків з метою одержання біогазу для газових плит, виробництва гарячої води та освітлення.

Біогазові установки поділяються на чотири основні типи: для домашнього господарства з об'ємом біогазового реактора  $V = 2\text{--}5\text{ м}^3$ , малого ( $V < 20\text{ м}^3$ ), середнього ( $150\text{--}500\text{ м}^3$ ) та великого промислового використання ( $V > 500\text{ м}^3$ ). В промисловості КНР діє 86 236 малих, 10 087 середніх та 6 370 великих біогазових установок.

На рис. 1 показано біогазову установку, яку розміщено в м. Deyang району Jinyang (КНР). Об'єм біогазового реактора становить  $100\text{ м}^3$ , газгольдера –  $30\text{ м}^3$ . Для роботи біогазової установки використовуються гній та відходи людини. Вихід біогазу становить  $80\text{--}100\text{ м}^3$  на добу. Вміст метану в одержаному газі – 60 об. %. Тиск в біогазовому реакторі 106 кПа. Одержаний газ використовується в газових плитах на кухнях 60 будинків, а також для освітлення.



Рис. 1. Біогазова установка для забезпечення біогазом 60 будинків в м. Deyang (КНР): 1 – біогазовий реактор, 2 – газгольдер, 3 – бак з вододобірною суспензією

Біогаз в КНР одержується з різних відходів на різних підприємствах. Наприклад, в м. Dujiangyan виконується проект зі збереження води та одержання біогазу. В районах Rongxian та Fushun м. Zigong працюють дві біогазові установки для одержання біометану ( $30\text{ тис. м}^3$  за добу кожна) з соломи, гною та стічної промислової води. На біогазових установках спочатку одержується біогаз, а потім він очищується від вуглекислого газу та шкідливих домішок. Одержаний метан використовується на автотранспорті.

Електрична енергія з біогазу в КНР виробляється на 5 тисячах

енергоустановок. Загальна електрична потужність цих установок становить 200 МВт. Найбільша енергоустановка на біогазі в КНР має електричну потужність 40 МВт.

Потенціал використання біовідходів для вироблення біогазу в КНР становить 1,452 млрд т/рік з виробництвом 141 млрд  $\text{м}^3$  біогазу/рік, що еквівалентно 44% всього споживання природного газу, або 100 млн т енергетичного вугілля зі зменшенням викидів  $\text{CO}_2$  на 8%. До 2030 р. на біогазових установках заплановано виробити 400 млн т добрив та 3,8 млрд т вододобірної суспензії (еквівалент 10 млн т хімічних добрив). Таким чином, біогазові установки в 2030 р. повинні забезпечити 17% усіх потреб в добривах КНР.

Державна підтримка розвитку біогазових технологій в КНР здійснюється в рамках виконання таких основних нормативних документів: Закону про відновлювану енергетику Китайської Народної Республіки, Постанови щодо запобігання шкідливим викидам та їх контролю на великомасштабних підприємствах розведення худоби та птиць, Повідомлення про удосконалення цінової політики у виробництві енергії з використанням сільськогосподарської та лісної біомаси та Тимчасових вимог щодо розподілу прибутку з доплатою за ціну відновлюваної енергії.

В Україні за останні 4 роки теж відбулися позитивні зміни в розвитку біогазових енерготехнологій. В квітні 2018 року працювало 26 енергетичних установок на біогазі з використанням зеленого тарифу. Загальна електрична потужність біогазових установок становила 40,6 МВт. В альтернативній енергетиці України частка електричної потужності біогазових енергоустановок становила 2,8%. Частка сонячних енергоустановок становить 58,5% ( $841,4\text{ МВт}_e$ ), повітряних – 35,6% ( $512,2\text{ МВт}_e$ ), біомасових – 3,1% ( $43,8\text{ МВт}_e$ ). В Європейському Союзі загальна електрична потужність біомасових та біогазових установок становить 17,9% від загальної електричної потужності альтернативних енергетичних установок (сонячних, повітряних, біомасових та біогазових енергоустановок).

Частка біогазових енергоустановок, що працюють в Україні на біогазі, який отримується на полігонах твердих органічних відходів становила 38%, а на біогазі з відходів сільськогосподарського виробництва відповідно 62%. Потенціал щорічного використання твердих органічних відходів для виробництва біогазу становить 10 млн т (з виробництвом біогазу до 2 млрд  $\text{м}^3$ /рік). Загальний потенціал теплової потужності біогазових установок в

Україні становить 10 ГВт. За даними німецької ради з біогазу (Biogasrat e.V., Berlin, Germany) потенціал можливого заміщення природного газу біогазом в Україні становить 26,5 млрд м<sup>3</sup>/рік. Об'єм необхідних інвестицій для широкомасштабного впровадження біогазових установок в Україні, згідно з попередніми розрахунками, становить 25 млрд Євро. Основними факторами для повномасштабного та швидкого впровадження біогазових установок (зі строком окупності 7–10 років) є застосування зеленого тарифу на електричну енергію з біогазових енергетичних установок та підготовка необхідних додаткових державних законів, нормативів та стандартів щодо біогазових енергетичних установок. В 2018 році зелений тариф на електричну енергію, що одержується на біогазових енергетичних установках, в Україні становив 12,38 євроцентів/(кВт·год).

Ефективне впровадження біогазових енергетичних установок, у першу чергу, пов'язано з необхідністю зменшення кількості органічних відходів та зниження їх шкідливого впливу на землю, повітря та воду. Впровадження біогазових енергетичних установок дозволить зменшити вихід парникових газів у навколишнє середовище.

Комплексність та інтегрованість є запорукою суттєвого зростання енергоефективності біогазових енергетичних установок. Інтегрування цих енергоустановок в крупні існуючі та нові агропромислові комплекси зі значним виробництвом побічних продуктів є одним зі шляхів підвищення енергоефективності. Так, наприклад, в м. Глобіно Полтавської області України корпорацією Astarta Kyiv створено агропромисловий кластер з трьох основних підприємств: цукрового заводу, біоенергетичного комплексу та переробного заводу. На цукровому заводі побічними продуктами виробництва є меляса та сухий гранульований буряковий жом. На біоенергетичному комплексі з побічних продуктів виробляється біогаз. Вихід біогазу становить до 150 тис. м<sup>3</sup> за добу. Теплова енергія продуктів згоряння біогазу використовується для роботи біоенергетичного комплексу, цукрового заводу та заводу з переробки сої. Крім того, в м. Глобіно існує м'ясо-молочний завод. На біоенергетичному комплексі заплановано встановлення двох ліній когенераційних енергетичних установок електричною потужністю 2 і 10 МВт.

В м. Теофіополе Хмельницької області України в грудні 2017 р. за технологією компанії Zorg Biogas AG (Цюріх, Швейцарія) з використанням відходів цукрового заводу (бурякового жому), навозу та силосу кукурудзи запущено найбільшу у Східній Європі когенераційну біогазову енергетичну

установку електричною потужністю 15,6 МВт. Перша черга енергетичної установки електричною потужністю 5,1 МВт працює на біогазі з бурякового жому та гною. Друга черга енергетичної установки електричною потужністю 10,5 МВт працює на біогазі з силосу кукурудзи. Когенераційна енергетична установка становить з 11 електрогенераторів Jenbacher (Німеччина): три електричною потужністю 1,2 МВт кожний та вісім електрогенераторів електричною потужністю 1,5 МВт кожний.

Таким чином, під час створення нової інфраструктури біогазу та біометану в Україні потрібно і надалі комплексно та інтегровано використовувати біоорганічні відходи для виробництва біогазу, біометану, добрив, теплової та електричної енергії за підвищеною енергоефективністю з метою зменшення впливу шкідливих відходів на навколишнє середовище. Як показує досвід КНР, в Україні потрібно комплексно впроваджувати біогазові технології близько від міст одержання відходів як в умовах децентралізації (на установках малої потужності), так і в умовах індустріалізації (на установках середньої та високої потужності).

**УДК 662.8.057.25:66.096.5-932.2:66.092-977**

**ОТРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУКОКСОВАНИЯ  
ШУБАРКОЛЬСКОГО УГЛЯ В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ КИПЯЩЕМ СЛОЕ**

**Сулейменов К. А. д.т.н.; Дюсеханов Т. К.; Токмурзин Д.**

**ТОО «Научно-исследовательский инжиниринговый центр ERG»,**

**г. Астана, Казахстан**

Развитие металлургического производства в Казахстане требует соответствующего развития предприятий по производству полукокса. В настоящее время полукоксы в основном получают с использованием слоевой технологии. Для реализации этой технологии используется фракционированное топливо. Так, например, для производства полукокса из шубаркольского угля используется фракция 20–80 мм. При этом при производстве 1 тонны фракционированного угля образуется до 2-х тонн угольного отсева фракцией 0–20 мм, имеющего существенно меньшую стоимость и незначительный по объему рынок сбыта.

Развитие в Казахстане новых технологий производства ферросплавов потребовало применения в качестве восстановителей мелкодисперсного полукокса размером 0–10 мм. В связи с тем, что существующая технология производства полукокса не позволяет использовать образующиеся отсева угля,

мелкодисперсный полукокс для новых печей получают путем дробления крупнокускового полукокса на заводе. Это приводит к дополнительному повышению конечной стоимости полукокса.

В связи с этим решение проблемы получения относительно дешевого мелкодисперсного полукокса из отсевов угля (0–20 мм) является весьма актуальным. При разработке новой технологии также была поставлена задача снижения влажности получаемого полукокса. При слоевой технологии полукоксования горячий кокс охлаждается в водяной камере в результате чего влажность товарного полукокса составляет 18–22%. Испарение этой влаги в технологических металлургических печах требует весьма значительного расхода электроэнергии, что в конечном счете отражается на себестоимости выплавляемого металла.

Научно-исследовательским инжиниринговым центром (НИИЦ) ERG предложена новая технология получения полукокса – термоокислительный пиролиз угля в циркулирующем кипящем слое (ЦКС) [1].

Для экспериментальной проверки предлагаемой технологии, а именно определение принципиальной возможности получения мелкодисперсного сухого полукокса с содержанием летучих в получаемом полукоксе не более 5% в ТОО «НИИЦ ERG» была создана лабораторная установка газификатор-пиролизер ЦКС с расходом топлива до 50–70 кг/час. Принципиальная технологическая схема лабораторной установки – газификатора ЦКС представлена на рисунке 1.

Установка состоит из топki 1, выполненной из жаропрочной стали в виде вертикально стоящего цилиндра внутренним диаметром 150 мм и высотой 5,6 м, теплоизолированного по всей высоте для обеспечения минимальных потерь тепла в окружающую среду и из технологического и санитарного циклонов 2 и 6. Уголь из бункера 4 шнековым питателем 5 по топливопроводам 15 пневмотранспортом направляется в топку. Воздух в топку и другие узлы установки подается воздуходувкой 22. При этом первичный и вторичный воздух подогревается в электровоздухоподогревателях 13 до требуемой по режиму температуры (100 – 600°C).

Образующий в топке полукокс водоохлаждаемыми системами механизированного вывода готового продукта – полукокса 16 и 17 отводятся из топki в накопительные бункера. Образующиеся в топке 1 генераторные газы и коксозольный остаток выносятся из топki и поступают в технологический циклон 2, где происходит отделение большей части твердой фазы из газового

потока. Уловленный циклоном коксозольный остаток по стояку 21 поступает в пневмомеханический затвор 3 высотой 600 мм, состоящий из двух камер кипящего слоя: приемной – сечением 80x80 мм, и передающей – сечением 120x80 мм. Коксозольный остаток из стояка и приемной камеры затвора 3 поступает в передающую камеру затвора 3 и далее по течке перепускается в топку 1, образуя, таким образом, циркуляционный поток твердой фазы по контуру: топка – технологический циклон – стояк – затвор – топка. Из приемной камеры затвора готовый товарный полукокс водоохлаждаемой системой механизированного вывода циркулирующего материала 18 выводится в бункер-накопитель.

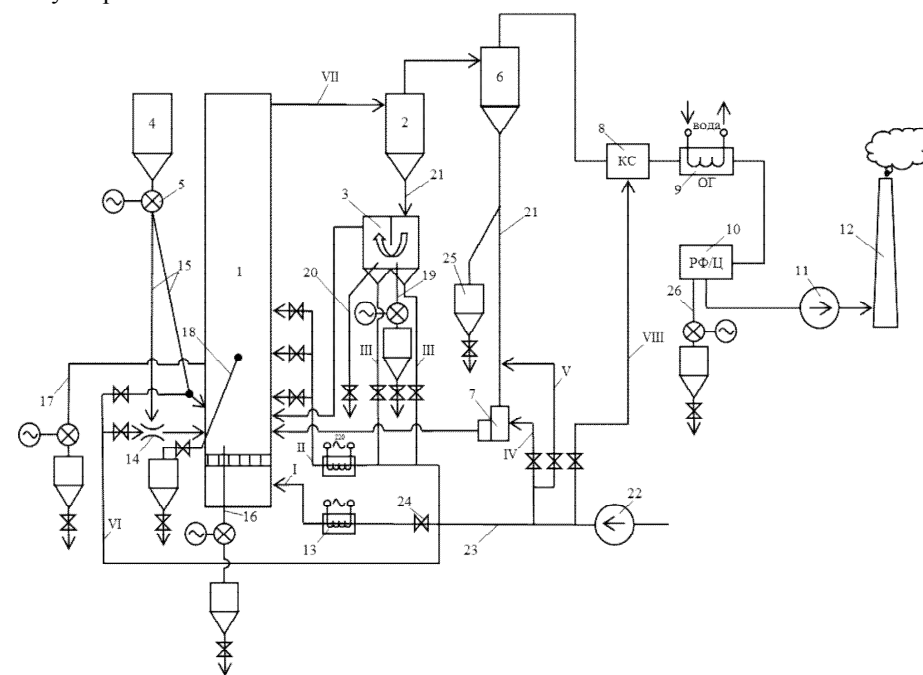


Рис. 1. Технологическая схема лабораторной установки газификатора ЦКС

**Узлы:** 1 – топка-газификатор, 2 – технологический циклон, 3 – пневмомеханический затвор, 4 – бункер угля, 5 – шнековый питатель угля, 6 – санитарный циклон, 7 – L клапан, 8 – камера сгорания (КС) генераторных газов, 9 – охладитель дымовых газов, 10 – рукавный фильтр и циклон-пылеосадитель, 11 – дымосос, 12 – дымовая труба, 13 – электровоздухоподогреватели, 14 – эжектор пневмотранспорта угля в топку, 15 – топливопроводы подачи угля в объем слоя (верхняя подача) и нижнюю часть слоя (нижняя подача), 16 – система механизированного вывода

материала слоя с нижней части слоя (с ВРР), включающая водоохлаждаемый патрубок вывода, водоохлаждаемый шнек-дозатор, систему бункеров (2 шт.) с задвижками, 17 – система механизированного вывода материала слоя с поверхности пузырькового слоя, включающая водоохлаждаемый патрубок вывода, водоохлаждаемый шнек-дозатор, систему бункеров (2 шт.) с задвижками, 18 – система ручного вывода материала слоя с поверхности пузырькового слоя, 19 – система механизированного вывода циркулирующего материала с решетки приемной камеры затвора (стояка), включающая водоохлаждаемый патрубок вывода, водоохлаждаемый шнек-дозатор, систему бункеров (2 шт.) с задвижками, 20 – патрубок вывода материала из передающей камеры затвора, 21 – стояк затвора, 22 – воздухоудвка, 23 – воздуховод, 24 – шибера воздушные, 25 – бункер-накопитель, 26 – система механизированного вывода уноса, уловленного циклоном-пылеосадителем, включающая пылевыпускную трубу, водоохлаждаемый шнек-дозатор, систему бункеров (2 шт.) с задвижками.

Потоки: I – первичный воздух, II – вторичный воздух, III – воздух в принимающую и передающую камеры пневмозатвора, IV – острое дутье воздуха в L-клапан, V – поток воздуха на аэрацию стояка, VI – поток воздуха на пневмотранспорт угля в топку, VII – генераторные газы из топки, VIII – поток воздуха для дожигания генераторных газов КС.

Не уловленные в технологическом циклоне 2 мелкие частицы коксозольного остатка поступают в санитарный циклон 6. Выделившийся в санитарном циклоне коксозольный остаток по стояку 21 поступает в L-клапан 7 и далее в топку, образуя циркуляционный контур, как и в первом случае. В случае отключения L-клапана уловленный коксозольный остаток выводился в бункер-накопитель 25.

После санитарного циклона генераторные газы поступают в камеру сгорания 8 для дожигания. После камеры дожигания дымовые газы поступают в трубчатый газо-водяной охладитель газа 9 для снижения температуры дымовых газов до уровня, требуемого по условиям работы рукавного фильтра и дымососа. При необходимости предусмотрено дополнительное охлаждение газового потока подачей воды, распыленной специальной форсункой. После охладителя газов 9 дымовые газы поступают либо в рукавный фильтр, либо в циклон 10 для обеспечения необходимой по санитарным нормам очистки газов. Далее с помощью дымососа 11 дымовые газы отводятся в дымовую трубу 12 и сбрасываются в атмосферу.

Для исследования процесса полукоксования использовался шубаркольский

уголь, теплотехнические характеристики которого приведены в таблице 1.

Таблица 1. Теплотехнические характеристики шубаркольского угля

$W^r$ , %	$A^d$ , %	$C^{daf}$ , %	$H^{daf}$ , %	$N^{daf}$ , %	$O^{daf}$ , %	$S^{daf}$ , %	$V^{daf}$ , %	$V^r$ , %	$Q^u_p$ , ккал/кг
10,6	4,25	76,9	5,35	1,45	15,3	1,0	44,5	38,09	6334,7

На рис. 2 приведен фракционный состав исследуемого угля. Использовался уголь с разным фракционным составом, полученный путем просеивания угля на ситах с разными диаметрами отверстий: 0–8 мм ( $d_{cp}=2,08$  мм); 0–15 мм ( $d_{cp}=3,14$  мм); 0–20 мм и 3–8 мм ( $d_{cp}=4,2$  мм). Как видно из рисунка, уголь весьма мелкий за исключением угля размером 3–8 мм. Так, доля частиц размером менее 1,0 мм составляет почти 40–50%, а частиц размером менее 2,0 мм – 65–68% как для угля размером 0–8 мм, так и для размера 0–20 мм.

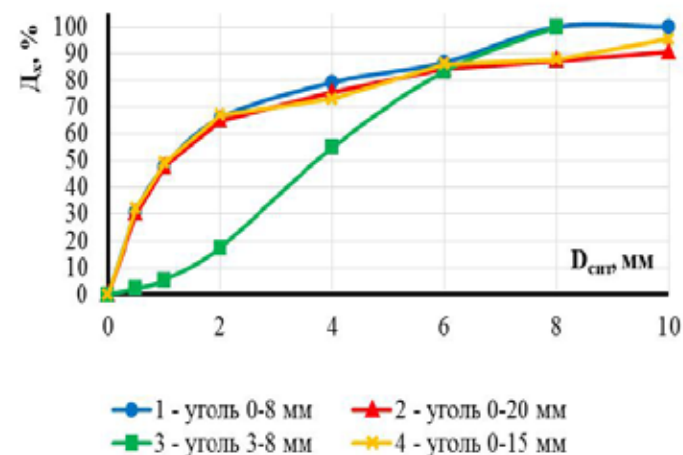


Рис. 2. Фракционный состав используемого угля

Значительное количество мелочи в подаваемом в топку угле усугубляется дополнительным образованием мелких частиц из крупных частиц угля, что связано в первую очередь с весьма быстрым разогревом угольных частиц в объеме реактора с последующим интенсивным выходом летучих и влаги из частиц. В большинстве случаев это приводит к разрыву крупных частиц на более мелкие, т. е. происходит интенсивное измельчение угольных частиц. Следует также отметить, что помимо разрушений (разрывов) крупные частицы угля подвергаются истирающему воздействию слоя, образуя при этом

значительное количество мелких частиц. Все это увеличивает долю частиц, выносимых из топки, и, в случае неэффективной системы улавливания мелких коксозольных частиц, получение максимального количества готового полукокса из угля такого фракционного состава крайне затруднительно.

На рис. 3 представлена зависимость доли вывода готового полукокса из слоя и из затвора от среднего размера диаметра подаваемого угля. Так для угля фракцией 0–8 мм –  $d_{cp}=2,08$  мм, угля фракцией 0–20 мм –  $d_{cp}=3,14$  мм, угля фракцией 3–8 мм –  $d_{cp}=4,2$  мм.

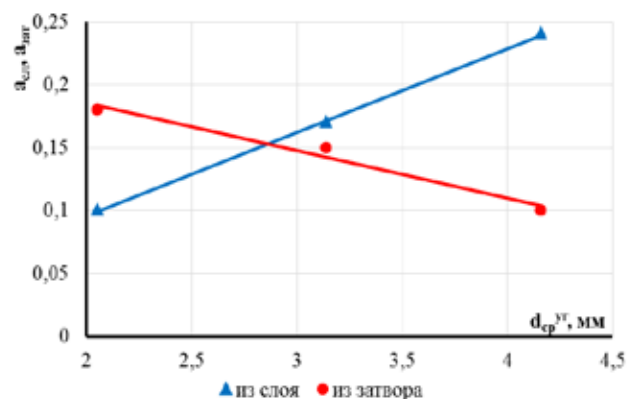


Рис. 3 Зависимость доли вывода полукокса от среднего диаметра используемого угля

Как и ожидалось, угрубление угля приводит к увеличению доли получаемого готового продукта – полукокса. Но при этом происходит перераспределение доли вывода готовой продукции между топкой и затвором. Так, с увеличением крупности угля увеличивается доля готового продукта, выводимого из топки с одновременным уменьшением выхода полукокса из циркулирующего потока коксозольного остатка, т. е. из затвора. Как видно из рисунка, при пиролизе угля фракцией 0–15 мм доля вывода готового продукта из топки увеличивается почти в 1,7 раза по сравнению с углем 0–8 мм, в то же время доля вывода полукокса из затвора уменьшилась в 1,2 раза. Суммарно выход готовой продукции увеличился с 0,28 до 0,33, т. е. на 20%. Пересчет на удельный расход подаваемого угля для производства 1 тонны полукокса показал, что расход угля уменьшился с 3,57 тонн угля на тонну полукокса ( $1/0,28 = 3,57$ ) до 3 т/тонну. Проведенная специальная реконструкция установки (изменение геометрии входа двухфазного потока в ЦТ-1) позволила несколько улучшить показатели по среднему расходу угля и уменьшить эту величину до

2,6 т/т. Следует отметить, что для слоевой технологии, использующей классифицированный уголь размером 20–80 мм удельный расход угля составляет 2,2–2,3 т/т, т. е. доля образующегося полукокса составляет 0,45.

Использование угля фракцией 3–8 мм привело к увеличению доли готовой продукции, выводимой из топки по сравнению с углем 0–8 мм и углем 0–20 мм в 2,5 и 1,6 раза, соответственно. При этом, доля выводимого полукокса из затвора уменьшилась соответственно в 1,8 и 1,5 раза.

Суммарная доля готового продукта и удельный расход угля (в скобках) при использовании углей фракцией 0–8 мм, 0–15 мм и 3–8 мм составили 0,28 (3,57 т/т); 0,33 (3,0 т/т) и 0,34 (2,94 т/т) соответственно.

В целом можно отметить, что угрубление угля приводит к увеличению выхода готовой продукции, но не пропорционально увеличению доли крупной фракции. Так, в целом, переход с угля фракции 0–8 мм на уголь фракции 0–15 мм и фракции 3–8 мм приводит к увеличению выхода полукокса всего на 20%.

Как видно из рис. 3, при использовании угля фракцией 0–15 мм из топки ЦКС в лучшем случае выводится 35–40% полукокса от количества, получаемого при слоевой технологии. Остальная масса полукокса должна быть получена из циркулирующего потока твердой фазы. Но этого не происходит, т. к. системой улавливания и рециркуляции улавливается всего 30–35% твердой фазы от поданного топлива. Таким образом, в наших опытах удельная производительность ЦКС составляет 65–75% от лучших показателей удельной производительности слоевой технологии. Причина заключается в физическом воздействии кипящего слоя на угольную частицу, подаваемую в топку, а также в эффективности системы улавливания и рециркуляции вынесенных из топки коксозольных частиц, установленных на установке.

При проведении опытов с углем размером 0–20 мм было обнаружено, что через некоторое время (30–40 мин) после начала режима полукоксования в топке температура в нижней части слоя (200–250 мм от ВРР) начинает увеличиваться при постоянстве температуры в верхней части пузырькового слоя. Через 2 часа разница температур достигала 200–250°C. Дальнейшее продолжение опытов приводило к резкому росту температуры в нижней части топки до значений, приводящих к расплавлению корпусов термопар (тип ХА), воздушных колпачков, а также к разрушению стенок реактора.

Анализ причин резкого роста температур в нижней части слоя при термоокислительном пиролизе шубаркольского угля показал, что на данный

процесс влияет в основном физические свойства полукокса, особенность горения угольных частиц в кипящем слое и аэродинамические условия, воздействующие на продукты полукоксования.

Анализ характеристик кипящего слоя и полученного полукокса, а также сил физического воздействия на угольную частицу шубаркольского угля в кипящем слое позволил в целом описать причину резкого роста температуры в нижней части слоя.

Выполненные расчеты по влиянию размера угольных и коксовых частиц на минимальную скорость псевдоожижения –  $W_{mf}$  и скорость витания –  $W_{вит}$  показали, что для крупных частиц кокса, которые образуются при сжигании угля размером 0–20 мм и выпадают в нижнюю часть кипящего слоя, скорость газов недостаточна для организации их минимального псевдоожижения. Так, для частиц кокса 10–15 мм  $W_{mf}=4–6$  м/с, а скорость витания  $W_{вит} – 25–40$  м/с. Весьма низкие значения плотности кипящего слоя, составляющие в начале процесса  $200 \text{ кг/м}^3$ , образованного полукоксом, насыпная плотность которого составляла всего  $200–250 \text{ кг/м}^3$  приводят к тому, что и крупные частицы готового полукокса, и свежие порции крупных частиц угля опускаются на дно топки. В результате этого в нижней части слоя накапливается крупная фракция частиц кокса и угля. При сверхкритическом накоплении крупной фракции, т. е. при превышении среднего размера частиц этой части слоя свыше максимально возможного для псевдоожижения при данной скорости фильтрации газа, эта часть слоя перестает псевдоожижаться и кипящий слой вырождается в плотный слой. В такой слой более мелкие частицы, которые уменьшили бы средний размер частиц в этой зоне и предотвратили бы процесс образования плотного слоя, уже не могут попасть. При фильтрации первичного воздуха сквозь частицы крупного горячего кокса происходит слоевое горение образовавшегося кокса в объеме этого слоя с достижением весьма значительных по уровню температур, приводящих к аварийным ситуациям.

Данное предположение было проверено экспериментально. При сжигании угля фракцией 0–20 мм вывод образовавшегося полукокса из топки осуществлялся на расстоянии 650 мм от ВРР. При этом фракционный состав полукокса был следующий: частиц размером менее 2 мм было 57%, менее 4 мм – 80%, менее 6 мм – 93%, средний размер частиц составил – 2,45 мм. Нижний вывод полукокса с поверхности ВРР (дренажная линия с шаровым краном) не был задействован ввиду малого диаметра выходного патрубка (внутренний диаметр 19 мм) и его забивания при сжигании угля фракцией 0–20 мм, так как

был рассчитан только на аварийный дренаж из кипящего слоя относительно мелкого полукокса при сжигании угля фракцией 0–8 мм.

При сжигании угля фракцией 0–20 мм через 1,5 часа после пуска установки подача воздуха на установку были резко прекращены. Был вскрыт люк топки и отобрана проба материала из нижней части слоя. Анализ фракционного состава данного материала показал следующее: частицы диаметром менее 2 мм практически отсутствовали, количество частиц менее 4 мм составляло 8%, менее 6 мм – 48%, менее 8 мм – 70%, средний диаметр материала нижней части слоя – 6,16 мм. Полученные данные подтверждают предложенный механизм образования в нижней части кипящего слоя зоны с аномально высокой температурой.

Для предотвращения сверхкритического накопления крупных фракций полукокса в нижней части слоя необходимо предусмотреть вывод готового полукокса не только с верхней части пузырькового слоя, но и с поверхности ВРР. Вывод крупной фракции готового полукокса с поверхности ВРР топки обеспечит необходимый для псевдоожижения фракционный состав материала слоя. Также дополнительно желательно увеличить скорость газов в нижней части топки, но без увеличения расхода первичного воздуха.

Для проверки предлагаемых мер была выполнена модернизация установки, заключающаяся в реконструкции нижней части топки путем выполнения ее в виде перевернутого конуса с нижним диаметром 100 мм. Также выполнена реконструкция воздушного короба с воздухораспределительной решеткой, заключающаяся в изготовлении и монтаже водоохлаждаемого золовыпускного канала внутренним диаметром 50 мм (взамен старой дренажной линии) и водоохлаждаемого шнека-дозатора вывода готового полукокса с ВРР реактора (взамен шарового крана).

Проведенные опыты на модернизированной установке с использованием угля с фракционным составом 0–20 мм показали правильность принятого решения о необходимости вывода части готового продукта из нижней части слоя.

Таким образом, проведенные пусконаладочные работы подтвердили возможность получения высококачественного мелкозернистого полукокса в циркулирующем кипящем слое.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Евразийский патент №025090 от 30.11.2016 «Способ переработки угля». Сулейменов К. А., Дюсеханов Т. К. и др.

УДК 662.8.057.25:66.096.5-932.2:66.092-977

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМНЫХ ФАКТОРОВ  
НА ТЕРМООКСИЛИТЕЛЬНЫЙ ПИРОЛИЗ УГЛЯ  
В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ КИПЯЩЕМ СЛОЕ**

**Сулейменов К. А. д.т.н.; Дюсеханов Т. К.**

**ТОО «Научно-исследовательский инжиниринговый центр ERG»,  
г. Астана, Казахстан**

В металлургии в качестве восстановителей в основном используется кусковой полукокс, производимый в печах со стационарным слоем. Такая технология обладает рядом недостатков, таких как:

- образование экологически опасных фенольных соединений, а также загрязненной подсмольной воды;
- получение увлажненного полукокса, что требует весьма значительных дополнительных энергетических затрат на испарение влаги при технологической переработке полукокса;
- использование угля фракцией 20–80 мм, приводит к накоплению значительного количества угля фракцией 0–20 мм (в соотношении 2:1 к фракционированному углю), что отражается на стоимости полукокса.

Развитие новых технологий в металлургии и других отраслях промышленности потребовало применения также и мелкодисперсного полукокса размером 0–10 мм. При этом наиболее оптимальным решением данного вопроса является разработка новой технологии полукоксования с использованием относительно дешевых мелкодисперсных отсевов угля, а не механическое дробление крупнокускового полукокса.

Научно-исследовательским инжиниринговым центром (НИИЦ) ERG предложена новая технология получения полукокса – термоокислительный пиролиз угля в циркулирующем кипящем слое – ЦКС [1]. Данная технология предполагает получение полукокса в технологических реакторах ЦКС, а образующиеся генераторные газы и вынесенные из технологического цикла мелкие частицы готового продукта – полукокса, а также недообработанные частицы угля, без промежуточного охлаждения подаются в котлы для сжигания и производства тепловой энергии, используемой далее для производства электроэнергии или теплоснабжения и ГВС. При этом данная технология позволяет решить проблемные вопросы слоевой технологии, такие как: неудовлетворительная экологичность, повышенная влажность (18–22%)

образующего полукокса, более высокая энергоэффективность.

Реализуемость данной технологии в целом была подтверждена разработанной расчетно-аналитической моделью технологии получения полукокса в газификаторе ЦКС с выработкой электроэнергии в паротурбинном цикле.

Технология автотермического термоокислительного пиролиза угля (ТОПУ) в ЦКС подразумевает использование максимального количества тепла сгорания выделившихся летучих и минимум выгорания фиксированного углерода подаваемых частиц угля. Предварительные расчеты показывают, что избыток воздуха –  $\alpha$ , при адиабатном протекании процесса в этом случае должен составлять 0,2–0,25 от теоретически необходимого. При этом необходимо отметить, что реакционная зона ЦКС состоит из реакционной зоны пузырькового кипящего слоя (КС) с плотностью 600–1000 кг/м<sup>3</sup>, обычно невысокого до 0,5–1,5 м, с размерами частиц угля 0,5–20 мм и реакционной зоны надслоевого пространства, высота которой составляет от нескольких до нескольких десятков метров, где частицы движутся вверх, в основном в режиме пневмотранспорта с концентрацией твердой фазы в потоке до 5–50 кг/м<sup>3</sup> с размерами циркулирующих частиц 50–2000 мкм. Следует отметить, что в топочном объеме ЦКС наблюдается внутренний циркуляционный процесс, по центру топки наблюдается восходящий поток твердых частиц, а по периферии – нисходящий поток.

В режиме ЦКС большая часть подаваемых частиц угля подвергается термообработке и термоокислительным процессам в объеме КС. Поэтому процессы выхода летучих из угольных частиц и их сгорание в КС для получения качественного полукокса являются определяющими. У мелких частиц угля, подверженных выносу из КС, летучие частично выделяются в КС, частично в надслоевом пространстве и полностью выделяются при неоднократной рециркуляции их в топку. Не уловленные системами рециркуляции недообработанные мелкие частицы угля выводятся из технологического цикла и не участвуют в процессе получения полукокса требуемого качества.

При этом необходимо отметить, что процесс выделения и сгорания летучих в объеме кипящего слоя представляет собой сложный процесс и ограничивается рядом условий. Это определяется своеобразной гидродинамикой кипящего слоя, существенно отличающейся от обычных известных характеристик двухфазного потока при факельном сжигании угля,

либо при слоевом сжигании угля.

Согласно двухфазной модели кипящего слоя, воздух, подаваемый в слой через воздухораспределительную решетку, выделившиеся летучие, продукты сгорания летучих и фиксированного углерода разделяются на два потока:

- часть подаваемого воздуха, продукты сгорания угольных частиц транспортируются сквозь слой в виде потока газа, фильтрующего между частицами слоя (непрерывная фаза), приводя слой в режим минимального псевдоожижения;
- остальная часть подаваемого воздуха и образовавшихся в результате термообработки угольных частиц газообразных продуктов, транспортируются через слой в виде пузырей (прерывистая фаза).

Таким образом, кислород, необходимый для горения, транспортируется через слой в виде прерывистой и непрерывной фазы. При этом соотношение объема кислорода между двумя потоками будет зависеть от гидродинамики слоя, размера частиц слоя, высоты слоя, температуры слоя и других факторов.

Относительно выделения летучих необходимо отметить, что в соответствии с [2] летучие, выделяющиеся из угольной частицы в горящем КС, принимают форму газовых пузырей, периодически отрывающихся от угольной частицы и всплывающих вверх через слой. По мере продвижения газового пузыря летучих вверх сквозь слой между пузырем и непрерывной фазой происходят тепломассообменные процессы. При определенной гидродинамике слоя, его температуре и наличии кислорода горение летучих может происходить как в непрерывной фазе, при их диффузии из пузыря в непрерывную фазу, содержащую кислород, так и горение в пузырях при диффузии кислорода из непрерывной фазы через границу раздела пузыря и непрерывной фазы. На данный процесс также накладывается процесс слияния (коалесценции) воздушных и газовых пузырей в более крупные пузыри по мере их всплывания в объеме слоя, при котором также происходят тепломассообменные процессы. Также на процессы выделения и горения летучих влияют скорость газового потока (непрерывная фаза), размер угольных частиц, тип угля, наличие и характеристика пор угля и другие физико-химические характеристики, определяющие интенсивность нагрева, скорость диффузии летучих в порах и соответственно скорость вторичных реакций коксообразования, массообменных процессов между прерывистой и непрерывистой фазами КС и т.д.

Таким образом можно отметить, что реализация термоокислительного

пиролиза угольных частиц в кипящем слое с получением максимального количества товарного полукокса, с обеспечением максимального выхода и выгорания летучих в реакционной зоне и минимального выжигания фиксированного углерода угля для получения полукокса весьма трудноразрешимая задача.

Учет в предлагаемой технологии основ двухфазной модели кипящего слоя и механизма выхода и выгорания летучих в слое и в надслоевом пространстве ЦКС позволил получить качественный полукокс из отсевов угля.

Для экспериментальной проверки предлагаемой технологии в ТОО «НИИЦ ERG» была создана лабораторная установка газификатор-пиролизер ЦКС с расходом топлива до 50–70 кг/час. Принципиальная технологическая схема и описание действия установки приведены в данном сборнике в статье «Отработка технологии полукоксования шубаркольского угля в циркулирующем кипящем слое».

Для исследования процесса полукоксования использовался шубаркольский уголь, теплотехнические характеристики которого приведены в таблице 1.

Таблица 1. Теплотехнические характеристики шубаркольского угля

$W^r$ , %	$A^d$ , %	$C^{daf}$ , %	$H^{daf}$ , %	$N^{daf}$ , %	$O^{daf}$ , %	$S^{daf}$ , %	$V^{daf}$ , %	$V^r$ , %	$Q_{p, H}^u$ , ккал/кг
10,6	4,25	76,9	5,35	1,45	15,3	1,0	44,5	38,09	6334,7

Использовался уголь 4-х фракций размером: 0–8 мм ( $d_{cp}=2,08$  мм); 0–15 мм ( $d_{cp}=3,14$  мм); 0–20 мм и 3–8 мм ( $d_{cp}=4,2$  мм).

Одним из основных параметров технологического процесса термоокислительного пиролиза угля является температура в топочном контуре, которая в основном определяет эффективность технологического процесса. Характерной особенностью топок с циркулирующим слоем является практически полная изотермичность циркулирующего двухфазного потока ЦКС, т.е. температура во всех точках циркулирующего контура практически одинакова. При работе топки в газификационном режиме температура слоя определяется в основном избытком воздуха, а также ввиду некоторой неадиабатичности процесса и форсировкой слоя.

На рис. 2 представлена зависимость температуры слоя от избытка воздуха для разных форсировок (тепловой мощности, расхода топлива) слоя. Как видно, для обоих случаев увеличение избытка воздуха сопровождается увеличением температуры слоя за счет большей доли прохождения окислительных реакций

углерода угля и кислорода воздуха. Также видно, что увеличение расхода топлива при примерно одинаковых избытках воздуха также приводит к увеличению температуры слоя. Таким образом, увеличение производительности (мощности) топки при постоянстве основного параметра технологи – температуры в слое можно добиться путем увеличения подачи угля с одновременным уменьшением избытка воздуха, либо уменьшения расхода топлива с одновременным увеличением избытка воздуха, т. е. непропорциональным изменением соотношения топливо-воздух.

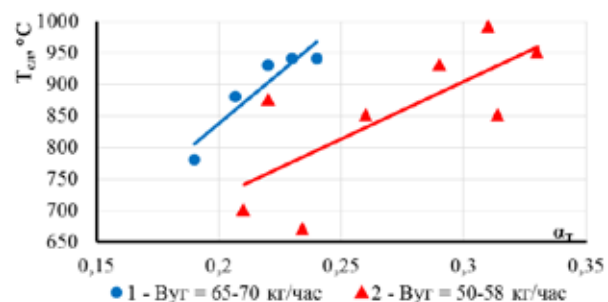


Рис. 2. Зависимость температуры слоя от избытка воздуха при  $V_{gr} = \text{const}$

На рис. 3 представлена зависимость содержания летучих в полукоксе, выводимом из топки с поверхности пузырькового слоя (на расстоянии 650 мм от воздухораспределительной решетки) от температуры слоя в температурном диапазоне 750–950°C. Как видно из рисунка, с увеличением температуры слоя содержание летучих в коксе уменьшается с 7–8% до 3%. Но в рабочем диапазоне 800–900°C содержание летучих составляет 3–5%. Таким образом, получаемый продукт соответствует требованиям, предъявляемым к коксу в отношении содержания летучих. Аналогичные данные были получены для полукокса, выводимого из затвора.

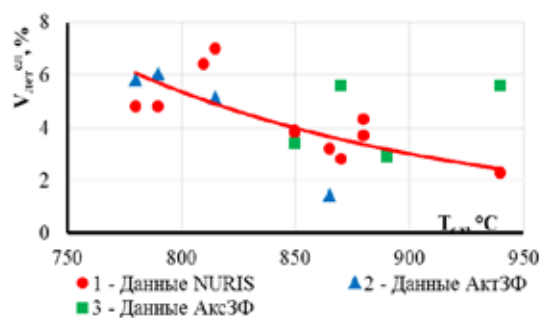


Рис. 3. Зависимость содержания летучих в полукоксе от температуры

Принцип предлагаемой технологии получения полукокса требуемого качества основан на необходимой продолжительности пребывания угольных частиц, включая мелкие частицы, подверженные выносу из топки, в высокотемпературной реакционной зоне. При термообработке угля в пузырьковом кипящем слое время пребывания в реакционной зоне для крупных частиц более чем достаточно, но для мелких частиц его крайне мало, т. к. эти частицы даже не успеют нагреться до температуры выхода летучих. Следует отметить, что подача в надслоевое пространство вторичного воздуха, обеспечивающая дополнительное тепло за счет сгорания летучих, вынесенных из слоя, а также летучих образующихся в процессе термообработки мелких частиц в надслоевом пространстве топки, не обеспечивает получения требуемого по качеству полукокса, а также недостаточна для поддержания требуемой температуры в топке. Это достигается многократной рециркуляцией выносимых из топки мелких частиц вновь в слой, где они нагреваются и выносятся в надслоевое пространство. Многократная рециркуляция мелких частиц приводит к выравниванию температурного поля по всему объему топки и циркулирующему тракту, включая технологический циклон, стояк, пневмомеханический затвор и топку. Но многократная рециркуляция коксозольных частиц без организации вывода готового продукта – полукокса из циркулирующего потока твердой фазы приведет к резкому повышению концентрации твердой фазы в топочном контуре и соответственно к резкому росту расхода электроэнергии на дутье. В конечном счете происходит «захлебывание» процесса и прекращение циркуляции.

Изотермичность всего топочного контура циркуляции, обеспечивается кратностью циркуляции (количество циркулирующих по топочному контуру частиц отнесенная к расходу топлива), составляющей десятки и сотни единиц, но при этом концентрация твердой фазы в верхней части топки в десятки и сотни раз меньше таковой, чем в объеме пузырькового слоя. В связи с этим, количество выводимого готового продукта-полукокса из циркуляционного контура не должно нарушать изотермичность топочного контура. В связи с этим, представляет интерес минимальная концентрация (плотность), при которой соблюдается изотермичность по всему топочному тракту.

На рис. 4 представлено влияние количества выводимого полукокса из приемной камеры затвора на концентрацию (плотность) циркулирующего потока в надслоевом пространстве при постоянстве температуры по всему топочному контуру. Как видно из рисунка, уменьшение концентрации твердой

фазы (коэффициента циркуляции) в надслоевом пространстве с  $25 \text{ кг/м}^3$  до  $13 \text{ кг/м}^3$  не привело к нарушению изотермичности топki. При этом также не ухудшилось качество выводимого из цикла готового конечного продукта - полукокса. Рост концентрации твердой фазы в надслоевом пространстве приводит к излишнему истиранию циркулирующих частиц, ухудшению их улавливания в технологическом циклоне и соответственно уменьшению выхода конечного продукта - полукокса.

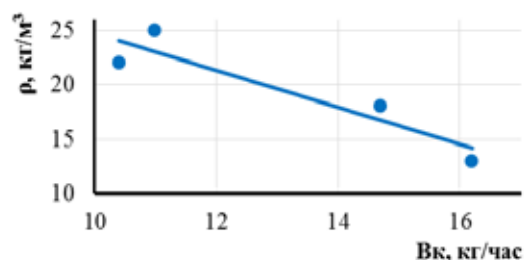


Рис. 4. Зависимость концентрации твердой фазы в надслоевом пространстве топki от количества выводимого полукокса из приемной камеры затвора

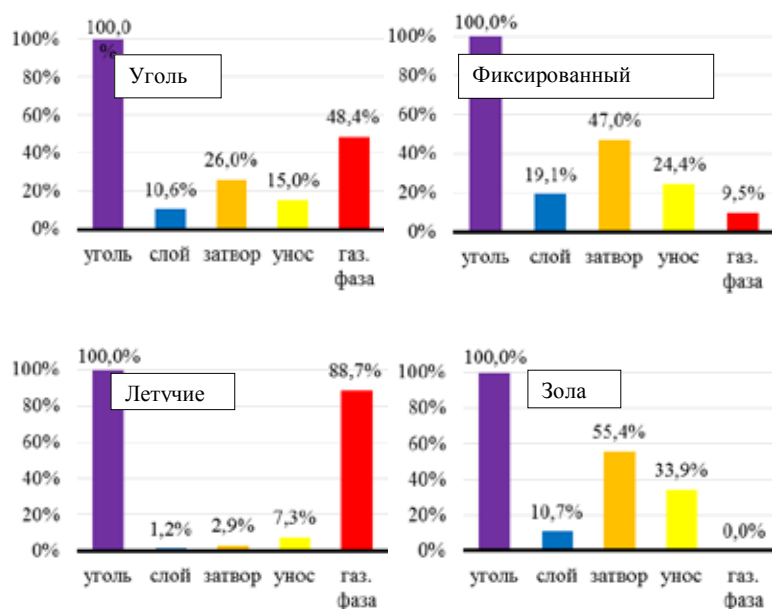


Рис. 5. Распределение компонентов в продуктах полукоксования (опыт №35,  $T_{\text{ДКС}} = 880 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $d_{\text{yr}} = 0-20 \text{ мм}$ )

В процессе исследований по результатам каждого опыта сводился баланс, т. е. определялось суммарное распределение компонентов угля (зола, летучие, фиксированный углерод) по продуктам полукоксования в твердой и газообразной фазе, а также относительное распределение, например, фиксированного углерода по всем продуктам полукоксования.

На рис. 5 представлены данные по относительному распределению угля и его основных компонентов (фиксированный углерод, летучие, зола) в продуктах полукоксования для одного из опытов. Как видно, большая доля угля перешла в газовую фазу, состоящую в основном из летучих компонентов (почти 90%, см. рис.), выделяемых из угля в процессе полукоксования, также в газовую фазу переходит часть фиксированного углерода (9,5%) в результате реакций окисления и восстановления, продуктами которых являются CO и CO<sub>2</sub>. Основной компонент – фиксированный углерод большей частью остается в полукоксе (более 65%), до 25% выносятся из топki в виде уносов и около 10% переходят в газовую фазу.

Таким образом, проведенные опыты подтвердили реализуемость предлагаемой технологии получения полукокса из шубаркольского угля в режиме термоокислительного пиролиза в циркулирующем кипящем слое.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Евразийский патент №025090 от 30.11.2016 «Способ переработки угля». Сулейменов К. А., Дюсеханов Т. К. и др.
2. Stubington J.F. The role of coal volatiles in fluidized bed combustion// J.Inst.Energy. – 1980. – 53, N 417. – p. 191–195

УДК 662.74:66.092

#### ВПЛИВ ПРИРОДНИХ ВОДОРОЗЧИННИХ СПОЛУК НА ТЕРМОХІМІЧНУ КОНВЕРСІЮ СОЛОНОГО ВУГІЛЛЯ В РІЗНИХ УМОВАХ

<sup>1</sup>Фатєєв А. І.; <sup>2</sup>Шендрік Т. Г., д.х.н., проф.; <sup>1</sup>Дунаєвська Н. І., к.т.н.;  
<sup>1</sup>Дулієнко С. Г.

1 – Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м Київ

2 – Інститут фізико-органічної хімії і вуглехімії

ім. Л. М. Литвиненка НАН України, м. Київ

Вугілля з підвищеним вмістом лужних і лужноземельних металів (т. з. солоне вугілля) займає чинне місце серед резервних джерел енергії в Україні.

Поклади солоного вугілля приваблює неглибоким заляганням шарів та високими паливними показниками вугілля, розташовані в Західному (Петриківське та Новомосковське родовища) та Північному (Старобільська вугленосна площа, Богданівське та Петрівське родовища) Донбасі, з розвіданими запасами ~ 25 млрд т.

Сполуки лужних металів (луги, солі) є універсальними каталізаторами або реагентами у багатьох процесах термоконверсії викопної сировини та біомаси [1, 2]. Лужні сполуки каталізують газифікацію [3], зрідження, окиснення [4], термодеструкцію вугілля з метою одержання водню [1], впливають на спікливість вугільного пилу [5]. Згадане стосується реакційної та каталітичної дії лужних сполук, що **штучно введені** різним чином у реакційне середовище (механічним перемішуванням, імпрегнуванням, просочуванням). Запропоновано і узагальнено шляхи впливу введених лугів на структурні параметри вугілля різного ступеню метаморфізму, розглянуто ймовірні механізми їхньої дії на реакційну здатність зразків [1, 3, 6]. Одним з пропонуванних механізмів є вірогідність утворення сполук включення лужних металів у органічну (поліаренову) вуглецеву матрицю [6], що обумовлює зростання реакційної здатності системи.

Солоне вугілля (СВ) вирізняється серед інших перспективних палив не тільки проблемами при традиційному спалюванні, але й унікальним природним явищем – калорійною вуглецевою сировиною, що містить у собі нативний (природний) **каталітичний комплекс** – солі лужних та лужноземельних металів, сульфідів заліза тощо [7]. Варто було припустити, що тонко дисперговані в органічній масі солі будуть впливати на всі процеси термоконверсії солоного вугілля. Дослідження впливу хлориду натрію у складі СВ Новомосковського родовища на процес його термічного розкладу (метод ТГА) показало, що видалення солей водною промивкою [8] веде до зростання енергії активації (з 28–30 до 40–70 кДж/моль) і утруднення термичної деструкції органічної маси вугілля (ОМВ). Тобто, наявність солі знижує енергію активації в інтервалі основного термічного розкладу (ОТР), суттєво звужує інтервал ОТР (зі 100 до 80–60°), іншими словами, полегшує деструкцію вугільних органічних речовин, а також приводить до збільшення виходу рідких продуктів в процесі гідрогенізації [7, 9]. В той же час експерименти по зрідженню низки вихідних зразків Новомосковського СВ (з різним вмістом Na<sub>2</sub>O в золі – від 4 до 11%) в атмосфері водню або у суміші СО і Н<sub>2</sub> не показали чіткої кореляції між вмістом лужних металів і ступенем конверсії ОМВ [9]. При

цьому спеціальні досліди зі знесоленням (промитим водою) СВ виявили погіршення основних показників процесу. Так, ступінь конверсії ОМВ впала з 68 до 63%, вихід рідких продуктів на органічну масу пасти (ОМП) знизився з 77 до 70% [7, стор. 190] після видалення водорозчинних сполук. Неоднозначні результати щодо впливу нативних солей на перебіг піролітичних процесів СВ пов'язані з певним впливом інших чинників (петрографічний склад, умови процесу, різний мінеральний склад вугілля). Так, впливовим чинником для виходу рідких продуктів у процесі гідрогенізації СВ різних пластів у середовищі тетраліну виявився вміст ліптиніту – петрографічного компоненту, який утворюється зі спорових компонентів рослин - попередників вугілля [7, 9].

З результатів фундаментальних досліджень впливу на каталітичну активність лужних солей з'ясовано, що карбонати і сульфати калію, натрію, літію виявляють більший каталітичний (промотуючий) ефект у термохімічних перетвореннях вугілля, ніж хлориди [2]. В наших попередніх роботах [10] встановлено, що для різних родовищ СВ України притаманні не тільки хлориди натрію, магнію, а ще й сульфати натрію і кальцію у помітних кількостях у складі водних екстрактів СВ.

**Метою роботи** було визначення ролі водорозчинних сполук у процесах термолізу солоного вугілля Богданівського родовища, оскільки це вугілля відрізняється помірним вмістом хлориду натрію (у порівнянні з Новомосковським СВ), іншим складом водорозчинних мінералів та енергетичними характеристиками (таблиця 1).

Таблиця 1. Характеристики СВ Богданівського та Новомосковського родовища

Родовище	Теплота згоряння $Q_{daf}$ , ккал/кг	Зольність $A^d$ , %	Вологість $W^p$ , %	Вихід летких $V^{daf}$ , %	Na <sub>2</sub> O у вугіллі, %	Хлор, %	Сірка, %
Новомосковське	7200–7500	10,1–15,0	7–12	44,0–47,3	0,6–1,0	0,6–0,9	2,1
Богданівське	7020–7580	12,6–14,6	7–11	41,2–42,6	0,5–0,7	0,3–0,6	1,6–2,1

Вперше було досліджено займання та горіння одиночних частинок солоного та знесоленого вугілля. У результаті експериментів було встановлено залежності часу індукції запалення, температури запалення та горіння частинок солоного та знесоленого вугілля від температури поверхні та фракційного складу обраних зразків [11].

Подальші дослідження проводилися на установці «Піроліз М», яка призначена

для дослідження динаміки газовиділення і горіння коксозольного залишку при термоконтактному піролізі вугілля в киплячому шарі при атмосферному тиску [12, 13]. Виконано порівняння процесів горіння вихідного солоного вугілля (СВ) та знесоленого (ЗСВ) водною промивкою (очищення вугілля проводилося за раніше оптимізованими параметрами [14]: часом (5–10 хвилин), температурою та співвідношенням твердої фази до рідкої ( $T:P = 1:3$ ), з подальшим висушуванням проби до постійної маси).

**Експеримент.** Зразки солоного та знесоленого вугілля Богданівського родовища ( $Na_2O = 6,92\%$ ) були відсіяні до розміру частинок 0,2–0,63 мм. Елементний склад на суху беззолну масу знесоленних зразків майже не відрізнявся від вихідних зразків солоного вугілля. Початкові температури псевдозрідженого шару були 650, 750, 850 °С.

Наважки вугілля вводилися в реактор з попередньо нагрітим до необхідної температури псевдозрідженим шаром інертного матеріалу (піску). Наважки потрапляли в шар під дією власної ваги через шлюзову камеру занурену в робочу зону на 100 мм. Вивідний патрубок для газоподібних продуктів розташований безпосередньо під теплоізолюваною пробкою. Таким чином, на рух наважки вугілля вихід газу з реактору не впливав. Псевдозріджуючий та реакційний агент (повітря) подавали в реактор знизу. Газоподібні продукти окислювального піролізу та горіння з вивідного патрубку надходили у водоохолоджувальний циклон, де первинно вловлювались частинки пилу та смоли. Далі через поліетиленову трубку продукти транспортувались до мас-спектрометру.

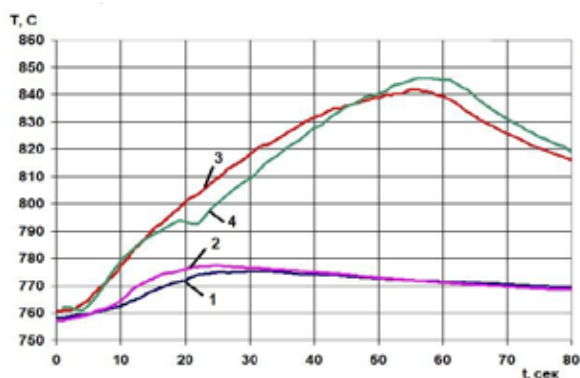


Рис. 1. Зміна температури в робочій області від часу термолізу:

- 1 – солене вугілля 0,1 г; 2 – знесолене вугілля 0,1 г;
- 3 – солене вугілля 0,5 г; 4 – знесолене вугілля 0,5 г.

В ході експерименту послідовно відбувалися стадії виходу і неповного згоряння летких та горіння коксового залишку. З динамічних кривих зміни температури (рис. 1) та концентрацій газоподібних продуктів (рис. 2) чітко виділяються ділянки стадії піролізу тривалістю 10–30 с (в залежності від маси наважки та початкової температури псевдозрідженого шару), що характеризуються виходом  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  при близькому до нуля  $O_2$ . Подальше горіння коксового залишку характеризується поступовим зниженням виходу  $CO_2$ , зростанням концентрації  $O_2$  і відсутністю інших газоподібних продуктів.

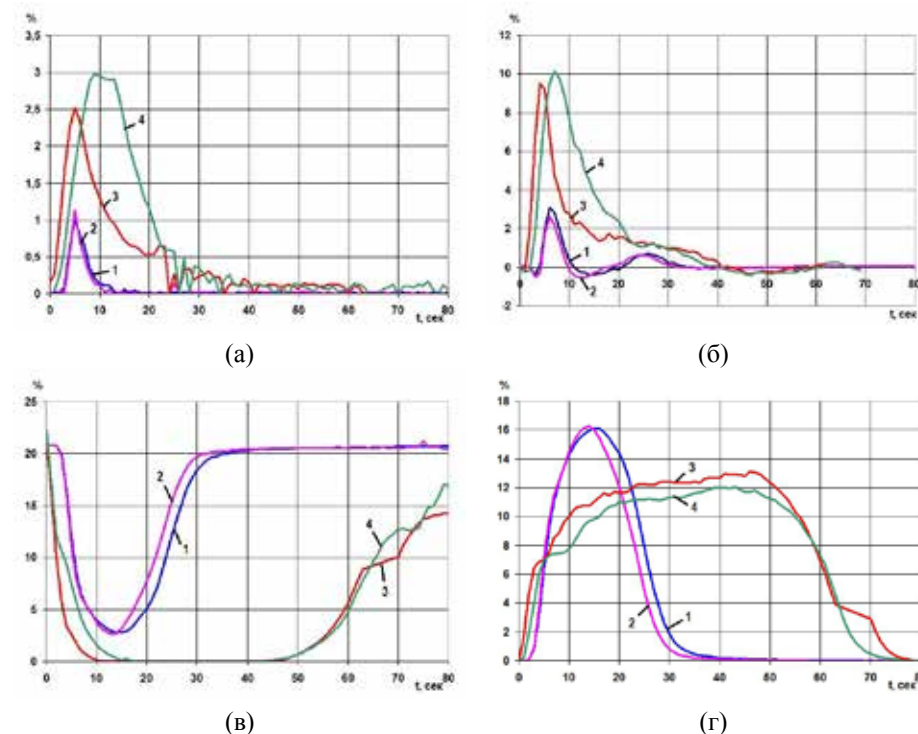


Рис. 2. Вихід газоподібних продуктів  $H_2$  (а),  $CO$  (б),  $O_2$  (в),  $CO_2$  (г) в залежності від часу термолізу: 1 – солене вугілля 0,1 г; 2 – знесолене вугілля 0,1 г; 3 – солене вугілля 0,5 г; 4 – знесолене вугілля 0,5 г.

З наведених графіків (рис. 2) видно, що для наважок 0,1 г (початкова температура псевдозрідженого шару 750°С) динаміка виходу газоподібних продуктів майже не відрізняється, як по характерному часу стадії піролізу, так і по значенням піків виходу  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ . Зовсім інші результати були отримані при збільшенні наважки до 0,5 г, вихід газоподібних продуктів та горіння

солонного вугілля відбувається більш інтенсивно, ніж знесолоного, положення максимумів температури та значень піків виходу газоподібних продуктів зміщується за часом в бік збільшення. Подібні результати були отримані для початкових температур псевдозрідженого шару 650 та 850°C. Солі, які знайдено у складі водорозчинних мінералів СВ (хлорид натрію та сульфати натрію і кальцію) надають дослідженим процесам помітний каталітичний ефект.

З отриманих результатів можемо зробити висновок, що очищення водною промивкою солонного вугілля зменшує швидкість перебігу реакцій горіння, але не погіршує його характеристики. У подальшому на основі отриманих результатів будуть розраховані: ступінь конверсії вуглецю, константи швидкості виходу летких та питомі швидкості вигорання вуглецю солонного та знесолоного вугілля.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Кусумано Дж. А., Делла Бетта Р. А., Леви Р. Б. Каталитические процессы переработки угля. М.:Химия.– 1984. – 288 с.
2. Кузнецов Б. Н. Катализ химических превращений угля и биомассы. Новосибирск.: Наука. – 1990. – 302 с.
3. Moulijn J. A., Kaptein F. Catalytic gasification.// Carbon and Coal Gasification. Sci. and Technol.: Dordrecht. – 1985. – P.181–185.
4. Сапунов В. А., Кучеренко В.А., Зубова Т. И., Зверев И. В. Структурные изменения и катализ окси- и термодеструкции углей, импрегнированных щелочами. // Проблемы катализа в углехимии. Киев.: Наук. думка. – 1992. – с.113–133.
5. Саранчук В. И., Тамко В. А. // Химия тверд. топлива. 1986. – №6.– с.55–60.
6. Рудаков Е. С. Катализ и роль соединений внедрения в окислении углей и углеграфитов.// Проблемы катализа в углехимии. Киев.: Наук. думка. – 1992. –с. 93 – 112.
7. Шендрик Т. Г., Саранчук В. И. Соленые угли. Донецьк.: Східний видавничий дім. – 2003. – 296 с.
8. Симонова В. В., Шендрик Т. Г. Каталитическое влияние хлорида натрия в составе соленых углей на их термическое разложение // Проблемы катализа в углехимии. Киев.: Наук. думка. – 1992. –с.142 – 151.
9. Кузнецов П. Н., Иванченко Н. М., Береговцова Н. И., Шарыпов В. И., Шендрик Т.Г. Гидрогенизация в тетралине соленых углей Новомосковского месторождения. // Проблемы катализа в углехимии. Киев.: Наук. думка. – 1992. –с.58–71.

10. Антон Фатеев, Олександр Кузьменко, Тетяна Шендрік, Сергій Поліщук, Наталья Дунаєвська Склад водних екстрактів солонного вугілля та перспективи їх утилізації // Матеріали ІХ міжнародної науково-технічної конференції «Поступ в нафто газопереробній та нафтохімічній промисловості». – Львів, 14–18 травня 2018 р. – с. 57–60.
11. Быстрый А. И., Квицинский В. А., Крывошеев С. И., Макачук В. Н., Хилько И. Н. Экспериментальное определение динамики воспламенения и горения одиночных частиц полуккокса субмиллиметрового размера.// Тезисы докладов 10-ой международной научно-практической конференции «Угольная теплоэнергетика – проблемы реабилитации и развития» Киев: 2014, с. 26–28.
12. Гапонич Л. С., Тальнова Г. Н., Чернявский Н. В. Газовыделение при термоконтатном пиролизе угля в зависимости от давления и среды // Экологические и ресурсосбережение. – 1998. – №2. – С.13–17.
13. Чернявский Н. В., Голенко И. Л., Осипов П. В. Развитие методов расчёта горения угольных частиц // Современная наука: идеи, исследования, результаты, технологи. Сборник научных статей. Выпуск 1(6). – Киев: «НПВК Триакон», 2011. – С. 58–64.
14. Фатеев А. И., Романова Л. А. Влияние технологических факторов на процесс отмычки вредных примесей из соленых углей Украины // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2014. – № 3. – С. 6–10.

#### УДК 621.311.23

#### ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ПІДГОТОВКИ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗУ ДЛЯ ВИКОРИСТАННЯ В ЯКОСТІ МОТОРНОГО ПАЛИВА

П'яних К. К.

Інститут газу НАН України, м. Київ

**Анотація:** Децентралізоване виробництво електроенергії з використанням поновлюваних джерел енергії набуває поширення в розвинених країнах. Робота електростанцій на біомасі – єдина технологія, яка не залежить від зовнішніх умов. Підвищити інтерес підприємців до створення електростанцій на біомасі можливо за рахунок суттєвого зниження вартості комплексів. Задля цього запропоновано використання газифікації біомаси. Ця технологія передбачає виробництво та підготовку генераторного газу з використанням його в якості моторного палива в двигуні внутрішнього згорання. Представлено принципову схему газогенератора та технологію очистки газу. Надано результати роботи

комплексу по виробництву електричної енергії методом газифікації та його екологічні показники.

**Ключові слова:** біомаса, відновлювальні джерела, газифікація, електроенергія.

Децентралізоване виробництво електричної енергії доказало свої переваги і його частка в загальному енергетичному балансі розвинених країн неухильно зростає. Завдяки політиці найбільшого сприяння активно зростає кількість та загальна встановлена потужність електрогенеруючих комплексів, заснованих на використанні поновлюваних джерел енергії. При цьому єдиним поновлюваним ресурсом, наявність якого не залежить від зовнішніх умов є біомаса. Виробництво електроенергії з її використанням в нашій країні розвивається тільки за традиційною технологією, яка передбачає виробництво пари для приводу парової турбіни. За цією технологією ефективність агрегатів потужністю менше 3 МВт не досягає 20%. При цьому вартість комплексу, розрахованого на подібні технічні рішення перевищує 3000 доларів на 1 кВт встановленої потужності. Конкурентом традиційної технології має стати підхід, заснований на газифікації біомаси з подальшим використанням газоподібного палива в якості моторного палива. Подібні системи поширюються в усіх розвинених країнах, показуючи непогані експлуатаційні та економічні результати. Існує багато енергетичних комплексів з встановленою потужністю від 2,3 МВт з використанням двигунів GE Jenbacher J620 в м.Гюссінг (Güssing), Австрія, до невеличких агрегатів потужністю 45 кВт, що активно виробляються та реалізуються компаніями Borealis Wood Power Corp., Канада та Arbor Heat&Power Co., Англія. В Україні, не зважаючи на великі напрацювання, подібних схем наразі немає. Інститут газу (ІГ) активно пропонує свою розробку, засновану на використанні перевірених в ході довготривалої експлуатації газогенераторів серії ГПД та розробленої схеми підготовки газоподібного палива, яка дозволяє виконувати вимоги виробників двигунів внутрішнього згоряння.

У газогенераторі серії ГПД (рис. 1) використовувався періодичний зворотній процес газифікації з нерухомим шаром, організований в такий спосіб: заповнення реактору газогенератору паливом, розпалювання палива зверху, подача повітря знизу генератору; горіння розвивається назустріч руху повітря, реагуючий шар переміщується всередину шару твердого палива.

Важливою перевагою газогенераторів серії ГПД є газифікація з низьким вмістом смол в газоподібному паливі, вміст яких не перевищує  $1 \text{ г/м}^3$ , що суттєво полегшує завдання його подальшої підготовки з метою використання в

якості моторного палива.

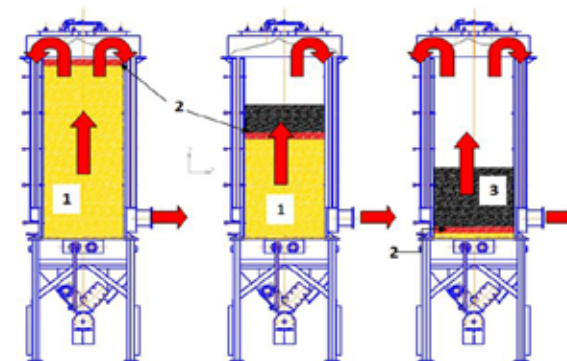


Рис.1. принципова схема газогенератора періодичної дії  
Позначення:  (1)– шар запасу палива;  (2)– шари розігріву, окислення та відновлення;  (3) – шар коксо-золяного залишку; → – напрямок руху генераторного газу.

Розроблено комплекс підготовки та очистки газу, який базується на обладнанні для охолодження газу, видалення смоли та вологи в насипному фільтрі з очисткою від твердих часток у тканинному фільтрі. Ідея, реалізована в комплексі підготовки представлена в схемі (рис.2).

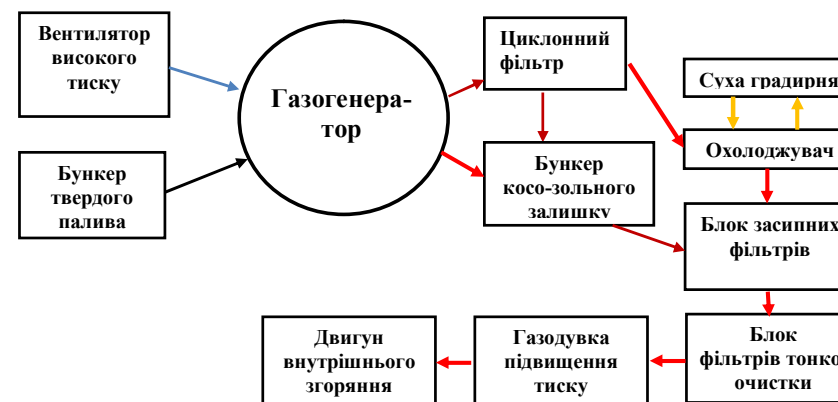


Рис. 2. Принципова схема комплексу.

Створена система передбачає використання коксо-золяного залишку, характеристики якого наближаються до активованого вугілля, в якості наповнювача для насипного фільтру. Запропоноване рішення дозволяє забезпечити вимоги виробників двигунів внутрішнього згоряння, які

обмежують максимальний вміст смол та твердих залишків у паливі на рівні 50 мг/м<sup>3</sup>, обмежуючи також вміст лужних металів (<1 мг/м<sup>3</sup>), хлоридів (<10 мг/м<sup>3</sup>), аміаку (<50 мг/м<sup>3</sup>) та з'єднань, що містять сірку (<100 мг/м<sup>3</sup>).

Технологія реалізована в експериментальному комплексі потужністю 25 кВт, встановленому в ІГ НАН України. Проведені випробування на деревині, луззі рису, кукурудзинні та іншій підготовленій біомасі. Загальне напрацювання комплексу перевищує 200 годин. ККД виробництва електричної енергії досягає 25%, що недосяжно для такої потужності з використанням інших технологій. За оцінками розробників питома вартість 1 кВт встановленої потужності такого комплексу не перевищує 1200 доларів/кВт, що робить його надзвичайно конкурентоспроможним.

#### УДК 66.074

### ПРО МОЖЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ НПСВ ТЕПЛОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ УКРАЇНИ

Вольчин І. А., д.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Україна змушена була піти на розробку Національного плану скорочення викидів забруднюючих речовин (НПСВ), що передбачено в статті 4 Директиви № 2001/80/ЕС, оскільки практично всі великі спалювальні установки після 31.12.2017 р не змогли б дотримуватися вимог Директиви та національного природоохоронного законодавства.

НПСВ України був схвалений розпорядженням Кабінету Міністрів від 08.11.2017 г. № 796-р. Його термін дії – від 01.01.2018 р до 31.12.2033 р. У НПСВ включено 90 великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 64,8 ГВт, оператори яких взяли на себе зобов'язання скоротити викиди діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу шляхом будівництва газоочисних установок. Для кожної спалювальної установки, включеної до НПСВ, затверджені щорічні граничні значення валових викидів зазначених забруднюючих речовин. Для досягнення вимог Директиви № 2010/75/EU спалювальні установки повинні за 11 років скоротити валові викиди діоксиду сірки майже в 20 разів (з 1017035 т до 51004 т), а викиди пилу – майже в 40 разів (з 205878 т до 5172 т). До кінця 2033 року викиди оксидів азоту повинні скоротитися майже 3,6 рази разів (з 191338 т до 51791 т).

Серед усіх великих спалювальних установок, включених в НПСВ, доцільно виділити 28 спалювальних установок сумарною номінальною

тепловою потужністю 43,2 ГВт, що входять до складу 15 конденсаційних вугільних теплових електростанцій. На них припадає майже 95% викидів діоксиду сірки, 92% викидів пилу і 87% викидів оксидів азоту. Тому виконання НПСВ, в першу чергу, пов'язано з реалізацією газоочисних заходів на ТЕС. За період дії НПСВ на ТЕС України валові викиди SO<sub>2</sub> необхідно зменшити в 21,9 рази (до 43913 т), викиди пилу – в 43,1 рази (до 4391 т), викиди NO<sub>x</sub> – в 3,8 рази (до 43913 т). Щорічне скорочення валових викидів діоксиду сірки має бути близько 92 тис. т, викидів пилу – 18,5 тис. т, оксидів азоту – 8,1 тис. т. Це дуже серйозні плани, для реалізації яких потрібне залучення значних коштів і тривалий період часу. Попередня оцінка величини капітальних затрат для реалізації НПСВ на ТЕС України в повному розмірі становить близько 3,2 млрд Євро для сіркоочищення, 1,4 млрд Євро для азотоочищення та 0,4 млрд. Євро для пилоочищення димових газів, разом – 5,0 млрд Євро.

Ухвалення урядом України в 2017 р. Нової енергетичної стратегії має внести корективи в розвиток теплової енергетики (таблиця 1), оскільки на ТЕС і ТЕЦ буде припадати близько більше третини загальної виробленої електроенергії.

Таблиця 1. Структура, обсяги та прогноз виробітку електроенергії в ОЕС України, млрд кВт-г

Рік	АЕС	%	ТЕС і ТЕЦ	%	ТЕС та ГАЕС	%	ВЕС, СЕС и БіоЕС	%	Всього
2012	90,1	45,5	96,6	48,7	10,8	5,5	0,6	0,3	198,1
2013	83,2	43,0	94,5	49,1	14,2	7,3	1,2	0,6	193,6
2014	88,4	48,6	83,8	45,5	9,1	5,0	1,7	0,9	181,9
2015	87,6	55,7	61,4	39,1	6,8	4,3	1,5	0,9	157,3
2016	80,9	52,3	62,9	40,7	9,3	6,0	1,6	1,0	154,8
2017	85,6	55,1	57,4	36,9	10,6	6,8	1,9	1,2	155,4
2020	85	51,8	60	36,6	10	6,1	9	5,5	164
2025	91	50,8	64	35,8	12	6,7	12	6,7	179
2030	93	49,7	63	33,7	12	7,0	18	9,6	187
2035	94	48,2	63	32,3	13	6,7	25	12,8	195

У 2015–2017 рр. виробіток електрики на ТЕС і ТЕЦ становив близько 60% від рівня 2012 р., за даними якого розраховувалися граничні значення валових викидів забруднюючих речовин на 2018 р. Таким чином, протягом 2018–2021 рр. можна розраховувати на «виконання» Україною вимог НПСВ за рахунок падіння виробництва електроенергії. Цей період доцільно використати для проектування і будівництва систем газоочищення на спалювальних установках.

Очевидним наступним кроком розвитку теплоенергетики має стати зменшення встановленої потужності ТЕС України при зростанні коефіцієнта використання потужності з 0,2–0,3 до 0,5 шляхом виведення з експлуатації близько 50% потужності вугільних енергоблоків.

Оскільки на великі вугільні спалювальні установки на ТЕС України, що мають статус з установок з обмеженим терміном експлуатації, припадає 14,8 ГВт номінальної теплової потужності або 25,5% від загальної номінальної теплової потужності, то очікуване скорочення встановленої потужності на енергоблоках ТЕС України, котли яких включені до НПСВ, можна оцінити на рівні 40%.

Таким чином, має зменшитися потреба в залученні коштів для реалізації в рамках НПСВ природоохоронних заходів на теплових електростанціях України до близько 3 млрд Євро. Протягом 2019–2018 рр. на сіркоочищення має піти 1,92 млрд Євро або 192 млн Євро в рік, а на пилоочищення – 0,24 млрд Євро або 24 млн Євро в рік. На азотоочищення має піти 0,84 млрд Євро або 56 млн Євро в рік протягом 2019–2033 рр. Перших десять років сума щорічних капітальних затрат на екологію на ТЕС України має становити 272 млн Євро.

Реальним джерелом покриття цих фінансових потреб буде зростання тарифу на електроенергію, оскільки ТЕС України грають унікальну в ОЕС України роль маневрених потужностей. Для оцінки величини зростання тарифу на електроенергію від ТЕС для виконання НПСВ запропоновані такі складові: щорічний відпуск електроенергії ТЕС України – 45 млрд кВт·г; середня ціна за 1 кВт·г електроенергії ТЕС – 0,06 Євро. Очікуваний дохід від продажу електроенергії становитиме 2,7 млрд Євро. Тому збільшення тарифу на електроенергію ТЕС має становити близько 10%. Після 2028 р. зростання тарифу ціни на електроенергію ТЕС буде лише на 2,1%.

Якщо віднести реалізацію НПСВ як послуг загально-економічного характеру на всю відпущену в ОЕС України електроенергію (140 млрд кВт·г щорічно по середній ціні 0,04 Євро/кВт·г), то підняття тарифів на електрику

становитиме лише 5%.

Додатковим аргументом зростання тарифу на електроенергію від ТЕС України буде необхідність спорудження нових енергоблоків та проведення реконструкції основного обладнання існуючих енергоблоків, щоб вони могли працювати протягом експлуатації нових систем газоочищення.

**УДК 662.61:662.65+628.474.3**

### **СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПОШИРЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ СПАЛЮВАННЯ ТА ГАЗИФІКАЦІЇ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ПАЛИВ (ТПВ, RDF, БІОМАСА ТОЩО) НА ОСНОВІ ЦИРКУЛЮЮЧОГО КИПЛЯЧОГО ШАРУ**

**Топал О. І., к.т.н.; Голенко І. Л., к.т.н.; Гапонич Л. С., к.т.н.  
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ**

На даний час серед технологій, які набули поширення та використовуються в енергетичному секторі, слід виділити технології на основі циркулюючого киплячого шару (ЦКШ). Енергетичні технології на основі ЦКШ мають певну нішу застосування та специфічні властивості, які дають їм суттєві переваги при термічній переробці альтернативних видів палив (сортовані тверді побутові відходи (ТПВс), вторинне паливо з ТПВ або RDF (refused derived fuel), біомаса тощо), по відношенню, наприклад, до традиційного пиловугільного спалювання низькозольного вугілля.

Ці специфічні властивості полягають як у можливості ефективної термічної переробки палив із змінними параметрами якості (висока зольність – понад 15–20%, волога, сірка), які можуть коливатись навіть впродовж доби, суттєво не впливаючи на надійність роботи котлоагрегатів/реакторів, так і палив різного походження (RDF, біомаса) та метаморфізму (торф, нафтовий кокс). Висока ефективність ЦКШ-процесу базується на многократній циркуляції матеріалу шару (кратність циркуляції 40–100) із досягненням заданого ступеня конверсії палива у відповідних пристроях (топкових камерах, газифікаторах тощо), де застосовується підходи проточно-циркуляційних реакторів.

На основі ЦКШ-технологій можуть бути реалізовані термохімічні процеси як спалювання, так і газифікації.

Зараз до світових тенденцій слід віднести поступову відмову у розвинутих країнах від використання викопних видів палива (вугілля, природний газ,

нафта/мазут) на користь відновлювальних, а до актуальних питань в Україні (та світі) – реалізацію екологічно безпечних технологій використання ТПВ/RDF.

У зв'язку із цим для України перспективними видаються такі варіанти впровадження технологій термічної переробки альтернативних видів палива на основі ЦКШ-процесів: 1) будівництво нових потужних об'єктів для спалювання RDF/біомаси (або їх суміші, зокрема із вугіллям) у ЦКШ; 2) технічне переоснащення об'єктів шляхом будівництва газифікаторів RDF/біомаси для отримання синтез-газу та його використання в існуючому виробництві (напр., синтез-газу у котлоагрегатах ТЕЦ); 3) будівництво нових об'єктів малої та середньої потужності для отримання альтернативи природному газу з відновлювальних джерел енергії (RNG – Renewable Natural Gas) для технологічних/хімічних потреб.

В зазначеному контексті термохімічні та енергетичні технології на основі ЦКШ вже використовуються у світовій практиці.

1. Технологію прямого спалювання *альтернативного палива* у ЦКШ доцільно застосовувати при новому будівництві потужних енергетичних об'єктів (30–300 МВт), де передбачається його надійне надходження (напр., RDF чи/та біомаса навіть із змінними параметрами якості) впродовж року та терміну існування об'єкту (зазвичай понад 20 років). Такі об'єкти характеризуються значними капітальними вкладеннями (48–480 млн долларів США). Верхня межа потужності об'єкту зазвичай обмежена не можливостями ЦКШ-технології, а незначною ресурсною базою та малою доцільністю доставки альтернативного палива (напр., біомаси чи високооголового палива) на значні (понад 50–80 км) відстані, тобто логістикою. В Україні побудова потужних об'єктів видається обґрунтованою біля великих міст (з населенням близько/понад мільйон осіб).

Потужні установки, де застосовується пряме спалювання ТПВс/RDF у ЦКШ-котлоагрегатах, експлуатуються у КНР, країнах ЄС тощо на промисловому рівні.

2. Технологію газифікації *альтернативного палива* (зокрема RDF) у ЦКШ можливо використовувати з урахуванням відповідного світового досвіду для виробництва теплової та електричної енергії на ТЕЦ, заміщуючи природний газ – синтез-газом (або RNG). У цьому випадку можливі такі варіанти: 1) будівництво газифікаторів чергами в межах існуючих майданчиків ТЕЦ, як їх технічне переоснащення (якщо можливо); 2) будівництво нових газифікаторів RDF на нових майданчиках у складі нової ТЕЦ. Переваги

дооснащення ТЕЦ (замість нового будівництва), очевидно, полягають у зниженні капітальних витрат, можливостях використання земельної ділянки та існуючої інфраструктури ТЕЦ. Ці проекти будуть дешевшими від нового будівництва та менш ризикованими з огляду на можливість використовувати природний газ у разі складнощів при відпрацюванні нових технологій. Потужність об'єктів може бути менша, а будівництво відбуватись чергами на основі відпрацьованих технічних рішень (30–50 МВт) з меншими капітальними витратами (42–70 млн дол. США). Технологія газифікації у ЦКШ для RDF/суміші із біомасою відпрацьована у світі на промисловому рівні (20–160 МВт, напр. на ТЕЦ Kimiyarvi та ТЕЦ Lahtienergi, Фінляндія; установки на основі інтенсивної внутрішньої циркуляції IR CFB – фірми Ebara, Японія).

3. Використання технологій газифікації *альтернативних палив* для об'єктів малої та середньої потужності можливо для різних цілей (як енергетичних, так і хімічних – отримання рідких моторних палив тощо). Доцільність реалізації таких проектів має базуватись на ґрунтовних ТЕО з увагою на локальні умови. Слід зазначити, що зростаючу увагу у потужних західних компаній та асоціацій, діяльність яких пов'язана із газо-/нафто-видобуванням та їх переробкою, викликають технології отримання синтетичного газу із відновлювальних джерел – renewable natural gas (RNG). Так, до прикладу, існує Міжнародна газова асоціація (International Gas Union), серед комітетів якої є Комітет з утилізації (Utilization Committee), одним із завдань якого є вивчення можливостей та розвиток технологій використання RNG у побутовому секторі та промисловості, а також впровадження інтелектуальних систем обліку енергоресурсів.

#### **УДК 662.93**

#### **ОСОБЛИВОСТІ ОРГАНІЗАЦІЇ СПІЛЬНОГО СПАЛЮВАННЯ ТВЕРДОГО БІОПАЛИВА ТА ВУГІЛЛЯ НА ТЕС УКРАЇНИ НА ПРИКЛАДІ КОТЛА ТПВ-210А**

**Бондзик Д. Л., к.т.н.; Дунаєвська Н. І., к.т.н.; Мірошниченко Є. С.;  
Безценний І. В.; Щудло Т. С., Музалевська Н. І.**

**Інститут вугільних енерготехнологій НАНУ країни, м. Київ**

Актуальність і проблеми.

Події останніх років призвели до значного дефіциту вугілля марок А (антрацит) та П (пісне), які видобувалися на території Донбаського басейну. При цьому сім українських пилувугільних ТЕС були оснащені котлоагрегатами,

що мають проектним паливом антрацит і пісне вугілля. До 2013 р. вони споживали близько 18 млн т вугільної продукції на рік. У 2015 р. надходження вітчизняного антрациту і пісного вугілля на ТЕС поза зоною ООС скоротилось до менше ніж 5,0 млн т. Як наслідок, порівняно з 2013 р., виробництво електроенергії на ТЕС зменшилось на 44%, що замало для регулювання графіку енергоспоживання і становить пряму загрозу енергетичній безпеці України.

Іншою нагальною задачею української енергетики є необхідність нарощувати виробництво тепла та електроенергії на відновлюваних джерелах енергії та скорочувати викиди шкідливих речовин і парникових газів від великих спалювальних установок згідно з взятим Україною зобов'язанням в рамках Європейського енергетичного співтовариства.

Одним з вже випробуваних шляхів вирішення проблем стало комбіноване спалювання різного за ступенем метаморфізму вугілля – наприклад антрациту та вугілля газової групи. Наступним кроком пропонується використовувати на електростанціях України таке нове паливо, як біомаса, із застосуванням технології спільного спалювання біомаси та вугілля (ССБВ). Оскільки біомаса є CO<sub>2</sub>-нейтральною і майже не має в своєму складі сірки та золи, вона є ідеальним паливом для отримання енергії з меншим забрудненням довкілля. Крім того, заміна частини вугілля на біомасу призводить до суттєвого скорочення плати за викиди діоксиду сірки. На сьогодні викид однієї тони SO<sub>2</sub> коштує близько 2500 грн. Додавання, наприклад, 10% біомаси (по теплу) для енергоблока 300 МВт скоротить плату за викиди діоксиду сірки більш ніж на 4 млн грн. на рік.

Спільне спалювання в світі.

Біомаса в якості палива дуже поширена у світі як у вигляді основного палива, так і для спільного спалювання. В ЄС на сьогоднішній день знаходяться в експлуатації більше 100 ТЕС, які використовують технології ССБВ.

Враховуючи високу розбіжність у характеристиках біомаси (вміст летких, вологи, золи) існують різні способи підготовки і подавання біопалива до котла на спалювання. У [1] запропоновано наступну класифікацію технологій факельного та комбінованого спалювання:

- Пряме спалювання, коли біомаса та вугілля подаються одночасно у топку парогенератора. При цьому можливі варіанти, коли біомаса змішується з вугіллям безпосередньо на паливному складі, спільно подрібнюються та одночасно подаються у комбіновані пальникові пристрої. Наявні модифікації цієї технології, за якими біомаса попередньо готується на окремих

подрібнювальних пристроях та подається у комбіновані пальники або біомаса подається у спеціально виділені пальники.

- Паралельне спалювання, коли у межах блоку до наявного пиловугільного парогенератора приєднується виділений парогенератор для спалювання подрібненої біомаси у факелі.
- Непряме спалювання біомаси та вугілля, коли біомаса оброблюється у передтопках або у газифікаторах, а отриманий піролізний газ чи продукти газифікації спалюється спільно з вугіллям у топках існуючих парогенераторів

Одним з прикладів спільного спалювання вугілля разом з біомасою можна вважати електростанцію Amer (Нідерланди). ТЕС Amer має енергоблоки 8 і 9 електричною потужністю по 600 МВт. Деякий час тому основним паливом бітумінозне вугілля. На даний момент спільно з вугіллям спалюється біомаса за двома схемами – прямого і непрямого спалювання. За прямою до 27% за теплом до паливни подаються пелети біомаси, за непрямою – у газифікаторі киплячого шару з біомаси (5% за теплом) утворюється горючий газ, який подається до окремого пальника.

Для України на даний момент кращим варіантом можна вважати пряме спалювання із незалежними лініями підготовки та подавання біопалива, як найменш витратне і максимально надійне, оскільки підготовка біопалива не впливає на підготовку вугілля.

Наявність біомаси в Україні і логістика.

В Україні є багато джерел біомаси, які можна використовувати в якості палива. В основному це відходи деревообробної та сільськогосподарської промисловості. Оцінюваний технічний потенціал біомаси в перерахунку на умовне паливо складає біля 14 млн т. Основним з видів біомаси, доступної для перетворення її на паливо, у нас є деревина, оцінюваний потенціал якої складає біля 3 млн т у. п. При цьому біомаса може бути у вихідному вигляді, як її зібрали після основного виробництва, та і в обробленому – у формі пелет. Це підвищує її насипну щільність з 200–300 кг/м<sup>3</sup> до 500–700 кг/м<sup>3</sup>, що суттєво спрощує і здешевлює транспортування пелет на ТЕС. При цьому знижується вологість і, відповідно, зростає теплота згорання.

Теплота згорання біомаси нижча, ніж у вугілля, навіть у вигляді пелет (14–18 МДж/кг), тому питання транспортування постають більш гостро. Необхідно зважати на відстань доставки біопалива до електростанції, та за виробниками пелет визначати електростанції, найбільш оптимальні для організації спільного спалювання. На 2015 рік найбільшими виробниками пелет з деревини в Україні

були Житомирська, Київська та Волинська області, пелет з лушпиння соняшника – Запорізька, Дніпропетровська та Одеська області. Відповідно і вартість пелет для електростанцій, які знаходяться в цих областях або поруч з ними буде найменша. На ринку пелет діапазон їх вартості є дуже широким – від 1800 грн/т до 3000 грн/т. Тому економічний фактор для вибору біомаси як палива в Україні поки що не буде основним.

На прикладі Трипільської ТЕС покажемо можливості з постачання біомаси. Якщо доставляти необроблену біомасу, то доцільним радіусом постачання буде  $60 \pm 10$  км. Таким чином в межах доступності включаючи тирсу, солому, брикети і пелети є лише 100 тис. т біомаси (частина Київської області). При цьому необхідно зважати на те, що тільки частина цієї біомаси буде доступна для ТЕС. А для роботи 1-го блоку 300 МВт із заміною 10% палива за теплом біомасою необхідно 50–60 тис. т біомаси на рік.

При використанні пелет цей радіус розширюється вже до  $300 \pm 50$  км. І тут захоплюються також прилеглі до Київської області. Тому в цьому випадку біомаси вистачить для роботи усіх 4-х вугільних блоків станції.

Основні можливі засоби транспортування біомаси – це залізничний транспорт, автомобільний транспорт та водний транспорт. Зважаючи на розгалуженість постачальників біопалива, необхідність численних перевантажень при доставці залізницею та менші витрати біомаси, ніж основного палива, на даний момент рекомендуємо використовувати автомобільний транспорт. Він є максимально гнучким, не вимагає великих витрат для ділянки приймання на станції, не потребує перевантажень на залізницю і назад (що збільшує вартість доставки). При зростанні продуктивності окремих виробників біомаси і наявності біля них залізничних станцій – можливий перехід на транспортування залізницею.

Оптимальний розмір.

Зважаючи на великий розмір пелет (до 40 мм), особливо у порівнянні із вугільним пилом, необхідне попереднє подрібнення біомаси перед подаванням до паливни. Розмел до рівня пилу (менше 200 мкм) теж не потрібний, зважаючи на багато більшу реакційну здатність біомаси та високий вміст летких горючих речовин. Тому в Інституті вугільних енерготехнологій (ІВЕ) НАН України було проведено серію досліджень трьох видів біомаси (пелети з соломи, пелети з лушпиння соняшнику, агропелети) на лабораторній установці для визначення оптимального розміру частинок. Вона являє собою вертикальний реактор киплячого шару, до якого вкидається наважка досліджуваного палива і за

аналізом продуктів термолізу і горіння на мас-спектрометрі визначаються тривалість та швидкість процесів піролізу і вигорання.

Проводилась оцінка швидкості виходу летких та вигорання коксового залишку біомаси трьох розмірів для кожного виду (0,63–1; 1–1,6; 1,6–3 мм) у порівнянні із горінням вугільного пилу марки П.

В результаті проведених досліджень процесів піролізу та вигорання коксового залишку визначено, що:

1) кінетична швидкість горіння біомаси в діапазоні температур 450–750 °С на порядок вища за швидкість горіння коксового залишку вугілля марки П;

2) відмінність швидкості піролізу та вигорання для різних видів біомас складає не більше 20%, відповідно за швидкістю горіння для спільного спалювання може бути використаний будь-який з досліджуваних типів біомас;

3) зважаючи на малу зміну швидкостей піролізу та горіння біомаси при зменшенні розміру частинок менше 1,6 мм, цей розмір рекомендований для застосування при спільному спалюванні біомаси з вугіллям.

Оптимальна частка.

Для оцінки спільного спалювання та визначення оптимальної частки біомаси по відношенню до вугілля різних марок в умовах, наближених до умов в паливні, була використана експериментальна установка, яка дозволяє проводити спалювання двох твердих палив одночасно з витратою до 30 кг/год.

Для спалювання обирався вугільний пил пісного та газового вугілля стандартного станційного помелу. Використовувались пелети 3-х типів – деревні, лушпиння соняшнику, агропелети. Пелети попередньо мололися до максимального розміру 1,6–3 мм. Частка біомаси варіювалася від 0 до 16% за теплом. За результатами експериментів максимум температур спостерігався в діапазоні теплової частки біомаси від 7–8 % до 14–15%. Аналіз твердої фази також показав, що максимальне вигорання припадало на частку біомаси в суміші в діапазоні 8–14 %.

В результаті проведених експериментів визначено:

- 1) Існує можливість спалювати разом в факельних котлоагрегатах пісне та газове вугілля та подрібнені пелети з біомаси українських підприємств.
- 2) Додавання біомаси, незалежно від типу, при спалюванні вугілля інтенсифікує процес його займання і підвищує температуру в паливні за пальниковим пристроєм.
- 3) Частка біомаси більше 15–20 % може призводити до перегріву поверхонь нагрівання НРЧ і вимагатиме реконструкції паливни.

4) Оптимальна частка біомаси, яка інтенсифікує спалювання як пісного, так і газового вугілля, але не вимагає суттєвих модифікацій пального пристрою та котла, складає 8–12%, тому можемо рекомендувати технологічно прийнятну та ефективну частку біомаси в кількості 10% за теплом від загальної кількості палива.

5) Можна передбачити в разі спільного спалювання вугілля разом з біомасою (~10%) зниження загальної концентрації оксидів сірки, азоту та вуглецю.

#### Модифікація котла ТПП-210А

Враховуючи вищенаведене, був обраний шлях мінімальної модернізації вихрового пального котла ТПП-210А тепловою потужністю до 70 МВт Трипільської ТЕС, в районі якої існує достатня кількість відходів деревообробних підприємств на економічно обґрунтованій відстані.

До стандартного пального біомаса подаватиметься через центральний канал, забезпечуючи необхідну швидкість 20 м/с (рис.1). При забезпеченні подавання біомаси в кількості 10% по теплу від вугілля з підвищеною концентрацією, витрата біомаси на паливник складатиме 1,5 т/год.

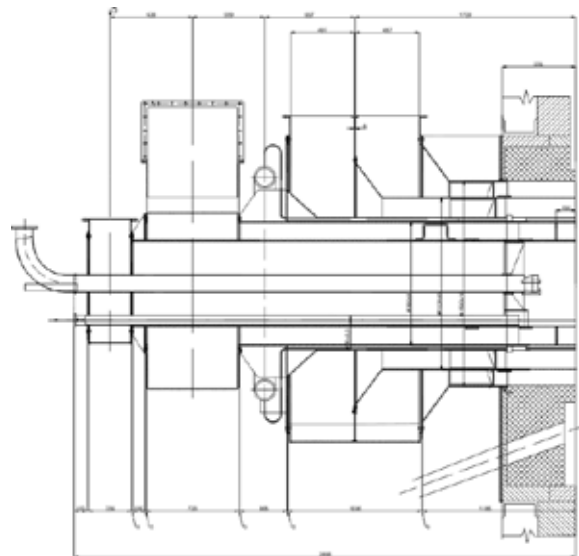


Рисунок 1 – Паливник для спільного спалювання вугілля з біомасою потужністю 70 МВт

Проведені теплові розрахунки роботи котла при спалюванні вугілля з біомасою в межах допустимої похибки достовірно вказують на наступне:

– Забезпечено умови надійної роботи топкової камери зі сталим режимом

РШВ та без ризику шлакування ширм;

– Температура на виході з топкової камери в даних режимах забезпечує надійний режим експлуатації котла, але проблема шлакування ширм вимагає додаткового вивчення.

Було визначено перерозподіл теплових потоків по висоті паливни. Максимально близькою за тепловими потоками до проектного антрациту є суміш 90% антрациту та 10% соснової пелети. В цьому випадку відмінність складає не більше 2,74%.

Розрахунки ККД котла показують його зниження на 0,02–0,06% для сумішей, пов'язане із меншою теплотою згоряння і більшими втратами з відхідними газами ( $q_2$ ). Але не враховується зміна ступеня вигорання палива ( $q_3$  та  $q_4$  приймалися однаковими), реальне значення якого може бути отримане на випробуваннях цієї технології. Експериментальне спалювання показало, що сумарне вигорання має при застосуванні спільного спалювання зростати.

Для оцінки зменшення шкідливих викидів внаслідок впровадження спільного спалювання, використовувався елементний склад АШ та еквівалентних сумішей АШ з біомасою, розрахований за даними теплового розрахунку. Результати розрахунку викидів оксидів сірки для звичайної роботи блоку та для випадків спільного спалювання вугілля з твердою біомасою, розрахований за цими даними, показують, що спільне спалювання з пелетами сосни знижує викиди  $SO_2$  на 9,8%, з пелетами лушпиння соняшнику – на 8,3%, з агропелетами – на 8,8%.

При впровадженні спільного спалювання треба зважати, що зберігання і транспортування біомаси вимагає холодного повітря, а також контролю температури в бункерах. Наприклад, Danish Technological Institute (Данія) рекомендує тримати температуру в бункері біомаси нижче 45°C. Окрім системи контролю температури необхідно наявність системи вентиляції бункерів, а також системи пожежогашіння.

Схема подавання біомаси

Уся схема комплексу приймання твердого біопалива (пелет) може виглядати наступним чином (рис. 2) і складатися з наступних вузлів:

А. Приймання твердого біопалива.

– Розвантаження

В. Складування

– Резервуар

С. Підготовка біопалива

- Контроль якості
- Підсушування
- Подрібнення
- Вилучення металу та сторонніх речовин

#### D. Подача на виробництво

- Вузол пересипки і диспетчеризації
- Система транспорту
- Витратні бункери блоків
- Живильники біомаси

Принципова схема системи прийому та підготовки біопалива наведена на рисунку 2.

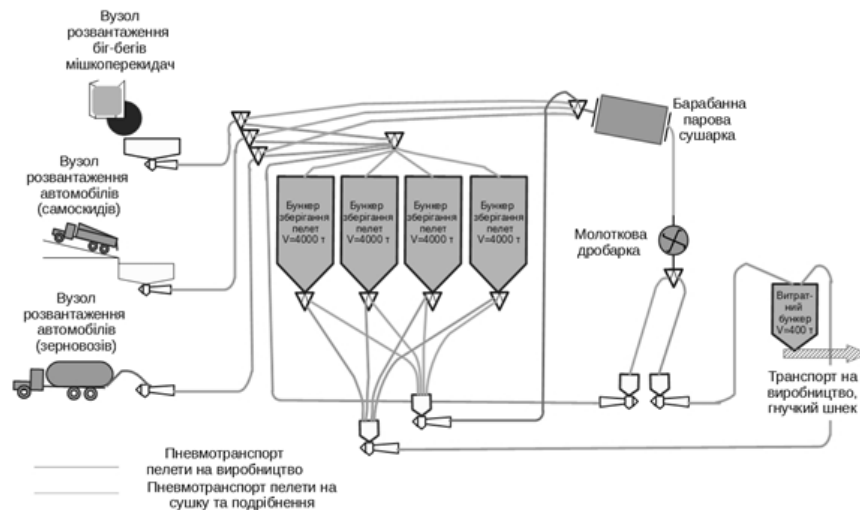


Рисунок 2 – Структурна схема вузла розвантаження, складування, підсушування та подрібнення деревних пелет в умовах роботи Трипільської ТЕС

#### ВИСНОВКИ

За проведеними дослідженнями щодо можливості використання твердого біопалива для спалювання на котлах ТПП-210А Трипільської ТЕС спільного з вугільним пилом можна зазначити наступне:

- існує багаторічний успішний світовий досвід спільного спалювання вугілля і біомаси в факельних котлоагрегатах;
- використання спільного спалювання дозволяє знизити викиди шкідливих речовин, а відповідно і знизити плату за них;

- в Україні сучасна тенденція цін на вугілля та біомасу (з урахуванням їх калорійності та впливу на навколишнє природне середовище) демонструє ефективність реалізації проектів спільного факельного спалювання вугілля та біомаси, особливо за умов впровадження «зеленого тарифу» на ту частку виробленої електроенергії, що генерується при спалюванні біомаси;
- найзручнішою формою використання біомаси на електростанції є пелети;
- в Україні наявна широка ресурсна база біомаси, яка дозволяє забезпечити роботу котлоагрегату при спільному спалюванні із використанням до 10% біопалива за теплом;
- попередні проробки конструкції пальника для спільного спалювання показали можливість маловитратної модернізації обладнання станції, при цьому забезпечується надійна робота котлоагрегату при використанні 100% вугілля;
- розрахунки спільного горіння біомаси і вугілля показали високий рівень вигорання палива вже в нижній радіаційній частині паливни;
- повірочний розрахунок паливни показує, що при спільному спалюванні зберігається надійна робота котла із стабільним виходом рідкого шлаку, можливість шлакування ширм вимагає практичного вивчення;
- дослідження постачання біомаси показало наявність підприємств, які зможуть забезпечити ТЕС достатньою кількістю біомаси.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Mike Colechin, Alf Malmgren. Best Practice Brochure: Co-Firing of biomass (Main Report) Report No: Coal R 287 DTI/Pub URN 05/1160 May 5.2005.91p.

#### УДК 66.074.2

### ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЫШЕННЫХ УРОВНЕЙ ОРОШЕНИЯ ТРУБ ВЕНТУРИ С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ ОЧИСТКИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ УГОЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Вольчин И. А., д.т.н.; Ращепкин В. А., к.т.н.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев

Угольные тепловые электростанции (ТЭС) в бывшем СССР проектировались в соответствии с детально разработанными научными и проектными институтами принципами и методиками, в соответствии с развитием передовых технологий. Поддержание индустриальной нагрузки экономики того времени не требовало уделения должного внимания вопросам

«цены влияния» угольных тепловых электростанций на экологию в той мере, насколько важным это признается сейчас. Логично или нет, но по принципам экономической целесообразности при проектировании тепловых электростанций в 50–60-х годах были обойдены вниманием вопросы серо- и азотоочистки дымовых газов угольных электростанций, поскольку параметры проектного топлива ТЭС вполне допускали при его сжигании приемлемые на то время уровни выбросов загрязняющих веществ. Очевидным и объективно наблюдаемым фактором выбросов станций оставалась пыль летучей золы, к борьбе с выбросами которой в промышленных районах вообще всегда ставился особый акцент, ввиду повышенного риска заболеваемости населения пульмонологическими заболеваниями.

Наравне с высокоэффективными электростатическими фильтрами (ЭСФ) в угольной тепловой энергетике, для очистки дымовых газов для подавления выбросов летучей золы достаточно широко применяются мокрые скрубберы с трубой Вентури. Доля таких установок на тепловых электростанциях украинской энергетики составляет приблизительно 30%. Эффективность мокрых золоуловителей с трубами Вентури обычно ниже эффективности улавливания пыли электрофильтрами. В принципе, эффективность золоулавливания в мокрых скрубберах с трубой Вентури может быть существенно повышена при увеличении орошения запыленного газового потока большим количеством жидкости. Ранее увеличение уровня орошения мокрых скрубберов (а, следовательно, и их эффективности) при проектировании этих устройств ограничивалось опасением достижения температурой дымовых газов точки росы, что, в отсутствие серо- и азотоочистки дымовых, могло повлечь коррозию оборудования (в частности, вытяжного вентилятора) вниз по потоку. Снятие такого ограничения повышенных расходов воды на орошения мокрых скрубберов может сделать их использование весьма эффективным, с КПД близким к КПД ЭСФ, например, в случае установки вниз по потоку систем серо- и азотоочистки, что исключит (или почти исключит) коррозию оборудования.

Повышенные уровни орошения допускались и ранее, но при условии, что капли будут крупными. Поэтому было проведено математическое моделирование процесса очистки дымовых газов от частиц летучей золы в мокрых скрубберах Вентури в условиях избыточного орошения с целью выяснения особенностей, влияющих на эффективность пылеочистки. Важным является исследование вопроса изменения теплофизических параметров

газового потока в процессе испарения капель. Была исследована динамика основных теплофизических параметров гетерогенного потока в среде с изменяющимся влагосодержанием. Рассмотрено влияние диаметра капель на эффективность мокрых скрубберов, исследовано изменение гидродинамического сопротивления мокрого золоуловителя при разных плотностях орошения газового потока. Было оценено влияние входного распределения частиц летучей золы по размерам на результат пылеочистки.

К основным результатам проведенных исследований можно отнести следующее.

Расчеты показали, что при очистке ДГ от частиц летучей золы при сжигании антрацитов и тощих углей, когда на частицы  $PM_{10}$  приходится до 10% массы золы, требования Директивы 2010/75/EU достижимы при плотностях орошения трубы Вентури  $q_w > 500$  г/нм<sup>3</sup>. Неопределенность распределения частиц летучей золы за котлами и капель за форсунками не позволяет с точностью до сотых долей процента рассчитать требуемую эффективность скруббера на уровне 99,9%. Однако знание входного распределения частиц по размерам позволит точнее определить технологические параметры орошения газового потока.

Размеры капель в промышленных скрубберах Вентури должны попадать в следующий диапазон диаметров:  $70 \text{ мкм} < D_d < 300 \text{ мкм}$ . Однако даже в этом диапазоне следует выделить характерный размер капель, при котором как по данным теоретических расчетов, инженерных расчетов при проектировании мокрых скрубберов Вентури, так и по результатам испытаний промышленных золоулавливающих установок с трубами Вентури на ряде ТЭС, наблюдается наиболее высокая степень улавливания частиц летучей золы. Это капли диаметром около 150 мкм. Поэтому желательно, чтобы максимум распределения капель по размерам, формируемого форсунками, приходился на капли такого диаметра. Причем капли такого размера при тех же условиях испаряются слабее, чем, например, капли диаметром менее 50–70 мкм, что не требует внесения поправок в уравнения их движения в газе вследствие изменения размера капель при их испарении.

Для электростатических фильтров снижение скорости ДГ при пониженных нагрузках энергоблока приводит к росту эффективности пылеочистки за счет увеличения времени пребывания частиц в поле коронного разряда, однако в случае мокрых скрубберов Вентури снижение скорости ДГ в горловине трубы ведет к ухудшению пылеочистки и должно быть скомпенсировано ростом

расхода орошающей жидкости, что, в свою очередь, приводит к повышению гидродинамического сопротивления, необходимости увеличения мощности дымососа и связанным с этим дополнительным энергозатратам энергетической установки.

Полученные результаты и выявленные физические особенности тепло- и массообмена в мокрых скрубберах с трубами Вентури в условиях избыточного орошения могут стать полезными при проектировании или реконструкции установок очистки дымовых газов крупных сжигающих установок.

**УДК 66.047.7**

### **ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ДИСПЕРГИРОВАНИЯ И ДЕГИДРАТАЦИИ УГЛЕРОДНОГО МАТЕРИАЛА**

**Кутовой В. А., д.т.н., проф.; Луценко А. С.**

**Национальный научный центр «Харьковский физико-технический институт», г. Харьков**

Проведена научно – техническая разработка энергоэффективного процесса непрерывной дегидратации и диспергирования бурого угля. Дегидратация бурого угля в термовакuumной установке происходит равномерно, минимальный размер кристаллов 40 нм, время обработки 14 секунд. Из результатов исследования установлено, что термовакuumный метод дегидратации снижает содержание серы и азота, что приводит к уменьшению объема вредных выбросов в атмосферу при его сжигании. Количество тепловой энергии, которая необходима для дегидратации одной тонны бурого угля с начальной влажностью 40% до влажности 1% составляет 600 МДж/т.

Для оптимизации цикла подготовки твердого топлива к сжиганию на ТЭС необходимо использовать альтернативные способы обработки углей, путем создания энергосберегающих технологий непрерывной дегидратации бурого угля и одновременного его диспергирования с повышением топливных характеристик. Существенным мероприятием в отношении энергосбережения является ограничение масштаба сброса теплоты в окружающую среду и защита биосферы от выбросов оксидов серы и азота, которые выделяются в процессе сжигания бурого угля. Существуют установки, в которых применяют одновременно механический процесс дегидратации и диспергирования. [1, 2]. При этом используют предварительно подогретый воздух, что значительно повышает энергозатраты технологического процесса, не позволяет получать продукт с заданными характеристиками, в частности дисперсностью и

влажностью, что в значительной степени влияет на качество материалов, которые получают из продуктов тонкого измельчения.

Целью данной работы является интенсификация процессов термовакuumной обработки бурого угля путем усовершенствования теплофизических процессов, создание высокоэффективного термовакuumного оборудования, обеспечивающего энергосбережение и высокое качество полученного продукта с низким содержанием серы и азота, что улучшает экологию окружающей среды.

Предлагаемый метод основан на принципе объединения быстрого процесса вакуумирования и теплового нагрева, при непосредственном контакте влажного материала с нагретой внутренней поверхностью спирального полого нагревателя, что обеспечивает мгновенное нагревание частиц влажного материала в вакууме до заданной температуры. Соприкосновение влажного материала с нагретой стенкой нагревателя вызывает теплопередачу от стенки нагревателя к поверхностному слою материала, а пониженное давление внутри нагревательного элемента позволяет удалять влагу из материала при температуре существенно ниже температуры парообразования при атмосферном давлении.

Термовакuumная установка непрерывной дегидратации и диспергирования приведена на рис.1. Такая конструкция установки обеспечивает высокопроизводительную непрерывную дегидратацию и одновременное диспергирование материала в термоизолированном от внешней среды пространстве. [3].

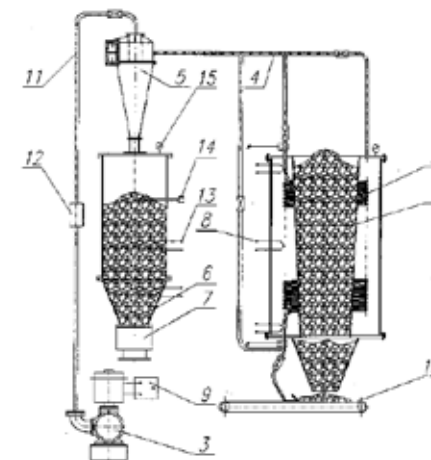


Рис. 1. Схема термовакuumной установки

Установка состоит из питательного бункера (1), полого нагревателя, (2), вакуумного насоса (3), трубопроводов (4, 11), циклона (5), приемника высушенного сырья (6), шлюзового затвора (7). Имеет термопары (8, 13), пульт управления (9), транспортер (10), фильтр (12), датчик уровня высушенного сырья (14), вакуумметр (15).

Влажный материал вместе с воздухом поступает в нижнюю часть полого нагревательного элемента (2), который имеет форму спирали и находится в нем до 15 секунд. Среднее давление в полости нагревательного спирального элемента составляет 430 мм рт. ст. Двигаясь в полости нагревательного элемента по спиральному каналу, на влажный материал оказывает влияние центробежная сила, которая прижимает влажный материал к стенке нагревательного элемента. Между поверхностной плоскостью влажного материала и стенкой нагревателя образуется контакт, что позволяет максимально использовать тепло нагревательного элемента. Происходит мгновенный процесс передачи тепловой энергии от стенки нагревателя к влажному материалу. Элемент поверхности влажного материала получает мощный поток тепловой энергии за короткий промежуток времени. Температура ( $T$ ) внутри поверхностного слоя влажного материала в момент соприкосновения к стенке нагревателя становится выше температуры ( $T_1$ ) испарения влаги ( $T \gg T_1$ ). Происходит мгновенный перегрев жидкости. Начинается процесс интенсивного паровыделения в поверхностном слое при давлении ( $P_1$ ) окружающей среды. Давление ( $P_1$ ) в полости нагревательного элемента создает вакуумный насос 3 (рис. 1). В результате интенсивного парообразования давление насыщенного пара ( $P_2$ ) внутри поверхностного слоя становится значительно выше, чем на поверхности ( $P_2 \gg P_1$ ), что приводит в ограниченном пространстве к образованию локального импульсного парового взрыва с появлением ударной волны внутри которой возрастает температура и давление. Происходит разрушение поверхностного слоя материала.

В это же время *происходит электризация частиц*, причем крупные и мелкие частицы приобретают заряды противоположных знаков. Появляется электростатический заряд.

При повышении температуры нагревателя до  $300^\circ\text{C}$  бурый уголь воспламеняется, несмотря на пониженное давление внутри нагревательного элемента (рис. 2, а, б).

Причиной воспламенения бурого угля в нагревательном элементе является термическая электризация, которая при определенных внешних условиях

приводит к повышению электростатического напряжения и возникновению электрического разряда.

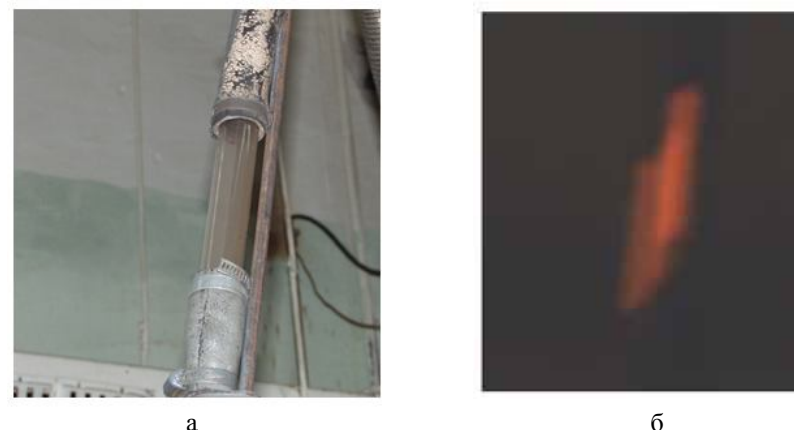


Рис. 2. Воспламенение бурого угля в нагревательном элементе:

а – общий вид трубопровода; б – горение бурого угля в трубопроводе

На развитие электрического пробоя существенно влияет электронная лавина, которая создает повышенную концентрацию носителей заряда в диапазоне температур  $T = (260-300)^\circ\text{C}$ , достаточной для непосредственного образования тлеющего разряда с преобразованием его в стример. После распространения стримеров на весь межэлектродный промежуток при температуре нагревателя  $T \geq 300^\circ\text{C}$  происходят мощные электрические разряды, что является причиной самовозгорания измельченного бурого угля. Длительность пробоя при длине промежутка в один сантиметр составляет  $(10^7-10^8)$  с.

Таким образом, анализируя механизмы воздействия на исследуемый объект можно создать высокоэффективный, безопасный технологический процесс дегидратации и диспергирования. Следует экспериментально определять величину ионизации, и пороговое значение энергии искрового разряда, чтобы не допустить воспламенения конкретного материала.

#### ВЫВОДЫ

- Создан энергосберегающий, экологически чистый термовакuumный процесс дегидратации и диспергирования бурого угля, понижено содержания серы и азота в буром угле, что приводит к уменьшению объема вредных выбросов в атмосферу при его сжигании. Сушка бурого угля в термовакuumной

установке происходит равномерно, минимальный размер кристаллов бурого угля 40 нм, влажность около 1%.

- Применение термовакuumного процесса позволяет создать энергосберегающую, высокоэффективную методику непрерывной дегидратации и диспергирования бурого угля, что приводит к уменьшению объема вредных выбросов в атмосферу при его сжигании.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Шишков Н. И. Исследование совмещенных процессов измельчения и сушки в мельнице ударноотражательного действия / Шишков Н. И., Опарин С. А., Сорока П. И., Зражевский В. И. // Материали V Міжнародної науково-практичної конференції “Наука і освіта – 2002”. – Том 19. – Дніпропетровськ – Донецьк. – 2002. – С. 49–50.
2. Опарин С. А. Совмещенный процесс тонкого измельчения и сушки растительных отходов / Опарин С. А., Сорока П. Г // Наківі проці Одеської нац. академії харчових технологій. 2014. – Вип. 45. – Т.3 – С. 4–9.
3. Пат. 81138 Україна. МПК F26B9/06. Пристрій для термовакuumного сушіння / Кутовий В. О. – №а200507488; заявл. 27.07.2005; опубл. 10.12.07. Бюл. №20. – 5 с.

#### УДК 621.311

### ШЛЯХИ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ЩОДО ЗМЕНШЕННЯ ПІКОВОГО ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ТА ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКА НІЧНОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

<sup>1</sup>Басок Б. І., чл.-кор. НАН України; <sup>1</sup>Лисенко О. М., к.т.н.;

<sup>2</sup>Веремійчук Ю. А., к.т.н.; <sup>1</sup>Мороз М. В.; <sup>2</sup>Вем А. В.; <sup>2</sup>Товстюк А. І.

1 – Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

2 – Інститут енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського", м. Київ

В Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України продовжує зберігатися негативна тенденція щодо значної нерівномірності добового графіка споживання електричної енергії. Тому пошук шляхів щодо управління електроспоживанням, що дозволить зменшити пікове енергоспоживання та вирівняти графік нічного електроспоживання, є надзвичайно актуальною задачею.

Метою роботи є розроблення дієвих заходів для зменшення пікового енергоспоживання та вирівнювання графіка нічного електроспоживання для забезпечення надійної та безпечної роботи ОЕС України.

Ефективне управління використання електричної енергії залежить від комплексного розгляду принципів питань: розробки та впровадження прогресивної системи тарифів на електричну енергію; створення моделей, методів та програмного забезпечення для управління електричним навантаженням споживачів та їх електроспоживанням; створення та забезпечення постачальників і споживачів електроенергії сучасними технічними засобами обліку та управління електроспоживанням; розробки і впровадження дієвої нормативно-правової бази управління використанням електричної енергії [1, 2]. Однією з складових задач управління електроспоживанням є вирішення завдань щодо зменшення нерівномірності добового графіка навантаження ОЕС України. На рис. 1 показано добовий графік виробництва та споживання електроенергії взимку за 15 грудня 2016 р., з якого видно, що найменше споживання електричної енергії відбувається о 03:00 годині і становить 16858 МВт, а найбільше – о 17:00 годині і відповідає 22722 МВт [3]. На рис. 2 показано добовий графік виробництва та споживання електроенергії влітку за 15 червня 2016 р. З графіка видно, що найменше споживання електричної енергії відбувається о 04:00 годині і становить 12205 МВт, а найбільше – о 22:00 годині і дорівнює 16163 МВт.

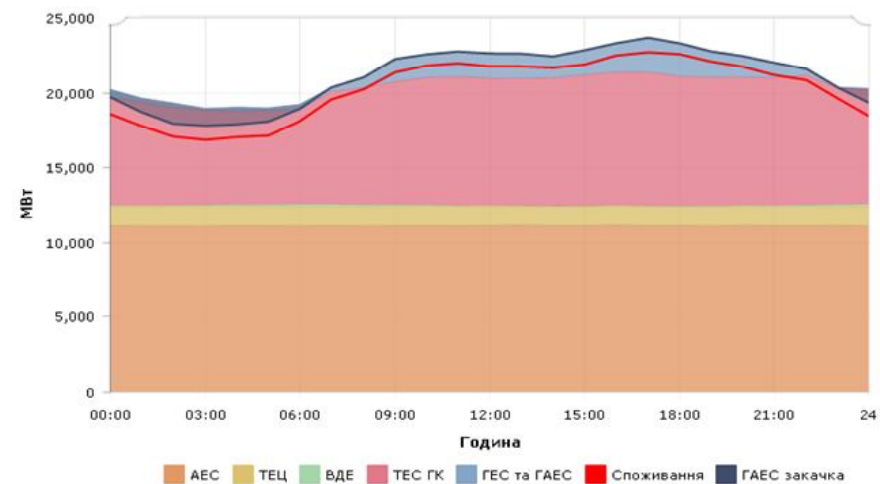


Рис. 1. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії за 15.12.2016 р.

Таким чином, нерівномірність добового графіка навантаження ОЕС України в 2016 р. становить 3958 МВт у літній період та 5864 МВт у зимовий період. Також нерівномірність споживання електричної енергії за добу спостерігається як у будні дні, так і у вихідні.

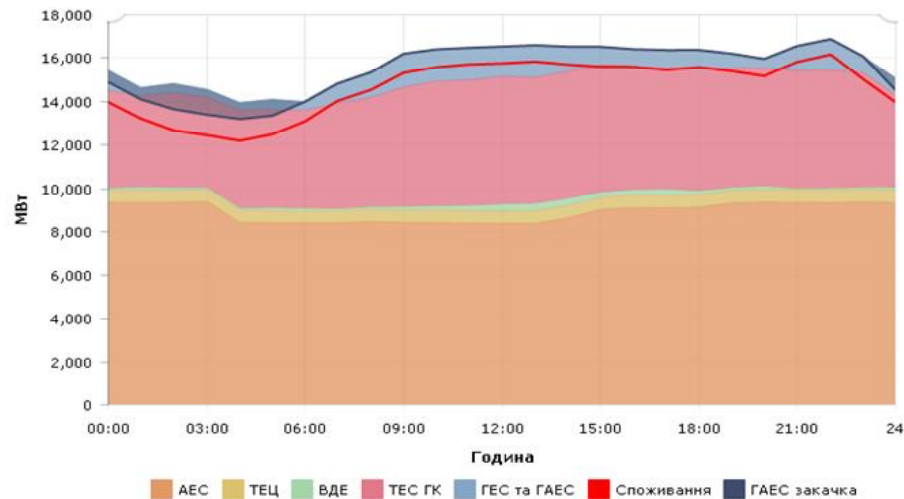


Рис. 2. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії за 15.06.2017 р.

Для вирівнювання добового графіка необхідно:

- переглянути діючі тарифні коефіцієнти для забезпечення економічного механізму залучення (збільшення кількості) споживачів до розрахунків за електричну енергію за тарифами, диференційованими за періодами часу;
- запровадити управління попитом споживачів на електричну потужність та енергію шляхом подальшого розвитку системи тарифів, диференційованих за періодами часу;
- збільшити обсяги електроспоживання в нічній зоні доби за рахунок перенесення роботи електротермічного обладнання;
- організувати через засоби масової інформації та інформаційно-консультативні центри електропередавальних організацій популяризацію діючих тарифів;
- встановити граничні величини споживання електричної потужності споживачам, постачання електроенергії яким здійснюється постачальниками за регульованим тарифом, на загальних підставах, а не на заявленому споживачем рівні (необхідно внесення змін до нормативно – правових документів );

– електропередавальним організаціям організувати роботу з споживачами щодо розроблення та запровадження ними постійно діючих заходів з регулювання добового графіка електричного навантаження.

Згідно зі звітними даними про споживання електричної енергії в Україні встановлено, що значний потенціал управління електроспоживанням знаходиться в групі споживачів “Промисловість” та в “Населення”. Оскільки споживання електричної енергії в групі “Промисловість” протягом доби є більш-менш рівномірним, то в групі “Населення”, навпаки, нерівномірне. Тому розроблення і впровадження технічних, технологічних та організаційних заходів зі зменшення пікового енергоспоживання та вирівнювання графіка нічного електроспоживання найдоцільніше проводити саме для групи споживачів “Населення”. До технічних заходів можна віднести: побутова техніка з електронним управлінням; акумуляційні системи електричного опалення; електричні котли; електроконвектори; електроводонагрівачі; пристрої, яким необхідна підзарядка; теплонакопичувальні обігрівачі. До технологічних заходів можна віднести: моніторинг енергоспоживання домогосподарств в режимі реального часу; адміністративне регулювання електроспоживання; зміщення навантаження в часі; маневрування електроспоживанням. До організаційних заходів відноситься: регулювання та/чи управління добовим електроспоживанням кінцевим споживачем, а саме населенням; впорядкування графіків роботи споживачів-регуляторів; ефективна тарифна політика для населення; розподіл вихідних днів, розпорядок робочого дня для промислових підприємств.

Одним з технічних рішень, за допомогою якого можна зменшити провал нічного електропостачання, є розроблення та впровадження індивідуальних теплових пунктів (ІТП) з використанням електричних котлів. Наявність електричних котлів різної потужності дозволяє ІТП не тільки регулювати, але й незалежно від теплових розподільних мереж генерувати теплоту, особливо це актуально при виникненні аварійних ситуацій в тепломережах. Однією з найбільших переваг таких установок є можливість використання в ній провальної нічної електроенергії за пільговими тарифами, що на сьогодні надзвичайно актуально для стійкого та якісного функціонування ОЕС України. До складу ІТП входить пластинчастий теплообмінник, що забезпечує приєднання системи опалення будівлі до зовнішньої теплової мережі за незалежною схемою. Для здійснення автоматичного регулювання температури теплоносія в систему опалення будівлі за погодними умовами в ІТП

використовуються електронні регулятори з картами з електронним чіпом, за допомогою якої програмується робота регулятора.

Таким чином, розроблення та впровадження ефективних технічних, технологічних та організаційних заходів дозволить зменшити пікове енергоспоживання та вирівняти графік нічного електроспоживання для забезпечення ефективної та надійної роботи ОЕС України.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Розен В. П., Лякин А. А., Курбака Г. В. Ранжирование потребителей-регуляторов мощности с использованием метода анализа иерархий. Экономічна безпека держави і науково-технологічні аспекти її забезпечення: Праці II-го науково-практичного семінару з міжнародною участю. – 2010. – С. 298–307.
2. Папков Б. В., Шарыгин М. В., Крайнов С. П. Аспекты обеспечения надежности электроснабжения в условиях рынка. Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева №1 (80). – 2010. – С. 176–184.
3. НЕК «Укренерго». Режим доступа: <https://ua.energy>.

УДК 662.76:504.064:683.95(043.2)

### УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ТОПЛИВА КАК ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА В БЫТОВОЙ ТЕХНИКЕ.

Сорока Б. С., д.т.н.; Горуна В. В.

Институт газа НАН Украины, г. Киев

В соответствии с прогнозами аналитического центра Bloomberg New Energy Finance «New Energy Outlook 2018» к 2050 г. «зеленая» энергетика займет до 71% всего энергорынка, прежде всего, за счет солнечной (фотовольтаника) и ветровой энергетика.

Из всех ископаемых топлив (fossil fuels) предполагается наибольшее сокращение угольной энергетика, с нынешних 38% до 11% в мире. При этом следует отметить, что в связи со значительным повышением абсолютного энергопотребления в мире в предыдущие десятилетия сокращения добычи и потребления органического топлива ожидать не приходится. Это положение в еще большей степени относится к бытовому (domestic, residential) потреблению газового топлива. В Украине доля потребляемого в коммунально-бытовом хозяйстве природного газа (NG) в 2017 г (11,2 млрд м<sup>3</sup>) превысила

использование в промышленности (9,1 млрд м<sup>3</sup>). Кроме природного газа, в коммунально-бытовом хозяйстве также используется сжиженный газ, основные составы и теплотехнические характеристики природного и сжиженного газов приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Составы и основные характеристики природного газа.

Горючий газ	NG				
	CH <sub>4</sub>	NG (H)	NG (L)	NG; ГРС-ТЕЦ-5 Киев 23.04.2018	
Состав, % об.	CH <sub>4</sub>	100	86,22	83,04	89,353
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	–	8,61	4,00	5,069
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	–	1,91	0,82	1,092
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	–	0,39	0,22	0,308
	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	–	0,05	0,06	0,090
	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	–	0,02	0,05	0,074
	O <sub>2</sub>	–	–	–	0,009
	N <sub>2</sub>	–	0,9	10,09	1,617
	CO <sub>2</sub>	–	1,9	1,72	2,343
	Q <sub>l</sub> (МДж/м <sup>3</sup> )	35,8	38,659	33,458	34,42
	Q <sub>h</sub> (МДж/м <sup>3</sup> )	39,8	42,726	37,035	38,13
	T <sub>T</sub> (К)	2221	2222	2209	2220
	T <sub>d</sub> (К)	332,45	331,55	331,65	331,75

Таблица 2. Составы и основные характеристики сжиженного газа.

Горючий газ	LPG					
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	LPG 50% propane 50% butane	LPG 40% propane 60% butane	LPG 60% propane 40% butane	
Состав, % об.	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	100	–	50	40	60
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	–	100	50	60	40
	Q <sub>l</sub> (МДж/м <sup>3</sup> )	91,203	118,585	104,89	107,63	102,16
	Q <sub>h</sub> (МДж/м <sup>3</sup> )	99,016	128,353	113,68	116,62	110,75
	T <sub>T</sub> (К)	2234	2236	2235		
	T <sub>d</sub> (К)	328,05	327,35	327,65	327,55	327,75

В связи с изменением структуры потребления топливных ресурсов в Украине – резким сокращением энергопотребления промышленностью и увеличением относительной доли общего использования углеводородного топлива, относящейся к коммунально-бытовому сектору, особое значение приобретает совершенствование конструкций бытовых газоиспользующих устройств.

В Институте газа НАН Украины после многолетнего перерыва возобновлены систематические исследования сжигания углеводородов в

горелках газовых плит с учетом образования токсичных веществ: оксидов азота NO, NO<sub>2</sub>, и углерода CO. Исследования проводятся на специально созданном огневом стенде, где можно менять исследуемое горелочное устройство. Кроме исследований на стенде, отдельные испытания проведены в натуральных условиях на газовых плитах.

На рис. 1 представлены теоретические КПД для метана и пропан-бутановой смеси. Как видно из рисунка, для пропан-бутановой смеси КПД несколько выше, чем у метана, особенно в области температур, приближающихся к теоретической температуре горения  $T_T$ .

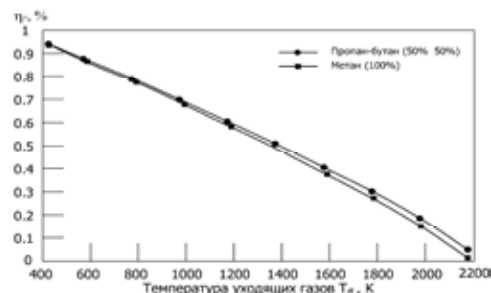


Рис. 1. Зависимость КПД использования топлива от температуры уходящих газов.

На рис. 2 представлен диапазон устойчивой работы горелки «NORD» при сжигании углеводородов: природного газа и пропан-бутановой смеси с указанием характерных пределов «нормальной» работы, обусловленных образованием желтых язычков, с одной стороны, и отрывом (повисанием) факела, с другой стороны.

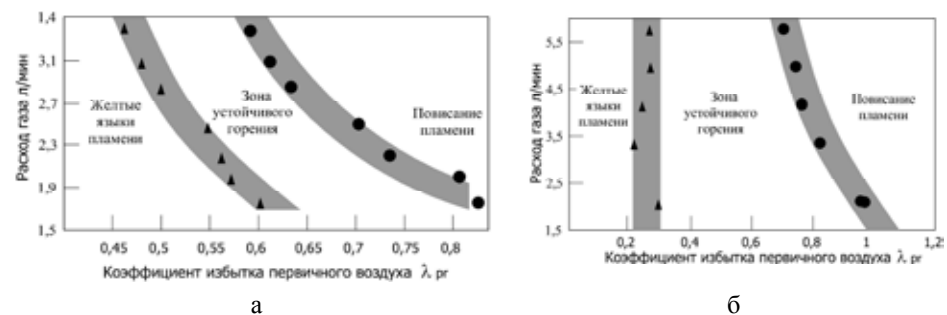


Рис 2. Размещение зоны устойчивого горения в зависимости от коэффициента избытка первичного воздуха  $\lambda_{pr}$  при сжигании газового топлива в горелке бытовой газовой плиты «Норд». Топливо: а – сжиженный газ; б – природный газ.

Как видно из рис. 2, зона устойчивого горения для природного газа имеет широкие границы и варьируется в пределах  $\lambda_{pr} = 0,3 - 0,65$  для средних и повышенных значений тепловой нагрузки горелочного устройства. Найденные нами пределы для природного газа соответствуют значениям, представленным в литературе [1].

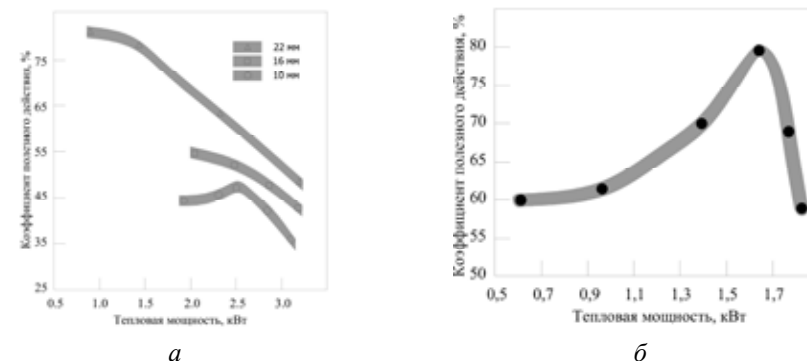


Рис 3. Зависимость КПД использования топлива  $\eta_f$  при работе бытовых газовых плит от тепловой мощности горелки  $Q_0$ : а – плита «Норд». Горелка – средней мощности, номинал 1,7 кВт, топливо – сжиженный газ,  $h = 22; 16; 10$  мм., б – плита «Gogenje». Горелка – средней мощности, номинал 1,9 кВт, топливо – природный газ,  $h = 16$  мм.

Эффективность использования топлива в атмосферных горелках газовых плит определяется составом продуктов сгорания и структурой факела с учетом развития процесса горения в пространстве под нагреваемой емкостью и вдоль ее боковой поверхности. В свою очередь указанные характеристики обусловлены типом топлива, коэффициентом избытка первичного воздуха в горелке  $\lambda_{pr}$ , конструкцией и геометрией горелки и пространства под сосудом, а также расстоянием от горелки до сосуда  $h$ . На рис. 3, а и б, представлена зависимость КПД  $\eta_f$  системы «горелка – емкость с водой» от тепловой мощности горелки. Экстремальный характер зависимости  $\eta_f$  от  $Q_0$  в ряде случаев являются типичными для такого рода закономерностей – зависимостей эффективности использования топлива от тепловой мощности топочных устройств и систем.

На рис. 4, а и б, показана зависимость концентрации окиси углерода [CO] в продуктах сгорания от удаления от пламени. Данный рисунок построен при сгорании природного газа на горелке газовой бытовой газовой плиты.

Уменьшение расстояния от пламени до нагреваемой емкости способствует увеличению теплопередачи и КПД системы в целом. Но малые расстояния до нагреваемой поверхности изменяют геометрию факела (удлиняют факел), ухудшаются условия смесеобразования и дожигания пламени, что приводит к увеличению CO.

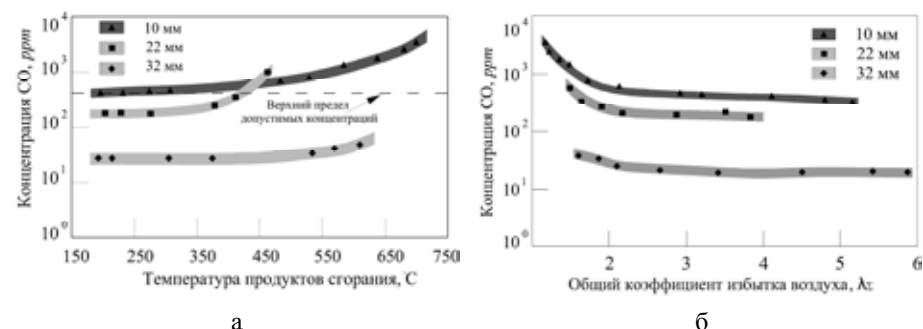


Рис. 4. Зависимость концентрации CO в продуктах сгорания от температуры (а) и от общего (локального в месте отбора пробы) коэффициента избытка воздуха  $\lambda_{\Sigma}$  (б) при разных расстояниях  $h$  горелки от нагреваемой емкости: 32; 22 и 10 мм. Топливо – природный газ, горелка средней мощности, номинал 1,7кВт, плита «НОРД», расход газа 4 л/мин,  $\lambda_{pr} = 0,53$ . Пунктир – предельные значения [CO] по [2].

Схема температурных измерений, используемая для определения энергетической эффективности сжигания газа в системе «горелка – емкость с водой», представлена на рис 5.

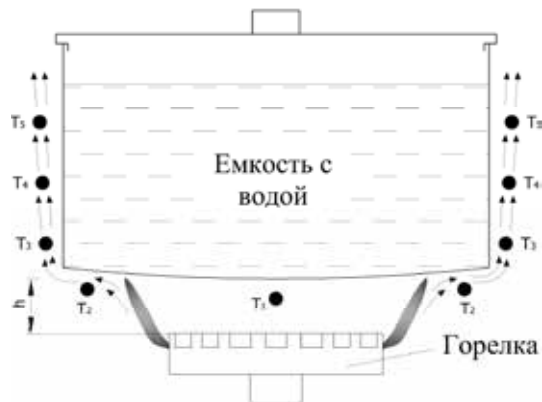


Рис. 5. Схематизация системы «горелка – емкость с водой» и локализация мест замеров.  $T_1, T_2, \dots, T_n, T_{n-1}$  – температура продуктов сгорания,  $h$  – расстояние от горелки до емкости, мм.

Температурные распределения в продуктах сгорания между нагреваемой емкостью и горелкой регистрируются непрерывно в квазистационарных по подачи компонентов горения условиях по схеме рис. 5. В ходе измерений показано, что в соответствии со схемой

$$\begin{cases} T_1 < T_2; \\ T_n < T_{n-1} \text{ при } n \in \{3, 4, 5, \dots\}. \end{cases}$$

Из представленных температурных неравенств следует заключение о непрерывном понижении температур продуктов сгорания, удаляемых вверх вдоль боковой стенки сосуда. Положение точки  $T_3 = T_{max}$  при нормальной эксплуатации плиты и горелки обычно не поднимается над плоскостью дна сосуда. Выше плоскости с  $T_{max}$   $\lambda_{\Sigma} \geq 1.0$  и имеет место разбавление продуктов сгорания окружающим воздухом.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Левин А. М. Принципы рационального сжигания газа / А. М. Левин. – Л: Недра, 1977. – 247 с.
2. ДСТУ 2204 – 93. Плити газові побутові. Загальні технічні умови.

УДК 662.73+66.092

#### РІДКІ ПРОДУКТИ СУМІСНОЇ КАРБОНІЗАЦІЇ НИЗЬКОМЕТАМОРФІЗОВАНОГО ВУГІЛЛЯ І ВІДХОДІВ КОКСОХІМІЇ

Шендрік Т. Г., д.х.н., проф.; Шевкопляс В. М., к.х.н.; Бован Л. А.  
Інститут фізико-органічної хімії і вуглехімії  
ім. Л. М. Литвиненка НАН України, м. Київ

Викопне вугілля є сировинним ресурсом, який використовується не тільки для спалювання, але й для інших загальних потреб, в т. ч. для отримання адсорбентів різного функціонального призначення. Актуальним є зниження вартості активованого вугілля (АВ), що досягається використанням дешевих видів сировини – низькометаморфизованого вугілля (В) або/та вуглецьвмісних відходів (ВВВ). Сумісна термохімічна конверсія вугілля і ВВВ забезпечує хімічну зшивку активних компонентів відходу з органічною речовиною вугілля, що дозволяє отримати АВ потрібної якості та утилізувати (принаймні, частково) органічні відходи [1]. Аналіз літератури свідчить, що накопичені у великих об'ємах (10–13 тис. т/рік) на 13 працюючих КХЗ України коксохімічні відходи і напівпродукти складають вагомий вуглеводневий ресурс, але

споживаються недостатньо, що обумовлене як їхньою різноманітністю, певною нестабільністю властивостей [2], так і обмеженістю знань про їхню поведінку в різних умовах термоконверсії. В роботах, присвячених властивостям твердих продуктів з сумішей вугілля та рідких вуглецевмісних відходів (РВВ), встановлено і систематизовано дані про вихід та механічну міцність карбонізацій [3,4], але смолистим продуктам процесу не надано належної уваги.

Метою цієї роботи стало визначення доцільності залучення відпадків коксохімії в процес одержання «вугільно-коксахімічної нафти» як нового вуглеводневого ресурсу – «побічного» при одержанні карбонізацій – міцних прекурсорів вуглецевих сорбентів [3,4]. Для експериментів було обране т. з. «профіцитне» (на період постановки задачі – 2013 р.) довгополум'яне (марка Д) та газове (марка Г) вугілля. Для суміщення з вугіллям використано (табл. 1): (фуси (Ф) – суміш смоли з частинками вугілля, коксу та напівкоксу; кисла смолка (КС) сульфатного відділення цехів ректифікації сирого бензолу, що складається з сульфатної кислоти (15–30%), вуглеводнів та продуктів полімеризації легко киплячих ненасичених сполук (15–30%), сульфосполук (20–60%) і води (10–20%); кубові залишки (КЗ) цеху ректифікації сирого бензолу – продукти полімеризації ненасичених сполук; та напівпродукти – кам'яновугільна смола (СКХЗ) та полімери (П) [2,3].

Таблиця 1 – Характеристика відходів і напівпродуктів КХЗ

Параметр	Фуси	Кисла смолка	Полімери	СКХЗ	Кубовий залишок
$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	1,25	1,27	1,12	1,15	0,96
A <sup>d</sup> , %	6,4	0,2	0,1	0,1	5,2
[H <sub>2</sub> O], %	10,0	23,7	1,6	2,2	–
C <sup>dat</sup> , %	88,6	75,9	86,6	91,4	–
H <sup>dat</sup> , %	5,5	4,9	5,3	5,5	–
S <sup>dat</sup> , %	1,5	4,7	4,1	0,9	4,9
O <sup>dat</sup> + N <sup>dat</sup> , %	4,4	14,5	4,0	2,2	–
СВ сумішей, г/см <sup>2</sup>	24,0	16,3	41,0	24,1	48,0

Карбонізати одержували термолізом при 450–700°C в муфельній печі або в автоклаві оптимізованих за складом та ретельно усереднених сумішей Д(Х) або Г(Х), визначали та збирали рідкі продукти і гази. Вихід пірогенетичної води у всіх випадках не перевищував 1–2% мас.

Критерієм якості суміщення вугілля й відпадків обрано величину «відгуку» суміші на вдавлювання (indentation hardness), що тут названа «спротивом вдавлюванню» (СВ). Експериментально встановлено, що СВ

максимальний для сумішей, які містять 15±5% відходу [4]. Рис. 1 демонструє, що вихід продуктів залежить від цієї характеристики сумішей: вихід карбоніату зворотно пропорційний, а рідких – прямо пропорційний СВ, а сама величина СВ зворотно зв'язана зі щільністю обраних відходів (рис. 1 і табл. 1).

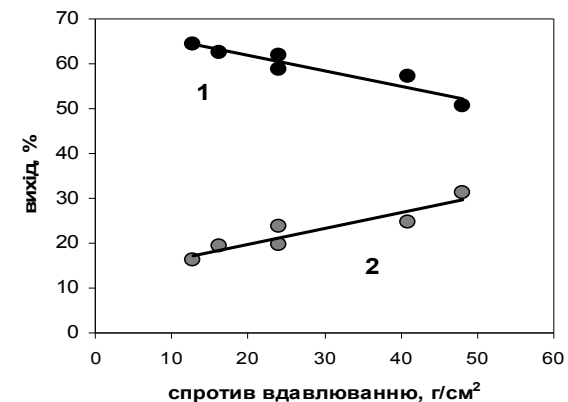


Рис. 1. Залежність виходів карбоніату (1) і термолізної смоли (2) при 450°C від СВ вугілля та його сумішей

При проведенні процесу піролізу (час ізотермічної витримки – 5 хв) вихід рідких продуктів з сумішей (Д(Х) помітно або суттєво (як у випадку суміші Д(КЗ) вищий, ніж з одного вугілля (табл. 2).

Таблиця 2. – Виходи продуктів термолізу сумішей Д з відпадками та смолою

Температура термолізу, °C	Зразок	Вихід продуктів, %		
		Карбоніат	Рідкі продукти	Гази
450	Д	64,5	16,1	6,8
	Д(Ф)	61,8	19,7	5,9
	Д(КС)	62,6	19,3	5,5
	Д(П)	57,1	<b>24,8</b>	5,5
	Д(КЗ)	50,6	<b>31,4</b>	5,4
	Д(СКХЗ)	58,7	23,6	5,1
700	Д	57,5	17,8	12,1
	Д(Ф)	55,9	20,7	10,8
	Д(КС)	55,6	20,7	11,1
	Д(П)	53,4	<b>24,3</b>	9,7
	Д(КЗ)	45,3	<b>32,3</b>	9,8
	Д(СКХЗ)	53,4	23,5	10,6

Так, з суміші вугілля Д(КЗ) можна отримати до 31 – 32% смоли, в той час, коли вміст добавки в суміші складав всього 15% [3]. В порівнянні з піролізом вихідного вугілля  $D_{\text{вих.}}$  вихід смоли збільшився в 1,8 – 1,9 рази, що свідчить про безпосередню участь у формуванні рідких продуктів (РП) суміші органічної маси вугілля.

Температура піролізу 700°C дозволяє дещо підвищити вихід смолянистих продуктів з усіх сумішей, вихід карбонізату відповідно зменшується, що особливо суттєво для систем Д(П) і Д(КЗ). При цьому вихід карбонізату з суміші Д(КЗ) досягає тільки 45%, що є мінімальним в порівнянні з іншими: 56% (суміш Д(Ф)), 55,6% (суміш Д(КС)) і з вихідним вугіллям  $D_{\text{вих.}}$  (57,5%).

Порівняємо наведені дані щодо Д(Х) з результатами термолізу сумішей відходів з газовим вугіллям (табл. 3).

Таблиця 3 – Вихід продуктів термолізу сумішей Г з відходами

Зразок	Вихід продуктів, мас. %, 450°C			Ступінь конверсії, %
	Рідкі	Карбонізат	Гази	
$\Gamma_{\text{вих.}}$	16,9	74,5	6,1	24,5
$\Gamma$ (КС)	26,9	67,5	3,0	33,5
$\Gamma$ (СКХЗ)	26,6	67,8	3,0	32,2
$\Gamma$ (Ф)	26,5	67,6	3,4	32,4
$\Gamma$ (ПМ)	<b>29,6</b>	64,1	3,7	36,9
$\Gamma$ (КЗ)	26,3	67,3	3,8	32,7
Зразок	Вихід продуктів, мас. %, 700°C			Ступінь конверсії, %
	Рідкі	Карбонізат	Гази	
$\Gamma_{\text{вих.}}$	19,6	68,1	10,7	31,9
$\Gamma$ (КС)	27,4	63,0	7,0	37,0
$\Gamma$ (СКХЗ)	27,3	63,2	6,9	36,8
$\Gamma$ (Ф)	27,0	63,5	6,9	36,5
$\Gamma$ (ПМ)	<b>30,9</b>	60,1	6,4	39,9
$\Gamma$ (КЗ)	<b>28,3</b>	63,1	6,0	36,9

Для сумішей Д(Х) вихід смоли коливається у межах від 19 до 32%, а для сумішей Г(Х) від 26 до 31%. Для вихідного вугілля вихід смоли приблизно однаковий (у випадку Д це 16–18%, для Г – 17–20%). З таблиць 2 і 3 видно, що ступінь конверсії за однакових умов вищий для сумішей Д(Х) за рахунок інтенсивнішого газоутворення, а вихід рідких продуктів вищий у разі сумішей Г(Х). Виключення складає тільки Д(КЗ), де вихід смол вищий, ніж з суміші КЗ з газовим вугіллям.

Структурно-груповий аналіз рідких продуктів со-термолізу визначено з

використанням ІЧ-спектрів. За допомогою спектрометра Specord 75 одержано спектри досліджених смол (тонка плівка) в області 3800–400  $\text{cm}^{-1}$ . Оптичну щільність (Е) смуг поглинання розраховували за методикою [4]. Задля зручності аналізу спектри розбито на 4 області (рис. 2 і 3) та виміряно відносні інтенсивності смуг. В спектрах усіх смол фіксуються області поглинання, характерні для ароматичних сполук [5]. Це валентні коливання зв'язків С-Н ( $\nu^{\text{ar}}_{\text{C-H}} - 3100-3000 \text{ cm}^{-1}$ ) і С=C ( $1600-1500 \text{ cm}^{-1}$ ). Аліфатичні зв'язки (область з  $\nu - 2900-2800 \text{ cm}^{-1}$  та  $1450-1380 \text{ cm}^{-1}$ ) та кисневмісні структурні групи ( $\nu - 3500 - 3300 \text{ cm}^{-1}$  та  $1700-1110 \text{ cm}^{-1}$ ) теж виділені окремими областями (рис. 3 – для РП з сумішей Д(Х) і 4– для РП з сумішей Г(Х)).

Найбільшою інтенсивністю смуг відзначається спектр смоли Д(П), інші смоли мають несуттєві відзнаки. Валентні коливання С-Н – зв'язків (при  $\nu^{\text{al}}_{\text{C-H}} - 2940-2840 \text{ cm}^{-1}$ ) та їх деформаційні коливання ( $\nu^{\text{al}} - 1460-1380 \text{ cm}^{-1}$ ) в аліфатичних структурах  $-\text{CH}_3$ ;  $-\text{CH}_2$ ;  $-\text{CH}$  теж характерні для всіх видів смол, але найбільшою інтенсивністю ця область спектрів відзначається для смоли з Д(П) та смоли з  $D_{\text{вих.}}$ . Спектри інших смол в цій частині майже ідентичні. Поглинання в області  $\nu - 870-750 \text{ cm}^{-1}$ , що обумовлені позаплощинними деформаційними коливаннями С-Н аренів, та ті, що характеризують ступінь заміщення в бензольному кільці, суттєво відрізняється у випадку РП сумішей від смоли вугілля.

Склад вугільної смоли значно простіший (тільки 2 або 3 смуги при 850 і 750  $\text{cm}^{-1}$  проти 5 у всіх видах сумішевих смол). Серед останніх максимально інтенсивним поглинанням при 750  $\text{cm}^{-1}$  відзначається смола з Д(П) та Г(П), спектри смол з сумішей Д(СКХЗ), Д(КС), Д(Ф), як і РП з Г(СКХЗ) і Г(Ф) у цій частині спектру дуже схожі між собою. Розглядаючи область спектрів  $\nu = 3500-3300 \text{ cm}^{-1}$  (валентні коливання гідроксильних груп та водневих зв'язків) паралельно з областю 1700–1100  $\text{cm}^{-1}$  (поглинання в структурних формах кисеньовмісних груп С=О,  $-\text{C}-\text{O}-\text{C}$ ,  $-\text{OH}$  спиртів тощо [5, 6]), можемо констатувати, що спектри сумішевих смол відображають суттєво багатший набір сполук і структурних груп (всього 5–6 смуг), ніж спектр вугільної смоли (лише 4 смуги у  $D_{\text{вих.}}$ ). І знову максимальна інтенсивність смуги (при 1200  $\text{cm}^{-1}$ ) притаманна смолі з суміші Д(П) та Г(П). Інтенсивність цієї групи смуг підвищена також в спектрах смол з Д(КС) та Д(Ф). Природно, що особливості смол з різних сумішей значною мірою можуть визначатися структурно-груповим складом вихідної сировини.

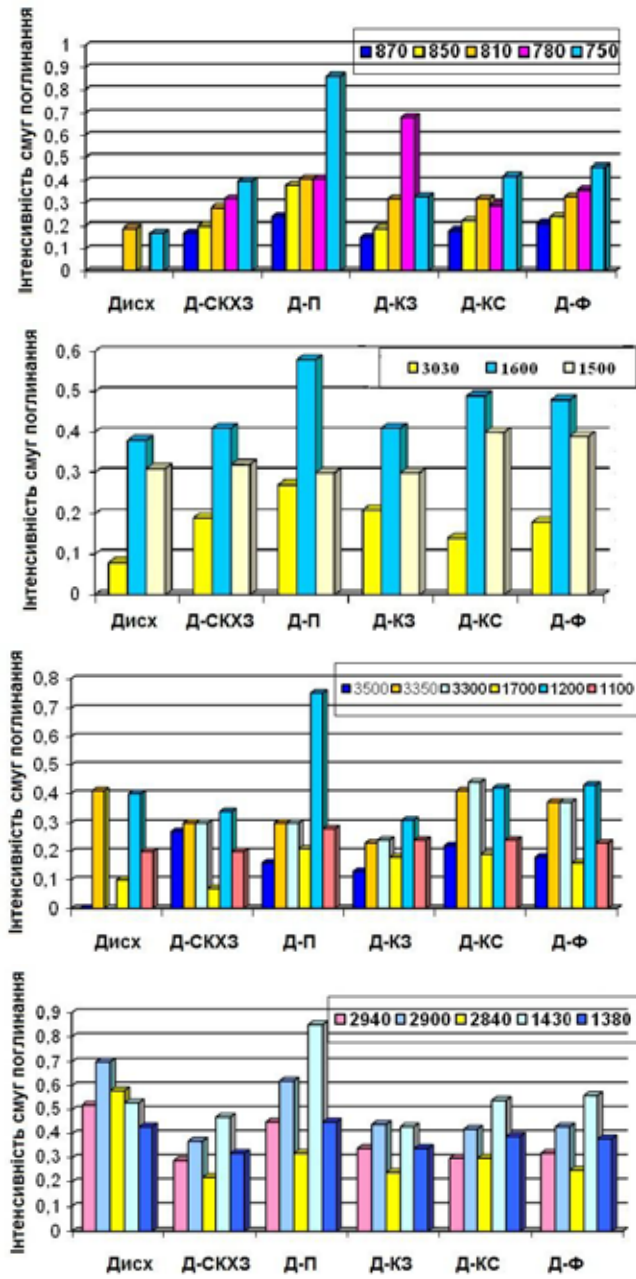


Рис. 3. Структурно-груповий аналіз смол термолізу (450°C) вугілля Д і сумішей

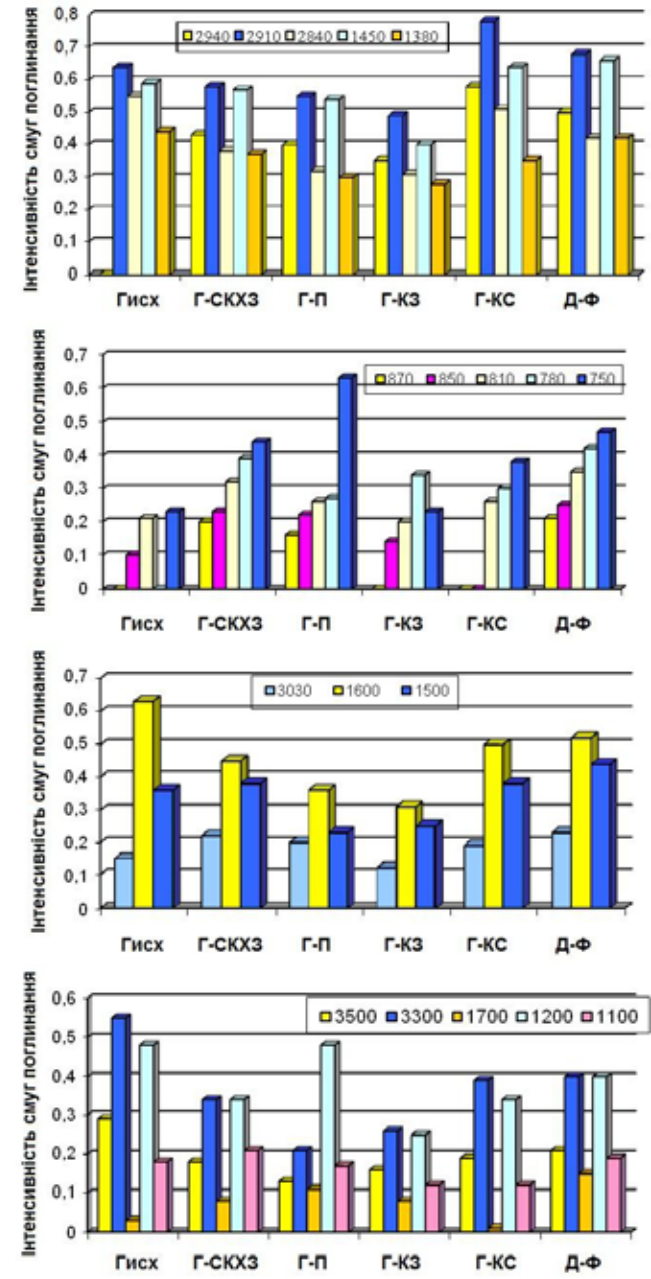


Рис. 4. Аналіз ІЧ-спектрів смол термолізу (450°C) вугілля Г і сумішей

На рис. 5 подано ІЧ-спектри (суміш з КВт) двох вихідних сумішей вугілля і коксохімічних РВВ. Вони свідчать про наявність хімічної взаємодії між компонентами суміші (саме це обумовлює неадитивність виходу РП), оскільки ріст інтенсивності поглинання в певних областях спектрів сумішей значно (у 1,5 – 2 рази) перевищує адитивний внесок РВВ (15%), який мав би місце за відсутності взаємодії компонентів. Крім того, вони пояснюють деякі структурно-хімічні особливості сумішевих смол.

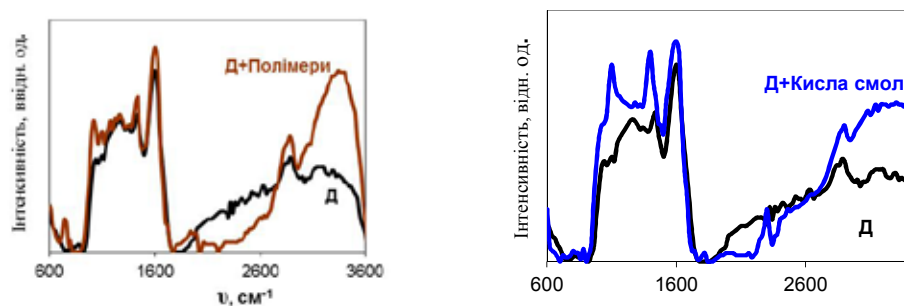


Рис. 5. ІЧ – спектри вугілля Д та його сумішей з полімерами і кислотою смолкою

Оскільки розглянуто спектри РП, що одержані при в процесі со-піролізу вугілля з відходами КХЗ при температурі 450°C, можемо констатувати, що вже при цій температурі відбувається інтенсифікація реакцій ароматизації РП і їх деалкілювання [7], що обумовлює зростання ступеня «ароматичності» РП у разі сумішей. В подальшому смолисті продукти сумісного піролізу вугілля і відходів КХЗ можна використовувати як сировину для одержання моторних палив або вуглеводнів різних класів.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Van Heek K.H., Strobel B.O., Wanzl W. Coal utilization processes and their application to waste recycling and biomass conversion // *Fuel*. – 1994. – Vol.73. – № 7. – P.1135–1143.
2. Борисенко А.Л., Блинюкова М.И., Голик Н.М. Отходы и побочные продукты коксохимического производства. Классификация, нормирование и направления квалифицированного использования. // *УглеХимический журнал*. – 2017. – №6. – с. 38–49.
3. Шендрик Т.Г., Тамко В.А., Бован Л.А. Совместная конверсия угля и жидких углеродсодержащих отходов в продукты высокой потребительской ценности // *Экология и промышленность*. – 2014, №3. – с. 61–65.
4. Процесс и продукты термоліза угля Д с отходами коксохимических заводов /

В. А. Кучеренко, В. А. Тамко, Т. Г. Шендрик, В. М. Шевкопляс // *Вопросы химии и хим. технологии*. 2017. № 4 (111). – с. 56–63.

5. Смит А. Прикладная ИК-спектроскопия. – М.: Мир, 1982. – 327 с.
6. Орлов Д. С., Осипова Н. Н. ИК - спектры почвенных компонентов. М.: Изд-во МГУ. – 1988. – с. 42–87.
7. Бутакова В.И., Примеров В.П., Кабалина Т.А., Попов В.К. Сопоставительный анализ ИК-спектров модельных соединений и ИК-спектров углей. // *Химия тверд. топлива*. – 1991. – №1. – с. 23–29.

УДК 536.24:662.92

### ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ УТИЛИЗАТОРОВ ТЕПЛОТЫ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТОПОЧНЫХ СИСТЕМ: ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ CFD МОДЕЛИРОВАНИЯ

<sup>1</sup>Сорока Б. С., д.т.н., проф.; <sup>2</sup>Dr. Sandor P.; <sup>1</sup>Згурский В. А., к.т.н.; <sup>1</sup>Воробьев Н. В., к.т.н.

1 – Институт газа НАН Украины, г. Киев

2 – Optimum Energo-Ecology Ltd, Dunaujvaros, Hungary (Венгрия)

1. Оптимизация конструкции теплообменных аппаратов в силу сложности, трудоемкости и высокой стоимости экспериментального разрешения исследований может быть реализована методами математического и компьютерного CFD моделирования. В отличие от инженерного метода расчета теплообменных аппаратов, который дает только оценочные усредненные значения расчетных конструктивных и режимных параметров, CFD моделирование позволяет получить локальные характеристики: динамического и теплового, включая температуры и тепловые потоки на теплообменных поверхностях и внутри потоков теплоносителей, а также потери напора по тракту теплоносителей.

Выделяют различные критерии совершенства высокотемпературных теплообменников:

- энергетическая эффективность и теплосъем / результирующее тепловосприятие;
- аэродинамическое (гидравлическое) сопротивление трактов / потери напора;
- теплогидравлическая характеристика теплообменника / относительная величина при заданных энергозатратах на транспортировку теплоносителей;

- термическая стойкость и срок службы теплообменника / максимальные температуры элементов теплообменника при заданных составах теплоносителя;
- равномерность и разброс температур и результирующих тепловых потоков по теплообменным поверхностям;
- материалоемкость теплообменного аппарата / удельный расход металла на единицу переданной энергии.

Тренды воздействия конструктивных и режимных факторов по отдельным критериям между собой не совпадают.

2. Одним из основных критериев, определяющих ресурс работы рекуператора, является термическая стойкость теплообменных аппаратов, которая определяется максимальными локальными температурами отдельных элементов поверхностей нагрева. Для трубчатых теплообменных аппаратов локальная температура сильно отличается по поверхности отдельных труб, в продольных и поперечных рядах труб.

Как показывает анализ и многочисленные исследования, максимальный пик температур приходится на первые (первый) по ходу движения продуктов сгорания поперечные ряды (ряд) труб, поскольку они подвержены наибольшей тепловой нагрузке под действием исходной температуры продуктов сгорания СР, а также влиянию излучения предвключенного объема СР. В этой связи для надежной и долговечной работы рекуператора необходимо обеспечить, чтобы первые ряды труб работали в допустимом для выбранного металла труб температурном режиме. Так, например, для толкательной печи комбината DUNAFERR (Венгрия) трубы рекуператора фирмы Kleine-Weffers (Австрия) изготавливались из термостойких сталей с разным содержанием хрома по рядам труб, причем максимальное содержание в первых рядах труб достигало ~26,5% Cr в стали (Швеция).

3. Для увеличения срока службы рекомендуется понизить температуру первых рядов труб по ходу продуктов сгорания. С целью увеличения термической стойкости и повышения тепловосприятия рекуператора Институтом газа (ИГ) НАН Украины было предложено устанавливать внутритрубные вставки [1]. Для рекуператоров, работающих в области умеренных температур эти вставки, как правило, выполняют функции турбулизаторов, интенсифицирующих конвективный теплообмен в трубе [2], и изготавливаются в виде ленточных спиралей различной конструкции (twisted tape) [3].

Исследованиями ИГ НАН Украины показано, что в области высоких температур радиационные вставки простой геометрии в виде радиальных ребер, имеющих увеличенную взаимную поверхность теплообмена с поверхностью трубы, оказываются более эффективными, чем ленточные спирали в случае невысоких и умеренных температур.

Для испытаний были выбраны следующие конструкции трубчатых петлевых рекуператоров из 3 (трех) последовательных U-образных петель: 1) базовая гладкотрубная конструкция (BD) – без вставок; 2) конструкция со спиральными вставками двух типов – SP1 и SP2, установленными по всей длине теплообменных труб в таких же петлях, как в конструкции BD. Относительный шаг спиралей  $\sigma_1 = s_1/d = 4,0$  и  $\sigma_2 = s_2/d = 2,5$  в конструкциях SP1 и SP2 – соответственно; 3) авторской конструкции с гибкими крестообразными вставками с радиальными ребрами – вторичными излучателями, установленными по всей длине теплообменных труб – конструкция MD3 [1].

На рис. 1 сопоставлено изменение осредненных значений коэффициентов теплоотдачи  $\alpha_{rs}$  в системе «внутренняя поверхность трубы – воздушный поток» для испытанных рекуперативных секций в зависимости от температуры внутри огневой камеры  $T_{fl}$ , где размещается исследуемая секция. Результаты проведенных испытаний подтверждают возможность интенсификации теплообмена внутри труб за счет размещения вставок, причем выявлены преимущества радиационных вставок в форме радиальных ребер.

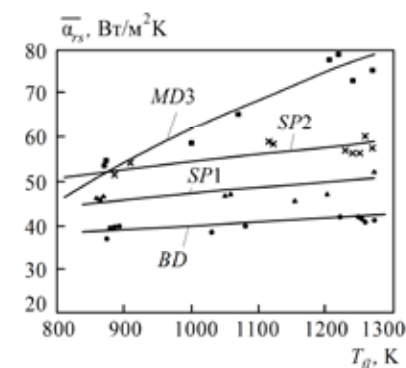


Рис. 1. Зависимость среднего по рекуперативной секции коэффициента внутренней теплоотдачи  $\alpha_{rs}$  от температуры в топочной камере  $T_{fl}$  при использовании опытных секций рекуператора. Массовый (объемный) расход воздуха  $m_a = 0,053$  кг/с ( $V_a = 150$  м³/ч = *idem*).

При любой температуре в камере  $T_{fl}$  значение  $\bar{\alpha}_{rs}$  для базовой конструкции петель  $BD$  меньше  $\alpha_{rs}$  любой из испытанных конструкций петель с внутритрубными вставками. Из числа последних конструкция со вставками – вторичными излучателями  $MD3$  опережает по величине  $\alpha_{rs}$  конструкции  $SP1$  и  $SP2$  в форме спиральных турбулизаторов. При этом по мере повышения  $T_{fl}$ , начиная с 870 – 900 К, различие в пользу  $MD3$  по сравнению с любой другой секцией возрастает.

Необходимо указать, что любая из упомянутых вставок выполняет функции вторичного излучателя, однако радиационная составляющая  $\alpha_{rs,rad}$  в пределах суммарного значения  $\alpha_{rs}$  тем выше, чем больше площадь поверхности вставки внутри трубой в связи с увеличением угловых коэффициентов и взаимных поверхностей в системе «теплообменная поверхность трубы – поверхность вставки».

Однако в случае установки вторичных излучателей внутри каждой из труб этот способ имеет недостатки: дороговизну и трудность монтажа вставок. При совершенствовании конструкции рекуператора предлагается оптимизировать количество труб, в которых установлены вставки, и места размещения соответствующих вторичных излучателей.

4. В настоящей работе проведено CFD моделирование и выполнен расчетный анализ трубчатого конвективно-радиационного рекуператора – утилизатора теплоты с внутренними вставками. Задача состояла в оптимизации размещения вторичных излучателей внутри труб рекуператора. Расчетная схема короткого (1 м высоты) теплообменника, а также 6 различных схем его конструктивного выполнения (1 – 6) представлены на рис. 2.

CFD анализ для выбора рациональной схемы размещения вторичных излучателей внутри труб проводился для рекуператора с коридорным расположением труб (рис. 2). Расчетная схема включает 12 труб, размещенных в 3-х продольных рядах по 4 трубы вдоль продольного ряда, образуя 4 характерных поперечных сечения в канале.

При обработке результатов моделирования проводился статистический анализ с обработкой результатов по локальным значениям температур. Этот анализ дал возможность определить следующие значения характерных температур стенок труб: максимальную температуру для каждой отдельной трубы  $T_{w,max}$ , максимальную температуру для труб поперечного ряда  $T_{w,max,cr}$ , максимальную температуру труб секции в целом  $T_{w,max,sec}$ , среднюю

температуру стенок отдельной трубы  $T_{w,av}$ , среднюю температуру для труб поперечного ряда  $T_{w,av,cr}$ , среднюю температуру труб секции  $T_{w,av,sec}$ , а также среднюю максимальную температуру труб по секции  $T_{w,av,max}$ .

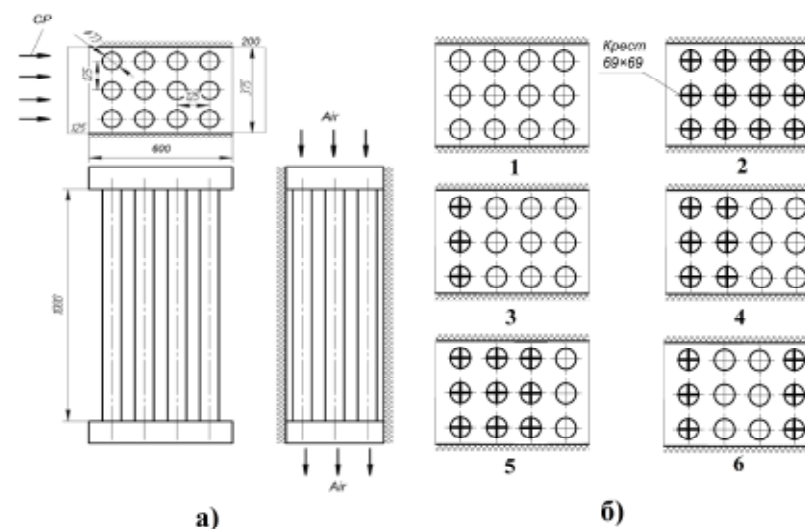


Рис. 2. Расчетная схема рекуперативной секции: а – общий вид; б – поперечное сечение; 1 – гладкотрубная секция рекуператора; 2 – 6 секции со вставками; ⊙ – полая (гладкая) труба; ⊕ – труба с крестообразной вставкой

При расчетах принята температура греющего потока продуктов сгорания на входе в секцию  $T_{CP,en} = 1273$  К (1000 °С), а воздуха, поступающего в трубы  $T_{a,en} = 300$  К (27 °С), Массовый расход воздуха  $m_a = 0,772$  кг/с, массовый расход продуктов сгорания  $m_{fl} = 0,84$  кг/с. Результаты расчетов температурного состояния металла по отдельным поперечным рядам труб представлены в табл. 1. и табл. 2. Максимальные значения температур в секции  $T_{w,max}$  (табл. 1) и средние максимальные температуры  $T_{w,av,max}$  по секции в целом (табл. 2) выделены жирным шрифтом и подчеркнуты.

Анализ данных табл. 1 показывает, что максимальные значения температуры стенок трубы  $T_{w,max}$  приходятся на первый ряд труб для всех рассматриваемых схем, однако абсолютные значения при установке вставок понижаются во всех поперечных рядах труб.

Наилучшим по стойкости теплообменника является тот из вариантов, для которого перечисленные характерные температуры – минимальны. Таким

является вариант 2, наилучшим в этом смысле – вариант 1.

При выборе наиболее рациональной конструкции рекуператора с минимально возможным числом вставок исходили из соображений предупреждения высоких значений температур труб в рядах, приближающихся к максимальным температурам в секции.

Проведенные исследования показали, что из соображений минимальной металлоемкости можно сократить количество вставок – вторичных излучателей вдвое путем чередования труб со вставками и гладких труб через два ряда труб – вариант 6 (см. табл. 1 и 2).

Таблица 1. Максимальные температуры в секции по поперечным рядам труб  $T_{w,max,cr}$ , К.

Схема в соответствии с рис.2.	№ ряда			
	1	2	3	4
1 – ®®®®	<b>1141</b>	1032	1018	1091
2 – ⊕⊕⊕⊕	<b>1098</b>	896	877	999
3 – ⊕®®®	<b>1117</b>	996	1000	1081
4 – ⊕⊕®®	<b>1109</b>	933	971	1066
5 – ⊕⊕⊕®	<b>1104</b>	921	912	1050
6 – ⊕®®⊕	<b>1112</b>	988	977	1039

Таблица 2. Средние температуры стенок труб в секции по поперечным рядам труб  $T_{w,av,cr}$ , К.

Приведены максимальные значения в соответствующем ряду.

Схема в соответствии с рис. 2.	№ ряда			
	1	2	3	4
1 – ®®®®	<b>1041</b>	956	943	1000
2 – ⊕⊕⊕⊕	<b>915</b>	805	790	861
3 – ⊕®®®	955	921	923	<b>988</b>
4 – ⊕⊕®®	938	846	896	<b>970</b>
5 – ⊕⊕⊕®	931	830	828	<b>953</b>
6 – ⊕®®⊕	<b>948</b>	908	896	907

**Заключение.** Можно рекомендовать схему 6, в которой трубы со вставками (1-й и 4-й поперечные ряды) имеющие относительно пониженную температуру стенок, позволяют уменьшить температуру стенок соседних поперечных рядов гладких труб без вставок (2-й и 3-й ряды). Предлагаемая оптимизация конструкции рекуператора обеспечивает уменьшение металлоемкости (не менее, чем вдвое по массе вставок) и понижает аэродинамическое сопротивление аппарата по воздушному тракту.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Патент України на винахід 101124, МПК: F23L 15/04; F27D 17/00. Рекуператор. Сорока Б.С., Шандор П., Кудрявцев В.С., Воробьев Н.В. / заявник та патентовласник Інститут газу НАНУ. № а201201938 Заявл. 21.02.2012; Опубл. 25.02.2013, Бюл. 4, 2013.
2. Eiamsa-ard S., Thianpong C., Eiamsa-ard P., Promvong P. Convective heat transfer in a circular tube with short-length twisted tape insert / International communication in Heat and Mass Transfer, vol. 36, 2009. – P. 365–371.
3. Maximize thermal efficiency. Minimize footprints Twisted tape turbulators / Fuel Efficiency, 2008 – 6 p.

#### УДК 662.6/9

### МОДЕРНІЗАЦІЯ ПАЛИВНОЇ СИСТЕМИ КОТЛА З ПЕРЕВЕДЕННЯМ СПАЛЮВАННЯ З АШ НА ВУГІЛЛЯ ГАЗОВОЇ ГРУПИ

Варламов Г. Б., д.т.н., проф.; Капустянський А. О.; Кодь Д. С.

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ

Наявність значних потужностей вугільних електростанцій та їх вимушений перехід на експлуатацію котлів на непроєктному вугільному паливі спонукає науковців та спеціалістів-енергетиків до розроблення нових методів та способів його спалювання в існуючих котлах. Перманентна зміна якості вугілля вітчизняних родовищ, дефіцит високоякісного вугілля антрацитової групи, постачання на ТЕС та ТЕЦ вугілля з невідомих родовищ, зміна його виду для котлів призводять до певних змін умов їх експлуатації, негативно впливають на надійність та ефективність їх роботи.

В Україні існують певні запаси вугілля марки Г, яке видобувається у Львівсько-Волинському басейні й якого вистачає на значний термін роботи вугільної теплоенергетики. Тому переведення роботи вугільних ТЕС та ТЕЦ з антрацитових видів вугілля на вугілля марки Г є актуальним науково-практичним завданням, яке потребує теоретичних та експериментальних досліджень для розроблення науково-обґрунтованих заходів ефективного його використання.

Автори пропонують новий спосіб підготовки до спалювання вугілля марки Г в теплоенергетичних котлах, які раніше використовували антрацитове вугілля, за рахунок модернізації системи пилоприготування з розмелюванням палива в млинах і сушкою повітрям.

Збіжними ознаками відомих способів підготовки та спалювання вугілля марки Г в енергетичних котлах [1] та способу, що розроблено авторами [2], є наступні:

- функціональне призначення способів – приготування вугільного пилу для спалювання у топці котла;
- в якості сушильного агенту у млині та для транспортування вугільного пилу використовується повітря, без суміші із димовими газами;
- подача вугілля марки Г до млина єдиним трактом;
- однакова система розділення вугільного пилу за фракціями.

Слід зазначити, що у ГКД 34.20.507-2003 (ПТЕ) та в РД 34.24.501-96 передбачена можливість використання відомого способу [1], розрахованого окремо на антрацит чи пісне вугілля, а також формальна можливість для кам'яного вугілля з виходом летких речовин більше 30% (тобто газового вугілля) за умов забезпечення зниження температури аеросуміші за млином нижче 70°C і перед пальниками нижче 160°C.

Проте причинами, що перешкоджають даному способу [1] працювати з вугіллям газової групи на антрацитових котлах є наступні:

1. Під час пуску, прогріву та зупинки млина зі змінною витратою вугілля складно утримувати згадану вище температуру аеросуміші за млином, а у випадку непланового зупини живильника сирого вугілля стрибкоподібне підвищення температури аеросуміші за млином неминуче. В цьому випадку конструктивні особливості відомих пилосистем антрацитових ТЕС (значний об'єм млинів, коробів, циклонів і сепараторів, наявність місць накопичення вугільного пилу у млинах і протічках сепараторів, велика кількість ймовірних місць відкладень в пилопроводах, клапанів-мигалок, люків, часто невдала конструкція запобіжних клапанів та відсутність відбійних щитів) створюють небезпеку вибуху з важкими наслідками подальшого розповсюдження пожежі та травмування персоналу.

2. За рахунок зниження температури аеросуміші, що досягається зниженням витрати гарячого повітря, значно зменшується сушильна та розмельна продуктивність млина, що призводить до обмеження потужності котла, або навіть до повної зупинки внаслідок припинення горіння та/або рідкого шлаковидалення. При зменшенні сушильної продуктивності та надходженні вугілля чи пилу зі збільшеним вмістом вологи відбудеться замазування вхідної та вихідної горловини млина, або навіть утворення у млині куле-вугільного кому і виходу млина з ладу. Значними факторами ризику є

також залягання недосушеного пилу у пилопроводах, в тому числі за рахунок зменшення лінійної швидкості більш холодної аеросуміші, і перегрів вихрових пальників за рахунок більш короткого факелу.

В основі нового способу спалювання вугілля газової групи в енергетичних котлах, спроектованих на спалювання антрацитового та пісного вугілля марок «АШ» та «П», застосована можливість застосування сушильного агенту – повітря (без використання димових газів з топки котла) [2].

Суть нової технології спалювання вугілля марки Г в енергетичних антрацитових котлах полягає у забезпеченні наступних умов:

1. Зменшенні температури аеросуміші шляхом оснащення тракту гарячого повітря на кожний млин регулюючим шибером і шибером регульованого додавання холодного повітря.

2. Збільшенні витрати транспортуючого повітря від пилосистем до пальників шляхом додаткового встановлення відведення на вхід вентилятора гарячого дуття від дуттьового вентилятора із запірно-регулюючим шибером.

3. Направленні основної частини відпрацьованого сушильного агенту до основних пальників, що згідно з існуючими нормами збільшить частку первинного повітря для спалювання газового вугілля і водночас створить заохолоджуючий захист пальників шляхом додаткового встановлення відведення на вихід вентилятора гарячого дуття від виходу млинового вентилятора із запірно-регулюючим шибером, та оснащенням каналу на скидні пальники таким же шибером.

Економічна доцільність застосування способу, що заявляється, показує, що за рахунок присадок холодного повітря і відпрацьованого сушильного агенту можна забезпечити роботу пилосистем на газовому вугіллі згідно з нормативними вимогами як в стаціонарному режимі, так і у випадку аварійної зупинки живильника сирого вугілля. Це підтверджує принципову можливість маловитратного переведення антрацитових котлів, наприклад марки ТП-100, на спалювання газового вугілля у стислі терміни.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Кисельгоф М. Л. Соколов Н. В. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (нормативные материалы). – Л., 1971. – С. 41–71.
2. Патент України №122658, МПК (2017.01) F23K 1/00 Спосіб спалювання вугілля марки Г / Варламов Г. Б., Капустянський А. О. // Оубл.25.01.2018. Бюл. № 2.

УДК 662.61

**ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ СПІЛЬНОГО СПАЛЮВАННЯ  
ВУГІЛЛЯ МАРОК П ТА Г З ТВЕРДИМ БІОПАЛИВОМ В  
ПОТОКОВОМУ РЕАКТОРІ**

**Безценний І. В.; Дунаєвська Н. І., к.т.н.; Бондзик Д. Л., к.т.н.;  
Щудло Т. С.; Свтухов В. Я.**

**Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ**

Починаючи з 2014 року пилувугільні ТЕС України, що спалюють антрацит, опинились в умовах паливного дефіциту, який частково був компенсований за рахунок впровадження спалювання сумішей антрациту з додаванням до 30% газового вугілля. З 2017 року, через різку зміну кон'юнктури вугільного ринку, основним паливом для антрацитових ТЕС стало імпортоване пісне вугілля різної якості. Для скорочення потреби у дефіцитних марках вугілля було прийнято рішення про переведення частини блоків на спалювання вугілля газової групи. Одним із маловитратних способів часткового вирішення проблеми паливозабезпечення для ТЕС України є спільне спалювання вугілля з твердою біомасою. Впровадження спільного спалювання також дозволить зменшити плату за викиди  $SO_2$  та плату за викиди  $CO_2$

Враховуючи велику різницю в технічних характеристиках та реакційній здатності біомаси та вугілля необхідно було перевірити вплив біомаси на горіння вугілля та визначити оптимальну частку біомаси. Дослідження спільного спалювання біомаси та вугілля проводилось на установці ВГП-100В, яка дає можливість дослідити процеси займання та горіння факелу сумішей твердих палив у порівнянні із спалюванням окремих видів палива в одному й тому ж реакторі. Установа обладнана комбінованим газувугільним пальниковим пристроєм та вертикальним дослідним реактором з діагностичною ділянкою довжиною (L) 2,4 м внутрішнім діаметром 280 мм. Діагностична ділянка складається з 4-х рівних по довжині секцій. Стінки реактора з середини вкриті жаротривкою футерівкою, а ззовні мають систему водяного охолодження. В експериментах контролювались: витрати природного газу та повітря за кожним з каналів вводу, витрати вугільного пилу та біомаси, температура футерівки по довжині реактора двоспектральним пірометром та ПП-термопарами, заглибленими в шар футерівки на 5–10 мм від вогневої поверхні, температура газового потоку – ПП-термопарами зануреними до осі каналу, розрідження в реакційній зоні, а також склад продуктів згорання на виході з реактора.

На першому етапі досліджень проводились експерименти по спалюванню пісного вугілля з різними видами біомаси. Для спалювання обирався вугільний пил стандартного станційного помелу. Було обрано біомасу трьох найбільш поширених типів (пелети сосни, лушпиння соняшнику, агропелети) для визначення впливу їх хімічного складу на процеси спільного з вугіллям горіння. Пелети попередньо подрібнювались до середнього розміру 1,6–3 мм.

Основними показниками експериментальних режимів були температури потоку  $T$ , (°C). На рис. 1 зображено профілі температур по довжині реактора в залежності від частки біомаси. Для кожного виду біомаси профілі температур отримані в окремий день.

При додаванні найменшої частки пелет сосни (6,5%) було відзначено невелике збільшення температури та зсув ядра факела на 0,5 м ближче до виходу установки. Додавання найбільшої частки пелет сосни (16,8%) показало найбільший ріст температури – біля 300°C, а ядро факела не змінило свого положення. Це викликає небезпеку перегріву установки, оскільки температура потоку складає біля 1700°C. При проміжному значенні частка пелет сосни становила 12,7–14,5% за теплом. Відзначене зростання температури факела склало 80–120°C (рис. 1,а), ядро мало незначний зсув в сторону виходу установки.

Дослідження спільного спалювання вугільного пилу та агропелет показали менший вплив горіння біомаси (яка має нижчу теплоту згорання, ніж пелети сосни). В першій серії експериментів додавання 7,4% біомаси призвело до збільшення температури на 50°C, що вказує на однозначний вплив біомаси на зростання температури. В другій серії витрату біомаси варіювали від 7,7 до 12,0%. При цьому максимум росту температур (140°C) було відзначено витраті агропелет 9,6% за теплом (рис. 1, б).

Спалювання суміші молотих пелет лушпиння соняшника з вугіллям показало зростання температури ядра факела на 100–140°C при подаванні 8,5–11,7% біомаси (рис.1, в). При цьому ядро факела зсунулося ближче до пальникового пристрою, що вказує на інтенсифікацію процесу горіння.

На другому етапі досліджень проводились експерименти по спалюванню газового вугілля у вигляді пилу стандартного станційного помелу з тими ж видами біомаси, але з іншої партії, подрібненої до середнього розміру 1,6 мм. Проведення експериментів другого етапу (інше вугілля та розмір частинок біомаси) відрізнялась від першого дрібнішим розмелом пелет, а також додатковим аналізом леткої золи, яка відбиралась пробовідбірним зондом,

розташованим на виході діагностичної ділянки.

На рис. 2 наведені профілі температур по довжині реактора в залежності від частки біомаси для характерних серій експериментів.

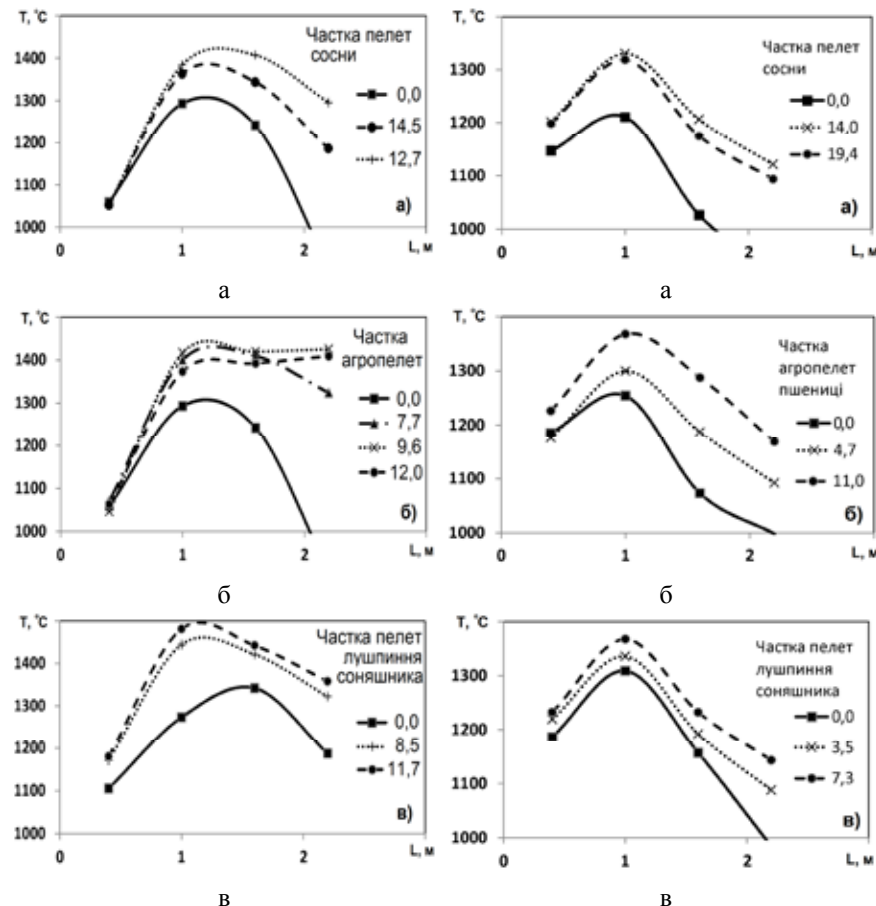


Рисунок 1 – Температури в реакторі в режимах спільного спалювання пилу пісного вугілля та подрібнених пелет: (а – пелет сосни; б – агропелет; в – пелет лушпиння соняшника)

Рисунок 2 – Температури в реакторі в режимах спільного спалювання пилу газового вугілля та подрібнених пелет (а – пелет сосни; б – агропелет пшениці; в – пелет лушпиння соняшника)

Після прогріву установки на газовому вугіллі на вхід подавалося певна частка біомаси. Реакція установки на додавання біомаси була майже однаковою – мав місце зростання температур у 2-й секції і трохи менше – в інших секціях

(рис. 2). Максимум температур спостерігається в діапазоні теплової частки біомаси від 7–8% до 14–15%.

Дуже важливим параметром, який характеризує процес горіння, є ступінь конверсії палива. Розділити окремо частинки біомаси та вугілля неможливо, хоча через суттєву відмінну реакційну здатність швидкість вигорання вугілля і біомаси різна. Тому за зольністю відібраної проби розраховувалася середня ступінь конверсії для двох палив. Результати розрахунків ступеня конверсії палив показано на рис. 3.

Розрахунки показали, що максимальне вигорання припадало на частку біомаси в суміші в діапазоні 8–14%.

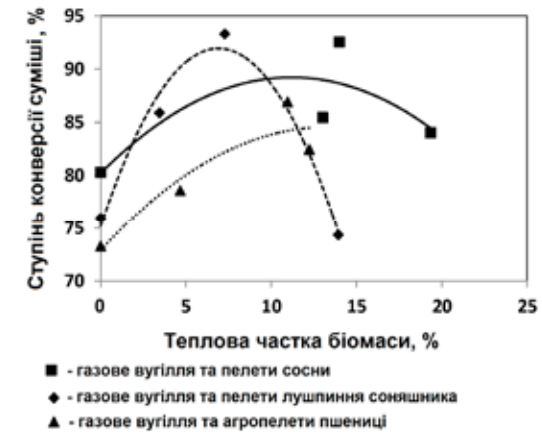


Рисунок 3 – Ступінь конверсії суміші газового вугілля та різних типів біомаси в залежності від частки біомаси в суміші.

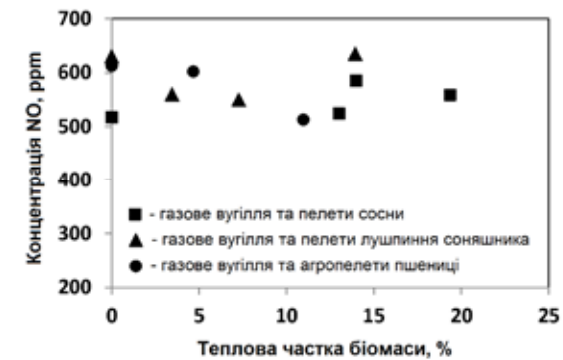


Рисунок 4 – Концентрація оксиду азоту на виході в залежності від частки біомаси

Газовий аналіз дозволяє дослідити вплив додавання біомаси на утворення оксидів азоту. На рис. 4 представлені значення концентрації оксидів азоту в кінці діагностичної ділянки підчас спалювання газового вугілля з трьома видами біомаси.

Зі зміною частки біомаси для усіх трьох видів зміни середнього рівня концентрацій оксиду азоту не відбувалося. Хоча варто зазначити, що температури при спільному спалюванні були на 100–200°C вищі, ніж при спалюванні чистого вугілля, що мало викликати більше утворення термічних оксидів азоту. Тоді збереження загального рівня концентрацій вказує на зміни в процесі утворення паливних оксидів азоту. Це дозволяє зробити припущення, що в паливні, де рівень температур при спільному спалюванні суттєво не відрізнятиметься від режимів спалювання вугілля, можна очікувати деякого зниження вихідної концентрації оксидів азоту.

Експерименти по спільному спалюванню антрациту та газового вугілля з різними видами біопалива показують, що у порівнянні з режимами на вугіллі, після подавання біомаси в реактор температури в середніх секціях майже завжди збільшувались на 100–200°C, при тому, що теплота згорання біомаси нижча. Це пояснюється більшою реакційною здатністю біомаси, що дозволяє скоротити факел і, відповідно, зменшити час вигорання палива. Зміна температур в реакторі та ступінь конверсії сумішей (в досліджуваному діапазоні частки біомаси) свідчить про те, що найбільша інтенсифікація займання пиловугільного факелу без збільшення викидів оксидів азоту спостерігалась при додаванні 7–14% біомаси за теплом.

УДК 662.6/9

#### **РЕКОНСТРУКЦИЯ УГОЛЬНЫХ ТЭЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВОК КОНТАКТНОГО ЭНЕРГООБМЕНА: КОМПЛЕКСНЫЙ ЭНЕРГО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ**

**Варламов Г. Б., д.т.н., проф.; Романова К. А.; Мухин М. С.; У Цзунянь**

**Национальный технический университет Украины**

**«Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского», г. Киев**

Стремление Украины присоединиться к Европейскому союзу (ЕС) требует обеспечения в энергетической отрасли всех европейских энергетических и экологических норм. На данный момент энергетическая отрасль Украины отличается низкой энергетической эффективностью и низким уровнем экологической чистоты энергопроизводства по сравнению со странами ЕС,

находится в условиях дефицита собственных первичных энергоресурсов, значительной зависимости их поставок из-за рубежа, топливно-сырьевая база сильно отличается от проектных топлив, на которые рассчитаны и сконструированы топки энергетических котлов [1].

Решение этих проблем является основополагающим фактором не только для вступления в ЕС, но и для стабильного развития как топливно-энергетического комплекса, так и экономики страны в целом.

Учитывая, что основным энергетическим сырьем для теплоэнергетических объектов (ЭО) Украины таких, как ТЭС и ТЭЦ, является угольное топливо, первоочередным заданием для теплоэнергетического сектора энергетики является реализация мероприятий по повышению КПД и экологической безопасности их эксплуатации. Это обстоятельство особенно становится актуальным в связи с подписанием Украиной Парижского протокола (2016 г.) и взятых обязательств перед ЕС о приведении экологических показателей эксплуатации ЭО к 2020 году к нормам ЕС.

Решение этого задания возможно двумя способами: **первый** – строительство новых ЭО с использованием самых современных энерготехнологий и оборудования; **второй** проведение быстроокупаемой модернизации и реконструкции существующих теплоэнергетических блоков ЭО с использованием научно-обоснованных высокоэффективных технологий.

Для реализации **первого** способа потребуется значительное время (несколько десятилетий) и огромные капиталовложения. Последнее в бюджете страны и энергетической отрасли отсутствует, а привлечение зарубежных инвестиций приведет к утрате национальной безопасности в энергетическом секторе страны с неуправляемыми последствиями.

**Второй** способ решения с проведением модернизации и реконструкции энергетического оборудования имеет ряд преимуществ по сравнению с первым, основными из которых являются следующие:

- короткое время реализации (от нескольких месяцев до одного года);
- незначительные удельные капиталовложения на полученный энерго-экологический эффект;
- возможность реализации быстроокупаемых отечественных научных разработок;
- загрузка отечественных предприятий для проведения реконструкции.

В данном случае предлагается реализовать на ЭО современные научно-технические отечественные разработки, уже используемые на реальных

энергетических объектах. Базовой позитивной основой при их использовании является контактный энергообмен, позволяющий повысить удельные энерго-экологические показатели процессов энергопроизводства [2, 3].

Специалистам-теплоэнергетикам хорошо известно, что в современных котельных установках температура уходящих газов составляет  $t_{yx}$  газов = 110–150°C, а влагосодержание находится в пределах  $x=0,11-0,12$  кг/кг. Таким образом, потеря физической теплоты с уходящими в атмосферу сухими дымовыми газами котла составляет 195 – 220 кДж/м<sup>3</sup> или  $q_{yx}= 7 - 9\%$ , а с учетом содержания влаги в дымовых газах эти потери составляют 315 – 325 кДж/м<sup>3</sup> или  $q_{yx(x)}=11,0 - 11,5\%$ .

Теоретической основой возможности повышения эффективности котельных установок является положительная реализация теплоты конденсации водяных паров из уходящих дымовых газов.

Проведенные тепловые расчеты коэффициента полезного действия (КПД) для котлов с такой температурой уходящих газов показывают значительное отличие с учетом сухих и влажностных показателей.

Так, КПД<sub>(H)</sub>, рассчитанный через низшую теплотворную способность топлива  $Q_n^p$ , составляет 90–92%, а КПД<sub>(B)</sub>, рассчитанный через высшую теплотворную способность топлива  $Q_b^p$  с учетом влагосодержания газов, составляет 78–82%. Разница в оценке эффективности составляет КПД<sub>(H)</sub> – КПД<sub>(B)</sub> = 10 – 12% [2].

В этом случае целесообразным является комплексное решение задачи повышения эффективности тепловых процессов в котле:

а) за счет снижения температуры уходящих газов до уровня  $t_{yx}$  газов = 35°C (ниже точки росы) можно добиться снижения потерь с уходящими газами до уровня  $q_{yx}=4,5\%$ ;

в) за счет конденсации водяных паров из дымовых газов можно добиться увеличения КПД<sub>(B)</sub> до уровня 90–93% = (78–81)+(10–12%) (табл.1).

Кроме того, реализация процессов контактного энергообмена позволяет осуществлять одновременно и очистку дымовых газов (рис.1) [2, 3].

Таким образом, целесообразным является внедрение в тепловые циклы угольных ТЭС и ТЭЦ установок и агрегатов, реализующих контактный энергообмен. Ранее установки контактного энергообмена были созданы для энергоустановок, работающих на природном газе [4–8]. В этих установках удалось добиться следующего распределения использования теплоты сгоревшего топлива: в топочной камере радиационный и конвективный

теплообмен составил 60%, а в контактной насадке комплексный энергообмен (тепло- влаго- и массообмен) – 40%, что позволило получить КПД<sub>(H)</sub> =105% по  $Q_n^p$ , при этом удается существенно улучшить и экологические показатели энергоустановок [2–4].

Таблица 1. Показатели энергообмена в котельном агрегате с использованием теплоты конденсации паров из уходящих газов

$t_{yx}, ^\circ\text{C}$	Влагосодержание уходящих газов $x$ , кг/кг	Физические потери с уходящими газами, кДж/м <sup>3</sup>	Влажностные потери с уходящими газами, кДж/м <sup>3</sup>	Физические потери теплоты с уходящими газами, %	Влажностные потери теплоты по $Q_n^p$ , %	Физические потери теплоты по $Q_b^p$ , %	КПД котла, %	
							по $Q_n^p$	по $Q_b^p$
110–150	0,11–0,12	195–220	315–325	7–9	11–11,5	17–21	90–92	78–82
35	0,11–0,12	55–60	0	4,5	0	5	105	95

ПРИНЦИП РЕАЛИЗАЦИИ КОНТАКТНОГО ЭНЕРГООБМЕНА



Рис. 1. Принципиальная схема устройства для реализации контактного энергообмена

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Варламов Г. Б., Капустянський А. О. Вплив характеристик непроєктного твердого палива на показники надійності та економічності роботи котельного устаткування / Энергетика: економіка, технології, екологія. 2018, №1. –

С. 90–98.

2. Varlamov G., Romanova K., Nazarova I., Dashchenko O., Kapustiansky A. Improvement of energy efficiency and environmental safety of thermal energy through the implementation of contact energy exchange processes / Archives of Thermodynamics, Vol. 38 (2017), №4, 2017, 127–137pp.
3. Varlamov, G. B., Daschenko O.P., Ocheretyanko M.D., Kasyanchuk S.L. The use of contact heat generators of the new generation for heat production // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 6/1 (84), 52–58.
4. Dikiy N., Solomakha A., Suzdal E.: Gas and steam turbine technology `Aquarius` for joint production of electric and thermal energy. Energy: technology and resource saving, №3 (2012), 30–33.
5. Соснин Ю. П. «Контактные водонагреватели», М. Стройиздат, 1974.– 359с.
6. Марченко Г.С., Варламов Г.Б., Очеретянко М.Д., Осипенко Є.О., Макаренко В.О. Контактний водонагрівач. Патент України на корисну модель, бюл. № 19, стр 4.; № 110596 від 10.10.2016.
7. Пат. 46806, Україна, МПК F 24 Н 1/10, Контактний водонагрівальний модуль/ Сезоненко Б. Д., Карп І. М., Нікітін В. Ю, Сорока В. О., Комяк О. О., Скотнікова Т. Б., Сезоненко О. Б., Алексеєнко В. В.; заявник і власник патенту Інститут газу НАНУ. – №98063156; заявл. 17.06.98; опубл.17.06.02, Бюл. №6.
6. Пат. 46101, Україна, МПК F 24 Н 1/10, Контактно-поверхневий водонагрівач/ Сезоненко Б. Д., Нікітін В. Ю, Сорока В. О., Комяк О. О., Скотнікова Т. Б., Сезоненко О. Б., Алексеєнко В. В.; заявник і власник патенту Інститут газу НАНУ. – №98105244; заявл. 05.10.98; опубл.15.05.02, Бюл. №5.
7. Пат. 59749, Україна, МПК F24Н 1/10, Контактний водонагрівач/ Сало В. П., Сало А. М., Сало А. В.; заявник і власник Сало В. П., Сало А. М., Сало А. В.– № 20021210047; заявл. 13.11.02; опубл.15.09.03, Бюл. №9.

## УДК 662.6

### НАУКОВІ ОСНОВИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ЗАМІЩЕННЯ АНТРАЦИТУ НА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

Чернявський М. В., к.т.н.; Дунаєвська Н. І., к.т.н.;

Провалов О. Ю., к.т.н.; Мірошніченко Є. С.

Інститут вугільних енерготехнологій (ІВЕ) НАН України, м. Київ

Вугільні електростанції є основою енергетичної незалежності України. До 2014 р. вони забезпечували 55% генеруючих потужностей ОЕС України і 42–

44% від загального виробництва електроенергії. Пиловугільні енергоблоки – основний інструмент регулювання графіку енергоспоживання. З 14 великих ТЕС України 7 спроектовані для спалювання кам'яного вугілля газової групи, 7 – для спалювання антрациту і пісного вугілля, більшість котлів – з рідким шлаковидаленням.

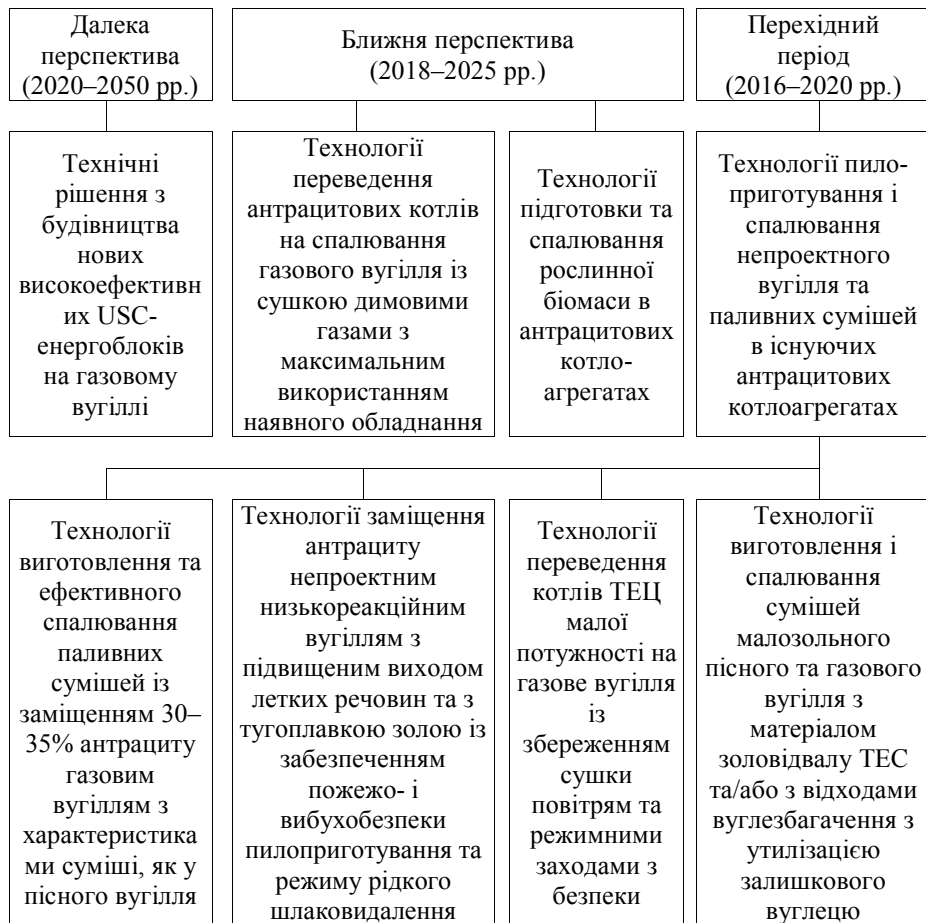
Починаючи з 90-х років, будівництво антрацитових котлоагрегатів у світі поступово припинилось. Це було пов'язане з розвитком технологій низькотемпературного спалювання кам'яного вугілля та лігнітів з твердим шлаковидаленням, які відрізняються значно меншими викидами оксидів азоту. Світовий ринок антрациту і пісного вугілля скоротився, єдиними потенційними постачальниками залишились ПАР, РФ та США, характеристики тамтешніх палив відрізняються від проектних для вітчизняних котлоагрегатів.

Україна не мала можливості інвестувати у масову заміну енергоблоків, тому заміщення антрациту іншими твердими паливами не відбувалось. Ситуація різко змінилась з початком бойових дій на Донбасі. Надходження донецького антрациту і пісного вугілля на ТЕС скоротилось, у певні періоди повністю зупинялось. Натомість у Західному Донбасі та у Львівсько-Волинському басейні видобуток вугілля газової групи продовжувався і навіть нарощувався. Це зробило питання розроблення і впровадження технологій часткового або повного заміщення антрациту газовим вугіллям на ТЕС і ТЕЦ конче актуальним. Але на відміну від зарубіжних країн, де таке заміщення відбувалось поступово і з достатніми інвестиціями для будівництва нових енергоблоків, наша країна змушена, щонайменше на перехідний період, вишукувати такі оригінальні технології, які потребують мінімуму інвестицій і дозволяють максимальне використання наявного генеруючого та допоміжного обладнання антрацитових енергоблоків.

Заміщення донецького антрациту і пісного вугілля на ТЕС і ТЕЦ України є складною комплексною задачею, яка повинна вирішуватись одночасно по різних напрямках з огляду на відсутність достатніх резервів видобутку газового вугілля для переведення на нього всіх антрацитових блоків, на різномірність характеристик палива з додаткових джерел (імпортне вугілля, вуглецевміщуючі відходи, рослинна біомаса), на різні схеми та стан існуючого котельного і допоміжного обладнання, на різні можливості генеруючих компаній по капіталовкладеннях.

Реалізація напрямків, що перелічені в таблиці, потребує удосконалення методів розрахунків процесів безпечного пилоприготування і ефективного

пиловидного спалювання на основі знання основних закономірностей піролізу та горіння паливних частинок різного ступеню метаморфізму і зольності, особливостей горіння паливних сумішей, кількісних критеріїв схильності вугільного пилу до самозаймання та вибуху та однорідності вугільних сумішей.



**Наукові основи роботи.** На підставі експериментальних досліджень, виконаних в ІВЕ НАН України, знайдено закономірності піролізу вугільних частинок. Встановлено, що в кожний момент часу газовиділення відбувається в кінетичному режимі, а динаміка процесу визначається динамікою нагріву частинок. Доведено, що енергія активації відщеплення продуктів у процесі термічного розкладу визначається за розподілом Гауса з урахуванням впливу оточуючих молекулярних зв'язків, розроблено методику розрахунку динаміки

піролізу при швидкісному нагріві, уточнено час виходу летких речовин в пиловугільному факелі (< 0,05 с).

Експериментально знайдено закономірності та кінетичні характеристики горіння частинок коксового залишку вугілля різного ступеню метаморфізму. Встановлено наявність різних за реакційною здатністю видів вуглецю в вугіллі (вільний, у вуглемінеральних зростках, у графітизованих включеннях), визначено вплив зольності на швидкість горіння та досяжний ступінь вигорання вуглецю. Розвинуто методи розрахунку швидкості горіння частинок в перехідній області реагування. Доведено, що в умовах пиловугільного факелу газове вугілля горить ближче до зовнішньодифузійної області зі слабкою ступеневою залежністю, а антрацит – до кінетичної з сильною експоненціальною залежністю від температури. Встановлено, що при спалюванні суміші антрациту з газовим вугіллем зменшення швидкості горіння антрациту за рахунок зниження концентрації кисню, що витрачається на горіння летких речовин газового вугілля, за умови надлишку повітря компенсується збільшенням температури факелу від тепловиділення при згорянні летких речовин і коксового залишку газового вугілля. Аналогічний ефект встановлено для спільного спалювання антрациту з твердою рослинною біомасою.

Визначено вплив зольності, крупності та вологості вугільних частинок на схильність до самозаймання та вибуху, визначено коефіцієнт вибухоздатності для українського енергетичного вугілля. Розроблено рекомендації для підвищення безпеки експлуатації пилосистем за рахунок регулювання якості вугілля, тонини розмелу та вмісту залишкової вологі вугільного пилу. Обґрунтовано кількісні критерії однорідності паливних сумішей і встановлено методи їх контролювання.

**Розроблені технологічні рішення та їх впровадження.** Котлоагрегати Дарницької, Чернігівської та Сумської ТЕЦ паропродуктивністю 87–220 т/год. були розраховані на спалювання донецького антрациту з температурою плавкості золи до 1350°C з рідким шлаковидаленням. Перед початком опалювального сезону 2014–2015 рр. на їх складах залишився менше ніж місячний запас антрациту, а кузнєцьке пісне вугілля, що надійшло з РФ, мало вихід летких речовин до 18% і температуру плавкості золи понад 1550°C. Технологічні рішення зі спалювання існого вугілля у вигляді сумішей з 25–33% антрациту забезпечили умови безпечного пилоприготування та ефективного спалювання з нормальним витоком шлаку, дозволили значною мірою замінити

донецький антрацит, забезпечили успішне проходження зими 2014–2015 рр. і подальших опалювальних сезонів.

У той же період на Зміївську та Трипільську ТЕС ПАТ «Центренерго» для компенсації дефіциту антрациту надійшло пісне вугілля з ПАР, яке, крім тугоплавкої золи, відрізнялось низькою (4800 ккал/кг) калорійністю. Було запропоноване його спалювання в суміші із залишками кузнечького пісного вугілля з калорійністю понад 6200 ккал/кг для підвищення температури факелу. Додатковими заходами для підвищення текучості шлаку були регулювання тонини розмелу, надлишку повітря, розрідження у шлаковому комоді. Технологічні рішення зі спалювання низькокалорійного пісного вугілля з ПАР з рідким шлаковидаленням без підсвічування на котлах ТП-100 блоків 200 МВт та ТПП-210А блоків 300 МВт дозволили замінити донецький антрацит, довели можливість диверсифікації паливної бази ТЕС за рахунок імпортного вугілля, забезпечили успішне проходження зими 2014–2015 рр. і подальших опалювальних сезонів.

Слов'янська ТЕС ПАТ «Донбасенерго» оснащена центральним пилозаводом (ЦПЗ), особливість якого – унікальна схема з сушінням вугілля в парових панельних сушарках і невентильовані кульові барабанні млини, придатна лише для антрациту з виходом летких речовин  $\leq 8\%$ . В 2017 р., в зв'язку припиненням поставок донецького антрациту, при переході на поставки кузнечького пісного вугілля з виходом летких речовин 12–18% і зольністю нижче 14% в пилосистемах, бункерах пилу та електрофільтрі ЦПЗ, в трубопроводах подачі пилу на котел ТПП-200-1 енергоблоку 800 МВт і в пилосистемах самого котла почастішали випадки самозаймання пилу. Розроблені технологічні рішення з пилоприготування і спалювання пісного вугілля та вугільних сумішей з матеріалом золівдвалу і з сухими відходами вуглезбагачення з виходом летких речовин суміші до 18% дозволили запобігти випадкам самозаймання пилу. Використання сухих відходів збагачення кам'яного вугілля забезпечило внесок їх паливної компоненти до корисно використаної теплоти згоряння суміші понад 6%. Впровадження даних технологічних рішень дозволило замінити донецький антрацит в паливній базі Слов'янської ТЕС, забезпечило успішне проходження станцією зими 2017–2018 рр. і створило підґрунтя для залучення відходів вуглезбагачення до паливної бази ТЕС.

Вперше можливість додавання 10–12% газового вугілля для покращення умов займання та горіння антрациту в факелі було доведено на Трипільській та

Зміївській ТЕС ПАТ «Центренерго» у 2009 році, загалом було спалено близько 1 млн т такої суміші, що дозволило відмовитись від підсвічування факелу природним газом. Тоді однорідну суміш (вугілля Г/А) виготовляли на збагачувальній фабриці. У 2015 р. виникла задача виготовлення такої суміші на складі Зміївської ТЕС з доведенням частки газового вугілля до 30–32%, для максимально можливого заміщення антрациту без реконструкції котлоагрегатів. Впроваджена на Зміївській ТЕС технологія виготовлення, контролю однорідності та спалювання суміші антрациту з 30–32% газового вугілля, яка поводить себе і має розглядатись як єдине однорідне паливо з характеристиками, як у пісного вугілля, забезпечила збільшення паливної бази ТЕС в півтора рази і успішне проходження зимового сезону 2015–2016 рр. Протягом 2016 р. на блоках 200 і 300 МВт Зміївської ТЕС було спалено майже 1 млн такої суміші, в тому числі понад 300 тис. т вітчизняного газового вугілля. У 2017 р. таку ж технологію було успішно випробувано і впроваджено на Криворізькій ТЕС ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго». На підставі позитивного досвіду внесено доповнення в національний стандарт з якості вугілля для пиловидного спалювання, у «Правила технічної експлуатації електричних станцій», розроблено 2 стандарти підприємств з шихтування та контролю однорідності суміші.

У 2017 р. поставки донецького антрациту і пісного вугілля були повністю припинені. За цих умов постала задача переведення по 1–2 котлоагрегати на кожній з антрацитових ТЕС на спалювання газового вугілля. Досвід переведення на газове вугілля котлів ТП-100 блоків 200 МВт Зміївської ТЕС із застосуванням сушки і транспорту пилу димовими газами та заміною пальників (ТОВ «ХПКІ ТЕП-СОЮЗ», ТОВ «Котлотурбопром») показав, що традиційні способи переоснащення потребують значних капіталовкладень (понад 100 млн грн. на 1 котел блоку 200 МВт) і терміну реалізації, що було прийнятним не для всіх генеруючих компаній з огляду на брак коштів та наближення опалювального сезону. ІВЕ НАН України обрав шлях переведення антрацитових котлоагрегатів на спалювання газового вугілля з повним або максимальним збереженням існуючого обладнання.

Перед початком опалювального сезону Миронівська ТЕС ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» мала 2 працюючих котла паропродуктивністю по 230 т/год. – ст. № 4 ТП-230-3 (паливо – газове вугілля) і ст. № 10 Еп-230-10-510 (паливо – антрацит). Виконані повірочні витратно-теплові розрахунки котлів та пилосистем довели можливість переведення котла Еп-230-10-510 на газове

вугілля із збереженням сушильного агенту-повітря, без зміни складу і конструкції елементів обладнання, за рахунок лише режимних заходів. Ефективність даного технологічного рішення доведено безаварійною роботою котла ст. № 10 Миронівської ТЕС на газовому вугіллі з серпня 2017 року. Аналогічну роботу виконано для котлів ТП-230-2 ст. №6 і №7 1-ї черги Слов'янської ТЕС, їх пилосистеми потребували лише невеликих змін (відглушка скидних пальників та зменшення діаметру короткої ділянки пилопровода), можливих для виконання в період ремонтної кампанії силами ТЕС.

Для прямооточного двохкорпусного антрацитового котла ТПП-210А з надкритичними параметрами пари блоку 300 МВт ст. № 4 Трипільської ТЕС задача переведення на газове вугілля ставилась вперше в світі. Від початку котел мав 3 пилосистеми із спільним бункером пилу і подачею пилу на основні пальники трубопроводами пилоподачі високої концентрації під тиском (ПВКт) В порівнянні з раніше застосованими при переведенні на газове вугілля енергоблоків Зміївської ТЕС, основні технічні рішення ІВЕ НАН України відрізнялись в наступному:

- кількість пилосистем скорочено з 3 до 2;
- обґрунтовано використання 2 існуючих вентиляторів гарячого дуття (ВГД) як димосмоків рециркуляції димових газів (ДРГ) для забезпечення газової сушки;
- замість виносних зольних циклонів для очистки димових газів на сушку встановлено компактні відцентрові золоконцентратори в існуючому газоході;
- замість димосмоку інертних газів (ДІГ) для охолодження при зупині млинів встановлено 2 впорскуючих газоохолоджувачі;
- замість заміни млинових вентиляторів (МВ) на більш потужні збережено існуючі МВ за рахунок організації транспорту пилу системою пилопроводів високої концентрації під розрядженням (ПВКр);
- замість заміни пальників обґрунтовано можливість збереження існуючих пальників з їх модернізацією та переведенням у прямоотоково-вихровий режим.

Рішення про перехід на 2 пилосистеми, застосування ВГД замість ДРГ, збереження МВ та встановлення впорскуючих газоохолоджувачів замість ДІГ приймалися на підставі витратно-теплових розрахунків пилосистем, виконаних з урахуванням фактичних показників існуючого обладнання та рівня

присмоктів холодного повітря. Крім того, повірочними позонними тепловими розрахунками топки для діапазону навантажень 70–100% від номінального було обґрунтовано забезпечення умов рідкого шлаковидалення і відсутності ризику перегріву ширм на виході з топки при спалюванні газового вугілля. Після технічного переоснащення енергоблок був запущений в лютому 2018 р., і з того часу жодного разу не зупинявся, що доводить ефективність та надійність запропонованих технічних рішень.

Реалізація проекту дозволила замінити донецький антрацит вітчизняним газовим вугіллем в обсязі понад 600 тис. т на рік. Додатковою перевагою є зменшення розрахункового рівня викидів оксидів азоту на 30–35% порівняно зі спалюванням антрациту за рахунок зниження температури в ядрі факелу. Завдяки розробленим технічним рішенням досягнуто економію у вартості реконструкції 90,7 млн грн. порівняно з технічними рішеннями, реалізованими в аналогічних проектах технічного переоснащення на Зміївській ТЕС (в перерахунку на 300 МВт).

Наприкінці 2017 р. проблему дефіциту антрациту для Зміївської ТЕС було вирішено за рахунок переведення на газове вугілля котлоагрегатів ТП-100 ст. №2 і №5. Натомість досить швидко виник дефіцит вітчизняного газового вугілля, для компенсації якого знадобились поставки вугілля відповідної марки з США. Проте калорійність американського вугілля понад 6500 ккал/кг виявилась зависокою для спалювання в реконструйованих котлах ТП-100, розрахованих на 5000–5400 ккал/кг. Розроблена технологія виготовлення, контролю однорідності та спалювання суміші вугілля США з вуглецевміщуючим матеріалом золівідвалу ТЕС забезпечила пожежо- і вибухобезпеку пилоприготування, ефективне спалювання на реконструйованих котлах ТП-100, покращення техніко-економічних показників за рахунок додаткового теплового внеску вуглецю матеріалу золівідвалу і успішне проходження ТЕС зимового сезону 2017–2018 рр.

Технічні рішення з підготовки та спільного спалювання твердої рослинної біомаси з антрацитом в існуючих котлоагрегатах розроблялись на виконання рішення секції «Електроенергетика» НТР Міненерговугілля України. Серед них – схема вузла розвантаження, складування, підсушки та подрібнення пелет в умовах Трипільської ТЕС, конструкція пальника для спільного спалювання антрациту та 10% частки біомаси по теплу. Розрахунки підтверджують, що при спільному спалюванні антрациту з біомасою забезпечується робота топкової камери зі сталим режимом рідкого шлаковидалення та без ризику шлакування

ширм на виході топки. Перевагами від спалювання антрациту з біомасою є часткове заміщення антрациту, зменшення викидів оксидів азоту та парникових газів. Технічні рішення будуть використані на одному з котлоагрегатів ТПП-210А Трипільської ТЕС.

**Практична значимість розроблених технічних рішень та технологій** підтверджена 17-ма актами впровадження, наданими Зміївською, Трипільською, Слов'янською, Криворізькою, Миронівською ТЕС, Дарницькою, Чернігівською, Сумською ТЕЦ, ТОВ «Спецтермомонтаж-Енерго».

**Техніко-економічні показники роботи.** Сукупний внесок впроваджених технічних і технологічних рішень у заміщення донецького антрациту на ТЕС і ТЕЦ складає: по вітчизняному газовому вугіллю – понад 1 млн т; по імпортованому антрациту і пісному вугіллю з непроєктованими показниками – понад 4,4 млн т; внесок за рахунок зменшення механічного недопалу та використання вуглецю відходів – понад 50 тис. т; заощадження газу на підсвічування – понад 60 млн м<sup>3</sup>.

Економічний ефект від впровадження складається з економії газу на підсвічування, зі зменшення втрат від механічного недопалу, з теплового внеску вуглецю відходів, з прибутку від додаткового відпуску електроенергії, з економії у вартості реконструкції енергоблоків при переведенні на газове вугілля. Станом на 01.03.2018 сукупний економічний ефект від впроваджених технічних рішень лише за наданими актами складає 274,7 млн грн.

Ми вдячні пуско-налагоджувальним організаціям «ТЕХЕНЕРГО» та «ЛьвівОРГРЕС» за допомогу у випробуваннях при впровадженні розробок.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Чернявський М. В., Косячков О. В., Дулієнко С. Г., Монастирська Т. М. Розвиток і практичне застосування результатів дослідження кінетики горіння та газифікації коксів енергетичного вугілля // 12-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»: Зб. наук. праць. – Київ: ІВЕ НАН України, 2016. – С. 111–115.
2. Бондзик Д. Л., Дулієнко С. Г., Чернявський Н. В. Метод и результаты расчета динамики газовой выделенной при скоростном пиролизе угля // Экологические и ресурсосбережение. – 2005. – №6. – С. 3–14.
3. Безценний І. В., Дунаєвська Н. І., Чернявський М. В. Визначення кінетичних характеристик взаємодії коксів вугілля марок АШ, П та Г з киснем повітря та особливості горіння їх сумішей // Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2015. – №6. – С. 10–16.

4. Чернявський Н. В., Рохман Б. Б., Провалов А. Ю., Косячков А. В. Опыт сжигания импортных углей в котлоагрегатах ТЭС и ТЭЦ // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2015. – №4. – С. 15–23.
5. Розробка методів, досвід приготування суміші антрациту з газовим вугіллем та її пилувидне спалювання на Зміївській ТЕС / М. В. Чернявський, О. Ю. Провалов, І. В. Безценний, О. В. Моїсеєнко // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2016. – №4. – С. 3–12.
6. Чернявський Н. В., Косячков А. В., Росколупа А.И. Разработка малозатратных технических решений для перевода антрацитовых котлов ТЭС и ТЭЦ паропроизводительностью 220–250 т/ч на сжигание газового угля // 13-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»: Зб. наук. праць. – Київ: ІВЕ НАН України, 2017. – С. 48–50.
7. Чернявський М. В., Мірошніченко Є. С., Провалов О. Ю. Аналіз варіантів та розрахункове обґрунтування технічних рішень для переведення котла ТПП-210А Трипільської ТЕС на спалювання газового вугілля // Там же. – С. 86–90.
8. Щудло Т. С., Дунаєвська Н. І., Бондзик Д. Л. Спільне спалювання біомаси та антрациту в пилувугільних котлоагрегатах // Экология и промышленность. – №4. – 2016. – С.87–96.

УДК 662. 667:+662.638;628

#### ТВЕРДІ ПРОДУКТИ СУМІСНОГО ТЕРМОЛІЗУ ВУГІЛЛЯ І БІОМАСИ

<sup>1</sup>Зубкова В. В., DSc; <sup>1</sup>Стройвас А., PhD; <sup>2</sup>Дунаєвська Н. І., к.т.н.;  
<sup>3</sup>Шендрік Т. Г., д.х.н., проф.; <sup>2</sup>Музалевська Н. І.

1 – Institute of Chemistry, Jan Kochanowski University in Kielce, Kielce, Poland

2 – Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ, Україна

3 – Інститут фізико-органічної хімії і вуглехімії ім. Л. М. Литвиненка  
НАН України, м. Київ, Україна

Незважаючи на те, що вже з 90-х років ХХ-го ст. розпочато спроби заміщення викопного палива відновлюваним (різними видами біомаси), про питання і особливості сумісного спалювання конкретної місцевої сировини ми знаємо дуже мало. Оскільки однією з проблем теплової енергетики України нагального вирішення потребує питання покриття дефіциту вугілля антрацитової групи (АШ, Т) та скорочення шкідливих викидів у довкілля відповідно до Європейських вимог [1], наша увага була приділена дослідженню сумісного термолізу високометаморфізованого вугілля і двох видів вітчизняної

біосировини – відходів деревини сосни та соломи пшениці [2].

Враховуючи, що у найближче десятиліття зростання потреби у енергоресурсах все ж таки буде покриватися на 90% за рахунок викопного палива [3], зосередили зусилля саме на цьому компонентному складі суміші. Відомо, що приріст біомаси щорічно світі оцінюється у 200 млрд т (на суху речовину), що складає енергетичний еквівалент 80 млрд т нафти. При цьому у переробці 3–4 млрд т деревини утворюються відходи, енергетичний еквівалент яких складає 1,1–1,2 млрд т нафти. А ще є сільськогосподарські відходи, які все ширше використовуються в енергетиці. Так, в Україні енергетичний потенціал соломи складає 4,0–4,5 млрд т у. п. щорічно, що відповідає близько 2% загальних витрат палива, але її використання потребує неабияких капіталовкладень [4].

Відомо, що суміщення твердих і рідких відходів різного походження часто приводить до синергетичних ефектів – підвищення виходу певного виду продуктів та зміни їхніх властивостей [5]. Саме такий ефект знайдено і оцінено нами [2] для згаданої системи, при цьому зроблено спробу з'ясування його причин, визначено структурно-груповий склад летких речовин со-термолізу. Однак, властивості твердих продуктів висвітлені недостатньо. Це стосується, зокрема, розвитку поверхні і поруватості при спільному спалюванні такої різної за низкою вихідних чинників сировини, як вугілля і рослинна біомаса. А це є одним з ключових питань для передбачення реакційної здатності системи і перебігу горіння [6], і відповідно, стає необхідним для адекватного моделювання процесу со-firing. Наприклад, знайдено, що при сумісному термолізі суміші 1:1 вугілля ( $C^d$  wt% = 76,3;  $H^d$  wt% = 5,3) і стебел кукурудзи ( $C^d$  wt% = 46,6;  $H^d$  wt% = 5,7) відбувається суттєве збільшення питомої поверхні (визначеної методом БЕТ) твердого продукту – від 5 (у вихідній суміші) до 50–60 м<sup>2</sup>/г у твердому залишку при 750<sup>0</sup>С, витримці 30 хв. Цей факт потребує внесення коректив у моделюючу систему CFD [7]. Саме тому ця наша робота присвячена вивченню **твердих продуктів** (ТП) сумісного термолізу вітчизняного вугілля антрацитової групи з відходами агрокультури (пелети пшеничної соломи (wheat straw) (BM1) та з деревною біомасою (відходи сосни (пелети pine wood) (BM2)).

Характеристика вихідних об'єктів подана у табл. 1, 2 і 3.

Дослідження перебігу процесу піролізу як окремої біосировини (соломи пшениці (BM1) і сосни (BM2)), так і їх ретельно приготовлених сумішей з вугіллям в співвідношенні 1:1 виконано в термовагах Q50 фірми TA Instruments

[2]. Нагрівання проводили до температури 750<sup>0</sup>С в атмосфері чистого азоту, швидкість нагріву – 4 К/хв.

Таблиця 1. Характеристика вугілля

Проба вугілля	W <sup>a</sup> , %	A <sup>d</sup> , %	V <sup>dat</sup> , %	C <sup>dat</sup> , %	H <sup>dat</sup> , %	N <sup>dat</sup> , %	S <sup>dat</sup> , %
Пил для факельного спалювання	4,49	21,8	7,3	89,3	1,4	0,75	0,52

Таблиця 2. Склад та температури розкладу компонентів біомаси за [4] та [8]

Біомаса	Вміст компоненту, %		
	Целюлоза	Геміцелюлоза	Лігнін
Солома пшениці	30 – 40	40 – 50	12 – 17
Пелети сосни	45 – 50	17 – 25	25 – 30
Інтервал термічного розкладу, <sup>0</sup> С	300 – 380	200 – 320	280 – 430

Таблиця 3. Характеристики використаної біомаси та її зольних залишків

Найменування параметру	Пшениця	Сосна
Волога аналітична, W <sup>a</sup> , %	7,63	8,43
Зольність, A <sup>d</sup> , %	8,9	0,4
Загальний вміст сірки, S <sub>t</sub> <sup>d</sup> , %	0,2	0,03
Вихід летких, V <sup>dat</sup> , %	81,8	85,9
Волога робоча, W <sub>t</sub> <sup>r</sup> , %	9,2	8,7
Хлор, Cl <sup>d</sup> , %	0,07	0,04
Елементний склад, %		
C <sub>o</sub> <sup>dat</sup>	50,29	51,87
H <sub>o</sub> <sup>dat</sup>	6,24	6,33
(N+O) <sup>dat</sup>	43,30	41,63
S <sup>dat</sup>	0,17	0,03
Плавкість золи (окислювальне середовище)		
t <sub>A</sub>	1000	1300
t <sub>B</sub>	1120	1310
t <sub>C</sub>	1140	1325
Хімічний склад золи:		
SiO <sub>2</sub>	54,00	2,0
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,18	–
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,00	0,07
MgO	2,52	8,21
CaO	12,95	41,1
Mn <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	0,09	2,54
TiO <sub>2</sub>	0,16	–
SO <sub>3</sub>	5,30	6,69
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	2,12	4,67
K <sub>2</sub> O	11,75	10,96
Na <sub>2</sub> O	1,45	–

Одержані тверді продукти досліджували на скануючому електронному мікроскопі (СЕМ) (напр. рис. 1). Зроблено також мікроаналіз (методом

енергодисперсійної рентгенівської спектроскопії (Energy-dispersive X-ray spectroscopy (EDX) зерен піролізованих вугілля, біомаси та ТП сумішей.

Помітно, що рельєф поверхні піролізатів VM1 і VM2 розрізняється, оскільки вони різні за генезисом, тому і компонентний склад їх і вихідна структура суттєво різні (табл. 2). ТП з пелет сосни виглядають більш структурованими і щільнішими, а ТП з пшеничної соломи значно більш зруйновані і поруваті. Елементний склад ТП з VM1 і VM2 також розрізняється, про що свідчать результати мікроаналізу (спектри хроматографії EDX, рис. 2 і 3). Розбіжності у складі біомаси пов'язані також з наявністю у рослинах органо-мінеральних включень, які можуть бути однією з причин розбіжностей у перебігу процесу піролізу.

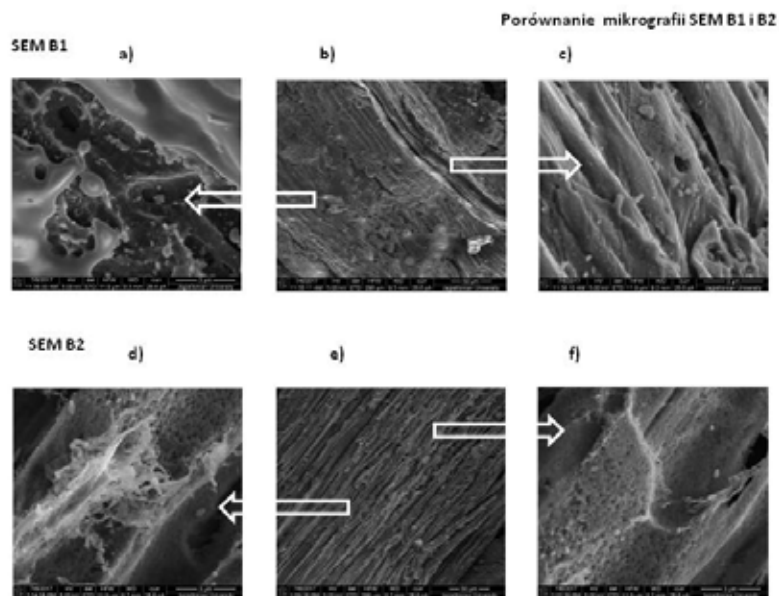


Рис.1. Мікрографії СЕМ твердих продуктів піролізу біомаси:  
а), с) d) і f) – М25к b) і e) збільшення М1к (1к = 1000)

Детальне вивчення мікрографій ТП сумішей при x25к показало, що більш високий ступінь взаємодії (газифікації) антрациту в присутності VM1 проявляється у появі на поверхні зерен антрациту дрібних впадин (отворів) (рис. 4), які, вочевидь, з'явилися в місцях активної взаємодії летких речовин соломи з антрацитом. Такі отвори у випадку зерен ТП суміші антрациту з VM2 не знайдені.

Зі спектрів ЕДХ (рис. 5) видно, що в зразках ТП вугілля немає рефлексів, характерних для калія (К). Помітні концентрації заліза та сірки, що вказує на наявність у піролізаті вугілля піриту або інших сірчаних сполук заліза. В той же час на поверхні зерна з суміші вугілля і соломи пшениці VM1 фіксується пік калія, в окремих випадках підвищений вміст кремнію (рис. 6). На поверхні зерен ТП антрацита з VM2 рефлексів калія не знайдено (рис.7).

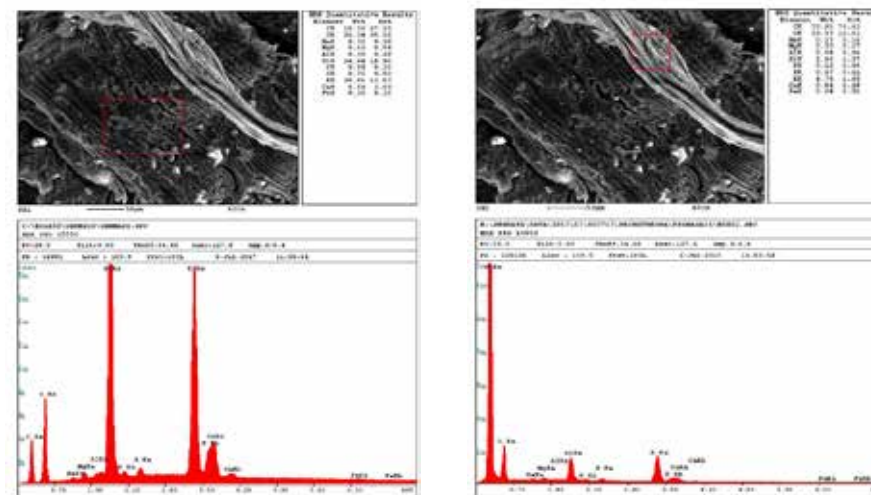


Рис. 2. Спектри EDX різних областей ТП біомаси VM1 при М5к

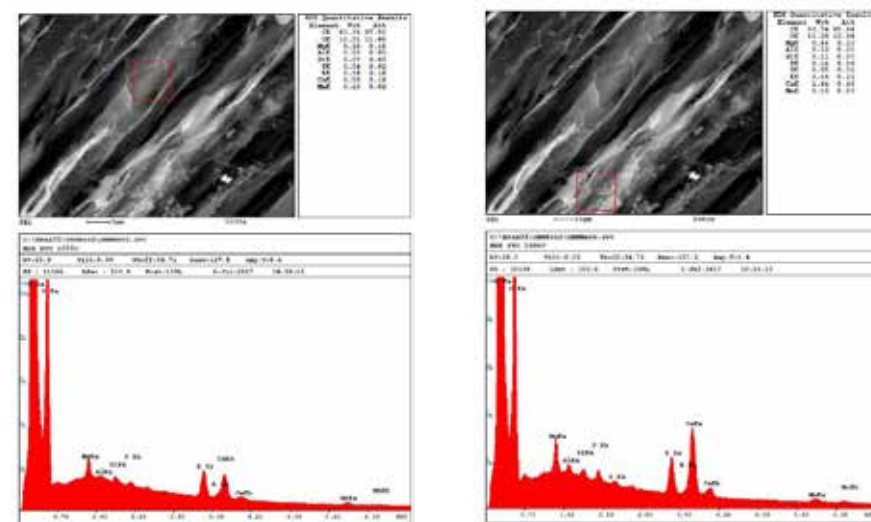


Рис. 3. Спектри EDX різних областей ТП біомаси VM2 при М5к

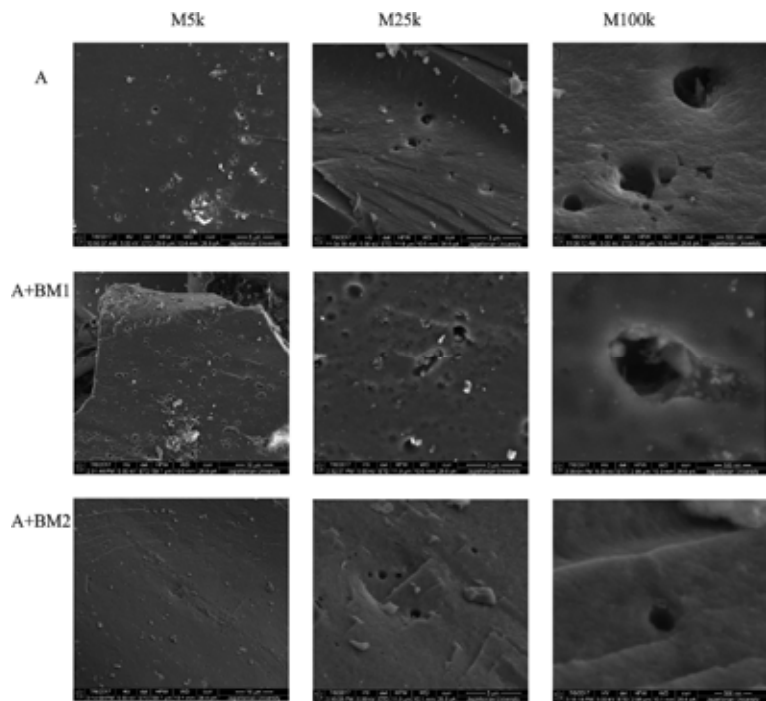


Рис. 4. Мікрографії поверхні зерен вугілля, піролізованого з BM1 і BM2 (SEM при різному збільшенні)

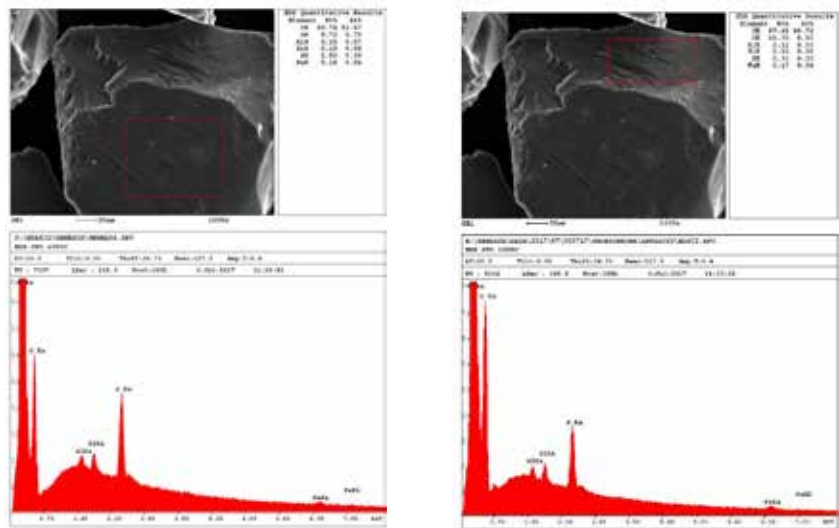


Рис. 5. Спектри ЕДХ зерна піролізованого антрациту

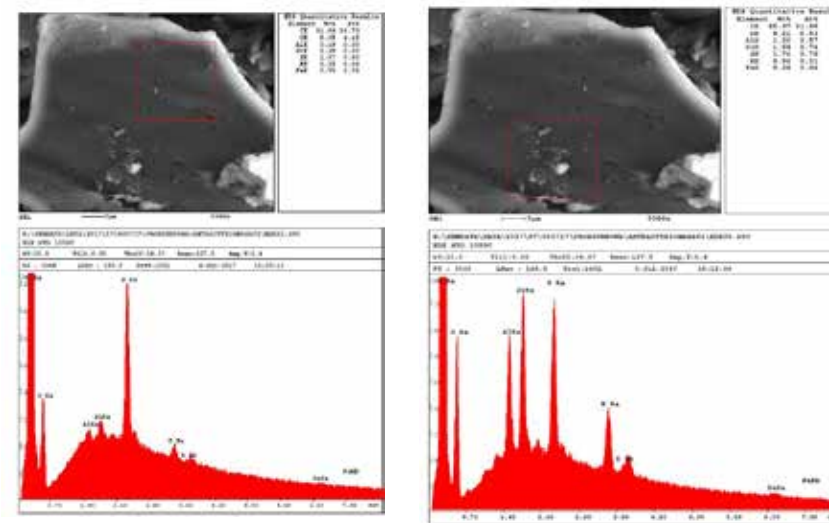


Рис. 6. Спектри ЕДХ твердих продуктів со-піролізу антрациту з BM1

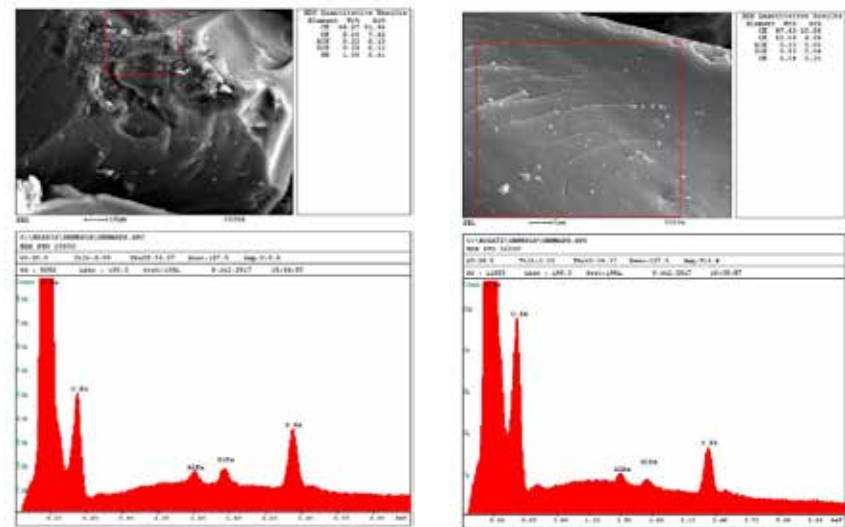


Рис. 7. Спектри ЕДХ твердих продуктів со-піролізу антрациту з BM2

Очевидно, сполуки калію є генетичною належністю пшеничної соломи, які при умовах термолізу більш високозольної (~9%) сировини сконцентрувалися у ТЗ суміші у вигляді, вірогідно, силікатів (вміст  $K_2O$  у золі соломи – 11,75%, у золі сосни він трохи менший – 10,1% при дуже низькій зольності – 0,4%). Відсутність натрію і заліза у піролізатах свідчить про те, що

вони знаходяться у сировині у складі менш тугоплавких сполук (можливо, як карбонати, хлориди).

Візуальне обстеження зольного залишку (33) після калориметрування вихідних сумішей дозволило встановити, що залишок суміші А+ВМ1 представляє собою чорні кульки високої механічної міцності, які добре спіклися. Натомість 33 суміші А+ВМ2 являють собою чорний порошок, який легко розчавлюється. Дослідити залишки на предмет мінерального складу не вдалося через недостатню масу зразків.

Оскільки теплота згоряння сумішевих палив є адитивною величиною [9], проведено порівняння експериментальних та розрахованих величин теплоти згоряння сумішей з вихідних компонентів (табл. 4).

Таблиця 4. – Теплоти згоряння вихідних компонентів та їх сумішей (1:1)

Нижча теплота згоряння на робочу масу	Вугілля	Пелети соломи пшениці ВМ1	Пелети сосни ВМ2	Калорійність суміші 1:1 (мас).			
				експеримент		розрахунок	
				вугілля + ВМ1	вугілля+ ВМ2	вугілля+ ВМ1	вугілля + ВМ2
$Q_i^r$ , МДж/кг	23,31	15,05	17,62	18,94	19,79	19,16	20,45
$Q_i^r$ , Ккал/кг	5563	3596	4211	4527	4729	4580	4887

Співставлення розрахованих та експериментальних даних теплот згоряння сумішей свідчить, що розходження значень для системи вугілля – пшенична солома лежить у межах  $\pm 1\%$  (відн), для системи вугілля – сосна – не перевищує  $\pm 2\%$  (відн).

3 точки зору калорійності досліджені суміші цілком відповідають європейським вимогам до якості палив (табл. 5).

Таблиця 5. – Основні європейські стандарти якості паливних гранул\* [3]

Параметр	DIN 51731 Німеччина	O-Norm M – 7135 Австрія	DIN plus Німеччина	SS 187120 Швеція
1	2	3	4	5
Діаметр, мм	4–10	4–10	–	–
Довжина, мм	<50	<5+D	<5*d	<5*d
<b>Щільність, кг/дм<sup>3</sup></b>	<b>&gt;1,0–1,4</b>	<b>&gt;1,12</b>	<b>&gt;1,12</b>	<b>ні</b>
Вологість, %	<12	<10	<10	<10
Насипна маса, %	650	$\geq 650$	650	650
Брикетний пил, %	ні	<2,3	<2,3	ні

Продовження Табл. 5

1	2	3	4	5
<b>Зольність, %</b>	<b>&lt;1,5</b>	<b>&lt;0,5</b>	<b>&lt;0,5</b>	<b>&lt;1,5</b>
<b>Теплота згоряння, МДж/кг</b>	17,5–19,5	>18	>18	>18
Вміст сірки, %	<0,08	<0,04	<0,04	<0,08
<b>Вміст азоту, %</b>	<b>&lt;0,3</b>	<b>&lt;0,3</b>	<b>&lt;0,3</b>	<b>ні</b>
Вміст хлору, %	<0,03	<0,02	<0,02	<0,03
Миш'як, мг/кг	<0,8	ні	<0,08	ні
Свинець, мг/кг	<10	ні	<10	ні
Кадмій, мг/кг	<0,5	ні	<0,5	ні
Хром, мг/кг	<8	ні	<8	ні
Мідь, мг/кг	<5	ні	<5	ні
Ртуть, мг/кг	<1,5	ні	<1,5	ні
Цинк, мг/кг	<100	ні	<100	ні
Закріплювач, сполучні матеріали	ні	<2	<2	–

\*) «ні» – немає даних або не визначена точна величина

Беручи до уваги вихідні характеристики дослідженої сировини (табл.1 і 3), це стосується також вмісту вологи, сірки, хлору (на межі). Залишається питання до вмісту азоту та токсичних мікроелементів (кадмій, ртуть, миш'як, хром та ін. Крім того, потребують подальших досліджень не тільки склад летких речовин [2], а й їхня екологічна безпека. Розвиток питомої поверхні і поруватості дослідної сировини в процесі сумісної конверсії вугілля і біовідходів теж потребує більш детального вивчення із залученням спеціальної сорбційної техніки.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions // Official Journal L 334, 17.12.2010, p.17–119.
2. Стройвас А, Щудло Т, Шендрік Т, Дунаєвська Н. Особливості сумісного термолізу високометаморфізованого вугілля з різними видами біомаси // 9-та Міжнар. Наук.-техн. конф. Поступ у нафтопереробній та нафтохімічній промисловості. Матеріали конференції. Львів. – травень, 14–18. С. 103–106.
3. Дроздник И. Д., Борискина Н. И., Близняк Т. И. Альтернативные источники получения энергоресурсов в мире и Украине // УглеХимический журнал. – 2017. – №6. – с. 32–38.

4. Дроздник И. Д., Борискина Н. И., Балаева Я. С. Анализ технологических свойств и сырьевой базы альтернативного топлива в Украине // УглеХимический журнал. – 2015. – №1. – с. 12–17.
5. Synergistic effects on co-pyrolysis of lignite and high-sulfur swelling coal [Text] / J. Fei, J. Zhang, F. Wang, J. Wang // J. of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2012. – Vol. 95, Is. 1. – P. 61 – 67.
6. Amy Vyas, Thiago Chellappa, Jillian L. Goldfarb. Porosity development and reactivity changes of coal-biomass blends during pyrolysis at various temperatures // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2017. – p. 79–88.
7. Rowan S.L., Wu F., Celik I.D., Weiland N.T. Experimental investigation of char generated from co-pyrolysis of coal and Appalachian hardwood// Fuel processing technology.– 2014.– 128. – p. 354–358.
8. Корінчук Д. М. Шляхи підвищення енергоємності біопалива на основі торфу і біомаси. // Вісник Націон. ун-ту «Львівська політехніка». – 2013. – №761. – с. 162 – 168.
9. Tillman D. etc. Solid Fuel Blending: Principles, Practices and Problems. Butterworth Heinemann. 2012. – p. 337.

**УДК 628.4.032+628.474.3**

### **ТВЕРДІ ПОБУТОВІ ВІДХОДИ: ОБСЯГИ, АСПЕКТИ ТЕРМІЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ В УКРАЇНІ**

**Буляндра О.Ф., Гапонич Л. С., Голенко І. Л., Топал О. І.**

**Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ**

Асоціація України з ЄС неможлива без імплементації законодавства Європейського Союзу [1, 2]. Кабінет Міністрів України своїм Розпорядженням № 820-р від 8.11.17. ухвалив Національну стратегію управління відходами в Україні до 2030 року [3]. Стратегія визначає головні напрями державного регулювання у сфері поводження з відходами з урахуванням європейських підходів до питань управління відходами, що базуються на положеннях: Рамкової Директиви № 2008/98/ЄС від 19 листопада 2008 р. «Про відходи та скасування деяких директив»; Директиви № 1999/31/ЄС від 26 квітня 1999 р. про захоронення відходів; Директиви № 2006/21/ЄС від 15 березня 2006 р. про управління відходами видобувних підприємств; Директиви № 94/62/ЄС від 20 грудня 1994 р. про упаковку та відходи упаковки; Директиви № 2012/19/ЄС від 4 липня 2012 р. про відходи електричного та електронного обладнання; Директиви № 2006/66/ЄС від 6 вересня 2006 р. про батарейки і акумулятори та

відпрацьовані батарейки і акумулятори, крім того Директиви № 2000/76/ЄС від 4 грудня 2000 р. про спалювання відходів.

Щорічно в Україні накопичується 300–350 млн т відходів всіх видів: відходи добувної промисловості і розроблення кар'єрів (73,6% у 2016 р.), переробної промисловості (18,2%), будівництва, постачання електроенергії, водопостачання, та інші [4]. На кінець 2016 р. на полігонах України накопичено 12,3 млрд т. відходів. Показник утворення відходів в Україні в середньому становить 7–9 т на особу в рік. У 2016 р. в Україні тільки 83,2% відходів було піддано обробці – утилізовано 28,6%, спалено 0,4%, видалено на полігони 53,2 %. За оцінками Євростату [5, 6], обсяг відходів у країнах-членах ЄС у 2014 р. становив у середньому 4,9 т на особу. Рівень обробки відходів склав 93%, 47% відходів відправлялося на полігони.

Тверді побутові відходи (ТПВ) класифікуються як відходи, що збираються муніципалітетами або іншими органами місцевого самоврядування. У більшості випадків вони включають: господарсько-побутові відходи, відходи, що утворюються в садах, дворах і парках, відходи підприємств торгової сфери та громадських установ. Склад ТПВ є одним з найбільш важливих факторів, що впливають на викиди, які утворюються при їх обробці, тому що різні види відходів містять різну кількість органічного і викопного вуглецю. Отже, ТПВ складаються з: харчових відходів, відходів, що утворюються в садах, дворах і парках, паперу і картону, деревини, текстилю, памперсів, гуми та шкіри, пластмаси, металу, скла, глини і фарфору та інших видів відходів, наприклад, жужелю, бруду, пилу, ґрунту, електронних відходів [7]. Усереднений склад побутових відходів по Україні приблизно такий [8]: целюлозомісткі матеріали (папір, картон, газети, обгортка, упаковка та ін.) – 30–35%; харчові відходи – 28–30%; метали – 4%; пластмаса – 4%; деревина – 3%; текстиль – 5%; скло, кераміка – 7%; інше – 10–12%. Частка відходів з органічною складовою – 70–78%. Морфологічний склад ТПВ суттєво міняється з сезонами року. Влітку та восени збільшується частка відходів харчових продуктів, а взимку – неорганічної речовини.

Обсяги утворення твердих побутових відходів в Україні за останні роки сягають 11–13 млн т (50–60 млн м<sup>3</sup>) і мають тенденцію до збільшення (див. табл. 1) [4, 9]. Якщо у 2000 р. в Україні в середньому утворювалося 180 кг ТПВ на особу, то у 2017 р. цей показник збільшився до 270 кг, це при тому, що тільки 74% населення України було охоплено послугами з вивезення побутових відходів.

Таблиця 1 – Управління ТПВ в Україні в 2014–2017 рр.

Рік	Обсяги збирання		Пункти вторинної сировини	Сміттє-переробні підприємства	Ділянки компостування	Сміттє-спалювальні заводи	Полігони			Несанкціоновані сміттє-валища		
	тис. т	кг/ос.					тис. т	тис. т	тис. т	%	тис. т	млн м <sup>3</sup>
2017	9906,6	270	146,2	259,9	0,97	246,7	2,5	9252,9	48,6	93,4	3600	19,1
2016	10888,7	271	126,6	143,8	1,6	256,7	2,2	10368,2	46,7	95,2	2300	10,5
2014	9700,2	250	142,3	72965,1	0	149,5	1,4	9353,1	43,5	96,4	700	3,2

\*відсоток від зібраних ТПВ

Більше половини ТПВ відноситься до небезпечних. Так, у 2017 р. було утворено 11,8 тис. т ТПВ 1–3 класів небезпечності, тільки 1,9 тис. т з них було захоронено в спеціально відведених місцях [4]. Вплив відходів 1 класу небезпеки на екологічну систему оцінюється як такий, що призводить до незворотних наслідків. Було також утворено 6593,9 тис. т ТПВ 4 класу небезпеки. До цього класу відносять речовини, що не становлять серйозної небезпеки для навколишнього середовища, проте на відновлення після зараження потрібно близько 3 років.

У 2017 р. перероблено та утилізовано тільки 6,6% побутових відходів. Роздільне збирання побутових відходів впроваджено в 822 населених пунктах, для довідки – в Україні є 460 міст, 500 районів, 885 селищ міського типу і 28388 сіл [9]. Працює 25 ліній сортування ТПВ, 1 сміттєспалювальний завод (Київ, завод «Енергія») та 3 сміттєспалювальні установки (м. Харків і Харківська область).

Майже 95% зібраних ТПВ (9–10 млн т) в Україні вивозяться та складаються на полігонах. Станом на кінець 2017 р. в Україні налічувалося 5434 полігони, з них 309 вже були перевантажені, а 1347 не відповідали умовам безпеки. Загальна площа полігонів та звалищ складала 8575,48 га, площа полігонів, що не відповідає умовам безпеки, – 2129,4 га. Більше 99% функціонуючих полігонів не відповідають європейським вимогам – Директиви № 1999/31/ЄС «Про захоронення відходів» [3]. Крім того, щороку утворюється понад 30 тис. несанкціонованих сміттєзвалищ. Так, у 2017 р. утворилося 30184 таких сміттєзвалищ загальною площею 896,07 га [9]. Орієнтовні обсяги вивезення ТПВ на несанкціоновані сміттєзвалища у 2017 р. досягли 19,1 млн м<sup>3</sup> (3 626,4 тис. т).

Крім того, одна з проблем, пов'язаних із складуванням ТПВ на полігонах – біохімічне розкладання з утворенням звалищного газу, компонентами якого є

парникові гази – CH<sub>4</sub> (55–60%) та CO<sub>2</sub> [10]. Накопичення метану у тілі полігону може призвести до самозаймання ТПВ. Процес горіння супроводжується утворенням токсичних речовин, зокрема діоксинів. Теоретично вихід звалищного газу, придатного для збирання та використання, становить 100 м<sup>3</sup>/т ТПВ (або 5 м<sup>3</sup>/т ТПВ за рік упродовж 20 років) за вмісту метану 55% (теплотвірна здатність — 19,8 МДж/м<sup>3</sup>).

Закон України «Про відходи» передбачає, що з 1.01.2018 р. забороняється захоронення неперероблених (необроблених) побутових відходів. Директива № 1999/31/ЄС встановлює жорсткі граничні показники по захороненню ТПВ на полігонах (Стаття 5. 2b). Сьогодні обсяг ТПВ, що можуть бути заборонені на полігонах, не має перевищувати 50% обсягу ТПВ, утворених у 1995 р., а у 2020 р. бути не більше 35%. Тобто у 2018 р. обсяг захоронених на полігонах ТПВ має бути не більше 5 млн т, а у 2020 р. – 3,5 млн т.

Директивою № 2008/98/ЄС для зменшення обсягів видалення на полігони відходів визначено такі заходи поводження з ТПВ і їх пріоритет: запобігання утворенню, повторне використання, рециклінг (переробка), компостування, спалювання з виробленням електроенергії (Waste-to-Energy), захоронення на полігонах.

Останніми роками системи збору й утилізації газу на полігонах ТПВ стали досить розповсюдженими у світі. У м. Хмельницькому в 2017 р. встановлено комплекс по збору й утилізації звалищного газу з полігону ТПВ та виробництву електроенергії. Установка потужністю 1000 кВт виробляє близько 8 млн кВт·г електроенергії щорічно. Інтенсивність збору біометану – 600 м<sup>3</sup>/год. У м. Кам'янці-Подільському в серпні 2018 р. відкрито технологічну лінію із дегазації сміттєзвалища. Установка потужністю 500 кВт виробляє близько 4 млн кВт·г електроенергії щорічно. Річний обсяг видобутку біогазу – 2,5 млн м<sup>3</sup>. Такі установки є на полігонах ТПВ у Маріуполі (2009 р.), Запоріжжі (початок експлуатації в 2011 р.), Луганську (2011 р.), в селі Підгірці Обухівського району Київської області (Київський полігон № 5, 2012 р.).

Інсіnerація ТПВ є одним із заходів, який дозволяє не тільки знешкодити вплив розкладення відходів на атмосферне повітря, ґрунтові води та довкілля [11], але й суттєво зменшити їх об'єм – в 5 разів. Технологія «Waste-to-Energy» є однією з найбільш надійних та ефективних альтернативних джерел економії органічного палива та зменшення викидів парникових газів. Сьогодні в світі працює більше 2500 заводів Waste-to-Energy, з них більше 450 в Європі. В Європі такі заводи можуть забезпечити електроенергію 18 мільйонів мешканців

та теплою 15,2 мільйонів мешканців [6]. В табл. 2 наведено кількість і потужність заводів, що працюють у країнах-членах ЄС.

Таблиця 2 – Обсяги ТПВ, частки їх спалювання на сміттєспалювальних заводах, інформація щодо цих заводів в країнах-членах ЄС та Україні

Країна	Обсяг ТПВ, 2014 р.				Заводи Waste-to-Energy	
	загальний		спалених з отриманням електроенергії		Кількість заводів одиниці	Потужність тис. т/рік
	тис. т	%*	тис. т	%**		
ЄС	242 896	10,5	64218	26	379	88150
Бельгія	4 774	11,2	2090	44	18	3400
Болгарія	3 192	1,8	51	1,5	–	–
Чеська Республіка	3 261	16,4	604	19	3	660
Данія	4 450	25,1	2385	54	26	3500
Німеччина	51 102	13,8	16318	32	121	26000
Естонія	470	2,2	222	47	1	220
Ірландія*	2 619	26,2	893	34	1	230
Греція	5 315	7,9	25	0,5	–	–
Іспанія	20 836	20,2	2394	11	12	2900
Франція	34 314	11,5	12222	36	126	14700
Хорватія	1 637	47,3	3	0,2	–	–
Італія	29 652	23,0	5868	20	40	6110
Кіпр	523	28,8	4	0,8	–	–
Латвія	726	37,4	0	0	–	–
Литва	1 270	28,0	113	9	1	180
Люксембург	348	4,0	119	34	1	150
Угорщина	3 795	27,7	373	10	1	380
Мальта	257	16,5	0	0	–	–
Нідерланди	8 894	6,8	4 238	48	12	7570
Австрія	4 833	9,0	1 756	36	11	2500
Польща**	10 330	5,7	1 560	15	1	40
Португалія	4 710	47,4	974	21	4	1140
Румунія	4 956	2,9	133	3	–	–
Словенія**	892	16,4	2	0,2	12	2900
Словаччина	1 733	24,4	190	11	2	190
Фінляндія	2 630	2,8	1316	50	9	1280
Швеція	4 246	2,6	2102	50	33	5620
Велика Британія	31 131	14,9	8263	27	37	8480
Україна, 2014***	10400,2	2,9	149,5	1,4	1	149,5
Україна, 2017***	13506,6	4,6	246,7	1,8	1	246,7

\*від загального обсягу відходів; \*\*від загального обсягу ТПВ

\*\*\*з урахуванням обсягів несанкціонованих сміттєзвалищ

В країнах-членах ЄС щорічно спалюється з отриманням електроенергії 26–27% загального обсягу ТПВ. Інсіерації передують роздільне збирання та/або сортування ТПВ. Така сировина як папір, скло, пластик і метал іде на

переробку. Органіку – рослини або залишки їжі – відправляють на компостування або на полігон. Всі інші види відходів, а це близько третини ТПВ, – це сировина для майбутнього RDF-палива (Refuse Derived Fuel, тверде відновлене паливо). Її пресують в брикети або гранули.

В Україні працює тільки один сміттєспалювальний завод «Енергія (м. Київ), його максимальна потужність 300 тис. т ТПВ (див. табл. 2). Сміття спалюють при температурі 900–1000°C протягом 2 секунд, що відповідає світовим нормативам спалювання ТПВ. Завод може надавати 227 тис. Гкал теплової та до 50,7 млн кВт·г електричної енергії в рік.

Таблиця 3 – Вимоги Директиви № 2010/75/ЄС про промислові викиди та Наказу Мінприроди № 309 від 27.06.06

Забруднююча речовина	Директива № 2010/75/ЄС				Наказ Мінприроди № 309
	Спалювання відходів**	Спільне спалювання в цементній печі	Спалювальні установки (вугілля)	Спалювальні установки (біомаса)	
Загальний пил, мг/м <sup>3</sup>	10	30	10–30*	20–30	
Газоподібні та пароподібні органічні речовини, що виражені як загальний органічний вуглець, мг/м <sup>3</sup>	10	10	–	–	20
Хлористий водень HCl, мг/м <sup>3</sup>	10	10	–	–	
Фтористий водень HF, мг/м <sup>3</sup>	1	1	–	–	5
Діоксид сірки SO <sub>2</sub> , мг/м <sup>3</sup>	50	50	150–400*	150–200	
Оксиди азоту NO <sub>x</sub> , мг/м <sup>3</sup>	200	500	150–400*	150–300	
Оксид вуглецю CO, мг/м <sup>3</sup>	50	–	–	–	250
Кадмій та талій (Cd+Tl), мг/м <sup>3</sup>	0,05	0,05	–	–	Сумарно 0,2
Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть (Hg), мг/м <sup>3</sup>	0,05	0,05	–	–	
Інші важкі метали (Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V), мг/м <sup>3</sup>	0,5	0,5	–	–	6
Діоксини і фурані, нг/м <sup>3</sup>	0,1	0,13	–	–	

\*значення відповідають Наказу Мінприроди України № 62 від 16.02.2018 «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт»  
\*\* повністю відповідає вимогам Директиви № 2000/76/ЄС про спалювання відходів

Національною стратегією управління відходами в Україні до 2030 року [3] рівень термічної переробки ТПВ планується збільшити до 10% від загального обсягу. Це планується досягти будівництвом 19 заводів термічної утилізації ТПВ. При проектуванні нових сміттєспалювальних заводів і виборі технологій термічної переробки треба враховувати, що калорійність «європейського» сміття становить 2300–2400 ккал/кг, а «українського» – 1000–1200 ккал/кг.

Граничні викиди забруднюючих речовин у димових газах сміттєспалювальних заводів (див. табл. 3) мають відповідати вимогам Директиви № 2010/875/ЄС про промислові викиди (інтегроване запобігання та контроль забруднення) та наказам Мінприроди України № 62 від 16.02.2018 «Про внесення змін до наказу Мінприроди від 22 жовтня 2008 року № 541» та № 309 від 27.06.2006 «Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел» [12, 13].

Вимоги Директиви № 2010/875/ЄС про промислові викиди та Наказів Мінприроди України № 62 від 16.02.2018 та № 309 від 27.06.2006 щодо граничного вмісту забруднюючих речовин при спалюванні відходів є визначальними для вибору технологій спалювання ТПВ та обробки утворених димових газів при проектуванні нових сміттєспалювальних заводів.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони // Офіційний вісник України. – № 75, том 1. – 2014. – С. 83.
2. Про Загальнодержавну програму адаптації законодавства України до законодавства ЄС [Закон України: від 18.03.2004 № 1629-IV]//Офіційний вісник України. – 2004. – № 15, С. 30.
3. Національна стратегія управління відходами в Україні до 2030 року // Міністерство екології та природних ресурсів України. – 2017.
4. Державна служба статистики України//<http://www.ukrstat.gov.ua/>
5. European Commission. Eurostat// <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
6. CEWER (Confederation of European Waste-to-Energy Plants) // <http://www.cewer.eu/2017/09/07/waste-to-energy-plants-in-europe-in-2015/>
7. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. – Volume 5: Waste. – Chapter 2: Waste generation, composition and management data. – IPCC. – 2006. – 23 p.

8. Орфанова, М. М. Использование механохимических процессов для решения проблем утилизации отходов / М. М. Орфанова, В. И. Пустогов // Экология. – Луганськ: Східноукраїнський нац. ун-т ім. В. Даля. – №1(3). – 2008. – С. 71–73.
9. Стан сфери поводження з побутовими відходами в Україні за 2014–2017 рр. Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України// <http://www.minregion.gov.ua/>
10. Трофімов І. Л. Оцінка впливу відходів побутового походження на екологічний стан України // *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. – 2014. – № 2(10). – С. 25–29.
11. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. – Volume 5: Waste. – Chapter 5: Incineration and open burning of waste. – IPCC. – 2006. – 26 p.
12. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) // Official Journal of the European Communities. – 2010. – L 334. – P. 17–119.
13. Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 16.02.2018 № 62 «Про внесення змін до наказу Мінприроди від 22 жовтня 2008 року № 541» //Офіційний вісник України – 2018. – № 28. – С. 290.

#### УДК 620.9

### ПУТИ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ – ОСНОВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ УКРАИНЫ

Гуля А. М.

**Филиал ХЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром»  
по созданию, модернизации и реконструкции тепломеханического  
оборудования электростанций, г. Харьков**

#### 1. ЗАДАЧИ РЕФОРМ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ УКРАИНЫ

##### Замещение импортных энергоносителей:

- Ориентация на отечественный рынок более дешевых энергетических топлив;
- Диверсификация поставок энергоносителей на внутреннем рынке;
- Либерализация рынка тепловой и электрической энергии.

##### Снижение технологической зависимости:

- Внедрение коммерчески успешных энергоэффективных технологий;
- Максимальная доля отечественного производства;

- Высокие технико-экономические показатели;
- Привлечение инвестиций.

#### **Повышение эффективности энергогенерирующих предприятий:**

- Снижение тарифов на тепловую и электрическую энергию;
- Высокие экологические показатели.

#### **Выполнение жестких европейских экологических нормативов и возможность экспорта экологически чистой электроэнергии в ЕС.**

Энергетическая стратегия Украины на период до 2035г.\* предусматривает отказ от импорта природного газа к 2020 г., увеличение к 2035 г. собственной добычи природного газа и добычи угля, а также увеличение доли возобновляемых источников энергии до 25% и доли местных видов топлива в топливных балансах регионов до 20%.

Возможно, более чем в 2 раза, снижение себестоимости тепловой и электрической энергии при переводе городских теплоцентралей с природного газа на уголь.

## **2. ПРОГРАММА «ЧИСТЫЙ УГОЛЬ» В УКРАИНЕ ПРИ ВНЕДРЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ТЕХНОЛОГИЙ АМЕРИКАНСКОЙ КОМПАНИИ «BAVCOCK & WILCOX»**

### **Задачи программы:**

- Замещение потребления импортируемого природного газа в системе централизованного теплоснабжения городов и перевод ТЭЦ и котельных на эффективное сжигание украинских углей, биомассы или твердых бытовых отходов (ТБО) при обеспечении Европейских экологических нормативов по выбросам в атмосферу.
- Разработка эффективных технологических решений регулирования частоты и мощности в энергосистеме Украины при широком внедрении возобновляемых источников энергии.
- Решение экологических задач, при замещении энергоблоков ТЭС выработавшее ресурс эксплуатации и требующее замещения, за счет строительства инновационных, маневренных, экологически чистых угольных котлов циркулирующего кипящего слоя (ЦКС) по технологии американской компании «Babcock & Willcox».
- Обеспечение высоких показателей надежности и увеличенного диапазона маневренности, возможности глубокой разгрузки котлов до 30% без использования подсветочного топлива;
- Снижение себестоимости отпускаемого тепла и электроэнергии за счет

использования дешевых видов топлива.

По оценкам компании B&W и госдепартамента США, в результате замещения природного газа в тепловой энергогенерации Украины, возможна экономия на топливе в размере \$1,4 млрд ежегодно. За 10 лет экономия составит порядка – \$22 млрд.

Данный проект повысит энергетическую безопасность Украины, и вместе с этим поддержит экономику страны. Перевод электростанций создаст дополнительные рабочие места во время строительства котельных установок, а также даст точек для развития металлургии, трубной промышленности, машиностроения, инжиниринга и строительства.

Презентуются проработки по созданию многотопливных котлов ЦКС, использующих различные виды топлив в комбинации: каменные, бурые угли, торф, отходы углеобогащения и лесопереработки (биомасса).

Разработана конструкция водогрейного котла ЦКС для теплоцентралей производительностью 100 Гкал/ч.

## **3. ПРОГРАММА ПО ВНЕДРЕНИЮ ПРОЕКТОВ ТЭС и ТЭЦ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ УКРАИНЫ**

Украина взяла на себя обязательства перед Энергетическим Сообществом о достижении доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергобалансе с нынешних 1,5% до величины 11% в 2020 году и 25% в 2035 году. Реализация масштабной программы по внедрению проектов ВИЭ возможна при условии широкого привлечения внутренних и внешних инвестиций, кредитных средств, грантов.

Кооперация отечественных компаний и зарубежных поставщиков технологий – ключевой фактор снижения стоимости проектов строительства МСЭ в Украине. На примере концепции реализации проектов МСЭ в Китае: кооперация украинских компаний и зарубежных поставщиков технологий – ключевой фактор снижения величины капитальных затрат на строительство современных высокотехнологичных и экологически чистых электростанций на возобновляемых топливах.

**При реализации проектов в Украине, силами украинских компаний может быть выполнено:**

- Рабочее проектирование – украинскими энергопроектными организациями (при необходимости – с привлечением квалифицированных зарубежных консультантов или по разработанному зарубежной компаний

концептуальному (базовому) проекту електростанції);

- Поставка обладнання, забезпечуючого технологію сжигання палива, газоочистного обладнання і системи моніторингу викидів в навколишнє середовище – ведучими зарубіжними компаніями;
- Розробка, виготовлення і поставка основного і допоміжного енергетичного обладнання – ведучими українськими енергомашинобудівними компаніями;
- Виконання будівельних і монтажних робіт кваліфікованими українськими спеціалізованими компаніями.

#### **Преимущества для заказчиков:**

- зниження величини капітальних витрат за рахунок локалізації частини виробництва обладнання в Україні;
- можливість отримання надбавки (5 або 10%) до величини «зеленого» тарифу і як наслідок скорочення термінів окупності проекту і збільшення прибутку;
- можливість впровадження перевірених комерційних технологій при зменшених капітальних витратах.

#### **Преимущества для банков и инвесторов:**

- Зниження технологічних ризиків по проекту за рахунок впровадження перевірених комерційних технологій;
- Скорочення термінів повернення фінансових засобів за рахунок менш високих витрат і надбавки до «зеленого» тарифу;
- Зниження валютних ризиків при збільшенні частини локалізації виробництва в Україні.

#### **4. ТЕКУЩИЕ ПРОЕКТЫ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС 150–800 МВт и ТЕПЛОЦЕНТРАЛЕЙ**

УДК 621.791:662.9

#### **ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТНОГО ЗВАРЮВАННЯ КОМПОНЕНТІВ ТУРБІННОГО УСТАТКУВАННЯ ПІСЛЯ ДОВГОТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

<sup>1</sup>Слагін В. П., к.т.н.; <sup>1</sup>Царюк А. К., к.т.н.; <sup>2</sup>Дунаєвська Н. І., к.т.н.

1 – Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України, м. Київ

2 – Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

Більшість аварійних зупинок енергоблоків ТЕС зумовлено пошкодженням корпусів стопорних і регулюючих клапанів, циліндрів високого та середнього

тиску, які є одними з головних компонентів турбінного устаткування. Вони представляють собою великогабаритні товстостінні литі деталі складної конструкції з теплостійких Cr-Mo чи Cr-Mo-V сталей. Умови експлуатації їх характеризуються високими робочою температурою (545°C) і тиском пари (23,5 МПа). Термін експлуатації деяких з них склав вже понад 300 тис. годин, а фактичний ресурс майже в три рази перевищив парковий. Така висока довговічність обумовлена значною «живучістю» металу, вдалою конструкцією, а також проведенням ремонту з використанням зварювання для відновлення роботоздатності в разі виникнення пошкоджень.

Найчастішим видом пошкодження корпусних деталей є тріщини, які утворюються в різні строки експлуатації під дією різних факторів. Із збільшенням терміну експлуатації головним фактором, що спричиняє їх появу, стає погіршення структури та властивостей металу. Для ремонту деталей з таким видом пошкоджень використовують дугове зварювання плавким електродом. Вихідна структура основного металу при цьому є одним з параметрів, який впливає на зварюваність та тріщиностійкість зварних з'єднань. Аналіз можливості врахування цього, при розробці технології ремонтного зварювання пошкодженої після довготривалої експлуатації деталі, має важливе значення для забезпечення її надійної роботи.

Однією з найперших технологій, яка знайшла широке застосування для ремонтного зварювання великогабаритних масивних деталей є зварювання аустенітними електродами. Вона дозволяє запобігти утворенню холодних тріщин в зварних з'єднаннях сталей, що гартуються, без виконання попереднього підігріву і післязварювальної термічної обробки. Це зумовило її високу ефективність при усуненні дефектів в деталях енергетичного устаткування при виконанні бездемонтажного ремонту. Недоліком такої технології є утворення і подальший розвиток при високотемпературній експлуатації хімічної і структурної неоднорідності в зоні сплавлення аустенітного металу шва з низьколегованою сталлю, яке викликане дифузією вуглецю. Це призводить до відшарування аустенітного металу з хімічним складом на основі заліза через 4...8 років експлуатації, а з хімічним складом на основі нікелю – через 15...20 років експлуатації. При ремонті деталей, метал яких відпрацював більше ніж 150 тис. годин, термін експлуатації деталі з аустенітним високонікелевим наплавленням може знизитися до 3...4 років. Тому технологія ремонтного зварювання аустенітними електродами застосовується в обмеженому об'ємі.

Основним сучасним способом усунення дефектів в корпусних деталях енергетичного устаткування є ручне дугове зварювання перлітними електродами з попереднім підігріванням і післязварювальною високотемпературною відпусткою. Підвищення надійності зварного з'єднання досягається за рахунок приведення структури металу в рівноважний стан, зниження рівня зварювальних напруг і дифузійного водню. Проте, під впливом термодформаційного циклу зварювання в біляшовній зоні неминуче відбувається зростання зерна та хімічної неоднорідності, що при деградованій структурі основного металу буде сприяти зниженню стійкості проти тріщин. Тому технологія зварювання, температура попереднього підігрівання та післязварювальної термообробки при такому способі підлягають обов'язковому корегуванню в залежності від терміну експлуатації та стану металу деталі, що підлягає ремонту.

Відомі також відносно нові технології зварювання перлітними електродами із застосуванням технологічних прийомів управління термодформаційним циклом зварювання, наприклад, такі як: технологія зварювання поперечною гіркою; технологія зварювання перлітними електродами з попереднім підігріванням і низькотемпературним термічним відпочинком; технологія зварювання з попереднім облицюванням зварювальних крайок, застосування мінімальної погонної енергії та техніки зварювання вузькими відпалюючими валиками, які наносяться у визначеній послідовності, пошарове проковування металу шва. Висока стійкість проти утворення тріщин при цьому досягається за рахунок ефективного використання зварювального нагріву і зниження швидкості охолодження металу для запобігання утворення крихких структур загартування, зниженням рівня напруженого стану та змісту дифузійного водню в металі. Такі способи мають значно більші можливості поліпшення структури та властивості зварних з'єднань, зокрема, в зоні термічного впливу. Це робить їх перспективними для застосування в технологіях ремонтного зварювання компонентів енергетичного устаткування, які мають довготривалий термін експлуатації. Таким чином, враховуючи різноманітність типорозмірів компонентів енергетичного устаткування, умов експлуатації, виду пошкоджень та стану металу при їх ремонті повинна застосовуватись конкретна технологія зварювання. Визначення оптимальних параметрів потребує проведення додаткових досліджень, актуальність яких зростає через подальше збільшення терміну експлуатації та рівня деградації металу. Розробка та застосування технології

ремонтного зварювання є економічно і організаційно ефективним заходом, який дозволяє значно подовжити строк служби деталей без значних фінансових витрат у порівнянні з заміною на нові.

#### УДК 662.6

### РОЗРОБКА МЕТОДІВ ЗНИЖЕННЯ ВИКИДІВ СІРЧИСТОГО АНГІДРИДУ З ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ СІРКОВМІЩУЮЧИХ МІНЕРАЛЬНИХ ВКЛЮЧЕНЬ ТА ЗМІНИ ЇХ ВМІСТУ ПРИ ЗБАГАЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВУГІЛЛЯ

<sup>1</sup>Чернявський М. В., к.т.н.; <sup>2</sup>Моїсєєнко О. В.

1 – Інститут вугільних енерготехнологій (ІВЕ) НАН України, м. Київ

2 – Технічний комітет стандартизації ТК 92 «Вугілля та продукти його перероблення», м. Київ

З урахуванням неможливості швидкого тотального оснащення ТЕС і ТЕЦ установками сірко- та азотоочистки, згідно з Національним планом скорочення викидів від спалювальних установок для існуючих котлоагрегатів тимчасово пролонговані дозволи на викиди, чинні до 2017 р. Стосовно до викидів сірчистого ангідриду, ці дозволи ґрунтуються на технологічних нормативах допустимих викидів, розрахованих з урахуванням середньозважених показників якості вугілля різних марок для 6% кисню в димових газах, і складають 3400 мг/нм<sup>3</sup> при спалюванні антрациту, 4500 мг/нм<sup>3</sup> при спалюванні пісного, 5100 мг/нм<sup>3</sup> – при спалюванні газового вугілля [1]. Оскільки вміст сірки в газовому вугіллі в середньому більший, ніж в антрациті, при переведенні антрацитових котлоагрегатів на спалювання газового вугілля виникає ризик перевищення існуючих дозволів. Для уникнення цього слід знайти критерій відповідності вугілля до існуючих технологічних нормативів та способи забезпечення такої відповідності.

В [1] для розрахунку концентрації сірчистого ангідриду в сухих димових газах запропоновано емпіричні залежності від зольності  $A^d$  та вмісту сірки на суху масу палива  $S^d$  виду  $c_{SO_2} = S^d \cdot (a \cdot A^d + b)$ , де коефіцієнти  $a$  і  $b$  варіюються залежно від реакційної здатності вугілля та виду шлаковидалення. З іншого боку, згідно з методикою розрахунку викидів [2], концентрація сірчистого ангідриду є зворотно пропорційною до питомого об'єму сухих димових газів, який, як показано в [1], є прямо пропорційним до калорійності вугілля  $Q_i^r$ . Враховуючи значний розкид калорійності при однаковій зольності навіть в межах однієї марки, видається доцільним для прогнозу оцінки концентрації

сірчистого ангідриду використовувати як основний критерій величину приведенної сірки  $S^n = S^f/Q_f^r$ , %·кг/Мкал. На рис. 1 видно, що концентрація  $SO_2$  є пропорційною до цієї величини у вугіллі українських державних шахт з дуже невеликим розкидом. Аналіз цієї залежності свідчить, що при збагаченні вугілля зменшення величини  $S^n$ , а значить, і  $c_{SO_2}$ , залежить від двох чинників: збільшення калорійності та зменшення вмісту загальної сірки. Максимально допустимому значенню  $c_{SO_2} = 3400$  мг/м<sup>3</sup> в чинних дозволах антрацитових котлів відповідає значення  $S^n = 0,27$  %·кг/Мкал, котлів для спалювання газового вугілля  $S^n = 0,41$  %·кг/Мкал.

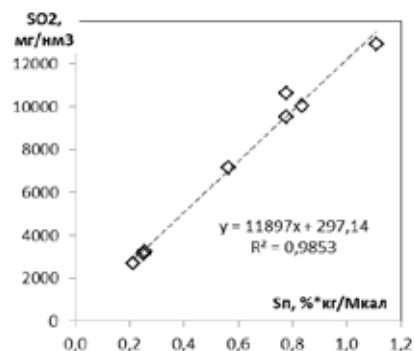


Рис. 1 – Залежність концентрації  $SO_2$  при спалюванні газового вугілля українських шахт від величини  $S^n$ .

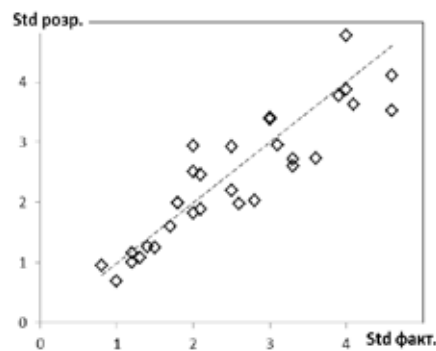


Рис. 2 – Порівняння вмісту загальної сірки в вугіллі з державних шахт – фактичної та розрахованої як сума по видах сірки.

В сертифікатах якості та технологічних властивостей, крім вмісту загальної сірки  $S_t^d$ , наводять три основних види сірки в вугіллі – органічну  $S_o^{daf}$ , піритну  $S_p^d$  та сульфатну  $S_{SO_4}^d$ . На рис. 2 для вугілля газової групи з державних шахт фактичні значення  $S_t^d$  порівняні з розрахунковими  $S_t^d$  (розр.) =  $S_p^d + S_{SO_4}^d + S_o^{daf} \cdot (1 - A^d/100)$ . Фактичні та розрахункові значення корелюють між собою, але наявний досить значний розкид, пов'язаний з двома основними причинами. Перша полягає в тому, що піритну сірку визначають непрямым методом, титруванням або колориметрією розчиненого азотною кислотою піритного заліза, з досить великою допустимою похибкою методу – 10% відносних. Друга пов'язана з тим, що, за відсутності прямого методу визначення органічної сірки, її зазвичай визначають як загальну сірку (методом Ешка) в пробі, збагаченої до зольності менше 10% (як правило, близько 9%). При цьому результат включає залишкові піритну та сульфатну сірки.

При збагаченні вугілля піритна і сульфатна сірка частково видаляються з породою. Залежність вмісту загальної сірки  $S_{t(k)}^d$  від зольності концентрату  $A_{к}^d$ , розрахована на основі даних про вміст видів сірки в вугіллі і в припущенні про однаковий вміст піритної та сульфатної сірки в мінеральній частині вихідного вугілля, концентрату та відходів

$$S_{t(k)}^d = (S_p + S_{SO_4}) \cdot A_{к}^d / A_{вуг}^d + (S_o^{daf}) \cdot (100 - A_{к}^d), \quad (1)$$

є недостатньо достовірною з наведених вище міркувань. Незважаючи на це, в роботі [3] доведено лінійну залежність вмісту загальної сірки від зольності зразків, збагачених у важкій рідині різної густини, у вигляді

$$S_t^d = S^{daf} \cdot (100 - A^d) / 100 + S^A \cdot A^d / 100. \quad (2)$$

Наведення в сертифікатах вмісту органічної сірки, розрахованого за вмістом загальної сірки при зольності  $A^d = 9\%$ , дає змогу розрахувати вміст сірки при довільній зольності концентрату  $S_{t(k)}^d$  за лінійною апроксимацією прямої між точками  $(A_{вуг}^d; S_{t(вуг)}^d)$  і  $(9\%; S_{t(9\%)}^d)$ :

$$S_{t(k)}^d = S_{t(вуг)}^d - ((S_{t(вуг)}^d - S_{t(9\%)}^d) / (A_{вуг}^d - 9)) \cdot (A_{вуг}^d - A_{к}^d). \quad (3)$$

На рис. 3, 4 для вугілля шахт ДП «Волиньвугілля», Львіввугілля і «Селидіввугілля» наведені розрахункові залежності від зольності вмісту загальної сірки за виразом (3) та калорійності згідно з ДСТУ 4083:2012. Зольність концентрату покладено 20%, вміст води 11%; вміст води в рядовому вугіллі коливався в межах 4–8%. На рис. 5 для цих же шахт представлено залежність величини  $S^n$  від калорійності концентрату. Видно, що при збагаченні величина  $S^n$  зменшується за рахунок як видалення частини мінеральної сірки, так і збільшення калорійності. Для вугілля ш. Бужанська збагачення дозволило знизити величину  $S^n$  від 0,31 до 0,21, що відповідає технологічним нормативам антрацитових котлів, ш. Червоноградська та Курахівська – від 0,8–1,1 до 0,32–0,40, що відповідає технологічним нормативам котлів для спалювання газового вугілля.

На рис. 6 наведено розрахункову залежність виходу горючої частини концентрату різної зольності від зольності вихідного рядового вугілля. Порівняння даних рис. 5 і 6 дає підставу для оцінки економічної доцільності збагачення вугілля до рівня  $S^n$ , який відповідає вимогам технологічних нормативів котлів для спалювання антрациту або газового вугілля.

Слід врахувати, що при збагаченні відсадкою видалення мінеральних зерен залежить від їх густини та розміру, отже, вміст піритної та сульфатної сірки в мінеральній частині вихідного вугілля, концентрату та відходів може змінюватись. Тому наведені залежності, одержані на підставі даних про

збагачення у важкій рідині, потребують уточнення на основі випробувань на діючому обладнанні збагачувальних фабрик. Тим не менш, наведені оцінки дають напрямок розробки методів зниження викидів сірчистого ангідриду від спалювання вугілля за рахунок його збагачення до прийнятної величини приведеної сірки  $S^H$ .

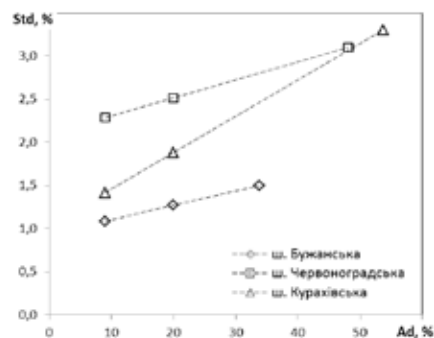


Рис. 3 – Залежність вмісту сірки від зольності рядового газового вугілля і концентрату.

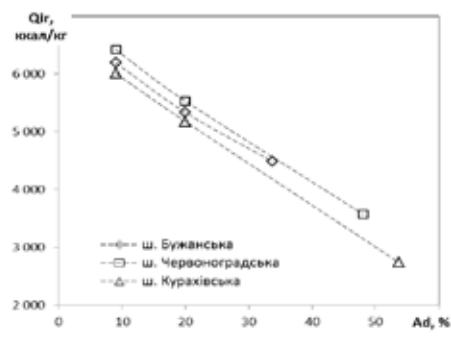


Рис. 4 – Залежність калорійності від зольності рядового газового вугілля і концентрату.

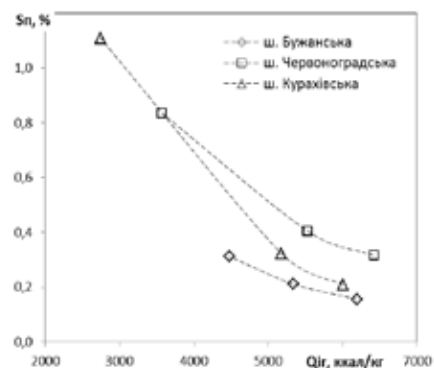


Рис. 5 – Залежність вмісту приведеної сірки від калорійності рядового газового вугілля і концентрату.

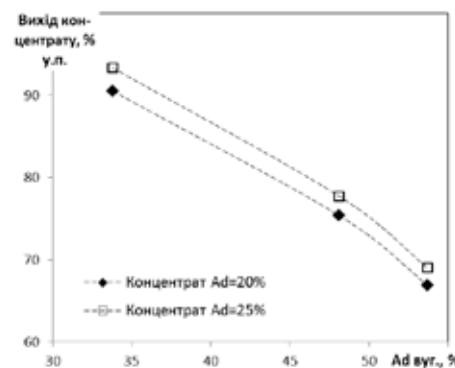


Рис. 6 – Залежність виходу горючої речовини в концентраті різної зольності від зольності рядового газового вугілля.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Вольчин І. А., Гапонич Л. С. Розрахунок параметрів димових газів вугільних теплових електростанцій на основі характеристик твердого палива // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2016. – № 1. – С. 49–56.

2. ГКД 34.02.305-2002 «Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення».
3. Вклад минеральной массы в наблюдаемые значения выхода летучих веществ и элементного состава угля / Ю. Н. Филиппенко, Е. В. Рудавина, П. Т. Скляр, Н. В. Чернявский // Збагачення корисних копалин: науково-технічний збірник. – Дніпропетровськ, Нац. гірн. університет.– 2010.– Вип. 40(81).– С. 26–31.

#### УДК 662.6

### РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ ТА ГАЗОМАЗУТНИХ КОТЛІВ ТЕЦ НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ

<sup>1</sup>Чернявський М. В., к.т.н.; <sup>1</sup>Вольчин І. А., д.т.н.; <sup>1</sup>Провалов О. Ю., к.т.н.; <sup>1</sup>Мірошниченко Є. С.; <sup>1</sup>Росколупа А. І.; <sup>2</sup>Моїсєнко О. В.

1 – Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

2 – Технічний комітет стандартизації ТК 92 «Вугілля та продукти його перероблення», м. Київ

З припиненням постачання донецького антрациту і пісного вугілля антрацитові ТЕС і ТЕЦ України опинились в умовах гострого паливного дефіциту. Вихід з ситуації, що склалась, вбачається в модернізації котлоагрегатів з переведенням на спалювання вітчизняного вугілля газової групи. Але якщо на великих ТЕС роботи в цьому напрямку вже почались (переведені на газове вугілля блоки №№ 2, 5 Зміївської ТЕС, блоки №№ 7, 8 Придніпровської ТЕС, блок № 4 Трипільської ТЕС, триває таке переведення на блоках №№ 9, 10 Придніпровської та № 3 Трипільської ТЕС), то для ТЕЦ, які спалюють антрацит, питання такого переведення залишається гостро актуальним. Мета цієї роботи – розроблення технічних рішень для переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ на спалювання газового вугілля українських родовищ з максимальним використанням існуючого обладнання.

При оцінці паливної бази для переведення слід врахувати, що план видобутку на 2018 р. хоча і є більшим за факт 2016–2017 рр., але все ж значно меншим, ніж виробнича потужність діючих шахт. Це визначає наявність резерву для нарощування випуску вугільної продукції понад 5 млн т на рік в разі виникнення її додаткових споживачів, в тому числі концентрату з калорійністю 5000–5600 ккал/кг і з вмістом сірки, який відповідає наявним дозволам антрацитових ТЕЦ на викиди діоксиду сірки. В цих межах при

наявності гарантованих споживачів вугільні підприємства не тільки здатні, а й зацікавлені збільшити виробництво.

Основні відмінності котлів, що спалюють антрацит і газове вугілля, полягають у конструкції пилосистем, пальників та топкових камер. В табл. 1 узагальнені проектні та експлуатаційні вимоги [1, 2] до пилосистем для антрациту і газового вугілля. Для газового вугілля за схемою з проміжним бункером пилу в існуючих пилосистемах допускається використання сушильного агента-повітря.

Таблиця 1 – Проектні та експлуатаційні вимоги до пилосистем для антрациту та газового вугілля

Характеристика	Антрацит	Газове вугілля		
		З бункером пилу <sup>1</sup>	З бункером пилу <sup>2</sup>	З прямим вдуванням
Сушильний агент	Повітря	Повітря	Димові гази <sup>3</sup>	Повітря
Температура за млином, °С, не більше	Не нормується	70	120	90
Транспорт до пальників	Гаряче повітря	Сушильний агент <sup>4</sup>	Сушильний агент <sup>4</sup>	Сушильний агент
Температура перед пальником, °С, не більше	Не нормується	160	160	160
Присадка холодного агента для зупину млина	Повітря	Повітря	Інертні гази <sup>5</sup>	Повітря
Швидкість аеросуміші в пилопроводах, м/с, не менше	Не нормується	25	25	18
Скидання відпрацьованого сушильного агента	До скидних пальників	До основних пальників <sup>6</sup>	До основних пальників	До основних пальників

<sup>1</sup> Для існуючих пилосистем.

<sup>2</sup> Для реконструкції та нового будівництва.

<sup>3</sup> В т. ч. з присадкою повітря; вміст кисню на сухий об'єм не більше ніж 16%.

<sup>4</sup> Допускається транспортування повітрям з температурою аеросуміші до 160°C.

<sup>5</sup> Димові гази, відібрані з видачі димосома, з температурою до 160°C.

<sup>6</sup> Допускається скидання частини сушильного агента до скидних пальників.

Для запобігання обгорянню пальників від коротшого, ніж антрациту, факелу газового вугілля швидкість в каналі первинного повітря повинна збільшуватись приблизно на 30%. Коефіцієнт витрати первинного повітря повинен корелювати з виходом летких речовин вугілля; якщо для низькорекційного вугілля він має становити 0,15–0,2, то для газового – 0,25–0,35 [3].

Основні відмінності в процесі спалювання антрациту і газового вугілля:

- Факел газового вугілля вигоряє швидше, ніж антрациту, тому зона максимального тепловиділення зміщена донизу топки, а втрати тепла з механічним недопалом зменшені.
- Питома витрата продуктів згоряння газового вугілля більша, ніж антрациту, що призводить до винесення більшої частини тепла з топки до конвективної шахти, до збільшення температури і витрати відхідних газів.
- Умови стабільного займання та горіння газового вугілля реалізуються при нижчих температурах, ніж антрациту, що дозволяє, в залежності від геометрії топки, підтримувати температурні умови рідкого (РШВ) або твердого шлаковидалення (ТШВ).
- У випадку зниження температури в топці, особливо до рівня ТШВ, суттєво зменшується теплосприйняття топкових екранів, що сприяє додатковому винесенню тепла з топки. Температура газів на виході з топки може підвищитись до рівня початку шлакування ширм, чого слід всіляко уникати.

Кількісно чинники, що перелічені, зведені в табл. 2 [4]. Основні характеристики котлів ТЕЦ для переведення на газове вугілля наведені в табл. 3, основні типи топко – на рис. 1.

Таблиця 2 – Нормативні значення основних характеристик котлоагрегатів для спалювання антрациту і газового вугілля

Характеристика	Антрацит і пісне		Газове вугілля	
	РШВ	РШВ	РШВ	ТШВ
Втрати тепла від мехнедопалу, %	4–6	0,5	1,0–1,5	
Частка золи виносу, %	0,85	0,7–0,8	0,95	
Температура газів на виході із зони максимального тепловиділення, °С	$\geq t_c + 100$	$\geq t_c + 100$	$\leq 1500$	
Температура газів на виході з топки, °С, не більше	$t_A - 100$	$t_A - 100$	$t_A - 100$	
Коефіцієнт надлишку повітря на виході з топки $\alpha$	1,20–1,25	1,15–1,20	1,15–1,20	
Середнє теплове напруження топкового об'єму, кВт/м <sup>3</sup> , не більше	145	185	175	
Теплове напруження перетину топкової камери, МВт/(м <sup>2</sup> ·год.), не більше	5,2	6,4	3,5 <sup>1</sup>	
Питомий тепловий потік у зоні активного спалювання, МВт/м <sup>2</sup>	0,88–1,16	0,88–1,16	0,9–1,0	

<sup>1</sup> Для двох і більше ярусів пальників.

Примітка.  $t_A$  – температура початку деформації,  $t_c$  – температура розтікання золи.

Таблиця 3 – Характеристики котлів ТЕЦ для переведення на газове вугілля

Підприємство	Котлоагрегати	Паропродуктивність, т/год.	Пальники
Дарницька ТЕЦ	ТП-15, ТП-47	220	Прямоточні
Чернігівська ТЕЦ	БКЗ-210-140ПТ <sup>1</sup>	210	Прямоточні
Сумська ТЕЦ	ЦКТИ-75-39-Ф2М	87	Вихрові
Краматорська ТЕЦ	БКЗ-160-100ПТ <sup>1</sup>	160	Прямоточні
ТЕЦ-2 «ЕСХАР»	67-2СП <sup>2</sup>	230	Прямоточні
Черкаська ТЕЦ (1 ч.)	ПК-19-2 <sup>3</sup>	110	Вихрові
Миронівська ТЕС	Еп-230-10-510	230	Вихрові
Слов'янська ТЕС (1 ч.)	ТП-230-2	230-250	Вихрові

<sup>1</sup> Напіввідкрита топка.

<sup>2</sup> Котел системи Л.Рамзіна.

<sup>3</sup> Переведені на спалювання газу. Від початку були оснащені пилосистемами з середньохідними млинами з прямим вдуванням пилу в пальники.

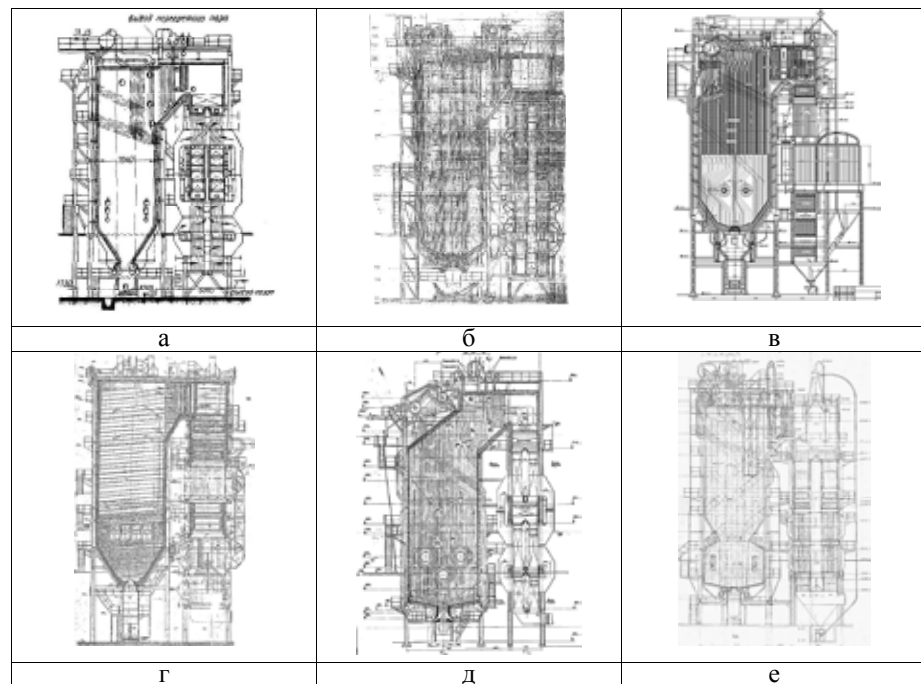


Рис. 1 – Основні типи топок антрацитових котлів ТЕЦ: а – холодна воронка, тангенціальні прямоточні пальники (ТП-15); б – похилий під, тангенціальні прямоточні пальники (ТП-47); в – холодна воронка, вихрові пальники (ЦКТИ-75-39-Ф2М, ПК-19-2); г – холодна воронка, зустрічні прямоточні пальники (67-2СП); д – похилий під, вихрові пальники (Еп-230-10-510, ТП-230-2); е – напіввідкрита топка, тангенціальні прямоточні пальники (БКЗ-210-140ПТ, БКЗ-160-100ПТ).

Виходячи з принципу максимального використання наявного обладнання і враховуючи можливість роботи проектних пилосистем на газовому вугіллі з сушильним агентом-повітрям, для переведення котлів ТЕЦ на газове вугілля пропонуються такі основні технічні рішення:

- для котлів ПК-19-2 – відновлення пилосистем з середньохідними млинами з прямим вдуванням пилу в пальники, для решти котлів – збереження пилосистем з кульобарабаними млинами і проміжним бункером пилу;
- для всіх котлів – збереження повітря в якості сушильного агента зі зниженням температури аеросуміші за млином до 70°C, перехід з транспорту пилу до пальників гарячим повітрям на транспортування відпрацьованим сушильним агентом і використання його як первинного повітря, з відглушкою або обмеженням витрати на скидні пальники (крім котлів 67-2СП);
- для котлів ТП-15 Дарницької ТЕЦ, ЦКТИ-87-39-Ф2М ст. №№ 2, 3 Сумської ТЕЦ, ПК-19-1 1-ї черги Черкаської ТЕЦ – перехід на режим спалювання з ТШВ, для решти котлів - збереження режиму РШВ;
- при необхідності – зменшення діаметру пилопроводів до рівня, що забезпечує швидкість аеросуміші не менше ніж 25 м/с;
- оснащення пилосистем додатковими засобами контролю, аварійної подачі інертного газу, сигналізаціями, блокуваннями, захистами та вибуховими захисними клапанами, передбаченими чинними нормативами [2].

Технічні рішення, що перелічені, підтверджені витратно-тепловими розрахунками пилосистем, витратно-швидкісними розрахунками пальників і повірочними позонними тепловими розрахунками топкових камер. Забезпечені вимоги щодо збільшення коефіцієнту витрати первинного повітря та швидкостей аеросуміші в каналах пальників при переході на газове вугілля, необхідних температурних режимів в нижній частині топки для забезпечення режимів РШВ і ТШВ, відповідно, та температури топкових газів для запобігання шлакуванню ширм.

Працездатність, ефективність та належний рівень безпеки пилосистем за даними технічними рішеннями підтверджено безаварійною роботою котла Еп-230-10-510 ст. № 10 Миронівської ТЕС на газовому вугіллі з серпня 2017 р. [5].

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Кисельгоф М.Л. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы) / М. Л. Кисельгоф, Н. В.

Соколов. – Л.: ЦКТИ, 1971. – 312 с.

2. РД 34.03.352-89 «Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива».
3. Изюмов М., Росляков П. Проектирование и расчет горелок. – М.: Изд-во МЭИ, 1990. –115 с.
4. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н. В. Кузнецова, В. В. Митора и др. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
5. Чернявский Н. В., Косячков А. В., Росколупа А. И. Разработка малозатратных технических решений для перевода антрацитовых котлов ТЭС и ТЭЦ паропроизводительностью 220–250 т/ч на сжигание газового угля // 13-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»: Зб. наук. праць. – Київ: ІВЕ НАН України, 2017. – С. 48–50.

#### УДК 662.6

### ВПЛИВ ЗОЛЬНОСТІ, ТОНІНИ РОЗМІЛУ ТА ВМІСТУ ВОЛОГИ НА СХИЛЬНІСТЬ ДО САМОЗАЙМАННЯ ТА ВИБУХУ ВУГІЛЬНОГО ПИЛУ

Чернявський М. В., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ

В [1] обґрунтовано, що підвищення пожежо- і вибухобезпеки пилосистем може бути досягнуто двома способами: посиленням вимог до пилосистеми, що вимагає виконання низки дорогих заходів, та/або використанням палив з більшою низькою схильністю до самозаймання та вибуху, що не вимагає істотних витрат.

В чинних нормативних документах з безпечної експлуатації пилосистем вугілля поділене на групи небезпеки за виходом летких речовин на суху беззолну масу  $V^{daf}$ , залежною від якого вважають температуру самозаймання пилу. Інших критеріїв пожежо- та вибухонебезпечності вугілля ці документи не містять.

Для кількісної оцінки схильності вугільного пилу до самозаймання та вибуху в цій роботі використано і суттєво уточнено методику ВТІ розрахунку критерію вибухоздатності  $K_T$  [2], яка використовує як вихідні параметри вміст вуглецю, водню і кисню, вихід летких речовин і нижчу теплоту згоряння на суху беззолну масу палива, зольність для сухого стану вугілля.

Сума С, Н і О на суху беззолну масу палива, %:

$$\Sigma = C^{daf} + H^{daf} + O^{daf}$$

Перерахунок С, Н, О і  $V^{daf}$  на «кисневу масу» палива, %:

$$C_0^{daf} = 100 \cdot C^{daf} / \Sigma, H_0^{daf} = 100 \cdot H^{daf} / \Sigma, O_0^{daf} = 100 \cdot O^{daf} / \Sigma, V_0^{daf} = 100 \cdot V^{daf} / \Sigma$$

Перерахунок теплоти згоряння на «кисневу масу» палива, кДж/кг:

$$Q_0^{daf} = 100 \cdot Q_i^{daf} / \Sigma$$

Вміст вуглецю в коксі (нелеткому залишку), %:

$$C_0^{кокс} = C_0^{daf} + H_0^{daf} + O_0^{daf} - V_0^{daf}$$

Теплота згоряння летких речовин, кДж/кг:

$$Q_{лет} = 100 \cdot (Q_0^{daf} - 329 \cdot C_0^{кокс}) / V_0^{daf}$$

Нижня концентраційна межа поширення полум'я летких речовин в суміші з повітрям, %:

$$\mu_{л}^H = 126000 / Q_{лет}$$

Нижня концентраційна межа поширення полум'я летких речовин з урахуванням впливу баласту (коксу і золи), %:

$$\mu_{лб}^H = 100 \cdot \mu_{л}^H \cdot (1 + (100 - V^d) / V^d) / (100 + \mu_{л}^H (100 - V^d) / V^d)$$

Критерій вибухоздатності:

$$K_T = V^d / \mu_{лб}^H$$

В нормативних документах РФ з безпечної експлуатації пилосистем вугілля розділене по групах небезпеки за величиною не  $V^{daf}$ , а  $K_T$ . Вимоги до пилосистем для I-ї групи ( $K_T \leq 1,0$ ) відповідають тим, що наведені в [3] для антрациту і пісного вугілля, III-ї ( $1,5 \leq K_T \leq 3,5$ ) – для кам'яного вугілля з  $V^{daf} > 30\%$ .

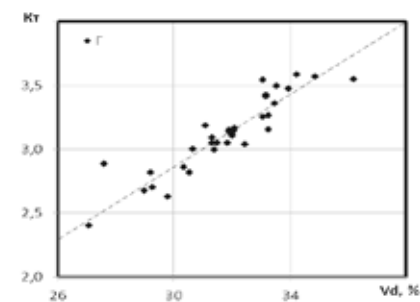


Рис. 1 – Залежності  $K_T$  від  $V^d$  для газового вугілля українських виробників.

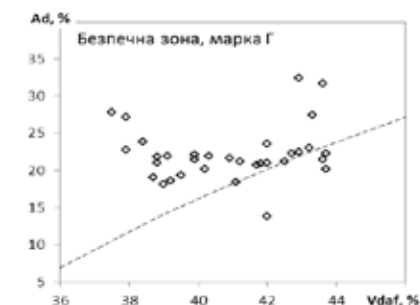


Рис. 2 – Оцінка безпеки пилоприготування газового вугілля за критерієм  $A^d \geq 100 \cdot (1 - 33,5 / V^{daf})$ .

В [1] з використанням наданих інститутом «УкрНДІвуглезбагачення» сертифікатів якості та технологічних властивостей кам'яного вугілля

українських виробників розраховані значення  $K_T$  і обґрунтовано, що лінійну залежність  $K_T$  має не від  $V^{daf}$ , а від виходу летких речовин на суху масу  $V^d$  (рис. 1). Безпечні умови по значенню  $K_T < 3,5$  реалізуються при дотриманні простого критерію (рис. 2).

Додатково в рамках виконання даної роботи обґрунтовано, що при однаковому виході летких речовин на суху беззолну масу  $V^d$  ймовірність самозаймання вугільного пилу зменшується зі збільшенням вмісту вологи та розміру частинок.

Схильність до самозаймання пов'язана із вмістом вологи тим, що до тих пір, поки частинка пилу не втратить гігроскопічну вологу  $W^{ri}$ , її температура не зможе перевищити  $100^\circ\text{C}$ . В [4] вказаний діапазон вологості пилу кам'яного вугілля, при якому забезпечені водночас достатні сипкі властивості та мінімальна схильність до самозаймання:  $W^{mi} = 0,5...1,0 W^{ri}$ . У довідковій літературі звичайно вказані рівні гігроскопічної вологи для донецького антрациту  $\leq 2\%$ , пісного вугілля  $\leq 1,5\%$ , газового вугілля  $\leq 3\%$ ; відповідно, режимні умови пилосистем налаштовані на одержання пилу з  $W^{mi} = 0,7-1,5\%$ . Але це не враховує змін в паливозабезпеченні ТЕС і ТЕЦ. Зараз суттєво збільшилась частка поставок газового вугілля із Західного Донбасу, а пісного – з розрізів Кузбасу, обидва відрізняються збільшеними значеннями  $W^{ri}$  (до 4–6%), що змушує більш ретельно контролювати вологу пилу для запобігання його пересушуванню.

В [5] показано, що ефективне значення критерію вибухоздатності залежить не тільки від хімічно визначеного значення  $K_T$ , а ще й від реагуючої поверхні пилу, яка визначається параметром  $R_{90}$  – залишком на ситі 90 мкм, % мас., і запропоновано просту залежність:

$$K_T^{sp} = K_T \left( \frac{100 - R_{90}}{100} \right)$$

Проте цю емпіричну залежність встановлено на бурому вугіллі крупного помелу, одержаному на молоткових млинах, тому вона незастосовна до пилу кам'яного вугілля тонкого помелу, одержаного на кульобарабаних млинах (КБМ), з іншим коефіцієнтом полідисперсності.

Пропонується використовувати в якості поправочного коефіцієнту для  $K_T$  відому залежність питомої поверхні пилу  $f_T$  від густини палива  $\rho_{TL}$ , коефіцієнту полідисперсності пилу  $n$ , що для КБМ дорівнює 0,85, і значення  $R_{90}$  [6]:

$$f_T = \frac{450 \cdot 10^3}{\rho_{TL}} \frac{1}{n} \left( \ln \frac{100}{R_{90}} \right)^{1/n}$$

Ефективне значення  $K_T$  зручно представити у вигляді:

$$K_T^{sp} = K_R \cdot K_T,$$

де  $K_R = f_T/f_{T(0)}$ ,  $f_{T(0)}$  – питома поверхня при вихідно-фіксованому значенні  $R_{90}$ . Для пилосистем, спроектованих на розмел низькорекційного вугілля, в якості вихідно-фіксованого значення доцільно прийняти  $R_{90} = 7\%$ . Таке представлення дозволяє оцінювати вибухоздатність не тільки готового пилу стандартного та укрупненого помелу з  $R_{90} > 10\%$ , а також і дрібного пилу, не вловленого циклонами бункерів, з  $R_{90} < 1\%$  (рис. 3, 4).

Результати знайшли використання при розробленні технологій заміщення антрациту пісним вугіллям з підвищеним виходом летких речовин на ТЕС і ТЕЦ, рекомендацій із забезпечення пожежо- і вибухобезпеки експлуатації пилосистем антрацитових котлів, переведених на спалювання газового вугілля, а також центрального пилозаводу Слов'янської ТЕС при застосуванні палив зі збільшеним виходом летких за рахунок регулювання зольності палива та характеристик пилу.

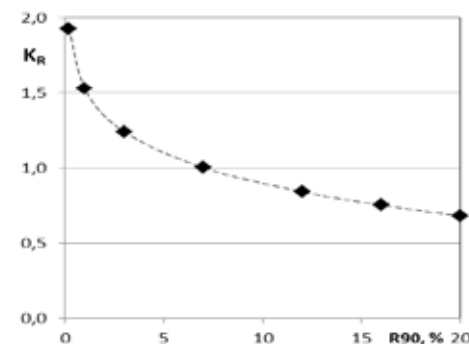


Рис. 3 – Залежність  $K_R$  від тонини помелу вугільного пилу в КБМ

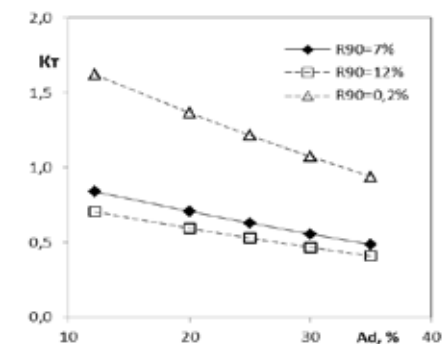


Рис. 4 – Залежність величини  $K_T^{sp}$  від зольності вугілля для різної крупності пилу пісного вугілля з  $V^{daf} = 16\%$

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Воронов А. Н., Чернявский Н. В. Повышение безопасности эксплуатации пылесистем котлоагрегатов ТЭС за счет управления качеством угольной продукции // Новини енергетики. – 2015. – № 3. – С. 35–38.
2. Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Яковлева В. С. Критерий взрываемости пыли твердых натуральных топлив // Теплоэнергетика. – 1996. – № 7. – С. 70–74.

3. ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж: Правила» (ПТЕ).
4. Левит Г. Т. Пылеприготовление на тепловых электростанциях. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 384 с.
5. Влияние дисперсного состава пыли природного твердого топлива на ее взрывоопасные свойства / Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С. // Электрические станции. – 2001. – №5. – С. 11–16.
6. Ковалев А. П., Лелеев Н. С., Виленский Т. В. Парогенераторы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 376 с.

**УДК 662.6**

**РОЗРОБКА І ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ПЕРЕВЕДЕННЯ  
ЦЕНТРАЛЬНОГО ПИЛОЗАВОДУ СЛОВ'ЯНСЬКОЇ ТЕС  
І КОТЛОАГРЕГАТУ ТПП-200-1 НА ПІСНЕ ВУГІЛЛЯ І НА СУМІШІ  
АНТРАЦИТУ З ВІДХОДАМИ ЗБАГАЧЕННЯ КАМ'ЯНОГО ВУГІЛЛЯ  
З ВИХОДОМ ЛЕТКИХ РЕЧОВИН СУМІШЕЙ ДО 14%**

**Провалов О. Ю., к.т.н.; Косячков О. В., к.т.н.; Чернявський М. В., к.т.н.  
Інститут вугільних енерготехнологій (ІВЕ) НАН України, м. Київ**

Введення в дію Указу Президента України від 15 березня 2017 № 62/2017 в частині припинення переміщення вантажів через лінію розмежування поставили в скрутне становище ТЕС, котлоагрегати яких спроектовані для спалювання антрациту. До їх числа входить і Слов'янська ТЕС ПАТ «Донбасенерго».

До складу діючого обладнання першої черги Слов'янської ТЕС входять турбоагрегат К-80-90 потужністю 80 МВт і 2 котлоагрегати ТП-230-2 паропродуктивністю по 230 т/год.; другої черги – енергоблок №7 потужністю 800 МВт (котел ТПП-200-1 і турбіна К-800-240-2). Проектне паливо – донецький антрацит з виходом летких речовин  $V^{daf} \leq 8\%$ . Станція оснащена центральним пилозаводом (ЦПЗ), особливість якого – унікальна схема з сушінням вугілля в парових панельних сушарках і невентильовані кульові барабанні млини.

При переході в 2017 р. на поставки імпортного кузнецького пісного вугілля з виходом летких речовин 12–18% і зольністю нижче 14% в пилосистемах і бункерах пилу ЦПЗ, в трубопроводах подачі пилу на котел і в пилосистемах самого котла почалися випадки самозаймання вугільного пилу. Єдиним засобом обмеження цього було змішування пісного вугілля із

залишками донецького антрациту у співвідношенні близько 1:1. При витраті у такому співвідношенні цих залишків вистачило б щонайбільше до кінця жовтня. Склалась парадоксальна ситуація, коли ТЕС перед початком зимового сезону мала паливо, але не мала змоги його спалювати за браком баластуючої домішки. Тому конче актуальною задачею була розробка технології пилоприготування і спалювання на Слов'янській ТЕС пісного вугілля з мінімізацією або повним виключенням антрацитової домішки.

Аналіз конструктивних особливостей і умов роботи обладнання другої черги Слов'янської ТЕС показав, що котлоагрегат ТПП-200-1 за конструкцією пальників, об'ємом топки, розподілом теплосприймаючих поверхонь і продуктивністю тягодуттьового обладнання здатний працювати на пилу як антрациту, так і пісного вугілля. Пилові системи котла за конструкцією та режимними умовами задовольняють вимоги нормативних документів з пожежо- та вибухобезпеки пилових систем. Швидкість аеросуміші в пилопроводах від ЦПЗ до котлотурбінного цеху теж задовольняє ці вимоги, вжито додаткових заходів для уникнення відкладень пилу. Отже, випадки самозаймання пилу в пилопроводах та в межах котлотурбінного цеху можуть мати причиною тільки надходження вже тліючого пилу з ЦПЗ.

В умовах, коли на ЦПЗ відсутня можливість впровадження підвищення швидкості аеросуміші та/або заповнення елементів газом з низьким вмістом кисню, основним методом зниження пожежо- та вибухонебезпечності залишається регулювання характеристик самих пилових частинок вугілля, що впливають на його схильність до самозаймання і вибухоздатність, перш за все їх вологості та крупності, а також температури пилу. В [1] було показано, що при інших однакових умовах ймовірність самозаймання вугільного пилу зменшується зі збільшенням вмісту вологи та розміру частинок. На підставі результатів аналізу залежності схильності пилу газового вугілля до самозаймання та вибуху від цих та інших чинників, для зменшення пожежо- і вибухонебезпечності при збереженні існуючого обладнання ЦПЗ були запропоновані такі технологічні рішення:

- зниження температури сушки в ППС до менше ніж 130°C для зменшення ймовірності самозаймання та для запобігання пересушуванню палива;
- збільшення вологи готового пилу до рівня  $W^{nat} = 1,5\text{--}2,2\%$ ;
- погрублення розмелу пилу до рівня  $R_{90} = 12\text{--}14\%$  для зменшення питомої поверхні і ефективного значення критерію вибухоздатності  $K_T^{sp}$ .

Випробування ефективності запропонованих технологічних рішень на ЦПЗ і на котлі ТПП-200-1 за участю ІВЕ НАН України виконувались з 13.09.2017 по 28.09.2017 р. Частку антрациту в суміші зменшували від 60–70% до 20–30%, відповідно вихід летких речовин суміші збільшувався від 8–9% до 12–15%. Температуру пари на сушарку було знижено до 125°C, розмел погрублено за рахунок регулювання швидкості обертання сепаратора від  $R_{90}=6-9\%$  до рівня  $R_{90}=12-14\%$ . Як наслідок, волога готового пилу збільшилась до рівня  $W^{пл} = 1,9-2,5\%$ .

За час випробувань випадків неконтрольованого розігріву пилу в сушильно-розмельній системі та в електрофільтрі (ЕФ) не спостерігалось. При спалюванні суміші температура в лютці збільшилася з 1720–1790°C до 1850–1900°C, спостерігався вільний вихід рідкого шлаку без накопичення на поді котла. Завдяки наближенню зони активного горіння ближче до поду та збільшення температури факелу спостерігалось зниження вмісту горючих в золі виносу від 18–21% до 8,3–16,0%, що відповідає зменшенню механічного недопалу від 3,3–3,6% до 2,2–3,3% (рис. 1).

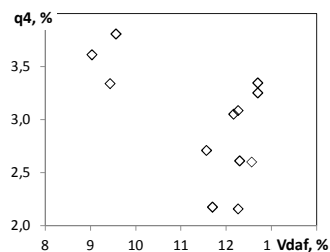


Рис. 1 – Залежність механічного недопалу від виходу летких речовин паливної суміші.

У жовтні-листопаді завдяки збільшенню вологи палива до 10–11% на ТЕС були реалізовані режими пилоприготування пісного вугілля без домішки антрациту. Це дозволило повністю забезпечити проходження Слов'янською ТЕС зимового періоду 2017–18 рр.

На подальших етапах випробувань, виконаних в листопаді 2017 р. та в лютому 2018 р., на прохання ТЕС було відпрацьовано додавання в пісне вугілля для збільшення його зольності і зменшення ризику самозаймання пилу 15% золи, відібраної на золовідвалі ТЕС ( $A^d=83,5\%$ ), та сухих відходів збагачення вугілля марки ПС з відвалу шахти ім. Святої Матрони Московської ( $A^d=64\%$ ,

$V^{daf}=32,5\%$ ). Під час випробувань підтримувались  $R_{90}=10-14\%$ , температура сушки 125–130°C. Порівняльні характеристики дослідів з пилоприготування і спалювання сумішей з 15% золи і 15% сухих відходів наведені в таблиці. Додатковим позитивним ефектом виявився внесок паливної компоненти сухих відходів до корисно використаної теплоти згорання суміші – 6,1%.

Характеристика	Суміш з 15% золи	Суміш з 15% сухих відходів
Температура факелу, °C	1630-1650	1720-1750
Витікання шлаку	Ускладнене	Вільне
Механічний недопал, %	> 4	2,0

Самозаймання дрібного пилу в електрофільтрі пов'язане з високою питомою площею поверхні частинок порівняно з готовим пилом [1]. Для усунення цього явища запропоновано застосовувати присадку холодного повітря до скидної пилопароповітряної суміші зі зниженням її температури до 60°C.

Розроблені та впроваджені на Слов'янській ТЕС технологічні рішення з пилоприготування і спалювання пісного вугілля та вугільних сумішей з виходом летких речовин до 18% дозволили замінити дефіцитний донецький антрацит, усунути випадки самозаймання пилу на ЦПЗ, забезпечили успішне проходження зими 2017–2018 рр. і створили підґрунтя для залучення відходів вуглезбагачення до паливної бази Слов'янської ТЕС.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Чернявський М.В. Вплив зольності, тонини розмелу та вмісту вологи вугільного пилу на схильність до самозаймання та вибуху // Див. цей збірник.

#### УДК 662.6

### РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ НОВИХ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ КОТЛОАГРЕГАТУ ТПП-210А СТ. №3 ТРИПІЛЬСЬКОЇ ТЕС НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ

Чернявський М. В., к.т.н.; Мірошниченко Є. С.

Інститут вугільних енерготехнологій (ІВЕ) НАН України, Київ

У 2017 р. в зв'язку з припиненням постачання донецького антрациту та згідно з Указом Президента України № 37/2017 було прийняте рішення про переведення котлоагрегату ст. №4 Трипільської ТЕС на спалювання вугілля газової групи. В рамках цієї роботи ІВЕ НАН України виконував передпроектний аналіз варіантів та розрахункове обґрунтування технічних

рішень.

Основні технічні рішення для технічного переоснащення котлоагрегату ст. №4, обґрунтовані ІВЕ НАН України, полягали в наступному (у порівнянні з рішеннями, застосованими для котлів ст. №№ 2, 5 Зміївської ТЕС) [1]:

- кількість пилосистем скорочено з 3 до 2 (з 1 на 100 МВт встановленої потужності до 1 на 150 МВт потужності, або 1 на корпус);
- обґрунтовано використання 2 існуючих вентиляторів гарячого дуття (ВГД) як димосмоків рециркуляції димових газів (ДРГ) для забезпечення газової сушки;
- замість 4 виносних циклонів для очистки відібраних димових газів запропоновано встановлення 2 компактних золоконцентраторів в існуючому газоході;
- замість потоку інертних газів з температурою 130-170°C від димосмоку інертних газів (ДІГ) для охолодження при пуску, плановому або аварійному зупині млина обґрунтовано використання 2 впорскуючих газоохолоджувачів;
- замість заміни млинових вентиляторів (МВ) на більш потужні обґрунтовано можливість збереження існуючих МВ за рахунок організації транспорту пилу високої концентрації під розрідженням (ПВКр) з оснащенням бункеру пилу лопатевими пиложивильниками для унеможливлення фільтрації повітря до бункеру;
- замість заміни пальників обґрунтовано можливість збереження існуючих пальників з їх модернізацією та переведенням у прямоотоково-вихровий режим (прийнято варіант з подачею відпрацьованого сушильного агенту замість скидних пальників до каналів первинного повітря крайніх основних пальників. В решту каналів, а для середніх основних пальників – і в канал первинного повітря, подається гаряче повітря. Вугільний пил подається паровими ежекторами ПВКр до прямооточного центрального каналу всіх пальників. При цьому геометричні розміри пальників не змінюються, крім скорочення торців каналів центрального та первинного повітря на 0,2–0,3 зовнішнього діаметру пальника, тобто, на 0,3–0,4 м).

Всі технічні рішення, що перелічені, були впроваджені при технічному переоснащенні. В результаті енергоблок ст. №4 був успішно пущений і введений в експлуатацію на газовому вугіллі, на цей час відпрацював більше 8 місяців як в двокорпусному режимі, так і кожним корпусом окремо.

Описаний варіант подачі сушильного агента та повітря до основних пальників довів працездатність та ефективність, зокрема, по швидкостях газів у каналах пальників для формування факелу оптимальної довжини та по повноті

вигорання пилу. Разом з тим він виявився досить складним в налагодженні та поточному регулюванні. По-перше, за рахунок наявності 10–15% пилу в скидному сушильному агенті при однакових продуктивностях всіх пиложивильників на середні пальники надходить в середньому на 13% менше пилу, ніж на крайні; запобігти цьому можна або роздільним регулюванням продуктивності пиложивильників, або регулюванням лопатевих зазорів. По-друге, при прийнятій схемі регулювання витрати повітря по регістрах основних пальників витрата сушильного агенту в канал первинного повітря крайніх пальників при зміні навантаження залишається незмінною, а витрата гарячого повітря в канал первинного повітря середніх пальників змінюється в залежності від навантаження котла, що призводить до необхідності роздільного регулювання розподілу повітря по регістрах для різних пальників. З огляду на це, стосовно до котлоагрегату ст. №3 було розглянуто можливість скиду відпрацьованого сушильного агенту на існуючі скидні пальники.

Звичайно вважається, що наявність скидних пальників призводить до затягування факелу за рахунок подачі частини пилу в сушильному агенті до верхньої частини передтопка, як наслідок – до збільшення температури топкових газів та виникнення умов шлакування ширм. Проте докладний огляд літератури з цього питання, зокрема, з результатами випробувань при спалюванні газового вугілля в котлоагрегатах ТП-100 зі скидними пальниками [2] та в котлах ТПП-312 з варіацією витрати повітря на основні пальники [3] показав, що причина цього затягування є зовсім іншою, ніж подача частини пилу до верхньої частини передтопка. В якості основної причини погіршення умов горіння факелу газового вугілля зі скидними пальниками вказується нестача окисника в основних пальниках за рахунок спрямування значної частини кисню, необхідного для горіння, до скидних пальників. Доведено, що найкращі техніко-економічні показники спалювання досягаються при рівні надлишку окисника на основних пальниках  $\alpha = 1,1-1,15$ .

Якісний аналіз схеми пилосистеми, яка пропонується для котла ТПП-210А ст. №3 Трипільської ТЕС, показує, що при подачі відпрацьованого сушильного агента на скидні пальники цього негативного чинника в основному вдається уникнути. Справді, при спалюванні антрациту з трьома пилосистемами і сушильним агентом-повітрям на скидні пальники надходить майже 30% від стехіометрично необхідного повітря. Але ж в даній схемі застосовано не 3, а 2 пилосистеми, що скорочує витрату скидного сушильного агенту в 1,5 рази. Крім того, в якості сушильного агенту замість повітря застосовано суміш



## З М І С Т

<p>ДЕЯКІ ПРОБЛЕМИ ТЕПЛОВОЇ ТА ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ <i>Карп І.М.</i> ..... 3</p> <p>РОЗРОБКА КАТАЛІЗАТОРІВ СИНТЕЗУ ЦІННИХ ХІМІЧНИХ ПРОДУКТІВ ІЗ СИНТЕЗ-ГАЗУ ОДЕРЖАНОГО ШЛЯХОМ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА <i>Калішчин Є.Ю., Трипольський А.І., Стрижак П.Є.</i> ..... 8</p> <p>ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ: ПРОГНОЗЫ И РЕАЛИИ <i>Басок Б.И., Базеев Е.Т.</i> ..... 10</p> <p>SOLID ORGANIC WASTE AND COAL GASIFICATION FOR OPERATION OF ELECTRIC GENERATORS <i>Dudnyk O.M., Sokolovska I.S.</i> ..... 18</p> <p>МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОМАСООБМІНУ В ПРОЦЕСІ ТЕПЛОВОГО САМОЗАЙМАННЯ ПИЛОВУГІЛЬНИХ СУМІШЕЙ З ВРАХУВАННЯМ ТЕПЛОВОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ <i>Кузьменко Б.В.</i> ..... 20</p> <p>ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ <i>Безценний І.В., Бондзик Д.Л., Євтухов В.Я.</i> ..... 22</p> <p>ВЛИЯНИЕ ТИПА ТРАНСПОРТИРУЮЩЕГО АГЕНТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ <i>Богатова Т.Ф., Рыжков А.Ф., Осипов П.В., Чернова М.Б., Смирнов А.И.</i> ..... 25</p> <p>МОДЕЛЮВАННЯ ЗАЙМАННЯ СУМІШЕЙ ГАЗУ І ВУГІЛЬНИХ ЧАСТИНОК (ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ, ФОРМУЛЮВАННЯ МОДЕЛІ) <i>Дресвянніков В.Г.</i> ..... 28</p> <p>К ВОПРОСУ О КОМПЛЕКСНОМ ОСВОЕНИИ БУРОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УКРАИНЫ <i>Белов А.П., Шустов А.А., Барна Т.В.</i> ..... 34</p> <p>СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС СО СВЕРХПАРКОВОЙ НАРАБОТКОЙ И ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОДЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>Черноусенко О.Ю., Пешко В.А., Рындюк Д.В., Бутковский Л.С., Горяженко В.Ю.</i> ..... 36</p> <p>ВПЛИВ ВТОРИННОЇ РЕАКЦІЇ CO<sub>2</sub> З ВНУТРІШЬОЮ ПОВЕРХНЕЮ НА РІВНОВАЖНУ ТЕМПЕРАТУРУ ЧАСТИНКИ КОКСОВОГО ЗАЛИШКУ В ДИМОВИХ ГАЗАХ <i>Квіцинський В.О., Кривошеєв С.І., Макарчук В.М., Марущак С.В.</i> ..... 39</p> <p>РОЗПОДІЛ КИСНЮ ТА ДВООКИСУ ВУГЛЕЦЮ ПО ДОВЖИНІ КОНІЧНОЇ ВУГЛЕЦЕВОЇ ПОРИ З УРАХУВАННЯМ АДСОРБЦІЇ <i>Квіцинський В.О., Кривошеєв С.І., Макарчук В.М., Марущак С.В.</i> ..... 43</p>	<p>ЗАКОНОДАВЧІ АСПЕКТИ В СФЕРІ ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА <i>Гапонич Л.С., Голенко І.Л., Топал О.І.</i> ..... 48</p> <p>МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНКИ ВИКИДІВ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА УКРАЇНСЬКИХ ВУГІЛЬНИХ ТЕС <i>Вольчин І.А., Гапонич Л.С.</i> ..... 53</p> <p>ДОСЛІДЖЕННЯ ПОГЛИНАННЯ ОКСИДУ АЗОТУ В СУСПЕНЗІЯХ ПЕРМАНГАНАТУ КАЛІЮ ТА НАТРІЮ <i>Вольчин І.А., Мезін С.В., Ясинецький А.О.</i> ..... 58</p> <p>ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СМЕСИ НА ДИНАМИКУ ОКИСЛЕНИЯ NO до NO<sub>2</sub> В ПРИСУТСТВИИ O<sub>3</sub> <i>Дресвянніков В. Г.</i> ..... 60</p> <p>ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ ТВЕРДЫХ БИОТОПЛИВ В ЦИКЛОННО–СЛОЕВОЙ ТОПКЕ <i>Теплицкий Ю.С., Пицуха Е.А., Бучилко Э.К., Дубина В.А.</i> ..... 63</p> <p>РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ ЯК СКЛАДОВІ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА ЦИФРОВІЗАЦІЇ ЕКОНОМІКИ <i>Топал О.І., Любарець М.І.</i> ..... 68</p> <p>РОЗВИТОК БІОГАЗОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В КНР ТА УКРАЇНІ <i>Дудник О.М.</i> ..... 71</p> <p>ОТРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУКОКСОВАНИЯ ШУБАРКОЛЬСКОГО УГЛЯ В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ КИПЯЩЕМ СЛОЕ <i>Сулейменов К.А., Дюсеханов Т.К., Токмурзин Д.</i> ..... 75</p> <p>ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМНЫХ ФАКТОРОВ НА ТЕРМООКСИЛИТЕЛЬНЫЙ ПИРОЛИЗ УГЛЯ В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ КИПЯЩЕМ СЛОЕ. <i>Сулейменов К.А., Дюсеханов Т.К.</i> ..... 84</p> <p>ВПЛИВ ПРИРОДНИХ ВОДОРОЗЧИННИХ СПОЛУК НА ТЕРМОХІМІЧНУ КОНВЕРСІЮ СОЛОНОВОГО ВУГІЛЛЯ В РІЗНИХ УМОВАХ <i>Фатеев А.І., Шендрік Т.Г., Дунаєвська Н.І., Дулієнко С.Г.</i> ..... 91</p> <p>ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ПІДГОТОВКИ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗУ ДЛЯ ВИКОРИСТАННЯ В ЯКОСТІ МОТОРНОГО ПАЛИВА <i>Г'яних К.К.</i> ..... 97</p> <p>ПРО МОЖЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ НПСВ ТЕПЛОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ УКРАЇНИ <i>Вольчин І.А.</i> ..... 100</p>
---	--

СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПОШИРЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ СПАЛЮВАННЯ ТА ГАЗИФІКАЦІЇ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ПАЛИВ (ТПВ, RDF, БІОМАСА ТОЩО) НА ОСНОВІ ЦИРКУЛЮЮЧОГО КИПЛЯЧОГО ШАРУ <i>Топал О.І., Голенко І.Л., Гапонич Л.С.</i> .....	103
ОСОБЛИВОСТІ ОРГАНІЗАЦІЇ СПІЛЬНОГО СПАЛЮВАННЯ ТВЕРДОГО БІОПАЛИВА ТА ВУГІЛЛЯ НА ТЕС УКРАЇНИ НА ПРИКЛАДІ КОТЛА ТПП-210А <i>Бондзик Д.Л., Дунаєвська Н.І., Мірошніченко Є.С., Безценний І.В., Щудло Т.С., Музалевська Н.І.</i> .....	105
ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЫШЕННЫХ УРОВНЕЙ ОРОШЕНИЯ ТРУБ ВЕНТУРИ С ЦЕЛЮ УЛУЧШЕНИЯ ОЧИСТКИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ УГОЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ <i>Вольчин И.А., Рацеткин В.А.</i> .....	113
ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ДИСПЕРГИРОВАНИЯ И ДЕГИДРАТАЦИИ УГЛЕРОДНОГО МАТЕРИАЛА <i>Кутовой В.А., Луценко А.С.</i> .....	116
ШЛЯХИ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ЩОДО ЗМЕНШЕННЯ ПІКОВОГО ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ТА ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКА НІЧНОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ <i>Басок Б.І., Лисенко О.М., Веремійчук Ю.А., Мороз М.В., Вем А.В., Товстюк А.І.</i> .....	120
УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ТОПЛИВА КАК ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА В БЫТОВОЙ ТЕХНИКЕ. <i>Сорока Б.С., Горупа В.В.</i> .....	124
РІДКІ ПРОДУКТИ СУМІСНОЇ КАРБОНІЗАЦІЇ НИЗЬКОМЕТАМОРФІЗОВАНОГО ВУГІЛЛЯ І ВІДХОДІВ КОКСОХІМІЇ <i>Шендрік Т.Г., Шевкопляс В.М., Бован Л.А.</i> .....	129
ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ УТИЛИЗАТОРОВ ТЕПЛОТЫ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТОПОЧНЫХ СИСТЕМ: ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ CFD МОДЕЛИРОВАНИЯ <i>Сорока Б.С., Sandor P., Згурский В.А., Воробьев Н.В.</i> .....	137
МОДЕРНІЗАЦІЯ ПАЛИВНОЇ СИСТЕМИ КОТЛА З ПЕРЕВЕДЕННЯМ СПАЛЮВАННЯ З АШ НА ВУГІЛЛЯ ГАЗОВОЇ ГРУПИ <i>Варламов Г.Б., Капустянський А.О., Кодь Д.С.</i> .....	143
ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ СПІЛЬНОГО СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЛЯ МАРОК П ТА Г З ТВЕРДИМ БІОПАЛИВОМ В ПОТОКОВОМУ РЕАКТОРІ <i>Безценний І.В., Дунаєвська Н.І., Бондзик Д.Л., Щудло Т.С., Євтухов В.Я.</i> .....	146
РЕКОНСТРУКЦИЯ УГОЛЬНЫХ ТЕЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВОК КОНТАКТНОГО ЭНЕРГООБМЕНА: КОМПЛЕКСНЫЙ ЭНЕРГО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ <i>Варламов Г.Б., Романова К.А., Мухин М.С., У Цзунянь</i> .....	150

НАУКОВІ ОСНОВИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ЗАМІЩЕННЯ АНТРАЦИТУ НА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ <i>Чернявський М.В., Дунаєвська Н.І., Провалов О.Ю., Мірошніченко Є.С.</i> .....	154
ТВЕРДІ ПРОДУКТИ СУМІСНОГО ТЕРМОЛІЗУ ВУГІЛЛЯ І БІОМАСИ <i>Зубкова В.В., Стройвас А., Дунаєвська Н.І., Шендрік Т.Г., Музалевська Н.І.</i> .....	163
ТВЕРДІ ПОБУТОВІ ВІДХОДИ: ОБСЯГИ, АСПЕКТИ ТЕРМІЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ В УКРАЇНІ <i>Буляндра О.Ф., Гапонич Л.С., Голенко І.Л., Топал О.І.</i> .....	172
ПУТИ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ – ОСНОВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ УКРАИНЫ <i>Гуля А.М.</i> .....	179
ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТНОГО ЗВАРЮВАННЯ КОМПОНЕНТІВ ТУРБІННОГО УСТАТКУВАННЯ ПІСЛЯ ДОВГОТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ <i>Єлагін В.П., Царюк А.К., Дунаєвська Н.І.</i> .....	182
РОЗРОБКА МЕТОДІВ ЗНИЖЕННЯ ВИКИДІВ СІРЧИСТОГО АНГІДРИДУ З ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ СІРКОВМІШУЮЧИХ МІНЕРАЛЬНИХ ВКЛЮЧЕНЬ ТА ЗМІНИ ЇХ ВМІСТУ ПРИ ЗБАГАЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВУГІЛЛЯ <i>Чернявський М.В., Моїсеєнко О.В.</i> .....	185
РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ ТА ГАЗОМАЗУТНИХ КОТЛІВ ТЕЦ НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ <i>Чернявський М.В., Вольчин І.А., Провалов О.Ю., Мірошніченко Є.С., Росколупа А.І., Моїсеєнко О.В.</i> .....	189
ВПЛИВ ЗОЛЬНОСТІ, ТОНІНИ РОЗМЕЛУ ТА ВМІСТУ ВОЛОГИ НА СХИЛЬНІСТЬ ДО САМОЗАЙМАННЯ ТА ВИБУХУ ВУГІЛЬНОГО ПИЛУ <i>Чернявський М.В.</i> .....	194
РОЗРОБКА І ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ПЕРЕВЕДЕННЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПИЛОЗАВОДУ СЛОВ'ЯНСЬКОЇ ТЕС І КОТЛОАГРЕГАТУ ТПП-200-1 НА ПІСНЕ ВУГІЛЛЯ І НА СУМІШІ АНТРАЦИТУ З ВІДХОДАМИ ЗБАГАЧЕННЯ КАМ'ЯНОГО ВУГІЛЛЯ З ВИХОДОМ ЛЕТКИХ РЕЧОВИН СУМІШЕЙ ДО 14% <i>Провалов О.Ю., Косячков О.В., Чернявський М.В.</i> .....	198
РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ НОВИХ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ КОТЛОАГРЕГАТУ ТПП-210А СТ. №3 ТРИПІЛЬСЬКОЇ ТЕС НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ <i>Чернявський М.В., Мірошніченко Є.С.</i> .....	201

