Національна академія наук України
Міністерство енергетики України
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України
Національний технічний університет „Дніпровська політехніка”
Громадська рада при Міністерстві енергетики України
ТОВ DELTIMA

XVI Міжнародна науково-практична конференція

ВУГІЛЬНА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА: ШЛЯХИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА РОЗВИТКУ

Київ 2020

**Національна академія наук України
Міністерство енергетики України
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України
Національний технічний університет „Дніпровська політехніка”
Громадська рада при Міністерстві енергетики України
TOB DELTIMA**

**ВУГІЛЬНА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА:
ШЛЯХИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА РОЗВИТКУ**

XVI Міжнародна науково-практична конференція

ЗБІРКА НАУКОВИХ ПРАЦЬ

Київ 2020

ЗБІРКА НАУКОВИХ ПРАЦЬ
XVI Міжнародна науково-практична конференція

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

Національна академія наук України
Міністерство енергетики України
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України
Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»
Громадська рада при Міністерстві енергетики України
ТОВ DELTIMA

Затверджено до друку Вченою радою
Інституту вугільних енерготехнологій НАН України

Рецензент:

С. М. Василенко, доктор технічних наук, професор

УДК 621.78.012-37.091.12:005745
ISBN 978-617-7852-06-2
DOI 10.48126/conf2020

Підписано до друку: 13.11.2020
Формат: 60×84/16. Папір офсетний.
Умов. друк. арк. 9.5. Уч.-видав. арк. 10.25
Друк цифровий. Наклад 80 прим.
Надруковано: ТОВ «Гнозіс»

ВСТУПНЕ СЛОВО

директорки Інституту вугільних енерготехнологій НАН України Н. І. Дунаєвської

Від імені організаторів XVI Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна енергетика: шляхи реконструкції та розвитку» вітаємо її учасників!

Конференція традиційно щорічна. Попри всі труднощі сьогодення оргкомітет знайшов можливість організувати її і в 2020 році, хоча б тільки шляхом випуску друкованої збірки наукових праць. Розуміємо, що в цьому є невідкладна потреба, що підтвердилося значною кількістю поданих статей та широким колом учасників. Автори нашої збірки – українські науковці з інститутів НАН України: Технічної теплофізики, Газу, Економіки промисловості, Проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова, Загальної енергетики, Фізичної хімії ім. Л. В. Писаржевського, Проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного, вчені-освітяни з Київського та Харківського Національних університетів, Національної металургійної академії, традиційно, наші закордонні колеги з Білорусі (Інститут тепло-масообміну ім. А. В. Ликова), Росії (Уральський федеральний університет), Польщі (фірми MCE та DELTIMA).

Вугілля ще багато років буде одним з джерел паливної бази енергетики з огляду на наявність його потужних покладів на території України та безальтернативність ролі ТЕС та ТЕЦ в регулюванні графіку енергоспоживання. Тим більш нагальними стають питання його вискоєфективного та екологічно чистого використання як в існуючих котлоагрегатах, так і при проектуванні нового теплотехнічного обладнання.

Технології «зеленої» енергетики швидко розвиваються, але ще не готові до повномасштабного заміщення ними виробництва енергії з викопних палив, потребують багаторазового підвищення видобутку мінеральних ресурсів, мають цілий ряд інших, ще недостатньо досліджених впливів на довкілля. Розгляду лише невеликої частини цих питань присвячено декілька доповідей.

В збірці матеріалів конференції висвітлене широке коло нагальних проблем. Це і прогностичні сценарії розвитку енергетики та її паливної бази з залученням нетрадиційних твердих палив, екологічні та економічні аспекти процесів їх термічної переробки, нові вискоєфективні, екологічно чисті технології спалювання, газифікації вітчизняного вугілля, твердої біомаси, RDF, шляхи реконструкції та модернізації існуючого станційного обладнання,

проблеми очищення вихідних газів енергоустановок з досягненням жорстких європейських норм та багато іншого.

Сьогоднішня ситуація часом вимагає надшвидкого розв'язання критичних проблем, та їх вирішення можливе лише за наявності глибоких базових знань, теоретичних та практичних досягнень роботи потужних наукових шкіл, широких зв'язків з генераціями та науковцями інших країн. Маємо надію, що опубліковані в цій збірці результати досліджень та їх практичного втілення послугують не тільки розвитку енергетичної галузі України, але й стануть поштовхом для отримання нових результатів, їх опублікування та обговорення, в тому числі і на нашій наступній, XVII Конференції.

До нової зустрічі в 2021 році!

ПИТАННЯ ГІДРОДИНАМІКИ ШАРОВИХ ТОПОК З ВИХРОВИМ ДОПАЛЮВАННЯМ

¹Халатов А. А. академік НАН України, д.т.н., проф.;

¹Кобзар С. Г., к.т.н.; ¹Коваленко Г. В., к.т.н.;

²Теплицький Ю. С., д.т.н.; ²Піцуха Є. О., д.т.н.

¹Інститут технічної теплофізики НАН України

²Інститут тепло- і масообміну імені А. В. Ликова НАН Білорусі

Для підвищення енергетичної ефективності та екологічної безпеки топок для твердого палива перспективними є апарати шарового спалювання з наступним вихровим допалюванням. Такі топки допускають порівняно широкий діапазон розмірів частинок палива і його вологості (до 60%). Хімічний недопал менший за 1% в них можна одержати при коефіцієнті надвишка повітря в межах 1,4 – 1,7.

Недоліками циклонно-шарових топок є низька гідродинамічна стійкість закрученого потоку в їх камерах допалювання, яка зумовлює необхідність застосування палива з дрібними фракціями, і порівняно великі розміри.

В Інституті тепло- і масообміну імені А. В. Ликова НАН Білорусі розроблені раціональні конструкції циліндричних циклонно-шарових топок з розділенням шарової і вихрової частини топки спеціальною діафрагмою, яка підвищила стійкість вихрової течії в камері допалювання і утримування дрібних частинок палива в верхній (вихровій камері) до повного згоряння. Була досліджена гідродинаміка перемішування потоків повітря, які подавались на дно шарової камери і тангенційно в камеру допалювання. Розподіл теплоти, що виділяється в нижній (шаровій) і верхній (циклонній) камерах допомагає уникнути появи високих температур, відповідальних за утворення наднормативних концентрацій оксидів азоту.

В Інституті технічної теплофізики НАН України було виконано комп'ютерне моделювання топкових процесів при спалюванні твердих пелет з відходів деревини в експериментальній циклонно-шаровій установці БИ-1М з киплячим шаром ($D = 0,21$ м, $P = 25$ кВт). Задача розв'язувалась в осесиметричній постановці з використанням програмного комплексу «Fluent».

На рис. 1 показано епіюру температур в осьовому перерізі топки.

Закручування потоку вторинного повітря, який після проходження діафрагми розносить дрібні частинки палива в зони поблизу стінок камери допалювання призводить до підвищення температур до рівня 1313 К. Але такої

температури не достатньо для утворення оксидів азоту в кількості, що перевищує граничні допустимі концентрації.

ANSYS

Рис. 1. Розподіл температури в осьовому перерізі шарової топки з вихровим допалюванням.

Епюра температур дозволяє пояснити особливості розподілу об’ємної концентрації оксиду вуглецю, який наведено на рис.2.

Рис. 2. Розподіл по радіусу об’ємної концентрації оксиду вуглецю на різних висотах камери допалювання.

Рис. 3. Зміна коефіцієнту тепловіддачі по висоті циліндричної камери

Характеристики параметрів потоку повітря дають пояснення екстремальної поведінки коефіцієнта тепловіддачі.

Результати комп'ютерних розрахунків можна порівняти з дослідними даними, одержаними в ІТМО ім. А. В. Ликова НАН Білорусі. Інтегральні і розрахункові характеристики на виході з експериментальної установки наведено в таблиці 1.

Таблиця 1. Інтегральні характеристики

Параметр	Розрахунок	Експеримент
Середня температура на виході, К	940	990 – 1030
Концентрація оксиду вуглецю, мг/м ³	55	50 – 150

ВИСНОВКИ

Комп'ютерне моделювання дає можливість правдоподібно розрахувати на виході з топки температуру та концентрацію оксиду вуглецю. Наявні моделі розрахунку оксиду азоту дають незадовільні результати, тому оцінка впливу зміни робочих параметрів установки на емісію оксидів азоту необхідно оцінювати відносним способом.

**МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГЕС ЯК СКЛАДОВОЇ ЧАСТИНИ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ**

Джигун О. М., к.т.н.

Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України

Глобальною проблемою сучасності є проблема збереження безпечного стану навколишнього середовища для життєдіяльності суспільства. За прогнозами світове споживання електроенергії до 2030 р. зросте у 2 рази, а до 2050 р. – у 4 рази. Тому підвищується роль гідроенергетики, що використовує відновлювальні екологічно чисті гідроенергетичні ресурси. Водночас ГЕС комплексно вирішують проблеми водопостачання, зрошення, захист від паводків і т. ін. [1, 2]. Станом на 2000 р. у світі засвоєно близько 32% економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу, що складає 2650 млрд кВтч електроенергії, виробленої на ГЕС встановленої потужності 670 млн кВтч. Гідроелектростанції є важливою складовою частиною сучасних електроенергетичних систем. Вони використовуються для виконання таких відповідальних функцій, як балансування потужності та енергії. Висока маневреність генеруючих блоків ГЕС дозволяє покривати найбільш нерівномірні частини добових графіків навантажень, а наявність запасів водно-енергетичних ресурсів забезпечує розміщення резервів потужності, необхідних для регулювання частоти і активної потужності в електроенергетичній системі.

Спільно з прогнозуванням режимів енергосистеми в цілому здійснюється прогнозування коротко- і довгострокових режимів роботи ГЕС. Завдання такого прогнозування є оптимізаційними і полягають в пошуку економічно доцільних режимів, які можуть бути реалізовані в умовах дотримання ряду технологічних вимог і обмежень щодо використання енергетичного обладнання та водних ресурсів [3].

В основі апроксимативного підходу до моделювання режимів роботи ГЕС лежить гіпотеза про оптимальність водно-енергетичних режимів роботи ГЕС, які спостерігалися в минулому. Витратні характеристики ГЕС є основою водно-енергетичних розрахунків.

Побудова таких характеристик виконується для кожного гідроагрегату окремо на основі обробки експериментальних даних про потужності генерації, напори води і її витрати через турбіну [4]. Маючи дані про середньодобові рівні води у верхніх б'єфах гребель ГЕС, витратах води через турбіни та добових обсягах електроенергії, виробленої гідрогенераторами найбільшої в Україні

компанії ПрАТ «Укргідроенерго» [5], встановлюємо економетричні залежності виду

$$E_{\Sigma i} = C_{oi} + C_{Qi} Q_i + C_{Hi} H_i, \forall i \in I, \begin{cases} Q_{\min i} \leq Q_i \leq Q_{\max i} \\ H_{\min i} \leq H_i \leq H_{\max i} \end{cases}, \forall i \in I, \quad (1)$$

де $E_{\Sigma i}$ – добовий обсяг електроенергії, що виробляється i -й ГЕС при рівні води H_i в верхньому б'єфі і сумарної витраті води Q_i через її турбіни, I – множина ГЕС, що належать цій компанії, C_{oi} , C_{Qi} , C_{Hi} , – значення отриманих коефіцієнтів економетричних залежностей.

Залежності (1) дозволяють визначати добові обсяги вироблення електроенергії основними ГЕС України по заданих параметрах водності річок, на яких вони розташовані, і можуть бути використані в плануванні добових режимів роботи ГЕС.

Маневрування потужністю ГЕС в різних межах здійснюється в різні періоди часу. Для визначення динаміки граничних значень потужності протягом доби проведено аналіз статистичних даних для двох множин, а саме робочих $D_{рд}$ і вихідних $D_{вд}$ днів кожного місяця. Для кожного добового періоду $i \in T$ тривалістю Δt за статистичними даними про обсяги виробленої електроенергії i -й ГЕС $\tilde{E}_{itd}$ обчислимо середню на цьому періоді потужність, що розвивається

$$\tilde{N}_{itd} = \frac{\tilde{E}_{itd}}{\Delta t}, \forall t \in T, \forall i \in I, d \in D_{рд} \cup D_{вд}. \quad (2)$$

За обчисленими значеннями $\tilde{N}_{itd}$ визначимо зростання потужності

$$\Delta \tilde{N}_{itd} = \tilde{N}_{itd} - \tilde{N}_{it-1d}, \forall t \in T, \forall i \in I, d \in D_{рд} \cup D_{вд}. \quad (3)$$

і для виділених множин днів (робочих і вихідних) знайдемо граничні значення таких збільшень

$$\Delta N_{\min it} = \Delta \tilde{N}_{itd} \rightarrow \min, d \in D, \forall t \in T, \forall i \in I, \quad (4)$$

$$\Delta N_{\max it} = \Delta \tilde{N}_{itd} \rightarrow \max, d \in D, \forall t \in T, \forall i \in I.$$

Значення ступеню зміни зростання потужності

$$Var_{it} = \frac{1}{|D|} \sum \Delta \tilde{N}_{itd} - \frac{\sum \Delta \tilde{N}_{itd}}{|D|}, d \in D, \forall t \in T, \forall i \in I, \quad (5)$$

де $|D|$ – потужність множини D . В результаті обробки статистичних даних відповідно до (2) – (5) для моделюючих значень N_{it} і зростання потужності

$\Delta N_{it} = N_{it} - N_{it-1}$ встановлюємо сукупність обмежень виду

$$N_{\min it} \leq N_{it} \leq N_{\max it}, \forall t \in T, \forall i \in I, \Delta N_{\min it} \leq \Delta N_{it} \leq \Delta N_{\max it}, \forall t \in T, \forall i \in I. \quad (6)$$

Значення ступеню зміни зростання потужності визначаємо як

$$Z_{it} = |\Delta N_{it}|, \forall t \in T, \forall i \in I, \quad (7)$$

при умові

$$\sum_{t \in T} N_{it} = 0, \forall i \in I. \quad (8)$$

У відповідність до прийнятої гіпотези про оптимальність режимів роботи ГЕС в минулому часі модельні значення ступеню зміни зростання потужності Z_{it} повинні бути максимально наближені до раніше встановлених значень цієї міри Var_{it} , яка є еталоном.

Оскільки ступінь змін Z_{it} і Var_{it} приймають невід'ємні значення, то замість виразу слід використовувати параметричний вираз

$$\bar{Z}(p, \varepsilon) = \frac{1}{|I||T|} \sum \sum \left(\frac{Z_{it}}{Var_{it} + \varepsilon} \right)^p \rightarrow \min, \forall t \in T, \forall i \in I, \quad (9)$$

де введення параметра $0 < \varepsilon \rightarrow 0$ дозволяє усунути можливість формування нульових значень в знаменнику дробу функціонального виразу, а наявність цілочисельного параметру p , що приймає значення 1 або 2, дозволяє вибрати одну з двох форм функціоналу: лінійну або квадратичну.

Математична модель ГЕС побудована на основі апроксимативного підходу з використанням обмежень (6) – (8) і критерію близькості заходів мінливості потужності (9), має наступний вигляд:

$$\begin{aligned} \bar{Z}(p, \varepsilon) &= \frac{1}{|I||T|} \sum \sum \left(\frac{Z_{it}}{Var_{it} + \varepsilon} \right)^p \rightarrow \min, \forall t \in T, \forall i \in I, \\ 0 &< \varepsilon \rightarrow 0, p = 1, 2; \\ \Delta N_{it} &= N_{it} - N_{it-1}, \forall t \in T, t \neq 1, \forall i \in I, \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \Delta N_{i1} &= N_{i1} - N_{i|T|}, \forall i \in I. \\ E_{it} &= N_{it} \Delta t, \forall t \in T, \forall i \in I; \end{aligned} \quad (11)$$

$$\sum E_{it} = E_{\Sigma i}, \forall t \in T, \forall i \in I; \quad (12)$$

$$E_{\Sigma i} = c_{0i} + c_{Qi} Q_i + c_{Hi} H_i, \quad \forall i \in I; \quad (13)$$

$$L_{\min t} \leq \sum E_{it} \leq L_{\max t}, \forall t \in T; \quad (14)$$

$$N_{\min it} \leq N_{it} \leq N_{\max it}, \forall t \in T; \forall i \in I; \forall i \in I; \quad (15)$$

$$\Delta N_{\min it} \leq \Delta N_{it} \leq \Delta N_{\max it}, \forall t \in T; \forall i \in I; \quad (16)$$

$$0 \leq Z_{it} \leq \Delta N_{it}, \forall t \in T, \forall i \in I; 0 \leq Z_{it} \leq -\Delta N_{it}, \forall t \in T, \forall i \in I. \quad (17)$$

Модель у вигляді сукупності виразів (9) – (17) являє собою задачу оптимізації з лінійними обмеженнями і лінійним або квадратичним критеріями відповідно $\bar{Z}(1, \varepsilon)$ або $\bar{Z}(2, \varepsilon)$. Таким чином, користувач моделі може вибрати один з двох типів завдань: лінійного або квадратичного програмування.

Математична модель ГЕС дозволяє визначити навантажувальні режими

кожної гідроелектростанції для добового графіка загального навантаження, заданого своїми межами $L_{\min t}$ і $L_{\max t}$, $\forall t \in T$, при якому

$$\sum_{t \in T} L_{\min t} \leq \sum_{t \in T} E_{\Sigma i} \leq \sum_{t \in T} L_{\max t}.$$

Якість одержуваних рішень можна інтегрально оцінювати по знайденому значенню критерію $\bar{Z}(p, \epsilon)$. Чим ближче це значення до одиниці, тим вище адекватність знайдених режимів, які спостерігалися в минулому.

При подальшому розвитку електроенергетики на основі гармонійного поєднання атомної, вугільної електроенергетики, гідроенергетики та інших відновлюваних джерел гідроенергетика буде відігравати важливу роль в оптимізації структури генеруючих потужностей ОЕС України, забезпечувати її необхідну маневреність, гнучкість і надійність.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Програма розвитку гідроенергетики на період до 2026 року. – <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/552-2016>
- 2.Поташник С. И. О стратегических направлениях развития гидроэнергетики Украины на период до 2030 г. Энергетика и электрификация, 2005, № 7.
- 3.Літвінов В.В. Оптимізація розподілу навантаження між електростанціями каскаду ГЕС, які працюють в САРЧП // Гідроенергетика України, 2018, № 3–4, с. 56 – 60.
- 4.Ландау Ю.А. и др. Гидроэнергетика и окружающая среда. Киев: Либра, 2004.
5. https://uhe.gov.ua/diyalnist/osnovni_pokaznyky

ДК 628.4.032+628.474.3+ 658.567.1

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ RDF ТА SRF ПРОМИСЛОВИМИ ПІДПРИЄМСТВАМИ ДЛЯ ЗАМІЩЕННЯ ВИКОПНОГО ПАЛИВА

Гапонич Л. С., к.т.н.; Голенко І. Л., к.т.н.;

Топап О. І., к.т.н.; Кобзар С. Г., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

Державний класифікатор відходів ДК 005-96 є документом, який встановлює класифікацію відходів в Україні. Кількісні та якісні характеристики побутових відходів (ТПВ) не є постійними та залежать від країни, регіону, області, міста чи селища їх утворення. Однак перелік основних компонентів ТПВ є в цілому незмінним і включає [1]: матеріали біологічного походження –

харчові відходи, рештки рослинності, папір; потенційну вторинну сировину – папір, метали, скляну та пластикову тару тощо; інертні матеріали – каміння, кераміку, пісок, цеглу, бруд тощо; композиційні матеріали – синтетичний текстиль, пластмаси, електроприлади; небезпечні матеріали – аерозолі, фарби, добрива, інші хімікати. Морфологічний склад ТПВ суттєво змінюється протягом року, влітку та восени збільшується частка органічних відходів, взимку – неорганічної речовини. Теплота згоряння необроблених ТПВ, утворених в країнах ЄС, становить 6–16 МДж/кг [1], в Україні – 4,5–11,8 МДж/кг [2], тобто ТПВ – це паливо, яке можливо порівняти за теплою згоряння з торфом та бурим вугіллям.

За офіційною статистикою обсяги збирання ТПВ в Україні за останні роки сягають 11–12 млн т, при тому, що тільки 77–78% населення України охоплено послугами зі збирання та вивезення ТПВ. У 2019 р. в Україні перероблено і утилізовано всього 5,6% ТПВ, з них 1,7% спалено, а 3,7% надійшли на заготівельні пункти вторинної сировини та сміттєпереробні установки. В Україні працює тільки один сміттєспалювальний завод «Енергія» (м. Київ). У 2019 р. на ньому було спалено менше 2% ТПВ (198,4 тис. т). Майже 95% зібраних і не оброблених ТПВ складається на полігонах. Таке поводження з ТПВ призводить до щорічної втрати значної кількості енергоресурсів та цінних матеріалів, які містяться у відходах. Роздільне збирання та перероблення відходів – це вагома складова підвищення ефективності використання природних ресурсів, в тому числі робіт зі зменшення споживання викопного палива на ТЕС та ТЕЦ. Національною стратегією управління відходами в Україні до 2030 р. рівень термічної переробки ТПВ планувалося збільшити до 5% у 2018 році, 7% у 2023 р. і до 10% у 2030 р. шляхом будівництва до 2030 р. 19 установок термічної утилізації ТПВ. При термічній переробці ТПВ можна отримати теплову та електричну енергію. Термін «Відходи в Енергію» («Waste-to-Energy» або WtoE) включає не тільки інсінерацію ТПВ, а й отримання відновлюваного палива з побутових та/або промислових відходів – RDF (Refuse Derived Fuel), SRF (Solid Recovered Fuel) та біогазу із подальшою їх утилізацією на ТЕС, ТЕЦ пром підприємств або на цементних заводах. Використання технології WtoE є одним з найбільш надійних та ефективних шляхів економії органічного палива та зменшення викидів парникових газів.

В країнах Європи щорічно збільшується частка ТПВ, що підлягає обробці. Так, у 2017 р. там було оброблено майже 98% ТПВ. Інсінерації, в тому числі з отриманням енергії, піддається 25% загального обсягу ТПВ, в країнах-членах

СС – 28% загального обсягу ТПВ, при цьому цей показник і надалі зростає [3]. Кількість установок WtoE збільшується в усьому світі, в тому числі в Китаї, Південній Кореї, Індії та в інших країнах, де до цього метод термічної утилізації ТПВ широко не застосовувався.

Концепція «Recovered» (відновлення) є ключовим елементом інтегрованого поводження з відходами. Перевагами цього підходу до переробки ТПВ є те, що відходи перетворюють на товарну продукцію, яка може накопичуватись, складуватись, транспортуватись. Refuse – в англomовних країнах це загальний термін для визначення твердих побутових та комерційних або промислових відходів. Термін RDF зазвичай відноситься до відокремленої висококалорійної фракції перероблених ТПВ. Розроблено дві технології для відокремлення висококалорійної фракції ТПВ, яку можна використовувати як RDF: механіко-біологічне оброблення (МБО) ТПВ із отриманням RDF/SRF палив та/або біогазу і суха стабілізація [5]. МБО відходів поєднує механічні (роздільне збирання, сортування за допомогою сит, барабанів, магнітів та ін., змішування, сушіння, подрібнення, пресування, гранулювання) і біологічні методи. Такі сировини як папір, скло, пластик і метал спрямовують на переробку. Фракції ТПВ, що біологічно розкладаються, можуть бути відправлені на компостування і анаеробне зброджування. Всі інші фракції, а це близько третини ТПВ, є сировиною для твердого відновленого палива – RDF/SRF. При використанні технології сухої стабілізації залишкові відходи (без інертів та металів) піддаються біологічній обробці: ефективно сушаться і стабілізуються за допомогою процесу компостування. При цьому утворюється паливо з високою теплотою згоряння. Цей процес, розроблений у Німеччині, має торговельну назву «Trockenstabilat». Тобто, RDF – це органічне паливо, отримане при видаленні вторинної сировини та негорючих матеріалів із ТПВ. В залежності від морфологічного складу ТПВ і технології виробництва може бути отримано RDF різної калорійності (8–23 МДж/кг) та виду – у вигляді порошку або гранул різного розміру і густини.

Тверде відновлюване паливо (Solid Recovered Fuel, SRF) – це тверде паливо, отримане з безпечних побутових, промислових і комерційних відходів (папір, картон, дерево, текстиль та пластмасу), яке може використовуватись для виробництва енергії в установках спалювання або спільного спалювання з вугіллям. SRF виробляється відповідно до класифікації та технічних характеристик, викладених у Європейському стандарті EN 15359:2011 Solid Recovered Fuels – Specifications and Classes. Стандарт EN 15359:2011 прийнятий

в Україні методом підтвердження на мові оригіналу (англійській) – «ДСТУ EN 15359:2018 Тверде відновлювальне паливо. Технічні характеристики та класи (EN 15359:2011, IDT)».

Кількість RDF/SRF, що виробляється з ТПВ, може змінюватись від 25 до 55% (по масі) залежно від країни, типу збирання, методів обробки та вимог до якості [5]. Виробництво RDF/SRF палив в світі щорічно збільшується. Так, в країнах ЄС у 2003 р. було вироблено близько 3 млн т RDF/SRF, у 2005 – більше 5 млн т, а у 2017 році вже 17,5 млн т. У 2015 р. вже близько 13,5 млн т RDF/SRF утилізовано на заводах WtoE, на комунальних і промислових ТЕС і ТЕЦ, при спільному спалюванні з вугіллям при виробництві цементу. Виробництво і споживання RDF/SRF найбільш розвинуто в Німеччині, Італії, Австрії, Великій Британії. Потенційний попит на RDF/SRF в Європі становить 53–63 млн т/рік.

Наші розрахунки показують, що в Україні є потенціал для виробництва 2–3 млн т/рік RDF/SRF палив з теплотою згоряння 10–15 МДж/кг. При залученні цих палив в енергетику можна отримати щорічно близько 1500 ГВт·год. електрики та 3000 ГВт·год. теплоти. Потенціал заміщення природного газу при цьому – понад 0,6 млрд м³.

RDF/SRF є найбільш доступними і одними з найбільш економічно доцільних поновлюваних джерел енергії, що використовується в тепловій енергетиці. Так, вартість електроенергії на СЕС коливається в діапазоні 230–550 Євро/МВт·год., ВЕС – 70–300 Євро/МВт·год., ТЕС на біомасі – 50–300 Євро/МВт·год., геотермальні ТЕС – 100–200 Євро/МВт·год., а ТЕС на ТПВ – 25–80 Євро/МВт·год. [4]. Крім того, при споживанні ТПВ вирішується важлива соціальна задача – утилізація відходів. Але затрати на будівництво заводів WtoE вище за будівництво ТЕС на вугіллі. Середні капітальні витрати на 1 кВт встановленої потужності заводу WtoE складають 7–11 тис. дол. США, а щорічні експлуатаційні витрати – до 400 дол. США на 1 кВт встановленої потужності. Причому капітальні витрати залежать від встановленої потужності, технології переробки, теплоти згоряння ТПВ або RDF/SRF, виду виробленої енергії, глибини очищення димових газів.

ТЕЦ 25 цукрових заводів, які працювали у виробничий сезон 2015 р. в Україні, споживали 214,4 млн м³ природного газу, а ТЕЦ одного цукрового заводу споживала мазут [6]. ТЕЦ 11 цукрових заводів працювали з повною або частковою заміною природного газу. Було витрачено пелет – 15,6 тис. т, біогазу – 6,1 млн м³, торфу – 13,2 тис. т, кам'яного вугілля 68,5 тис. т. Це дозволило в цілому за сезон виробництва замінити альтернативними видами палива

близько 100 млн м³ природного газу. Складова палива та енергії в вартості цукру складає 27%. Сьогодні актуальним є продовження робіт на цукрових заводах України по заміщенню природного газу та вугілля альтернативними видами палива. Використання на ТЕЦ цукрових заводів RDF/SRF як палива або добавки до основного палива здатне частково замінити дефіцитні в Україні природний газ та вугілля при виробництві електроенергії та теплоти з дотриманням вимог ЄС щодо поводження з відходами. Крім того, використання RDF/SRF як палива на ТЕЦ цукрових заводів може забезпечити їх безперервну роботу протягом всього року. Однак для використання RDF/SRF на ТЕЦ потрібно здійснити реконструкцію. Граничні викиди забруднюючих речовин в димових газах при спалюванні відходів регламентуються Директивою № 2010/75/ЄС про промислові викиди.

У 2018 р. в Україні було вироблено 9,11 млн т цементу, працювало 10 цементних печей з 24 балансових. З них сухим методом вироблено 5,3 млн т (80,1%), мокрим – 1,3 млн т (19,9%). За даними асоціації Укрцемент існуючих потужностей достатньо для виробництва 13 млн т цементу в рік. Виробництво цементу є енерговитратним: виробництво клінкера сухим методом потребує 3,0–4,2 ГДж/т, мокрим – 5,0–6,4 ГДж/т [7]. У 2018 р. витрата енергоресурсів в перерахунку на вугілля склала 1,2 млн т. Треба зазначити що без збитку для якості клінкера на RDF може бути замінено 35–40% органічного палива [8], а це 0,42–0,48 млн т вугілля. Крім того, спалювання фракцій ТПВ та RDF/SRF в цементних печах має менший негативний вплив на навколишнє середовище порівняно з інсінерацією. У цементній промисловості використовують технології обортових печей [9, 10]. У обортової печі температура процесу згоряння досягає 1400–1500 °С, температура полум'я при цьому досягає 2000 °С. При найвищій температурі матеріал перебуває в зоні горіння не менше 7 с. Теплоємність розігрітої обортової цементної печі є настільки високою, що навіть в разі аварійної зупинки і припинення спалювання палива протягом приблизно півгодини температура поверхні печі і матеріалу не знижується [11, 12]. Тривалість випалу в цементних печах створює можливість спалювати практично всі види горючих відходів в значних кількостях з дотриманням жорстких вимог які висуваються Директивою № 2010/75/ЄС про промислові викиди до спалювання ТПВ.

Враховуючи високу вартість і будівництва і експлуатації заводів WtoE перспективи енергетичної утилізації ТПВ в Україні можливі тільки тоді, коли захоронення відходів буде дорожче за переробку. Треба зазначити, що на

сьогодні в Україні захоронення ТПВ на полігонах залишається найдешевшим з усіх видів поводження з ТПВ. Ставка податку на захоронення ТПВ в Україні складає 7,5 грн/т (37,86 грн/м³) або 0,25 Євро/т, тоді як в Німеччині – 100–350, Нідерландах – 90–180, Фінляндії – 50–100, Данії – 65, Швеції – 38–67, Франції – 50–120, Італії – 70–120 Євро/т [1].

Використання RDF/SRF як палива на ТЕЦ цукрових заводів та в цементній промисловості здатне частково замінити дефіцитні в Україні природний газ та вугілля при виробництві електроенергії та теплоти з дотриманням вимог ЄС щодо поводження з відходами.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Frederik Neuwahl, Gianluca Cusano, Jorge Gómez Benavides, Simon Holbrook, Serge Roudier; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration. 2019. 764 p.; EUR 29971 EN; doi:10.2760/761437.
2. Haponych L. S., Golenko I. L., Topal A. I., Legislation, current situation and prospects of using municipal solid waste as energy resource in Ukraine. The problems of general energy, 2019, 3(58): 45-54. doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.045>
3. Saveyn, H., Eder, P., Ramsay, M., Thonier, G., Warren, K., Hestin, M. (2016). Towards a better exploitation of the technical potential of waste-to-energy. EUR 28230 EN. DOI:10.2791/870953
4. Tugov, A. N. Prospects for the use of municipal solid wastes as secondary energy resources in Russia. Therm. Eng., 2013, 60: 663–668. <https://doi.org/10.1134/S0040601513090139>.
5. Refuse derived fuel, current practice and perspectives (B4-3040/2000/306517/MAR/E3). WRc, 2003. URL: <http://ec.europa.eu/environment/waste/studies/pdf/rdf.pdf>.
6. Бутило Р. Огляд ринку: аналіз, прогнози та перспективи. Цукор України, 2017, 1 (133): 8–23.
7. Довідник з ресурсоефективного та чистого виробництва. Цементна промисловість / С. В. Плашихін. – К.: Центр ресурсоефективного та чистого виробництва, 2020. – 96 с. URL: http://www.recpc.org/wp-content/uploads/2020/03/Posibnik_CemProm_A5_prosm.pdf
8. Bernadiner I.M., Aleksandrova E.Y. Use of and waste automobile tires in a cement kiln. PNRPU. Applied ecology. Urban development. 2018. No. 2. Pp. 47-57. DOI: 10.15593/2409-5125/2018.02.04
9. Frederik Neuwahl, Gianluca Cusano, Jorge Gómez Benavides, Simon Holbrook,

- Serge Roudier; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration. 2019. 764 p.; EUR 29971 EN; doi:10.2760/761437.
10. Frauke Schorcht, Ioanna Kourti, Bianca Maria Scalet, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Cement, Lime and Magnesium Oxide. 2013. 506 p.; URL: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/CLM_Published_def_0.pdf
 11. Khrunyk S. Bezpieczeństwo ekologiczne wykorzystania paliw alternatywnych z odpadów w przemyśle cementowym // IX Konferencja Naukowa „Dioksyny w przemyśle i środowisku” (Kraków – Tomaszowice 12-13.06.2008). – Kraków: Wydawnictwo Naukowe Politechniki Krakowskiej, 2008. – S. 110–117.
 12. Використання альтернативного палива в цементній промисловості / М.А Саницький, Т.Є. Марків, С.Я. Хруник, Т. М. Круць, К. Рецько // Теорія і практика будівництва. Вісник НУ “Львівська політехніка” – 2007. – № 600 – С. 258–264.

УДК 665.754: 62.611

ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДІВ ГІДРОКАВІТАЦІЙНОЇ АКТИВАЦІЇ ПРИ ВИРОБНИЦТВІ ТА СПАЛЮВАННІ АЛЬТЕРНАТИВНИХ РІДКИХ КОТЕЛЬНИХ КОМПОЗИЦІЙНИХ ПАЛИВ

Кравченко О. В., д.т.н.; Гоман В. О., к.т.н.; Суворова І. Г., д.т.н.;

Баранов І. А., к.т.н.; Сімбірський О. В.

Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України

Рациональне використання вуглеводневих енергоресурсів, розробка та впровадження ресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій паливоспоживання у системах виробництва теплової енергії на даний час є однією з найбільш актуальних задач теплоенергетичної галузі.

Одним з ефективних рішень цієї задачі може стати часткова заміна традиційних вуглеводневих енергоресурсів на промислових і енергетичних об'єктах новими видами рідких композиційних палив.

Дана робота присвячена дослідженню ефективності використання методів гідрокавітаційної активації (ГКА) при виробництві, підготовці та спалюванні нових видів котельних штучних рідких композиційних палив для отримання додаткової теплової енергії за рахунок використання вторинних енергоресурсів та утилізації вологовмісних промислових відходів вогневим методом.

Запропоновано новий підхід з застосуванням спеціальних технологій та обладнання, принцип роботи яких ґрунтується на застосуванні методів гідрокавітаційної активації. Даний підхід дозволяє одержувати паливні суміші з заданими теплофізичними та споживчими властивостями, здійснювати їх безпечно спалювання з поліпшеними енергетичними та екологічними показниками.

Досліджено ефективність використання гідрокавітаційної активації під час створення та спалювання композиційних палив на основі вуглеводнів та рідких або вологовмісних відходів. Визначено критерії оцінки якості паливної суміші, основними з яких є рівень теплотворної здатності, реологічні властивості, стабільність одержуваних палив та ККД енергоустановки, на якій відбувається спалювання. Із застосуванням методів математичного, чисельного та фізичного моделювання розроблено новий тип гідрокавітаційного пристрою для виробництва композиційних палив. Використання розробленого двороторного гідрокавітаційного пристрою дозволило одержати зразки нових видів паливних емульсій з вмістом водної фази до 50% з підвищеною стабільністю та поліпшеними реологічними властивостями, що відкриває перспективи широкого застосування таких палив в енергоустановках.

Із застосуванням методів чисельного моделювання гідродинаміки потоків в'язкої нестисливої рідини розроблено принципово нову конструкцію гідровихрової форсунки з підвищеним експлуатаційним ресурсом та здатністю розпилювати високов'язкі композиційні палива з вмістом твердої фази до 72%, що також дає змогу використовувати такі палива в енергоустановках. Створено нові конструкції гідрокавітаційного обладнання, які відрізняються від аналогів значно більшою інтенсивністю ГКА.

Розроблено методологію та створено енерготехнологічний дослідницький комплекс для визначення впливу гідрокавітаційної активації на теплофізичні, гідродинамічні, фізико-хімічні, енергетичні та екологічні показники процесів виробництва та спалювання паливних емульсій і суспензій з високим вмістом промислових вологовмісних відходів. Основними елементами даного енерготехнологічного комплексу для реалізації методів ГКА під час виробництва та спалювання рідкого композиційного палива є гідрокавітаційний пристрій, гідровихрова форсунка та пальниковий пристрій, які розроблено в ППМаш ім. А.М. Підгорного НАН України.

З використанням даного комплексу проведено промислові пілотні дослідження застосування методів ГКА при виробництві та спалюванні рідкого

котельного композиційного палива на основі вуглеводневих відходів нафтопереробки та мулових осадів муніципальних стоків. Визначено необхідний рівень інтенсивності ГКА для виробництва композиційних палив із заданими споживчими, теплофізичними та енергоекологічними властивостями. В результаті застосування методів ГКА при виробництві та спалюванні композиційного палива підвищено стабільність отримуваної паливної суміші на 15%, знижено її в'язкість у 1,8 рази, а також знижено енерговитрати при її виробництві на 6%.

Одержано залежність збільшення питомої теплоти згоряння композиційного палива від режиму ГКА під час його виготовлення, що дозволяє визначати ефективні режими роботи гідрокавітаційного обладнання під час виробництва та спалювання цього виду енергоресурсу. Експериментально досягнуто збільшення на 16% питомої теплоти згоряння композиційного палива на основі кубових залишків нафтопереробки з додаванням мулових осадів комунальних очисних споруд. Підвищення теплотворної здатності композиційного палива у порівнянні з попередньо емульгованою паливною сумішшю пояснюється тим, що під час ГКА в емульсіях типу «вуглеводень-вода» спостерігаються процеси гідролізу, гідрогенізації, гідрокрекінгу, в результаті яких утворюються нові кисеньвмісні органічні сполуки.

Порівняння результатів аналізу складу димових газів при спалюванні композиційного палива з чинними нормативами гранично допустимих концентрацій шкідливих речовин показало повну відповідність сучасним екологічним вимогам.

Методологію ГКА апробовано під час виробництва та спалювання композиційних палив на основі некондиційних вуглеводнів, мулових осадів комунальних очисних споруд, танкерних нафтозмівів, відходів вуглезбагачувальних підприємств, продуктів переробки твердих побутових відходів та гуми, фенольних стічних вод, відпрацьованих технологічних рідин нафтовидобувної та нафтопереробної галузей. Результати промислових випробувань довели, що застосування зазначеної методології дозволяє не тільки розв'язувати екологічні проблеми утилізації рідких та вологовмісних відходів, а й економити до 10% вуглеводневої сировини під час виробництва теплової та електричної енергії.

Таким чином експериментально доведено, що застосування методів гідрокавітаційної активації під час виробництва та спалювання композиційного

палива на основі некондиційних вуглеводнів і вологовмісних промислових відходів дає змогу одночасного розв'язання двох взаємопов'язаних задач: отримання додаткової теплової енергії та утилізації екологічно небезпечних промислових відходів вогневим методом. Крім того, запропоноване композиційне паливо може використовуватись теплоенергогенеруючими підприємствами без суттєвої реконструкції існуючого обладнання як альтернатива рідким і газоподібним паливам високої вартості.

УДК 620.9; 662.939.9

**ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ СУМІСНОГО СПАЛЮВАННЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА СОРТОВАНИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ
В МОДЕЛЬНІЙ КАМЕРІ ЗГОРЯННЯ**

^{1,2}Кобзар С. Г., к.т.н.; ¹Топал О. І., к.т.н.;

¹Гапонич Л. С., к.т.н.; ¹Голенко І. Л., к.т.н.

¹Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

²Інститут технічної теплофізики НАН України

Мета дослідження: дослідити процес спільного спалювання сортованих побутових відходів з природним газом, оцінити перспективи та вплив на експлуатаційні та екологічні характеристики заміщення частини природного газу сортаваними побутовими відходами (RDF, SRF).

Для дослідження вибрано газомазутний пальник ГМП-16, який інтегрований в циліндричну камеру згоряння. Пальниками даного типу обладнані котли типу КВГМ. За умов модернізації пальника видається можливим організувати подавання подрібненого RDF/SRF у топкову камеру. Можливість модернізації та ступінь подрібнення палива мають визначатись в окремому дослідженні. У роботі для вивчення процесу спільного спалювання побудована геометрія модельної камери згоряння (діаметр 1,5 м; довжина 6 м) з інтегрованою моделлю пальника ГМП-16 показана на рис. 1.

Рис. 1. Комп'ютерна модель камери згоряння

Всі розрахунки було проведено для теплової потужності пального 18,6 МВт. Надлишок повітря для всіх випадків становив $\alpha=1,05$; температура природного газу – 20 °С; температура повітря – 20 °С; температура стінок камери згоряння – 300 °С. Повітря подається з закрученням (моделюється аксіально-лопатковий завихрювач з лопатками, встановленими під кутом 45 градусів). Сортвані ТПВ подавалися димовими газами з вмістом кисню 2% (масовому) зі швидкістю 20 м/с при температурі 100 °С. Приймалося, що тверде паливо має наступний розподіл діаметрів частинок по фракціям: 50; 100; 150; 200 мкм, а кожна фракція частинок містить 25% маси.

Математична модель. Осереднені за Рейнольдсом рівняння Нав'є-Стокса вирішувалися для в'язкого теплопровідного газу в стаціонарній постановці з використанням як моделі теплообміну повного рівняння збереження енергії. Для замкнення рівняння руху використовувалася *RNG k-ε* модель турбулентності. Густина суміші газів розраховувалася за допомогою закону ідеального газу для суміші газів.

Вплив гравітації враховувався шляхом завдання сили земного тяжіння в напрямку протилежному направленню осі Y. Радіаційний теплообмін моделювався за допомогою моделі дискретного переносу (Discrete Transfer).

Для моделювання горіння природного газу зроблені наступні припущення:

1. Природний газ складається тільки з метану.
2. Горіння метану відбувається за двостадійним механізмом:

Визначення середньої швидкості протікання реакції. Для розрахунку процесу горіння застосована гібридна схема. Середня швидкість хімічної реакції компоненти визначалася як мінімальне значення швидкості реакції визначене за моделлю дисипації вихорів (R_{EDC}) [1] та закону Ареніуса (R_{Ar}) [2]:

$$R = - \min (R_{EDC}, R_{Ar}). \quad (3)$$

Модель горіння RDF. Для моделювання горіння твердих частинок твердого палива використовувався вбудована в CFX модель *Hydrocarbon Fuel*. Згідно з цією моделлю транспорт частинок моделювався шляхом розв'язання рівняння руху частинки в постановці Лагранжа. Зміну розміру діаметру частинки твердого палива прийнято пропорційною зміні її маси.

При потраплянні частинки твердого палива в модельну камеру згоряння з нею відбуваються наступні процеси: сушка; термічна деструкція; горіння

вуглецю.

Термічна деструкція. В дослідженні було прийнято, що процес термічної деструкції палива починається після досягнення температури виходу летких $T_{devol} = 550$ К. Передбачалося, що RDF під час термічної деструкції розкладається на коксовий залишок (*CHAR*) та леткі (*Fuel GAS*):

Зміна маси частинки залежить від матеріалу твердого палива та залишку летких у матеріалі та задовольняє закону Ареніуса з властивими конкретному матеріалу значеннями енергії активації E_{vol} та передекспонентним фактором k_{vol0} :

$$k_{vol} = k_{vol0} \exp\left(-\frac{E_{vol}}{RT_p}\right) \quad (5)$$

Кінетичні параметри у виразі (5) були взяті відповідно до рекомендацій роботи [3], де для RDF відповідного складу (див. Табл. 1) пропонуються наступні значення $E_{vol} = 106,5$ кДж/моль та $k_{vol0} = 2,47 \times 10^6$ 1/с.

Таблиця 1. Фізико-хімічні характеристики RDF

Технічний аналіз				Елементний склад			
W ^r , %	A ^r , %	V ^r , %	Q _{is} ^r , МДж/кг	C ^{daf} , %	H ^{daf} , %	N ^{daf} , %	O ^{daf} , %
13,53	9,09	71,54	23,83	66,88	9,85	0,62	22,65

Горіння коксового залишку. Для моделювання гетерогенного горіння коксового залишку використовувалася стандартна дифузна-кінетична модель горіння вуглецю. Враховуючи, що частинки RDF доволі великі, зроблено допущення, що поверхнева реакція протікає як

тобто нехтуючи утворенням оксиду вуглецю.

Горіння летких. Після виходу летких їх горіння відбувається у гомогенному середовищі. Горіння відбувається за одностадійним механізмом

Середня швидкість хімічної реакції летких визначалася за моделлю дисипації вихорів, в якій використовувалися стандартні значення констант $A_{EDC} = 4$ і $B_{EDC} = 0,5$.

Модель утворення оксидів азоту. Для розрахунку емісії оксидів азоту в атмосферу при спалюванні вугілля використовувалися термічний, prompt [4] та паливний механізми утворення оксидів азоту.

Результати дослідження. На рис. 2 і 3 наведені температурне поле та розподіл концентрації оксидів азоту при заміщенні сортаваними ТПВ 10%

теплової потужності. На рис. 3 показано розподіл концентрації оксидів азоту в центральному перерізі камери згоряння.

Рис. 2. Розподіл температури

Рис. 3. Концентрація оксидів азоту

Зони підвищеної генерації оксидів азоту, що розташовані на бокових поверхнях камери згоряння, можна пояснити паливним механізмом утворення оксидів азоту. Результати моделювання показали, що леткі виділяються в межах паливкового пристрою та амбразури. Далі тверді частинки під дією відцентрових сил відносяться на периферію потоку, де відбувається утворення оксидів азоту за паливним механізмом. Перша зона підвищеної концентрації оксидів азоту, що знаходиться знизу розрахункової зони, обумовлена сумарною дією відцентрових та гравітаційних сил, під дією яких частинки з більшою масою потрапляють у цю зону.

В табл. 2 наведено інтегральні техніко-екологічні характеристики процесу сумісного спалювання RDF з метаном в залежності від їх теплової частки Q . Результати отримано для вихідного перетину камери згоряння. Розрахунки показують, що збільшення проценту RDF в складі паливної суміші призводить

до зростання емісії NO_x та зниженню ККД, обумовленого зростанням втрат палива. Втрати палива розраховувалися як сума втрат теплової енергії разом з вуглецем, що не згорів, та CO.

Таблиця 2. Інтегральні характеристики модельної камери згоряння при сумісному спалюванні метану та RDF в камері згоряння

Q газу, %	Q RDF, %	Емісія CO, мкг/с	Емісія вуглецю, г/с	Втрати палива, %	T _{max} , К	Емісія NO, мкг/с
100	0	2,459	~0	~0	2011	109
90	10	2,290	4,43	0,781	2020	844
80	20	2,294	7,11	1,250	1993	843
70	30	2,300	8,83	1,560	1907	1198

Результати розрахунків показують, що збільшення частки RDF в складі паливної суміші призводить до зростання емісії оксидів азоту та зниженню ККД, обумовленого, в свою чергу, зростанням втрат палива. Втрати палива розраховувались як сума втрат теплової енергії з вуглецем, що не згорів, та оксидом вуглецю, які залишили розрахункову область разом з продуктами згоряння.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Magnussen, B. F., and Hjertager, B. W. On the structure of turbulence and a generalised eddy dissipation concept for chemical reaction in turbulent flow//19th AIAA Aerospace Meeting, 1981, St. Louis, USA.
2. Westbrook, C. K., and Dryer, F. L. Simplified Reaction Mechanisms for the Oxidation of Hydrocarbon Fuels in Flames, Combustion Science and Technology, 1981, Vol. 27, pp. 31–43.
3. Liedann B. et al. An approach to model the thermal conversion and flight behaviour of refuse derived fuel // Fuel. – 2017. – vol. 200. – pp. 252–271.
4. ANSYS CFX–Solver Theory Guide ANSYS CFX Release 14.0.© 1996–2011 ANSYS, Ltd. (2011) 418 pages.

УДК 621.311

АНАЛІЗ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

Джигун О. М., к.т.н.

Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України

Відновлювана енергетика бере свій початок ще з 1970-х років, коли в

розвинутих країнах збільшився національний інтерес в енергетичній політиці та енергозбереженні. Все це стимулювало розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ): сонця, вітру, води, геотермальної енергії та енергії з біомаси [1–2].

В Україні відновлювана енергетика відносно молода галузь, яка почала активно розвиватися з 2009 року з введенням «зеленого» тарифу як стимулюючого інструменту. Одним із взятих Україною зобов'язань відповідно до Угоди про Асоціацію з ЄС є розвиток та підтримка відновлювальної енергетики з урахуванням принципів економічної доцільності та охорони навколишнього середовища.

Відновлювальна енергетика визнана одним із головних пріоритетів енергетичної реформи, а сприяння виробництву енергії з альтернативних джерел енергії – завданням державної політики в енергетичній сфері. Це зафіксовано у Енергетичній стратегії України на період до 2035 року та в положеннях законодавчої бази. Відновлювальна енергетика гарантує екологічну безпеку та енергетичну незалежність суб'єктам, які її запроваджують. Національний план дій України з відновлюваної енергетики на період до 2020 року, затверджений Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 1 жовтня 2014 року № 902-р, передбачав в період 2014–2020 років збільшення потужності вітроенергетики з 497 МВт до 2280 МВт, а сонячної енергетики – з 819 МВт до 2300 МВт [3]. Станом на середину 2020 року планові показники по збільшенню потужності вітрової енергетики не досягнуто, а сонячної енергетики – значно перевершено.

З огляду на зобов'язання України перед ЄС, держава стимулює вітроенергетику, сонячну енергетику, гідроенергетику, енергію біомаси та енергію біогазу. Це створює сприятливі передумови для залучення в дану сферу приватних інвестицій.

Встановлена потужність відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) у 2019 р. (рис. 1) становить [4]:

- для виробників електроенергії з вітру (ВЕС) – 1169,94 МВт – 18,8%;
- для виробників електроенергії з біомаси (БіоМЕС) – 83,92 МВт – 1,3%;
- для виробників електроенергії з біогазу (БіоГЕС) – 86,1 МВт – 1,4%;
- для виробників сонячної електроенергії (СЕС) – 4889,19 МВт – 78,5%.

Рис. 1. Встановлена потужність ВДЕ у 2019 році

Концентрацію встановленої потужності ВДЕ по енергосистемах України у грудні 2019 року розраховано за даними [4] і наведено в табл. 1, звідки можна бачити, що БЕС і СЕС розташовані в основному у Дніпровському (42,6% – БЕС і 32,4% – СЕС) і Південному (41% – БЕС і 29,5% – СЕС) регіонах, при цьому північ і схід країни практично не охоплені, тобто спостерігається значна нерівномірність розподілу ВДЕ по країні. В структурі встановлених потужностей, що виробляють електроенергію з різних ВДЕ, сумарна частка БЕС та СЕС досягла 97,3%.

Таблиця 1. Концентрація встановленої потужності по енергосистемах України у 2019 році

Енергосистема	БЕС		СЕС	
	Потужність, МВт	%	Потужність, МВт	%
Західна	34,500	2,9%	716,329	14,7%
Центральна	0,450	~0,0%	346,225	7,1%
Північна	–	–	60,886	1,2%
Донбаська	151,530	13,0%	0,030	~0,0%
Південно-Західна	5,980	0,5%	740,507	15,1%
Дніпровська	497,835	42,6%	1582,695	32,4%
Південна	479,640	41,0%	1442,515	29,5%
	1169,935		4889,187	

Оскільки первинні гідроенергетичні ресурси річок Дніпро та Дністер, які можуть бути спрямовані на виробництво електроенергії, вже майже вичерпані, то очікуваний приріст об'ємів виробництва електроенергії з ВДЕ буде забезпечуватися, в основному, за рахунок нарощування потужностей ВЕС та СЕС. Мінливість об'ємів виробництва електроенергії ВЕС та СЕС спричиняє особливий вплив на функціонування електроенергетичної системи. Динаміка об'ємів виробництва електроенергії ВЕС та СЕС не співпадає з динамікою обсягів споживання електроенергії. Тому, використання потужностей ВЕС та СЕС для покриття поточного попиту здійснює особливий вплив на режими завантаження енергоблоків ГЕС, ГАЕС і ТЕС, які мають здатність до маневрування потужністю.

Зросли об'єми виробництва електроенергії ВЕС та СЕС (рис. 2). Їх частка у загальному обсязі виробництва електроенергії в Україні у 2019 році склала 3,2% порівняно з 0,8% у 2017 році. Впровадження нових технологій виробництва електроенергії з ВДЕ та витіснення традиційних вуглецевих технологій виробництва електроенергії є загальносвітовою тенденцією, яка в Україні буде зберігатися щонайменше п'ятнадцять років.

Рис. 2. Об'єми виробництва електроенергії ВЕС та СЕС у 2018–2019 рр.

Сонячні станції мають цілу низку переваг – це екологічно чиста енергія, тривалий період експлуатації, автономність роботи панелей та іншого обладнання, легка експлуатація, висока прибутковість, а головне, майже ніяких ризиків. Правда, є й недоліки – висока вартість обладнання та необхідність професійної допомоги. «Зелені» тарифи були введені в Україні у 2009 році, їх особливістю є те, що вони є в кілька разів вищими, ніж звичайні тарифи і зафіксовані в євро.

Відновлювана енергетика створює надмірне фінансове навантаження на ринок електроенергії України, тому важливим завданням є збалансувати її розвиток з урахуванням збереження інвестиційного клімату.

Кабінет Міністрів України підписав «Меморандум про взаєморозуміння щодо врегулювання проблемних питань у сфері відновлюваної енергетики» [5]. Документ передбачає, що виробники ВДЕ приймають умови добровільної реструктуризації «зелених» тарифів, що передбачає їх зменшення. Зокрема, для усіх об'єктів електроенергетики, що виробляють сонячну енергію передбачається зменшення тарифів на 15%, для об'єктів, що виробляють електроенергію з енергії вітру — на 7,5%. Зі свого боку, зазначили в Кабміні, українська влада бере зобов'язання вживати усіх заходів для забезпечення своєчасної поточної оплати ДП «Гарантований покупець» та погашенню наявної заборгованості перед виробникам ВДЕ, які прийняли умови реструктуризації. Також уряд бере зобов'язання визначити і затвердити річні квоти підтримки «зеленої» енергетики та забезпечує проведення аукціонів з розподілу таких квот.

ВИСНОВКИ. На сьогодні у світі відновлювана енергетика демонструє найбільш динамічний розвиток. Україна має достатній потенціал відновлюваних джерел енергії. Ефективно використовуючи цей потенціал, до 2035 р. можна забезпечити близько 50% загального споживання енергетичних ресурсів з відновлюваних джерел енергії [6]. Світ свідомо рухається в єдино правильному напрямку збереження нашої планети. Проблеми глобального потепління та шляхи їх вирішення обговорюються на найвищих рівнях. Найвищою поставленою ціллю є повна відмова від традиційних видів палива вже в другій половині 21 століття.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Розвиток «зеленої» енергетики: результати та перспективи. – <https://uare.com.ua>
2. Відновлювана енергетика в Україні (ВДЕ) – це реальність. – <http://www.prostir.ua>
3. Про внесення змін до статті 9⁻¹ Закону України «Про альтернативні джерела енергії» щодо врегулювання питання генерації електричної енергії приватними домогосподарствами. – Закон України. – <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-19#Text>
4. НКРЕКП. – <http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/elektro/energo>
5. Меморандум про взаєморозуміння щодо врегулювання проблемних питань у

- сфері відновлюваної енергетики. – <https://www.kmu.gov.ua/news/uryad-pidpisav-memorandum-z-virobnikami-zelenoyi-elektroenergiyi>
6. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. – <http://www.ive.org.ua/wp-content/uploads>

УДК 66.022

ВИКОРИСТАННЯ ВУГЛЕЦЬВМІЩУЮЧОЇ СИРОВИНИ ДЛЯ ОТРИМАННЯ ТЕПЛА ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

**Малий Є. І., д.т.н.; Чемеринський М. С., к.т.н.; Тимошенко А. А.
Національна металургійна академія України**

Утилізація відходів є важливим елементом в загальному ланцюзі створення систем безвідходних виробництв. Вона передбачає залучення різних типів відходів у нові технологічні цикли або їх використання в інших корисних цілях. Екологізація виробництва неможлива без доповнення виробничих комплексів спеціальними об'єктами, призначеними для переробки всіх видів промислових і побутових відходів.

Ступінь утилізації відходів кожного виробництва або виду діяльності слід розглядати як один з важливих показників, що характеризують екологічність відповідних виробництв, тобто ступінь їх впливу на навколишнє середовище і повноту використання природних ресурсів [1].

Паливні брикети мають дуже широкий спектр застосування в Європейських країнах, США і Канаді, які одними з перших почали застосовувати програми по збереженню навколишнього середовища. При спалюванні паливних брикетів отримують в півтора рази більше теплової енергії, ніж при спалюванні еквівалентної кількості дров.

Одна з найважливіших переваг – висока і постійна насичена щільність, що дозволяє відносно легко транспортувати цей продукт на великі відстані і пересипати через спеціальні рукави, що дає можливість автоматизувати процеси навантаження – розвантаження і спалювання цього палива.

Для дослідження були взяті відходи вугільної та харчової промисловості (табл. 1). Відходом вугільної промисловості було окиснене вугілля (ОВ), а харчової – рідкий залишок (РЗ) після приготування м'ясних консервів. Цей відхід характеризується, як багатокомпонентна колоїдна речовина вуглецевого походження.

Таблиця 1. Технічний аналіз сировини для паливних брикетів

№	Сировина	Показники технічного аналізу				
		W ^r , %	W ^a , %	A ^a , %	V ^a , %	S ^a _г , %
1	Рідкий залишок м'ясної промисловості	68,2	2,0	9,5	79,0	1,0
2	Окиснене вугілля	3,6	2,5	14,0	49,0	0,8

Тому, виходячи з фізичних та технічних властивостей для виробництва брикетів використовували окиснене вугілля у якості наповнювача, а як зв'язуючий матеріал – відходи м'ясної промисловості. Склад паливних брикетів наведений у таблиці 2, а їх теплоти згорання у таблиці 3.

Таблиця 2. Склад паливних брикетів

№	Компонент брикету		Механічна характеристика паливного брикету в барабані Рога, 50 об/хв.
	Окиснене вугілля, %	Рідкий залишок, %	
1	80	20	Не руйнується
2	85	15	Руйнується частково
3	90	10	Руйнується повністю

Таблиця 3. Показники теплоти згорання дослідницьких зразків

№	Компонент брикету, суміш ОВ+РЗ, %	Теплота згорання вища, мДж/кг	Теплота згорання нижча, мДж/кг
1	Окиснене вугілля	24,8	24,2
2	Рідкий залишок	17,0	16,2
3	80+20	23,4	22,8
4	85+15	23,6	23,0
5	90+10	23,8	23,2

Результати аналізу отриманих даних характеризують, що використання відходів м'ясної промисловості у якості зв'язуючого дозволяють зробити досить міцний паливний брикет та максимально зберегти його енергетичні властивості.

Отже, проведені дослідження показали можливість сумісної утилізації відходів виробництв різних галузей народного господарства з отриманням товарних продуктів необхідної якості.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Мельник Л. Утилізація відходів як один із шляхів екологізації виробництва. Матеріали Шостої Всеукраїнської науково-практичної конференції пам'яті почесного професора ТНТУ, академіка НАН України Чумаченка Миколи

УДК 622.232

**ПРОГНОЗНІ СЦЕНАРІЇ РОЗВИТКУ ВУГІЛЬНОЇ ГАЛУЗІ
НА ПЕРІОД ДО 2050 РОКУ**

Макаров В. М., к.т.н.; Каплін М. І., к.т.н.

Інститут загальної енергетики НАН України

В Україні вугілля – це єдиний енергоресурс, покладів якого достатньо на сотні років, що визначає його провідну роль у забезпеченні енергетичної безпеки держави. Проте сучасний технічний і технологічний стан вуглевидобування вкрай незадовільний та потребує докорінного оновлення.

Державний сектор вугільної галузі України на сьогодні знаходиться у край критичному стані, як технічному, економічному, так і в соціальному. Основним чинником, що заважає та перешкоджає розвитку галузі, є недостатній обсяг коштів для технічного переоснащення галузі, що на сьогодні не дає можливості забезпечити випереджаюче введення в експлуатацію виробничих потужностей.

На даний час у підпорядкуванні Міненерго України тільки одна шахта (3%) працює менше 30 років з початку вуглевидобутку. Термін експлуатації шести шахт (18%) становить від 30 до 50 років, 15 шахт (46%) – 50–70 років, а 11 шахт (33%) – понад 70 років.

Ситуація, що склалася у вугільній промисловості в останні роки, окрім того, що вона ускладнилася через воєнні дії на сході України, обумовлена рядом економічних і технологічних факторів, зокрема:

- складними гірничо-геологічними умовами (мала потужність вугільних пластів (до 1,2 м), велика глибина розробки, висока газоносність та схильність багатьох пластів до раптових викидів вугілля і газу, низька якість вугілля);
- скорочення обсягу вуглевидобутку (у 2019 р. видобуто енергетичного вугілля 24,9 млн т, що порівняно з 2013 р. менше на 58,5%);
- зменшення гірничих виробок (у 2019 р. проведено розкривних та підготовчих гірничих виробок у 5,7 разу менше, ніж за 2013 р.);
- підвищення ціни вугілля (у 2019 р. ціна 1 т товарної вугільної продукції досягла 1810 грн/т, що у 3,7 рази більше порівняно з 2013 р.);
- збільшення собівартості 1 т товарної продукції (у 2019 р. фактична собівартість порівняно з 2013 р. збільшилася у 3,6 рази і досягла 3754 грн/т);

- неплатоспроможність і збитковість вугільних шахт;
- застосування застарілих технологій та недостатнє технічне оновлення виробництва; рівень зношеності основних фондів у галузі становить майже 60 %; близько 96% шахт протягом понад 20 років працюють без реконструкції; третина очисних вибоїв оснащені морально застарілою технікою, включаючи відбійні молотки; низьким (50%) є рівень комбайнового проведення гірничих виробок;
- зниження обсягів інвестицій у підприємства вугільної промисловості;
- незадовільна якість вітчизняної вугільної продукції, що обумовлює її низьку конкурентоспроможність на внутрішньому і зовнішньому ринках.

Війна на українському Донбасі істотно погіршила ситуацію у вітчизняній вугільній промисловості. Причому в окупованих районах Донбасу вугільна галузь, по суті, опинилася у катастрофічному стані. Враховуючи доволі високий ступінь невизначеності майбутнього окупованих територій Донбасу, слід визнати, що ця невизначеність тією чи іншою мірою екстраполюється і на перспективи розвитку всієї вугільної промисловості України.

Тому, враховуючи ймовірність неповернення окупованих територій Донбасу під контроль української влади, при прогнозуванні розвитку вугільної галузі слід розглянути декілька сценаріїв (табл. 1). При визначенні сценаріїв розвитку вугільної галузі використана методика визначення перспективності шахт [1]. Для розрахунків прогнозних обсягів видобутку вугілля використана математична модель оптимізації розвитку вугільної промисловості [2, 3].

Таблиця 1. Сценарії розвитку державного сектору вугільної промисловості на контрольованих українською владою територіях

Підприємство	Сценарій	Підприємство	Сценарій
1	2	3	4
Державні шахти			
ш. ім. М.С. Сургая	1, 2, 3	ш. Гірська	1, 2, 3
ш/у Південнодонбаське № 1	1, 2, 3	ш. Золоте	1, 2
ш. Капітальна	1, 2, 3	ш. Карбоніт	1, 2
ш. Краснолиманська	1, 2, 3	ш. Привольнянська	1, 2
ш. Курахівська	1, 2	ш. Новодружеська	1, 2
ш. № 1/3 Новогродівська	1, 2, 3	ш. ім. Д.Ф. Мельникова	1, 2, 3
ш. Котляревська	1, 2, 3	ш. Лісова	1, 2, 3
ш. Україна	1, 2	ш. Червоноградська	1, 2, 3
ш. Центральна	1	ш. Степова	1, 2, 3
ш. Торецька	1	ш. Бужанська	1
ш. Тошківська	1, 2		
Буровугільний комплекс			
р-з Костянтинівський	1		

1	2	3	4
Шахти новобудови			
ш. № 10 Нововолинська	1,2	ш. Добропільська-Капітальна	1
ш. Червоноградська № 3	1	ш. Західно-Донбаська № 6/42	1
ш. Краснолиманська-Глибока	1	ш. Тяглівська №1	1
ш. Любельська	1		

Перший сценарій (оптимістичний) враховує роботу шахт, забезпечених запасами вугілля (21 державна шахта), відновлення і розвиток буровугільного комплексу (розріз «Костянтинівський»), а також будівництво семи нових шахт на підконтрольній українській владі території. За цим сценарієм максимального видобутку вугілля (з урахуванням видобутку приватних шахт) 61,2 млн т (у т. ч. 40,9 млн т енергетичного вугілля газової групи) буде досягнуто у 2035 р. (табл. 2). До 2050 р. видобуток зменшиться до 49,6 млн т (у т. ч. 38,8 млн т енергетичного вугілля газової групи).

За другим сценарієм (базовим), через брак коштів на відновлення і розвиток буровугільного комплексу та будівництво нових шахт (крім шахти «Нововолинська № 10», кошти на введення в дію якої скоріш за все будуть виділені), розвиватись будуть тільки шахти забезпечені запасами вугілля, крім шахт ДП «Торецьквугілля» (2 шахти) та шахти «Бужанська» ДП «Волиньвугілля», прогнозований видобуток яких не перевищує 300 тис. т на рік, на підконтрольній українській владі території (всього 19 шахт).

За цим сценарієм максимального видобутку вугілля (з урахуванням видобутку приватних шахт) 46,3 млн т (у т. ч. 36,7 млн т енергетичного вугілля газової групи) буде досягнуто у 2030 р. (табл. 3). До 2050 р. видобуток зменшиться до 34,2 млн т (у т. ч. 31,7 млн т енергетичного вугілля газової групи).

Таблиця 2. Прогноз видобутку вугілля на контрольованих українською владою територіях за оптимістичним сценарієм, тис т

Марка вугілля	2019 р. Факт	2025 р.	2030 р.	2035 р.	2040 р.	2045 р.	2050 р.
Енергетичне вугілля							
Б		1425	1900	2280	2280	1900	
Г	10639	16955	19425	26260	26260	26260	24360
ДГ	15259	18670	18935	14675	14675	14435	14435
Всього	25897	35625	38360	40935	40935	40695	38795
Коксівне вугілля							
Ж	326	2805	4325	5845	5845	5845	5845
К	5001	7200	10050	12140	10640	4940	4940
Всього	5327	10005	14375	17985	16485	10785	10785
Разом	31224	47055	54635	61200	59700	53380	49580

Таблиця 3. Прогноз видобутку вугілля на контрольованих українською владою територіях за базовим сценарієм, тис т

Марка вугілля	2019 р. Факт	2025 р.	2030 р.	2035 р.	2040 р.	2045 р.	2050 р.
Енергетичне вугілля							
Г	10639	16955	19425	21130	21130	21130	19230
ДГ	15189	18430	17270	12440	12440	12440	12440
Всього	25827	35385	36695	33570	33570	33570	31670
Коксівне вугілля							
Ж	101	2330	2425	2520	2520	2520	2520
К	5001	7200	7200	7200	5700	0	0
Всього	5102	9530	9625	9720	8220	2520	2520
Разом	30929	44915	46320	43290	41790	36090	34190

Наприкінці 2019 р. в Міністерстві енергетики та захисту довкілля відбувся розгляд програм розвитку державних вугледобувних підприємств у 2019 р., проектів програм на 2020 р. та подальшого перспективного розвитку. За результатами розгляду і обговорень визначено перелік державних шахт, що мають перспективу подальшого розвитку та беззбиткового рівня виробничо-господарської діяльності. До цього переліку увійшли 11 шахт.

Ці шахти увійшли до *третього (песимістичного)* сценарію, за яким максимального видобутку вугілля (з урахуванням видобутку приватних шахт) 41,4 млн т (у т. ч. 31,5 млн т енергетичного вугілля газової групи) буде досягнуто у 2030 р. (табл. 4). До 2050 р. видобуток поступово зменшиться до 28,8 млн т (у т. ч. 26,3 млн т енергетичного вугілля газової групи).

Таблиця 4 – Прогноз видобутку вугілля на контрольованих українською владою територіях за песимістичним сценарієм, тис т

Марка вугілля	2019 р. Факт	2025 р.	2030 р.	2035 р.	2040 р.	2045 р.	2050 р.
Енергетичне вугілля							
Г	10585	16055	18285	19990	19990	19990	18090
ДГ	15055	14915	13195	8175	8175	8175	8175
Всього	25639	30970	31480	28165	28165	28165	26265
Коксівне вугілля							
Ж	101	2330	2425	2520	2520	2520	2520
К	5001	7200	7200	7200	5700	0	0
Всього	5102	9530	9625	9720	8220	2520	2520
Разом	30741	40500	41105	37885	36385	30685	28785

Дослідження виконано в межах проекту, який фінансується за рахунок коштів бюджетної програми «Підтримка розвитку пріоритетних напрямів наукових досліджень» (КПКВК 6541230).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Макаров В.М., Перов М.О., Макортецкий М.М., Новицкий И.Ю. Методика визначення перспективності шахт України. Науковий вісник НГУ. 2010. № 6. С. 123–127.
2. Макаров В.М. Математична модель оптимізації технологічного розвитку вугледобування в Україні. Проблеми загальної енергетики. 2017. Вип. 1(48). С. 16–23.
3. Makarov V. Optimization of technological development of coal mining in Ukraine. Economic system development trends: the experience of countries of Eastern Europe and prospects of Ukraine: monograph / edited by authors. Riga, Latvia : Baltija Publishing, 2018. pp. 345–363.

УДК 621.311.25: 622.62

ГРАВИТАЦИОННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА БАЗЕ ШАХТ

Череватский Д. Ю., к.т.н.; Гузеев О. А.

Институт экономики промышленности НАН Украины

Угольная промышленность не только Украины, но практически всех европейских стран экономически нецелесообразна. В 2015 г. была закрыта последняя британская шахта, в 2018 г. – последняя немецкая, в 2019 г. – последняя испанская. До этого ту же участь разделили шахты Франции, Бельгии, Нидерландов. Наиболее известным вариантом сохранения центров национальной угледобычи на энергетической арене ныне является преобразование шахт в гидроаккумулирующие электростанции.

Но это сложные и дорогостоящие трансформации. Проект на немецкой шахте «Проспер-Ханиель» предполагает строительство пиковой электростанции мощностью порядка 200 МВт, сметная стоимость которой может составить 560 млн евро. Реализация комплекса потребует большого объема горных работ, сложных технических решений, затрат времени. И все это притом, что любые технические проекты со сроком реализации более 3 лет, как заявил в 2018 г. на сессии Всемирного экономического форума в Давосе генеральный директор итальянского энергоконцерна «Enel» Франческо Стараче, являются нежизненными. «Мы не хотим ошибиться с нашими инвестициями и через 10 лет понять, что мир изменился до неузнаваемости. Такие долгосрочные инвестиции – сейчас просто безумие». Но долгосрочные инвестиции – это, как раз, и есть вложения в ядерную, угольную или

гидрогенерацию.

Указанное объясняет все большую привлекательность энергетических хранилищ гравитационного типа, той же рельсовой системы хранения энергии Advanced Rail Energy Storage System (ARES).

Проект небольшой калифорнийской фирмы представляет собой наземный поезд, использующий излишнюю в сети электроэнергию для пополнения своей потенциальной энергии, чтобы в необходимый момент преобразовать ее в кинетическую и электрическую энергию.

Парк автоматических поездов массой 300 т каждый, курсирующих по железнодорожной ветке протяженностью более 9 км с перепадом высот 640 м, может в скором времени появиться в Неваде – аккумуляция энергии, как обещают разработчики, обойдется в два раза дешевле по сравнению с самыми дешевыми хранилищами электроэнергии из всех, что используются ныне.

Идея выработки электроэнергии с использованием силы тяжести побудила правительство Великобритании поддержать стартовавший в Шотландии проект Gravitricity, ориентированный на ревитализацию бывших горнодобывающих регионов страны. Потенциальная энергия массивных грузов трансформируется в электрическую при опускании по шахтному стволу. Через Государственное агентство по инновациям в 2017 г. был выделен правительственный грант в размере 650 тыс. фунтов стерлингов, достаточный для создания действующей промышленной модели и поиска площадки под полномасштабный образец.

Компания Gravitricity ориентирована на использование, в первую очередь, имеющихся шахт, которых много в Великобритании, Южной Африке и в других регионах. Но в дальнейшем не исключено и строительство специальных шахт там, где они будут наиболее востребованы.

В условиях кризиса экономики Украины гравитационные хранилища на существующих отечественных шахтах могут стать вполне уместными по инвестиционным возможностям, и послужить не только диверсификации деятельности убыточных государственных угледобывающих предприятий, но и способствовать развитию «зеленой» энергетики в старопромышленных шахтерских регионах, превращению их в мощные энергетические хабы.

В принципе, клетевые подъемы на закрывающихся шахтах способны работать в режиме генерации с рекуперацией энергии в сеть не только в порядке аккумуляции энергетических ресурсов (то есть в заданное время), а постоянно, как экологически чистые полноценные электрогенерирующие установки, для чего достаточно наладить поток грузов, подлежащих

размещению в подземном пространстве. Производить, например, разборку терриконов на поверхности с переработкой отвальной массы в закладочные материалы и осуществлять ими заполнение погашаемых выработок. Возможность и целесообразность использования существующих глубоких шахт в качестве гравитационных энергетических хранилищ требует серьезного изучения и с технической стороны, и с экономической.

Базой пилотного проекта экологически чистой электростанции может послужить клетевой подъем на шахте «Белицкая» в Добропольском районе Донецкой области, которая не работает по добыче угля с 2014 г. Способ генерации может включать в себя спуск с рекуперацией электроэнергии в сеть груженных вагонеток по стволу во время дефицита ресурсов и выдачи их на-гора в периоды профицита электроэнергии.

УДК 620.92

К ВЫБОРУ МЕСТА ВВОДА ПРОДУКТОВ ГАЗИФИКАЦИИ ТОРФА В ТОПКУ КОТЛА ТПП-210А

Нехамин М. М., к.т.н.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины

В последние годы расширяется обсуждение и использование добавки биотоплива к основному пылеугольному топливу ТЭС [1]. Это обусловлено экологическими [2, 3] и экономическими [4, 5] преимуществами, перекрывающими проблемы, связанные с усложнением технологического процесса. Одним из вариантов биотоплива является торф в виде дисперсных частиц или продуктов газификации [6–8].

В работе рассмотрены результаты моделирования программой ANSYS FLUENT процессов в топке котла ТПП-210А при его работе на газовом угле и продуктах газификации торфа (30% по тепловой энергии), полученных по [6, 7], при вариации мест ввода дополнительного топлива в предтопок. Характеристики основного и дополнительного топлив [6, 8] приведены в табл. 1, 2.

Таблица 1. Состав и свойства газового угля

Рабочая масса, %				Элементный состав DAF, %					Q^p_n
V^p	A^p	W^p	$C(s)$	C	H	N	S	O	МДж/кг
29,83	21,51	1,80	46,86	79,61	5,47	1,41	1,32	12,19	24,09

Таблица 2. Состав и свойства торфяного газа

CO, % мас	N ₂ , % мас	H ₂ O, % мас	CO ₂ , % мас	CH ₄ , % мас	H ₂ , % мас	H ₂ S, % мас	Q ^p _н МДж/кг
40,51	22,86	22,66	6,74	6,04	0,72	0,47	8,059

Основные особенности используемой численной модели – *non-pemixed combustion* модель горения, *k-epsilon realizable* модель турбулентности, распределение по размерам частиц угля по Розин-Роммлеру в диапазоне от 5 до 200 мк при среднем размере 40 мк и показателе распределения 1,15. Граничные условия на стенках топки задавались в виде их термических сопротивлений и температуры на внешней границе, найденных ранее [9] из сопоставления результатов моделирования с позонным расчетом нормативным методом [10].

Рассмотрены различные места размещения отверстий для ввода в предтопок торфяного газа с окислителем. Сечения и количество сопел выбирались, исходя из значений скорости ввода компонентов 30–40 м/с при указанной выше доле тепловой энергии дополнительного топлива и коэффициенте избытка окислителя 1,15. Пример расположения и размеров сопел ввода торфяного газа и окислителя (вариант (а) – при их размещении на фронтальной и тыльной стенках ниже основных горелок) показан на рис. 1 В других вариантах аналогичные по размерам и количеству сопла выполнялись:

- (б) на фронтальной и тыльной стенках предтопка на 1,5 м выше основных горелок,
- (в) на подовой стенке у фронтальной и тыльной стенок с направлением подачи компонентов вертикально вверх и, наконец,
- (г) на боковых стенках предтопка на высоте, аналогичной рис.1.

Рис. 1. Вид на фронтальную стенку предтопка – расположение сопел ввода торфяного газа и окислителя в варианте (а)

Ниже для этих вариантов приведены основные результаты моделирования процессов в топке.

Недожог топлива во всех вариантах невелик, летучие угля выгорают полностью, а недожог кокса составляет 0,3% при расположении сопел ниже основных горелок и 0,5–0,8% в остальных вариантах. Некоторое различие вариантов заметно и в температурных полях в топке (рис. 2). Но наиболее существенно расположение мест ввода торфяного газа влияет на температуры поверхности стенок предтопка, определяющие условия вывода жидкого шлака.

Рис. 2. Температурные поля в вертикальном сечении топки в разных вариантах размещения сопел ввода торфяного газа

В качестве примера для наглядности на рис. 3 показаны температуры поверхности стенок предтопка в режиме (а).

Рис. 3. Температуры поверхности предтопка в режиме (а)

На рис. 4 показано изменение по высоте предтопка температур поверхности боковой стенки по вертикальной линии, равноотстоящей от сопел (при их наличии), и температур поверхности фронтальной стенки по вертикальной линии, равноотстоящей от горелок.

Рис. 4. Изменение по высоте предтопка температур поверхности боковой стенки по линии, равноотстоящей от сопел (слева), и температур поверхности фронтальной стенки по линии, равноотстоящей от горелок (справа).

Из этих данных следует, что стеканию вниз шлака по фронтальной или тыльной стенкам во всех вариантах препятствует низкая температура поверхности стенок в области высот на уровне основных горелок (y около 4 м). В отношении условий на боковых стенках таким препятствием служат температура в верхней части стенки для варианта (б) и температура на уровне высоты сопел в варианте (г) (около 2 м). Что же касается вариантов (а) и (в), то для них минимальная температура поверхности боковых стенок вплотную приближается к значению температуры нормального жидкого шлакоудаления для рассматриваемого угля (1763 К). В этих вариантах для более надежного жидкого шлакоудаления, видимо, целесообразно несколько повысить температуру поверхности стенки, например, увеличив толщину футеровки предтопка на 10–20%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Жовмир Н. М., Гелетука Г. Г., Железная Т. А., Сленкин М. В. Обзор технологий совместного сжигания биомассы и угля на электрических станциях зарубежных стран. Промышленная теплоэнергетика. – 2006, т. 28, №2, С. 75–85.

2. Artos V., Scaroni A. W. T.g.a. and drop-tube reactor studies of the combustion of coal blends. *Fuel*, 1993, 72(7), 927–933. doi:10.1016/0016-2361(93)90289-e
3. Rokni E., Panahi A., Ren X., Levendis Y. A. Reduction of Sulfur Dioxide Emissions by Burning Coal Blends. *Journal of Energy Resources Technology*, 2016, 138(3), 032204. doi:10.1115/1.4032239
4. Чернявський М. В., Провалов О. Ю., Бесценний І. В., Моїсеєнко О. В. Розробка методів, досвід приготування суміші антрацит з газовим вугіллям та її пиловидне спалювання на Зміївській ТЕС. *Енерготехнологии и ресурсосбережение*, 2016, №4, с. 3–13.
5. Чернявский Н. В., Голенко И. Л., Филиппенко Ю. Н. и др. Опыт сжигания топливных смесей на ТЭС Украины и требования к их составлению. *Современная наука*, №3 (5), 2010, с. 104 – 108.
6. Рохман Б. Б., Дунаевская Н. И., Выфатнюк В. Г., Бесценный И. В. Совместное сжигание мелкодисперсной пыли газового угля и синтетического торфяного газа в котле ТПП-210А. Часть 1. Моделирование процессов паровоздушной газификации торфа в неподвижном слое и сжигание пылегазовой смеси в потоке. Некоторые результаты расчетов. (в печати)
7. Рохман Б. Б., Дунаевская Н. И., Выфатнюк В. Г., Бесценный И. В. Совместное сжигание мелкодисперсной пыли газового угля и синтетического торфяного газа в котле ТПП-210А. Часть 2. Анализ результатов численных исследований процессов газификации торфа. (в печати)
8. Нехамин М. М., Дунаевская Н. И., Бондзик Д. Л. Совместное сжигание мелкодисперсной пыли газового угля и синтетического торфяного газа в котле ТПП-210А. Часть 3. Влияние добавки к газовому углю торфа или продуктов его газификации на топочные процессы. (в печати)
9. Beztsennyi I., Bondzyk D., Dunayevska N., Nekhamin M. The Technology of Nitrogen Oxide Emissions Reduction at Pulverized Coal Burning. *Sci. innov.*, 2016, 12(6): 49–56
10. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). Под ред. Кузнецова Н.В. – М. Энергия, 1973. – 295 с.

УДК 543.27

**ВИМІРЮВАННЯ КОНЦЕНТРАЦІЇ ОЗОНУ ПО ПОГЛИНАННЮ
В УФ ОБЛАСТІ СПЕКТРУ ЗА ДОПОМОГОЮ МОДЕРНІЗОВАНОГО
СПЕКТРОФОТОМЕТРА ЛАМБДА 20.**

Бистрий А. І., Квіцинський В. О., Макачук В. М., к.ф.-м.н.;

Мезін С. В., Ясинецький А. О., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

У зв'язку з важливістю використання озону в хімічному виробництві та очищенні викидів і стоків, розроблено і використовують понад сотню методів [1] визначення його концентрації. Серед них хімічні, хеміолюмінісцентні, електрохімічні та оптичні методи діагностики, що відрізняються чутливістю та діапазоном вимірювань концентрації O_3 , часом аналізу. Детально проблему вимірів концентрації озону викладено в монографії [1] та огляді [2], де порівнюються різні методики. В нашій роботі, в експериментах по очищенню димових газів від оксиду азоту шляхом конверсії в діоксид та подальшим зв'язуванням в молекулу азотної кислоти HNO_3 , необхідно було створювати в хімічному реакторі концентрацію озону до 1000 ppm та забезпечити її вимірювання в заданому діапазоні. Для контролю концентрації озону було обрано метод УФ абсорбційної фотометрії (не в останню чергу через наявність двоканального спектрофотометра). В огляді [2] цей метод відзначається як найбільш точний і зручний, з хорошою відтворюваністю результатів вимірів (відхилення в межах 3–5%) та як такий, що може використовуватися в якості референтного при визначенні концентрації озону. В США в 1979 році метод був включений в Федеральний Реєстр (Federal Register), а з 1998 року використовується в якості Міжнародного стандарту вимірювань концентрації озону (ISO 13964: 1998 – Ambient air). Цей метод газового аналізу в нашому випадку має наступні переваги:

а) потужна смуга поглинання в ультрафіолетовій області спектру (смуга Гартлі) дозволяє для концентрацій озону ~ 100 ppm використовувати газову кювету невеликої довжини, б) три-атомна молекула озону, внаслідок великої густини ліній квантових переходів та їх накладання, має практично неперервний спектр в УФ смузі поглинання і, відповідно, лінійну залежність коефіцієнту поглинання газового середовища від концентрації O_3 , в) порівняно з стандартними хімічними методами, забезпечує високу швидкість та точність вимірювання концентрації, що дозволяє використовувати його при контролі динамічних процесів, г) метод не руйнує сполуку і, відповідно, не змінює її

концентрацію, д) спектр поглинання смуги Гартлі був детально проміряний при різних температурах газу [3], перетин поглинання молекули O_3 для різних довжин хвилі представлений у вигляді таблиці в [1].

В наших експериментах для визначення концентрації O_3 в газовій пробі вимірювався коефіцієнт пропускання випромінювання в максимумі смуги Гартлі, що забезпечує найбільшу чутливість по озону (довжина хвилі $\lambda=255,5$ нм). Ця довжина хвилі є зручною для визначення концентрації O_3 в димових газах ще й тому, що припадає на мінімум поглинання NO_2 та SO_2 . Переріз поглинання σ молекули O_3 на $\lambda = 255,5$ нм при температурі 298 К складає $\sigma = 1,173 \cdot 10^{-17}$ см²/молекула. Для NO_2 та SO_2 переріз поглинання на цій довжині хвилі, усереднений по спектральному інтервалу 1 нм, менше відповідно в ~300 та ~50 раз (поглинанням NO на цій довжині хвилі взагалі можна нехтувати). При нормальних умовах, переріз поглинання O_3 в максимумі смуги Гартлі слабо залежить від температури газу.

Для проведення вимірів коефіцієнту пропускання газової проби в УФ області спектру був перебудований двоканальний рідинний спектрофотометр Lambda 20 фірми Перкін Елмер. Були встановлені дві газові кювети з кварцовими вікнами довжиною $L = 10$ см: «0» – для чистого повітря (опорний канал), «1» – для газової проби. Порівняння інтенсивності випромінювання, що пройшло через канали «1» та «0» дає можливість визначити коефіцієнт пропускання випромінювання на заданій довжині хвилі (в наших дослідах $\lambda = 255,5$ нм), обумовлений присутністю цільової компоненти (озону) в каналі «1». Прилад дозволяє реалізувати режим роботи, при якому коефіцієнт пропускання випромінювання τ вимірюються через задані проміжки часу (з кроком 1 с) та заноситься в окремий файл,

$T = I_1/I_0$ – коефіцієнт пропускання газової проби,

I_0 – інтенсивність випромінювання, що пройшло через опорний канал,

I_1 – інтенсивність випромінювання, що пройшло через кювету з газовою пробою.

Для відомих довжини кювети L і значення перерізу поглинання σ , абсолютна концентрація озону n обчислюється з отриманого значення коефіцієнту пропускання τ та співвідношення для оптичної густини шару газу:

$$n\sigma L = \ln(1/\tau) - \text{оптична густина поглинаючого шару товщиною } L \quad (1)$$

n – абсолютна концентрація O_3 (молекул/см³).

Для $L = 10$ см, та $\sigma = 1,173 \cdot 10^{-17}$ см²/молек., з (1) отримуємо:

$$n = [\ln(1/\tau)]/\sigma L = \ln(1/\tau)/1,173 \cdot 10^{-16} \text{ см}^{-3} = 8,525 \cdot 10^{15} \ln(1/\tau) \text{ см}^{-3} \quad (2)$$

Далі, з абсолютної концентрації O_3 та загальної концентрації молекул в пробі (в 1 см^3 при $P_0 = 101 \text{ кПа}$ та нормальній температурі $T_0 = 298 \text{ К}$ знаходиться $2,446 \cdot 10^{19}$ молекул повітря) розраховувалася відносна концентрація в ppm (молекул озону на мільйон молекул повітря):

$$C(\text{ppm}) = \chi_0 \ln(1/\tau), \quad \chi_0 = 348 \text{ ppm} \quad (3)$$

Вимірне значення стандартного відхилення для коефіцієнту пропускання, що дає прилад при відсутності озону в каналі газової проби, складає 0,00202, що відповідає концентрації озону $\sim 0,7 \text{ ppm}$. При тиску газової проби 101 кПа, $T = 298 \text{ К}$, довжині оптичної кювети $L = 10 \text{ см}$ та перерізі поглинання $\sigma = 1,173 \cdot 10^{-17} \text{ см}^2/\text{молекула}$ забезпечуються виміри відносної концентрації озону в діапазоні (2–2000) ppm (оптична густина для 255,5 нм в діапазоні 0,005–4,66). Верхню межу вимірювань концентрації можна збільшити, якщо перейти з максимуму смуги поглинання на її крило, де переріз поглинання менший (довжина хвилі вимірювань τ має обиратись таким чином, щоб не накладатися на смугу поглинання іншої домішки). Діапазон вимірювань може бути розширений і в сторону малих концентрацій при збільшенні тиску газу в кюветі або її довжини. При зміні тиску в кюветі P , довжини кювети L , та температури газової проби T треба вносити відповідні поправки в множник χ та розрахунки:

$$\chi(255,5 \text{ нм}) = \chi_0(P/P_0)(T/T_0)[L_0/L] = 348,2(P/P_0)(T/T_0)[10 \text{ см}/L(\text{см})] \text{ ppm}, \quad (4)$$

Оскільки температура газу напряму впливає на коефіцієнт χ , необхідно стабілізувати температуру T газової проби з точністю $\pm 0,5^\circ \text{C}$, в крайньому випадку вимірювати температуру кювети одночасно з вимірами коефіцієнту пропускання τ та враховувати при обчисленні концентрації. Це підвищило б відтворюваність результатів вимірювань. Стандарт ISO 13964 вимагає також контролю тиску в кюветі з точністю $\pm 0,2 \text{ кПа}$.

Для розрахунку концентрації O_3 та її візуалізації була розроблена програма «Денсітометр», яка дозволяє обробляти масиви експериментальних даних, практично, у реальному часі. Входом програми слугує проміжний файл залежності $\tau(t)$, що генерується спектрофотометром. В результаті роботи програмного модуля будується графік $n(t)$. Сервіси програми дозволяють оперативно проводити розрахунки концентрації озону в кожен момент, а також виводити звіт до зовнішнього редактора Word. На Рис.1 зображено робоче вікно програми «Денсітометр» при тестовому запуску джерела озону. Використовувались мембранний насос, що прокачував повітря через озонатор невеликої продуктивності на основі бар'єрного розряду, ротаметр та деструктор

озону на виході з кювети. Витрати повітря регулювались зміною аеродинамічного опору на вході насосу. При витраті 1,0 та 0,5 л/хв, були отримані концентрації озону в потоці 660 ppm та 925 ppm відповідно. З рис.1 видно, що після включення озонатора, концентрація O_3 за 20 с виходить на насичення та починає повільно спадати. Це пояснюється нагрівом озонатора розрядом та зменшенням ефективності утворення озону.

Реконструйований спектрофотометр може, при відповідному калібруванні еталонними газовими сумішами, використовуватися для визначення оксидів азоту та сірки.

Рис. 1. Залежність концентрації озону від часу при включенні озонатора.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Лунин В. В., Попович М.П., Ткаченко С. Н. Физическая химия озона, Издательство Московского Университета, 1998, 480 с.
2. Thelamon C., Measurement of ozone concentration // Polimer Testing / v.3, (1982), p. 143–150.
3. Molina L. T., Molina M. J. // Journal of Geophysical Research, 1986, v.91, N13, p 14501.

УДК 620.9:662.7:662.6:544.478

ОДЕРЖАННЯ, ОЧИЩЕННЯ ТА УТИЛІЗАЦІЯ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ В ПРОЦЕСАХ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ ТА ХІМІЧНИХ ПРОДУКТІВ

¹Дудник О. М., к.т.н.; ¹Дунаєвська Н. І., д.т.н. ; ¹Соколовська І. С., к.т.н.

²Трипольський А. І., д.х.н.; ²Стрижак П. Е., д.х.н.

¹Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

²Інститут фізичної хімії ім. Л.В. Писаржевського НАН України

В світі на теплових електростанціях для видалення CO₂ використовуються три основних підходи та їх комбінації [1]: видалення CO₂ безпосередньо з димових газів після стандартних енергетичних котлів, в яких спалюється органічне паливо з використанням повітря; видалення CO₂ з димових газів після нових енергетичних котлів, в яких спалюється органічне паливо з використанням вуглекислотно-кисневої суміші (за технологією OXY-Fuel); видалення CO₂ з продуктів конверсії синтез-газу, одержаного в риформерах в разі використання природного газу та газифікаторів в разі використання рідинного та твердого видів палив, до спалювання синтез-газу в котлах та газових турбінах. Технології видалення вуглекислого газу також розділяються на дві групи: видалення CO₂ після спалювання та до спалювання.

Для виділення вуглекислого газу з димових газів та його очищення використовуються такі основні промислові технології: адсорбція зі змінням тиску в діапазоні від 1 до 10 бар (pressure swing adsorption – PSI), очищення у водяних скруберах під тиском 4–10 бар, фізичне поглинання в органічних розчинниках під тиском 4–8 бар, хімічне поглинання в органічних розчинниках під тиском 0,05–4 бар, мембранне розділення (7–20 бар) та розділення за низької температури (тиск 10–25 бар за температури охолодження до –60 °C). Використання технологій адсорбції зі змінням тиску, хімічного поглинання в органічних розчинниках, мембранного розділення та кріогенних (за низьких температур) потребують додаткового використання технологій сіркоочищення. Технології скрубєрного очищення та хімічного поглинання потребують необхідної кількості води. В системах очищення PSI для поглинання використовуються активоване вугілля та цеоліти. В технологіях фізичного поглинання в органічних розчинниках використовуються пропилен карбонат (метод PC), диметилловий ефір поліетиленгліколю (метод Genosorb), низькотемпературний метанол, N-метилпіролідон та Selexol® (основним компонентом якого є диметилполіетиленгліколь – DMPEG). В технологіях

хімічного поглинання в органічних розчинниках застосовуються моноетаноламін (MEA), діетаноламін (DEA) та метилдіетаноламін (MDEA) для видалення не тільки вуглекислого газу а й сірководню. В технологіях мембранного розділення використовуються полімерні мембрани на основі полімерних плівок, в склад яких входять ацетат целюлози та ароматичний поліімід. Кріогенний метод розділення використовує холодильну систему для охолодження сумішей газів: на першій стадії до $+6^{\circ}\text{C}$ (з видаленням частини H_2S каталітичною адсорбцією), стадію витримки одержаного газу під тиском до 18–25 бар, другу стадію зниження температури газу до -25°C (за якою газ сушать), третю стадію зниження температури газу до $-50\dots-59^{\circ}\text{C}$ (для зрідження вуглекислого газу) [2].

В Інституті вугільних енерготехнологій НАНУ України (ІВЕ НАНУ) створено експериментальну установку для одержання збагаченого воднем синтез-газу з використанням процесу каталітичного парового риформінгу природного газу з використанням нікелевих каталізаторів. Для збільшення вмісту водню в синтез-газі після парового риформінгу використовувались середньотемпературні залізо-хромові каталізатори [3]. Установку модифіковано для одержання водню з твердих видів палива. В установці використано високотемпературну та низькотемпературну системи зв'язування вуглекислого газу. Замість риформера використано паровий газифікатор, в який подається тверде паливо та негашене вапно (каталізатор та поглинач CO_2). Завдяки використанню вапна під час конверсії різних видів твердого палива до 50% вуглекислого газу зв'язувалось в газифікаторі з одержанням вапняку, що дозволяло збільшити вміст водню в одержаному газі. Завдяки частковому зв'язуванню CO_2 його вміст (в мас. %) в продуктах згоряння синтез-газу після парового газифікатора практично співпадав з вмістом CO_2 в продуктах згоряння синтез-газу після парового риформінгу природного газу. Для одержання водню з подальшим зв'язуванням CO_2 до установки додано реактор каталітичної парової конверсії CO у водень та вуглекислий газ. Суміш водню та вуглекислого газу надходить в реактор з водним розчином моноетаноламіну (MEA) для низькотемпературного зв'язування вуглекислого газу [4].

Вуглекислий газ промислово використовується для збільшення видобутку нафти зі збіднілих свердловин [5]. На TEC Mississippi Power's (Kemper County, США) використовується ПГУ електричною потужністю 582 МВт зі застосуванням технології газифікації вугілля низької стадії метаморфізму (лігніту) в ЦКШТ KBR's TRIGTM з видалення та використанням 65% CO_2 для

підвищення тиску в нафтових пластах. ПГУ може працювати і на природному газі. Для видалення CO_2 використано технологію Selexol®. Щорічне виробництво чистого CO_2 на ПГУ складає 3,4 млн т/рік. Ступінь зниження викидів оксидів сірки на електростанції становила 99%, ртуті – більше 90%. Викиди оксидів азоту становили менше 0,07 фунтів/мільйон БТО. На електростанції виробляються: сірчана кислота (135 тис. т/рік), аміак (22 тис. т/рік) [6].

Для збільшення ефективності використання вуглекислого газу розробляються нові енергетичні технології, в яких вуглекислий газ є основним робочим тілом в термодинамічних циклах енергетичних установок замість продуктів згоряння, водяної пари та води. Компанією Echogen Power Systems (США) створено та запущено газотурбінну енергетичну установку замкнутого циклу електричною потужністю 7,5 кВт з використанням в якості робочого тіла вуглекислого газу з надкритичними параметрами для використання тепла відхідних димових газів в металургійній, хімічній, нафтогазовій, харчовій та ін. галузях виробництва [7]. Спільно з корпорацією General Electric серійно виготовляються такі енергоустановки електричною потужністю 0,5, 1,5 та 8 МВт, які мають знижену металоємність та підвищений ККД у порівнянні з ГТУ на природному газі [8].

З використанням CO_2 в промисловому масштабі виробляються такі продукти: карбамід, саліцилова кислота, метанол, поліетилен карбонат, карбонат натрію, карбонат барію та ін. Крім того, зв'язування CO_2 відбувається в результаті процесу фотосинтезу в рослинах. В роботі [9] показано можливість значного зниження викидів CO_2 завдяки вирощуванню швидкозростаючих водоростей (третього покоління біопалив) та використанню водоростей у виробництві рідинних палив. На основі аналізу складу промислових хімічних продуктів, які виробляються з використанням CO_2 , в ІВЕ НАНУ було встановлено, що для утилізації CO_2 в схемах парогазових установок з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля найбільш придатним є етилен карбонат. Він має високу ступінь утилізації CO_2 та відносно низьку теплоту згоряння (12,6 МДж/кг). Аналіз проведених в ІВЕ НАНУ розрахунків показав, що в діапазоні ступеню зв'язування CO_2 від 40 до 60% можна отримати електричний ККД ПГУ від 30 до 37%, хімічний ККД конверсії бурого вугілля в етилен карбонат від 27 до 40% та загальний термічний ККД від 63 до 70%. Завдяки синтезу етилен карбонату в схемі парогазової енергетичної установки з внутрішньоцикловою газифікацією бурого вугілля можна видалити від 40 до

60% CO₂ без використання інфраструктури захоронення CO₂.

В світі розробляються такі технології конверсії вуглекислого газу для вироблення продуктів з доданою вартістю: електрохімічна, фото-каталітична та фото-термічна каталітична, каталітична, біологічна, сополімеризаційна та мінерально-карбонізація [10].

Електрохімічна конверсія CO₂ для вироблення синтез-газу, метану, метанолу та диметилового ефіру відбувається з використанням відновлюваних джерел енергії для роботи електролізерів. З води, водяної пари та вуглекислого газу в електролізерах виробляються водень, синтез-газ чи вуглець. Німецька компанія Sunfire GmbH в 2015 р. запустила в м. Дрезден пілотну установку з електролізером, який працює на суміші водяної пари та вуглекислого газу під тиском 1,5 МПа потужністю 10 кВт для виробництва дизельного палива [11]. Компанія ETOGAS на автомобільному заводі Audi в м. Вертлі (Німеччина) в 2013 р. запустила установку тепловою потужністю 6 МВт для виробництва чистого автомобільного метану (до 1000 т/рік) з використанням води, вуглекислого газу (до 2800 т/рік) та електроенергії з вітряної енергоустановки [12]. В університеті ім. Д. Вашингтона (США) розроблено процес C2CNT для конверсії чистого CO₂ у вуглецеві нанофібри та нанотрубки з використанням електролізера з розплавленим карбонатним електролітом [13–15].

В національній лабораторії Sandia (США) розроблено прототип S2P для конверсії води та вуглекислого газу в синтез-газ з використанням двостадійного процесу в метало-оксидному термохімічному циклі та сонячної енергії (для конверсії CO₂ в СО та кисень, а також води у водень та кисень) [16].

В Ісландії компанією Icelandic CRI для виробництва метанолу (4000 т/рік) з вуглекислого газу (5500 т/рік) та води використано каталітичний процес конверсії VulcanolTM та вперше в світі застосовано геотермальні джерела енергії для роботи електролізерів [17].

Компанією LanzaTech розроблено біологічний процес ферментації для утилізації газоподібних продуктів спалювання органічних палив для виробництва палив та інших хімічних продуктів. В 2018 р. в КНР запущено комерційну установку LanzaTech для виробництва етанолу (60573 м³/рік) з використанням газоподібних відходів металургійних підприємств (CO₂/CO/H₂O) [18–19].

З 2016 р. на хімічному заводі в м. Дормаген (Німеччина) для виробництва пінополіуретану (5000 т/рік) використовуються полікарбонати (cardyonTM polyols). Полікарбонати одержуються з використанням до 20 мас. %

вуглекислого газу [20]. З метою збільшення вмісту CO_2 в одержаних полімерних продуктах до 50 мас. % компанією Novomer Inc. (США) розроблено каталітичний процес конверсії для виробництва полікарбонатів (Converge® polyols). В 2015 році в КНР компанією Nanyang Zhongju Tianguan Low Carbon Technology запущено хімічний завод сополімеризації оксиду пропілену та вуглекислого газу (відходу виробництва етанолу) для одержання 25000 т/рік поліпропілен карбонату [21].

Зріджений CO_2 використовується компанією CarbonCure Technologies (Канада) для виробництва цементу та концентратів на будівельних заводах в процесі охолодження [22, 23]. В США розроблено процес Solidia Technologies' Concrete™ швидкого одержання цементу та концентрату за зниженою вартістю. За оцінюванням виробника до 300 кг CO_2 може бути зв'язано 1 т Solidia Cement™ для виробництва концентрату [24]. Концентрат виробляється впродовж 24 год. Компанією Carbon8 Systems (Великобританія) запатентовано прискорену технологію карбонізації АСТ цементного пилу, металургійного шлаку, золи нафтового коксу та ін. неорганічних сполук з поглинанням вуглекислого газу. В 2016 р. технологію АСТ використано на заводі виробництва легкого карбонізованого наповнювача продуктивністю 100 тис. т/рік [25–27].

Процеси мінералізації з використанням CO_2 розробляються не тільки для зв'язування вуглекислого газу, а й для зв'язування сполук сірки, азоту та хлору в енергетиці. Одержані продукти використовуються для виробництва ринково привабливих продуктів: бікарбонату натрію, розчинів соляної кислоти, каустичної соди та відбілювачів. Для одержання продуктів використовується електрохімічний метод одержання низькоконцентрованого розчину NaOH з солі та води для одержання NaHCO_3 після зв'язування вуглекислого газу. Електролізери використовуються для виробництва водню та газоподібного хлору. Процес мінералізації з використанням CO_2 SkyMine застосовано в 2015 р. на цементному заводі в м. Сан-Антоніо (Техас, США). Викиди CO_2 на заводі знижено на 15 % (на 83 тис. т CO_2 /рік) [28].

Найбільш природним способом знешкодження викидів CO_2 є перетворення його в мінеральні добрива (зокрема бікарбонат амонію), оскільки в цьому випадку замикається вуглецевий цикл, і вуглець, витягнутий із земних надр в складі палива, знову повертається у вихідне середовище. Бікарбонат амонію (двовуглекислий амоній) отримують абсорбцією газоподібного аміаку і вуглекислого газу розчином карбонату амонію в сатураторах. У міру насичення

розчину вуглекислим газом починається виділення кристалів бікарбонату амонію. Технологія виробництва углеамікатних добрив відрізняється простотою, малим енергоспоживанням, замкнутістю циклу, тому вона при порівнянних потужностях економічно вигідна у порівнянні з виробництвом аміачної селітри та карбаміду. Таким чином, технологія виробництва углеамікатних добрив дозволяє отримати цінний агрохімічний продукт і знизити викиди вуглекислого газу в атмосферу. Бікарбонат амонію дешевше аміачної селітри, але його істотним недоліком є значне розкладання.

Запропоновано кілька технологій поглинання CO_2 , таких як абсорбція (очищення розчинником), кріогенна дистиляція, мембранне розділення, адсорбція тощо. Найбільш широко застосовуваною сьогодні практикою є абсорбція в розчинах алканоламіну, який має суттєві недоліки: великі об'єми розчинника які необхідні для поглинання, великі витрати енергії на регенерацію, корозія обладнання тощо. Сьогодні, як найбільш перспективну технологію поглинання CO_2 розглядають сорбцію матеріалами, що містять металоорганічні каркасні сполуки, які відрізняються високою сорбційною здатністю, селективністю та можливістю регенерації. Основними недоліками більшості сорбентів є складний синтез. Інститутом фізичної хімії ім. Л.В. Писаржевського НАНУ (ІФХ НАНУ) пропонується проводити ефективне поглинання вуглекислого газу з промислових вихлопних газів шляхом хімічного зв'язування оксидами заліза. ІФХ НАНУ пропонує для захоплення CO_2 використовувати наночастинки оксидів заліза, які отримують шляхом анодного розчинення сталі за певних умов. Цей препарат представлений у вигляді водної суспензії наночастинок заліза у вигляді Fe (II) і Fe (III) . Наночастинки оксидів заліза магнітні і їх можна легко видалити з розчинів.

Поглинання CO_2 з димових газів відбувається шляхом розпорощення суспензії наночастинки оксидів заліза в колоні. Утворений під час поглинання вуглекислого газу матеріал схожий на природний мінеральний сидерит. Висока стійкість сполуки наночастинок оксидів заліза з CO_2 дозволяє зберігати їх у навколишньому середовищі шляхом підземного захоронення, використовувати у виробництві будівельних матеріалів. В ІФХ НАНУ розпочато роботи для створення нових технологій використання CO_2 для виробництва традиційних та нових цінних органічних продуктів різного функціонального призначення, які базуються на розробці нових комерційно вигідних шляхів утилізації та повторного використання сорбенту у вигляді наночастинок оксидів заліза після поглинання CO_2 . Одним з таких способів є каталітичне відновлення продукту

поглинання CO_2 – сидериту, з одночасним утворенням вуглеводнів методом Фішера-Тропша (т. зв. технологія ХТЛ), метанолу (технологія МТО), карбамід та ін. Одночасно вирішується проблема з утилізацією відпрацьованого сорбенту шляхом його регенерації.

Одним з перспективних способів є утилізація вуглекислого газу шляхом його поглинання відходами, які утворюються під час спалювання твердих палив. Важливою особливістю золошлакових відходів в подрібненому стані є здатність оксидів кальцію і магнію за наявності вологи вільно вступати в хімічні реакції з вуглекислим газом з утворенням карбонатів. Процес утилізації CO_2 з використанням золошлаків складається з двох основних процесів – гідратації вільного CaO і карбонізації отриманого гідроксиду вуглекислим газом. В результаті взаємодії золошлакових відходів з CO_2 відбувається зв'язування вуглекислого газу з утворенням стійких карбонатів Ca , які в складі золошлакового матеріалу далі можуть використовуватися як мінеральні добавки у виробництві бетону і будівельних блоків або як заповнювач в різних будівельних цілях. Технологічна схема складається з двох блоків – очищення димових газів від CO_2 і його утилізації. У першому блоці здійснюється абсорбційна водна очистка димових газів, яка є найбільш старим, але ефективним і недорогим методом уловлювання вуглекислого газу. В блоці утилізації шлак з бункера спрямовується в барабанний млин, де осушується і подрібнюється до необхідних розмірів. У реактор подаються золовинос, подрібнений шлак, CO_2 і вода, де в процесі їх взаємодії відбувається утворення карбонатів, які потім у складі золошлакового матеріалу направляються споживачам (для реактора може використовуватися вода після сепарації з блоку очищення димових газів).

В світі більшість технологій одержання, очищення та утилізації вуглекислого газу вже перевірено в різних галузях промисловості в комерційному масштабі. Подальше впровадження цих технологій в новітніх енергохімічних комбінованих комплексах для виробництва енергії та хімічних продуктів з урахуванням властивостей вихідних органічних палив дозволить значно знизити вплив вуглекислого газу на навколишнє середовище та змінення клімату на Землі.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Дудник А. Н. Концепции новых тепловых угольных электростанций с удалением углекислого газа и получением водорода. *Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии*. 2012. Вып. 3(11). С. 91–97.

- URL: <http://modern.science.triacon.org/ru/issues/2012/files/papers/3/91-97.pdf>
2. Xiaodong P. Cleaning, upgrading, storing technology of super biological natural gas plants and typical cases. *Proceedings of Seminar on Bio-natural Gas for Developing Countries*, September 7-27, 2018, Chengdu, PRC, Chengdu: Biogas Institute of Ministry of Agriculture, P.R. China. 2018. 181 p.
 3. Dudnik A., Korchevoy Y., Maystrenko A., Onischenko S. Installation for research of fuel cells. *Proceedings of Power-Gen Europe '97 Conference*, June 17-19, 1997, Madrid, Spain, Utrecht: PennWell Conference and Exhibitions. 1997. Vol. IV. P. 488 – 494.
https://www.researchgate.net/publication/341829696_Installation_for_research_of_fuel_cells
 4. Dudnyk O. M., Sokolovska I. S. Conversion of Ukrainian Low Grade Solid Fuels with CO₂ Capture. *Proceedings of 27th Annual International Pittsburgh Coal Conference*, 2010. PPC 2010. Volume 2. Pages 1012–1033. URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-84877597445&origin=resultslist&sort=plf-f&src=s&sid=c0a5801ca6bef4f2b04932f0a455ce99&sot=autdocs&sdt=autdocs&sl=18&s=AU-ID%2855694353900%29&relpos=2&citeCnt=0&searchTerm>
 5. Дудник О. М., Дунаєвська Н. І., Соколовська І. С. Застосування технологій парогазових енергетичних установок з внутрішньоцикловою газифікацією твердого та рідинного видів палива у світовій енергетиці та перспективи їх впровадження в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 3(58). С. 37—44. <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.037>
 6. Esposito R. The Kemper Project IGCC. Project Overview. SECARB Stakeholders' Briefing. 2017. 16 p.
 7. Waste Heat to Power (WH2P) Applications Using a Supercritical CO₂-Based Power Cycle/A. Kacludis, S. Lyons, D. Nadav, E. Zdankiewicz//*Proceedings of Power-Gen International 2012*, 11-13 December 2012, Orlando, FL U.S.A.-2012.-10 p.
https://www.echogen.com/_CE/pagecontent/Documents/Papers/waste-heat-to-power-applications.pdf
 8. CO₂ Power Solutions. Extra Power With no additional fuel burned/GE Marine. A division of GE Aviation. – 2 p.
<https://www.geaviation.com/sites/default/files/echogen-datasheet.pdf>
 9. Cuellar-Bermudez S.P., Garcia-Perez J.S., Rittmann B. E., Parra-Saldivar R. Photosynthetic bioenergy utilizing CO₂: an approach on flue gasesutilization for

- third generation biofuels. *Journal of Cleaner Production*. 2014. P. 1–13.
10. Zhu Q. Developments on CO₂-utilization technologies. *Clean Energy*. 2019. P.1–16. doi: 10.1093/ce/zkz008
 11. Sunfire GmbH. *Powercore—the Efficient Energy Converter*. 2017. <https://www.sunfire.de/en/company/news>
 12. Rieke S. CO₂ reutilization in industrial projects—state of art and realization of concrete projects for the production of renewable methane and solid products based on CO₂. Proceedings of the 2015 E-MRS Spring Meeting, Lille, France, 11–15 May. 2015.
 13. Ren J, Li FF, Lau J, et al. One-pot synthesis of carbon nanofibers from CO₂. *Nano Lett* 2015. #15. P. 6142–6148.
 14. Ren J, Li FF, Johnson M, et al. Transformation of the greenhouse gas CO₂ by molten electrolysis into a wide controlled selection of carbon nanotubes. *J CO₂ Util* 2017. #18. P. 335–344.
 15. Johnson M, Ren J, Lefler M, et al. Carbon nanotube wools made directly from CO₂ by molten electrolysis: value driven pathways to carbon dioxide greenhouse gas mitigation. *Materials Today Energy*. 2017. #5. P. 230–236.
 16. Martino A. *Sunshine to Petrol: Solar Recycling of Carbon Dioxide into Hydrocarbon Fuels*. Sandia National Laboratories, US DOE, 2009. http://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/S2P_SAND2009-5796P.pdf
 17. CRI. *CRI Technology Overview*. 2018. <http://carbonrecycling.is/innovation1/>
 18. Mihalcea C. CO₂ to fuels and chemicals, gas fermentation for acircular economy. Proceedings of 10th CO₂ Utilization Summit, Tampa, FL, USA, 28 February–1 March 2018.
 19. LanzaTech. *Facilities*. 2018. www.lanzatech.com/facilities/
 20. Convestro. *Cardyon® – Brighter Use of CO₂*. <https://www.covestro.com/en/cardyon/overview>
 21. Novomer. *What's New at Novomer*. <https://www.novomer.com/news>
 22. Monkman S., MacDonald M., Hooton R.D., et al. Properties and durability of concrete produced using CO₂ as an accelerating admixture. *Cement Concrete Comp*. 2016. #74. P. 218–224.
 23. Monkman S. Industrial CO₂ upcycling in ready mixed concrete production. Proceedings of 10th CO₂ Utilization Summit, Tampa, FL, USA, 28 February–1 March 2018.
 24. DeCristofaro N, Opfermann A. New CO₂-curing technology for concrete. *CryoGas International*. 2015. #53. P. 28–29.

25. Carbon8 Aggregates. <http://c8a.co.uk/>
26. Gunning P, Hills CD. Carbon negative: first commercial application of Accelerated Carbonation Technology. Proceedings of 7th International Scientific Conference: Science and Higher Education in Function of Sustainable Development, Uzice, Serbia, 3–4 October 2014.
27. Carbon Upcycling. *Turning Carbon Dioxide into CO₂NCRETE™*. <http://www.co2upcycling.com/>
28. Carbonfree Chemicals. *Capture Harmful Pollutants with SkyMine*. <http://www.carbonfreechem.com/technologies/skymine>

УДК 662.613.1

ПЕРСПЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОЙ УТИЛИЗАЦИИ ЗОЛЫ И CO₂ НА ТЭС

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

Уральский федеральный университет, Россия

Жесткая установка на экологизацию работы угольных ТЭС в мире приводит к значительным структурным сдвигам. В странах ЕС при ежегодном производстве около 88 млн. т золы (за 2016 год) [1] золоотвалы запрещены, либо их эксплуатация облагается штрафом. В Германии почти 100% летучей золы каменных углей (3–4 млн т/год) утилизируется внутри страны и за рубежом. Из них более 75% используется для производства строительных материалов на основе цемента. В США объем использования ЗШО в 2013 г. составил 51,6 млн т или около 45% от произведенного (114,7 млн т) [2]. В лидирующей по количеству использованной золы Индии 70% ЗШО (~ 100 млн т) сжигания высокосольных углей идет в строительство и на рекультивацию [3]. Наиболее рационально к утилизации ЗШО подходит Китай, рассматривая их в качестве реального источника искусственного сырья в разных отраслях промышленности и сельского хозяйства [4].

В России в среднем за последние годы объем использования ЗШО составил не более 10% от их годового выхода. По прогнозу Энергетической стратегии РФ до 2035 г. доля утилизируемых ЗШО должна увеличиваться от 8,4% в 2018 г. до 15% в 2024 г. и 50% в 2035 г.

Наряду с традиционным использованием ЗШО в странах с развитым сектором угольной экономики зарождается принципиально новое направление

утилизации ЗШО, непосредственно связанное с кампанией по снижению антропогенных выбросов CO_2 и с поиском форм длительного удержания техногенного углерода в низкоэнергетической термодинамически стабильной форме.

Одним из таких способов является использование природных минеральных ресурсов (в форме *in-situ* или *ex-situ*) и твердых отходов энергетики, промышленности и коммунального хозяйства в форме (*ex-situ*) для минерализации техногенных выбросов CO_2 .

Аккумулирующая емкость природных минералов практически безгранична. По данным [5] путем карбонизации *in-situ* и *ex-situ* природных минералов может быть уловлено более 10^4 – 10^6 млрд т CO_2 . При генерации CO_2 в количестве ~ 10 млрд т/год чистая работа угольной энергетики может продолжаться теоретически более 1000 лет. Сдерживающим фактором *in-situ* технологии служит необходимость обеспечения высокой концентрации и высокого давления углекислого газа, сопутствующие *in-situ* экологические риски и необходимость локализации ТЭС и вблизи подземного хранилища [6].

Комплексный подход к проблеме минерализации выбросов CO_2 за счет карбонизации золошлаковых отходов ТЭС является по данным International Energy Agency (IEA) [7] одним из наиболее перспективных в решении глобальных экологических проблем энергетики развитых и развивающихся экономик. Его применение может заметно снизить нагрузку на геологическое захоронение CO_2 и сдержать накопление промышленных отходов.

В России доля угольной генерации в установленной мощности электростанций составляет около 22% (56,6 ГВт). Основные мощности угольных ТЭС сосредоточены в Сибирском (45%), Дальневосточном (42%) и Уральском (21%) федеральных округах. На 172 теплоэлектростанциях России сжигается в год около 120 млн т угля, средняя зольность его составляет более 13%. 80% этого объема поставляется на ТЭС Сибири, Дальнего Востока и Урала. Основные энергетические угли поставляются из Кузнецкого, Канско-Ачинского, Экибастузского бассейнов. Годовой выход золы и шлака в последние годы составляет в среднем 22–23 млн т. Накопление золошлаковых отходов в золоотвалах составляет около 1,5 млрд т. Переход от гидрозолоудаления к сухому золошлакоудалению позволяет расширить возможности применения золы.

Традиционно термодинамически стабильные золы кислого состава с малым содержанием оксидов Са и Mg находят применение в строительной

промышленности как инертные заменители природных минералов, а золы, склонные к гидратации, используются как вяжущие материалы [8]. Они могут использоваться в промышленности как сырьевой ресурс, в качестве добавок и наполнителей при производстве широкого спектра строительных материалов: цемента, бетонов, кирпича, а также в качестве грунтов и искусственных инертных материалов при рекультивации техногенно нарушенных земель, планировке территорий, в строительстве автодорог. Аналогичное применение находят в строительстве гранулированные шлаки металлургических производств основного состава. Основные золы с высоким содержанием оксида кальция CaO (не менее 30%) рекомендуют применять в качестве самовяжущих материалов для частичной замены извести или цемента в ячеистых бетонах, а также в составе минеральных вяжущих для приготовления смесей и укрепленных грунтов в дорожном строительстве.

Химический состав золошлаковых отходов зависит от месторождения, разреза и пласта, из которых добыт уголь, от режима его сжигания, от способа золошлакоудаления, а также от длительности нахождения ЗШО на золоотвале, что определяет основные направления их использования. От соотношения кислых и основных компонентов зависят эксплуатационные (при сжигании) и потребительские (в стройматериалах и пр.) свойства зол.

При разработке новых технологий карбонизации и минерализации ориентируются на карбонатную активность ЗШО, которая характеризуется способностью взаимодействия активных компонентов золы (Ca , Mg) с углекислым газом с образованием термодинамически стабильного карбоната кальция или магния. Потенциал минерализации (поглощения CO_2 золой) вычисляется по стехиометрической формуле Стенуара [9] и соответствует максимально-возможной улавливающей способности золы:

$$\text{CO}_2(\%) = 0,785(\text{CaO}\% - 0,7\text{SO}_3\%) + 1,09\text{MgO}\% + 0,71\text{Na}_2\text{O}\% + 0,468\text{K}_2\text{O}\%$$

Формула предполагает, что весь CaO (кроме связанного в CaSO_4) и прочие окислы будут реагировать с образованием соответствующих карбонатов. Если предположить, что все доступные оксиды вступают в реакцию с образованием карбонатов, то улавливающая способность летучей золы российских углей в соответствии с приведенной формулой будет варьировать от нескольких процентов (для кислых зол) до ~40% (для высококальциевых основных зол).

Совмещение процесса получения активных оксидов кальция и магния из минеральной части топлива в паровом котле, сухого золошлакоудаления из котла и электрофильтров и насыщение их углекислым газом из продуктов

сгорания угля с получением термодинамически устойчивых карбонатов позволяет организовать малоотходный процесс производства электрической и тепловой энергии и заменителей природных материалов разного назначения.

Группа производств строительных материалов на основе карбонизации отходов промышленных производств наиболее полно соответствует задаче сокращения выбросов, поскольку:

- конечный продукт карбонизации существенно более стабилен, чем в других технических приложениях ССУ;
- производство стройматериалов на основе карбонизации менее энергоемко, чем производство топлив и химикатов, требующее большого количества водорода;
- полученные на базе отходов материалы обладают высоким потребительскими свойствами, более низкой стоимостью в сравнении с обычным производством и позволяют избежать затрат, связанных с процедурой удаления отходов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. ЕСОВА. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ecoba.com/ecobaccpprod.html> (дата обращения: 08.10.2020).
2. Production and use of coal combustion products in the U.S. Historical Market Analysis, prepared by American road & Transportation builders association. 2015. 74 p. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.aaa-usa.org/Portals/9/Files/PDFs/ReferenceLibrary/ARTBA-final-forecast.compressed.pdf>.
3. Central Electricity Authority (CEA). Report on fly ash generation at coal/lignite based thermal power stations and its utilization in the country for the year 2016-17. New Delhi, 2017. 63 p. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.cea.nic.in/reports/others/thermal/tcd/flyash_201617.pdf (дата обращения: 08.09.2020).
4. Ma S-H., Xu M-D., Qiqige, Wang X-H., Zhou X. Challenges and Developments in the Utilization of Fly Ash in China // Int. J. Environ. Sci. Dev. 2017. Vol. 8, No. 11. P. 781–785.
5. Gadikota G., Park A. H. A. Accelerated carbonation of Ca-and Mg-bearing minerals and industrial wastes using CO₂ Carbon dioxide utilization // Closing the carbon cycle / eds P Styring, E A Quadrelli, K Armstrong. Amsterdam: Elsevier, 2015. Ch. 8. P. 115–37.

6. Sanna A., Uibu M., Caramanna G., Kuusik R., Maroto-Valer M. M. A review of mineral carbonation technologies to sequester CO₂ // Chem. Soc. Rev. 2014. Vol. 43, No. 23. P. 8049–8080.
7. Putting CO₂ to use. Paris: IEA, 2019. [Електронний ресурс]. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use> (дата обращения: 08.09.2020).
8. ГОСТ 25818–2017. Межгосударственный стандарт. Золы-уноса тепловых электростанций для бетонов. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2017. 23 с.
9. Fernandez M. B., Li X., Simons S. J. R., Hills C. D., Carey P. J. Investigation of accelerated carbonation for the stabilization of MSW incinerator ashes and sequestration of CO₂ // Green Chem. 2004. No. 6 P. 428–436.

УДК 662.6

СТВОРЕННЯ ВИСОКОЕФЕКТИВНИХ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ НА БАЗІ ІСНУЮЧОГО ПАРКУ ОБЛАДНАННЯ ТЕС І ТЕЦ. АНАЛІТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Мірошниченко Є. С.

ПРАТ «ТЕХЕНЕРГО», Україна, ТОВ «МСЕ», Польща

В Україні виробництво електроенергії скорочується приблизно на 2–5% на рік через кризові явища в економіці, впровадження заходів з енергоефективності та підвищення тарифів для промислових споживачів. Частка і загальний обсяг теплової (вугільної) генерації також скорочується через спорудження нових сонячних та вітрових електростанцій, але все ж лишається на певному рівні для забезпечення маневрування мережі. Стан обладнання вітчизняних ТЕС, яке давно відпрацювало свій ресурс, не дозволяє забезпечити вітчизняну економіку електроенергією за конкурентними цінами через високі перевитрати на виробництво електроенергії у порівнянні з будь-якою європейською країною, що є однією з причин стагнації економіки країни. Дедалі жорсткішими стають екологічні вимоги саме для ТЕС, що використовують у якості основного палива вугілля.

Логічним є скорочення існуючих неефективних теплових потужностей, що відпрацювали свій ресурс (у рамках курсу на декарбонізацію Європейської економіки), з іншого боку наявна потреба ринку у потужностях, що мали б високі техніко-економічні показники, забезпечували ринок дешевою енергією, та одночасно були б високоманевреними, для забезпечення покриття небалансів

системи, які додатково створені вітровою та сонячною генерацією.

Ситуація ускладнюється курсом на декарбонізацію економіки країни, через те, що даний підхід в довготривалій перспективі робить неокупними інвестиційні проекти, які потрібні для заміни старих неефективних блоків на нові (за прикладом Німеччини).

Єдиний шлях пошуку можливостей підвищення економічних показників полягає у модернізації вже існуючих енергоблоків. Головним драйвером останніх років були реконструкції енергоблоків антрацитових ТЕС з переводом їх на газове вугілля «маловитратними» методами, які ставили на меті тільки перехід на спалювання кам'яного вугілля замість антрациту. До російської агресії основні заходи реконструкції впливали тільки на подовження терміну експлуатації блоків, в той час як економічні та маневрові показники для котлів були вторинними [6].

Котлоагрегати багатьох ТЕС, що експлуатуються в Європі та світі мають подібну конструкцію та параметри пари, до тих, що експлуатуються в Україні. Для них витрата умовного палива складає 335–360 г у.п./кВт·год. замість 380–430 г у.п./кВт·год. що є «нормою» в Україні. Маневрові характеристики також відмінні і складають 50–100% діапазону. В той час як на багатьох ТЕС в Україні діапазон маневреності значно обмежений як по мінімальним, так і по максимальним навантаженням.

При накладанні принципових схем котлоагрегатів більшості європейських країн, що спалюють аналогічне українському кам'яне вугілля марки «Г», на схеми будови вітчизняних котлоагрегатів, яскраво вирізняються відмінності у будові пилосистем (рис. 1). В Україні застосовуються пилосистеми на базі КБМ (кульобарабаних млинів) з промбункером, в той час як найкращим рішенням для розмелу кам'яного вугілля є застосування пилосистем безпосереднього вдунання під тиском на базі кільцево-кульових млинів (ККМ).

Основною рисою роботи (в принципі суто антропогенних) пилосистем з КБМ на газовому вугіллі є вибухонебезпечність, що призводить до необхідності залучення димових газів для вентиляції млина (зниження вмісту кисню менше 16%), роботи пилосистеми під розрядженням, а також до зниження температур сушильно-вентилюючого агенту, що потім надходить до паливної камери.

Всі ці заходи впливають на економічні показники котла, збільшуючи винос тепла з топki в конвективну шахту та винос тепла з відхідними газами.

Крім того, збільшений обсяг газів (на частку рециркуляції 6–7%) призводить до перегріву пари в конвективних пароперегрівниках проміжного

перегріву, що призводить до включення в роботу аварійних впроскуючих парохолоджувачів, робота яких суттєво збільшує витрату тепла на виробіток кіловат-години (рис. 2).

а)

б)

Рис. 1. Принципова схема газоповітряного тракту котлоагрегату ТПП-210А

- а) – з пилосистемами на базі КБМ з проміжним бункером пилу;
- б) – з пилосистемами прямого вдування під тиском на базі ККМ.

Для оцінки перелічених чинників було використано математичну модель розрахунку [3, 4] на прикладі котлоагрегату ТПП-210А, що переведений на

кам'яне вугілля марки «Г» у варіантах роботи з пилосистемами на базі КБМ та з проміжним бункером пилу та пилосистемами на базі ККМ з прямим вдуванням. Кількість присмоктів у котлі прийнято збільшеними від проектних до реальних експлуатаційних значень [7]. Дана математична модель успішно використовувалася для виконання розрахунків реконструкції котлоагрегатів ТПП-210А ст №1, 3, 4 Трипільської ТЕС та №7, 10 Зміївської ТЕС, де була практично підтверджена коректність роботи програми.

За підсумками виконаних розрахунків можна визначити (рис. 3, 4), що втрати з відхідними газами за умови роботи пилосистем прямого вдування замість КБМ зменшуються, а к.к.д котлоагрегату брутто зростає у середньому на 2,47%.

Згідно з нормативними характеристиками турбіни К-300-240 [5] можна оцінити втрати від відкриття впуску у промперегрівник, який працює практично у всьому робочому діапазоні за умови роботи котла з пилосистемами з КБМ. У середньому робочому діапазоні витрата тепла на турбіну збільшується через роботу впуску для компенсації перегріву проміжної пари, що викликана додатковою рециркуляцією димових газів для безпечної роботи пилосистем з КБМ, на 0,48%, (рис. 2, рис 3.).

Для вивчення зміни маневрових характеристик котла досліджено обмеження максимального та мінімального навантаження. Максимальне навантаження обмежено продуктивністю димососа (1050 тис. м³/год) та температурою на виході з топочної камери (1100 °С) як умови шлакування ширмового пароперегрівача. З графіків на рис. 4, 5 видно що дані обмеження при застосуванні прямого вдування зміщуються у більшу сторону на 5% або 15 МВт для енергоблоку 300 МВт.

Рис. 2. Поправка до витрати тепла на виробіток електричної енергії для турбіни К-300-240 [5] на включення впуску в проміжний перегрівник.

Рис. 3. Зміни складових к.к.д. енергоблоку.

Рис. 4. Зміни складових показників обмеження навантаження

Мінімальне навантаження обмежене умовами стійкого займання вугільного пилу при розвантаженому котлі та умовами виходу рідкого шлаку. З графіку, що на рис. 5 видно, що за рахунок відсутності подачі димових газів в зону активного спалювання та підвищення температури первинного повітря,

відсутності присмоктів в пиросистему, температура на виході з зони активного спалювання збільшилася приблизно на 100°C , що забезпечило умови стійкого виходу рідкого шлаку при розвантаженні до 50%, що не можливо при роботі з КБМ з вищезазначених причин. Тобто розширення діапазону розвантаження склало 10%. У сумі маневреність котла збільшилася на 15% від номінального навантаження або на 45 МВт.

Рис. 5. Робота паливної камери котла при застосуванні змін.

Підсумувавши зміни к.к.д. від 2 чинників (зменшення втрати з уходящими газами, та зменшення витрати тепла на вироблення електроенергії через виключення аварійного впрску) визначено річний економічний ефект, який становить 30,07 млн грн.

Крім перелічених чинників економічний ефект дає зменшення витрати електричної енергії на розмел для середньохідних млинів у порівнянні з кульобарабаними на рівні 11,3 млн грн на рік (зменшення становить 15 кВт/т розмеленого палива), зменшення витрат на придбання молоткових куль – 5,6 млн грн на рік (витрата металу на помел вугілля зменшується з 400 до 12 г/т розмеленого палива) [1]. Для енергоблоку 300 МВт з середнім навантаженням з ціною вугілля 1650 гривень/т + доставка, сумарний річний економічний ефект складе 46,97 млн грн.

За сумою даних ефектів окупність проекту складає від 3,6 до 4,6 років (в

залежності від ставки дисконтування), що є цілком прийнятним з огляду роботи даного обладнання до 2049 року, коли планується здійснити повний перехід на безвуглецеву економіку. Екологічний ефект пропорційний зменшенню використання вугілля на вироблення електроенергії. Також проект за рахунок збільшення маневрування дає можливість тримати у мережі більше вітрових та сонячних електростанцій.

У роботі нового ринку електричної енергії поки що відсутні зрозумілі алгоритми визначення компенсаційних витрат за використання маневрової потужності (допоміжних послуг) тому коректно визначити економічний ефект від збільшення маневрового діапазону енергоблоку – проблематично.

Відомо, що спорудження 1 МВт високоманеврової потужності обходиться не менше 29 млн грн, оскільки маємо збільшення маневру блоку на 45 МВт, то відповідно економія становитиме 1,3 млрд грн, що більше ніж вчетверо перекриває необхідні інвестиції на закупівлю та встановлення комплектів відповідного обладнання пилосистем прямого вдування під тиском з 6 кільцево-шаровими млинами типу 8M95 (по 3 пилосистеми на кожен корпус котла) – завод виробник – FPM S.A. (Мікулов, Польща) – MCE Sp.z.oo (Хелм, Польща).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

- 1.Летин Л. А., Роддатис К. Ю. “Среднеходные и тихоходные мельницы”, Энергоиздат –М., 1981, 358 с.
- 2.СОУ-Н МПЕ 40.1.09.151:2005 “Складання енергетичних характеристик устаткування, порядок визначення нормативних питомих витрат та заощадження палива на енергопідприємствах. Методичні вказівки”.
3. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н. В. Кузнецова, В. В. Митора и др. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
4. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). – С.-Петербург: ОАО «ВТИ», НПО ЦКТИ, 1998. – 259 с.
5. РД 34.30.713-75 «Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ».
6. Чернявский Н.В. Результаты реконструкции ТЭС Украины в 2005–2015 гг. // 11-я Междунар. научн.-практ. конф. «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»: Сб. научн. трудов. – Киев: ИУЭ НАН Украины, 2015. – С. 82–86.
7. Чернявский Н. В., Мирошниченко Е. С., Провалов А. Ю. Опыт перевода котлов ТПП-210А блоков 300 МВт Трипольской ТЭС на сжигание газового

угля // Электрические станции. – 2020. – №7. – С. 6–13.

8. РД 34.03.352-89 «Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива».

УДК 519.6:536.423

СТВОРЕННЯ ВИСОКОЕФЕКТИВНОГО РАДІАЦІЙНО-КОНВЕКТИВНОГО РЕКУПЕРАТОРА ПРОМИСЛОВИХ ПЕЧЕЙ

Сорока Б. С., д.т.н., проф.; Згурський В. О., к.т.н.

Інститут газу НАН України

Утилізатори теплоти викидних газів – продуктів згоряння – обов’язковий етап використання палива високотемпературних агрегатів. Значне поширення в промислових печах знайшли радіаційні утилізатори теплоти кошикового типу, в яких канал підігріву повітря, що йде на горіння, розташований біля зовнішньої поверхні корпусу рекуператора.

В Інституті газу НАН України запропоновано оригінальну конструкцію радіаційного двоходового рекуператора (*RRSE*) [1], в якому за рахунок раціонального розміщення поверхонь нагріву, а також встановлення вторинних випромінювачів в димовому каналі забезпечується підвищення температури підігріву повітря горіння $T_{a,ex}$ та переданого повітряному теплоносію теплового потоку Q_a . Конструктивна схема рекуператора *RRSE* рис. (1) відповідає принципам функціонування теплообмінних апаратів радіаційного типу за можливим рівнем технологічних температур, а також у зв’язку з використанням вставок – вторинних випромінювачів

Рис. 1. Радіаційно-конвективний двоступінчастий рекуператор типу *RRSE* конструкції Інституту газу НАНУ

Разом з тим новому апарату притаманні окремі риси конвективного теплообміннику, зокрема з огляду на протилежний вплив характерних розмірів у перерізі каналів на радіаційний та конвективний потік.

З урахуванням всіх зазначених обставин рекуператор *RRSE* вважається радіаційно-конвективним. У рекуператорі *RRSE* висока ефективність нагріву повітря забезпечується двоступеневим підігрівом: 1-а ступінь нагріву – внутрішній повітряний кільцевий канал з двостороннім обігрівом, який омивається продуктами згоряння зі сторін центрального циліндричного і периферійного кільцевих каналів продуктів згоряння; 2-а ступінь нагріву – зовнішній повітряний кільцевий канал, в якому організовано односторонній обігрів продуктами згоряння з боку периферійного кільцевого каналу продуктів згоряння. Внутрішній і зовнішній кільцеві повітряні канали (ємності), з'єднані між собою перепускними трубами.

Для збільшення ефективності теплообміну в розглянутому рекуператорі *RRSE* в центральному каналі продуктів згоряння розміщено випромінювач, який складається з радіальних пластин, що перетинаються, а в кільцевому каналі продуктів згоряння розміщені допоміжні випромінювачі виконані у вигляді плоских радіальних ребер. Названі випромінювачі забезпечують збільшення сумарного теплового потоку до стінок каналів рекуператора.

Завдання підвищення характеристик рекуператора (температури підігріву повітря горіння $T_{a,ex}$ та переданого повітряному теплоносію теплового потоку Q) є незмінно актуальним і вирішується воно, як правило, інтенсифікацією теплообміну та збільшенням теплообмінної поверхні. При цьому, спосіб останній прийом має великий кількісний вплив на результуючий ефект.

На рис. 2 представлено вплив збільшення теплообмінної поверхні (відносної її площі $\tilde{F}$) на зміну температури підігріву повітря $T_{a,ex}$ в рекуператорі ковпакової печі за даними роботи [2] – (крива 1). У згаданій роботі конструкція рекуператора не наводиться. Сучасні ковпакові відпалювальні печі обладнані високоефективними індивідуальними рекуператорами для кожного з пальників або централізованим рекуператором. Процес, що розглядається, відноситься до числа низько – і середньотемпературних технологій термообробки (840–880 К), хоча при різноманітності процесів відпалу сталі (темного, світлого, сфероїдального) та ін. процесів термообробки слід говорити про рівень робочих температур до 1400 К. Максимальна температура підігріву повітря 730 К, середня температура повітря в процесі відпалу 630 К або трохи нижче. В цих умовах втрати енергії з газами, що за рекуператором, складають ~28% [2].

Подальше збільшення температури підігріву повітря до 900 К для розглянутої технології забезпечує додаткове скорочення витрат природного газу на 11%, однак вимагає істотного збільшення теплообмінної поверхні рекуператора [2].

Результати роботи [2] порівняні з нашими даними, отриманими шляхом CFD-моделювання. На відповідну криву (рис. 3) нанесені результати наших розрахунків впливу відносної поверхні $\tilde{F}$ на $T_{a,ex}$ при варіюванні характерних розмірів рекуператора $RRSE$. Зміна $\tilde{F} = \pi(D_2 + D_3 + D_4)H/F_0$, де F_0 – теплообмінна поверхня базової конструкції, забезпечувалася в одному випадку – зміною висоти H , в іншому випадку – величиною діаметрів теплообмінних поверхонь з фіксованими співвідношеннями $D_4/D_3 = const$, $D_4/D_2 = const$. Аналіз представлених залежностей показує, що для радіаційного рекуператора збільшення теплообмінної поверхні шляхом зміни висоти є більш ефективним, ніж збільшення діаметрів теплообмінних поверхонь рекуператора.

На рис. 2 нанесено розрахункові точки для радіаційного рекуператора з одностороннім обігрівом типу традиційного радіаційного щільного рекуператора (крива – 4) з прямоточним рухом продуктів згоряння та повітряного потоку, який нагрівається [3].

1 – крива за даними роботи [2]; 2, $\blacktriangle$ – точки за нашими розрахунками для рекуператора $RRSE$ при збільшенні поверхні через зміну висоти рекуператора H ; 3, $\bullet$ – за нашими розрахунками для радіаційного рекуператора $RRSE$ (рис. 1) при впливі на поверхню шляхом зміни діаметрів теплообмінних поверхонь; 4, $\blacksquare$ – за нашими розрахунками для радіаційного рекуператора з одностороннім обігрівом при впливі на поверхню шляхом зміни висоти рекуператора H .

Рис. 2. Залежність температури підігріву повітря, $T_{a,ex}$, К, від відносної величини теплообмінної поверхні рекуператора $\tilde{F}$, %

Як видно з рисунка, запропонований нами вискоєфективний рекуператор $RRSE$ дає можливість збільшення температури підігріву повітря приблизно в два рази в порівнянні з класичною конструкцією радіаційного рекуператора з одностороннім обігрівом. Такі можливості забезпечуються одночасно з

підйомом рівня температур підігріву повітря.

На основі проведених теоретичних досліджень, CFD-моделювання та стендових випробувань на вогневих стендах запропоновані та за розробками Інституту газу НАНУ в 2020 р. у США впроваджується теплообмінний апарат (рекуператор нової генерації типу RRSE) з вторинними випромінювачами всередині димових каналів, з одного боку, та між каналами, всередині повітряних камер з іншого боку (рис. 3).

А

Б

Рис. 3. Виготовлений в США рекуператор типу RRSE.

а – зовнішній вигляд рекуператора перед монтажем на печі;

б – рекуператор, встановлений на печі вторинного плавлення алюмінію.

На першому етапі проектування в якості базових розмірів рекуператора для реконструкції печі вторинного плавлення алюмінію обрано рекуператор з габаритними розмірами – діаметр 910 мм, довжина 2400 мм. Ця конструкція була оптимізована шляхом CFD-моделювання.

Відмінною рисою рекуператора обрано подальший розвиток основної ідеї удосконалення – використання триходового (3-ступеневого) підігріву повітря.

Очікувані термічні та гідравлічні показники роботи рекуператора за результатами розрахунків в умовах варіювання конструктивних і режимних характеристик запропонованої конструкції рекуператора надано в табл.1.

Таблиця 1. Тепло-гідравлічні характеристики рекуператора

D3, діаметр третього ходу, мм	вторинні випромінювачи	$t_{fl}, ^\circ\text{C}$	$\dot{V}_{fl}, \text{м}^3/\text{Г}$	$\dot{V}_a, \text{м}^3/\text{Г}$	$t_{a,ex}, ^\circ\text{C}$	$\Delta p_a, \text{Па}$
1	2	3	4	5	6	7
360	відсутні	1000	1416	1274	449	1118
	встановлені	1000	1416	1274	460	1125
	відсутні	900	1416	1274	394	1128
	встановлені	900	1416	1274	402	1183

1	2	3	4	5	6	7
250	встановлені	900	1416	1274	404	1113
	відсутні	900	1416	1274	398	1075
	відсутні	900	1062	956	426	625
	відсутні	900	708	637	463	293
	відсутні	1000	1416	1274	456	1140

t – температура; $\dot{V}$ – витрати потоків при нормальних умовах; Δp – гідравлічні втрати. Індеси: “ f ” – топкові гази (flue gases); “ a ” – повітря (combustion air); “ ex ” – вихід.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Патент на винахід України за заявкою № а 201208213: МПК (2012) F28D 7/00, 7/10. Радіаційний рекуператор / Сорока Б. С., Шандор П., Воробйов М. В.; заявник і власник патенту Інститут газу НАН України – заяв. 05.07.2012. – 5 с.
2. Wendt P., Kühn F.P. “Modernization and efficiency of thermal processing plants” // Heat Processing, (9), issue 1 – pp. 21 – 28 – 2011.

УДК 662.6

ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З ОРГАНІЗАЦІЇ СПАЛЮВАННЯ В КОТЛОАГРЕГАТІ ТПП-200-1 СЛОВ’ЯНСЬКОЇ ТЕС АНТРАЦИТУ, ПІСНОГО, ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ ТА ЇХ СУМІШЕЙ З ВИКОРИСТАННЯМ НАЯВНОГО ОБЛАДНАННЯ

Чернявський М. В., к.т.н.; Провалов О. Ю., к.т.н.; Косячков О. В., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, Київ

3-поміж антрацитових ТЕС вирізняється Слов’янська ПАТ “Донбасенерго”, енергоблок якої потужністю 800 МВт з котлом ТПП-200-1 (рис. 1) живиться пилом по пилопроводах високої концентрації від центрального пилозаводу (ЦПЗ), проектним паливом для якого є донецький антрацит з виходом летких речовин до 8%.

Починаючи з 2017 р., Слов’янська ТЕС відчуває гострий дефіцит проектного палива. У 2018–2019 рр. Інститутом вугільних енерготехнологій (ІВЕ) НАН України були розроблені безпечні режими сушки та розмелу на ЦПЗ вугілля та сумішей з різним виходом летких речовин, які включали утримання вмісту вологи сушонки не меншого, ніж рівень гігроскопічної вологи, і збільшення розміру частинок пилу (погрублення розмелу) відповідно до

збільшення виходу летких речовин [1].

Рис. 1. Котел ТПП-200-1 (повздовжній розріз)

З впровадженням цих режимів на Слов'янській ТЕС у 2017–2019 роках було організоване безпечне та ефективне пилоприготування на ЦПЗ і спалювання в існуючому котлі сумішей імпортованого антрациту з пісним вугіллям, з відходами вуглезабагачення, з газовим вугілля та нафтовим коксом з виходом летких речовин сумішей до 18–20% [2]. На цей час одна з трьох сушильно-розмельних систем пилосаводу працює на чистому газовому вугіллі, що фактично означає живлення котла паливною сумішшю з вмістом газового вугілля до 60%. Після відпрацювання режимів спалювання на нього планується переведення всієї ТЕС. Принципову можливість цього доводить приклад переведення на спалювання газового вугілля менших за розміром, але подібних за геометрією топки антрацитових котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС і П-50 Криворізької ТЕС [3].

Хоча в розроблених режимах пилоприготування і транспорту пилу сумішей з підвищеним виходом летких речовин випадки самозаймання пилу відсутні, вони стали час від часу відбуватись в пальниках котла (рис. 2), а саме – у вхідному завитку первинного повітря.

Рис. 2. Пальник вихровий пилогазовий

Ці випадки пов'язані із заляганням пилу, і більш ймовірно на часткових навантаженнях, коли витрата і, відповідно, швидкість первинної аеросуміші зменшуються. З урахуванням різноманітності паливостачання на Слов'янську ТЕС, актуальним є розроблення технічних рішень для забезпечення умов безпечної експлуатації пальників у широкому діапазоні регулювання навантаження котлоагрегату при застосуванні антрациту, пісного, газового вугілля та їх сумішей.

За початковим проектом, подачу первинного повітря забезпечував вентилятор гарячого дуття (ВГД), який забирав повітря на всмоктування з колектора слабопідігрітого повітря перед повітропідігрівниками. З видачі ВГД повітря надходило в спеціально передбачені для його підігріву сектори в роторах регенеративних обертових повітропідігрівників (РОП). Цим досягалась максимально можлива температура первинного повітря для прискорення прогріву та запалювання палива. Така схема за рахунок запасу продуктивності ВГД дозволяла компенсувати додатковий опір пилу при його подачі пилопроводами нормальної концентрації. Але багато років тому на котлі було впроваджено систему пилоподачі високої концентрації під тиском (ПВКт): лопатеві пиложивильники (12 на бункер пилу кожного корпусу) замінені на аераційні, пил на пальники йде окремо, по трубі малого діаметра, і тільки приблизно в 2–3 м від завитку пальника врізається до трубопроводу первинного повітря. Оскільки при цьому опір трубопроводів первинного повітря значно зменшився, стала можливою і випробувана робота котла з видачею ВГД в загальний колектор повітря перед РОП. В такій схемі (рис. 3) шибири 452, 478 є нормально відкритими, вхідні та вихідні патрубки РОП-2,7, РОП-4,9 зроблені об'єднаними (без виділення спеціальних секцій), а частка первинного повітря

визначається співвідношенням прохідних перетинів нормально відкритих шиберів 457, 475 і 458, 476, яке становить близько 2, що відповідає коефіцієнту витрати первинного повітря близько 18,7% від стехіометричної.

Рис. 3. Схема повітряного тракту котла ТПП-200-1 станом на серпень 2020 р.
(показані нові байпасні лінії з колектору повітря перед РОП до коробу
первинного повітря)

Влітку 2020 р. в умовах збільшення частки газового вугілля в суміші і відзначених вище випадків самозаймання пилу в завитках первинного повітря пальників було зроблено спробу зниження температури первинного повітря за рахунок прокладання двох байпасних ліній загальним перетином близько

1,57 м² на корпус з колектору повітря перед РОП до коробу первинного повітря. Дійсно, за рахунок цього вдалося зменшити температуру первинного повітря від 340–360°C до 230–260°C. Однак при цьому витрата первинного повітря (в реальних м³/год.) і швидкість в каналі первинного повітря практично не змінились. Справа в тому, що при нормально відкритих шиберів 457, 475 і 458, 476 навіть невелике збільшення тиску в коробі первинного повітря викликає перерозподіл потоку повітря в бік шиберів 457, 458, тобто, в бік коробу вторинного повітря.

За чинними нормами з безпечної експлуатації пілосистем [4], якщо пилопровід ПВК вводиться в трубопровід первинного повітря перед пальником, температура первинного повітря повинна бути такою, щоб температура аеросуміші у вхідних патрубках пальників не перевищувала 160°C. Згідно з нормами проектування пальників [5], при переведенні вихрових пальників з антрациту на газове вугілля з урахуванням збільшеного виходу летких речовин коефіцієнт витрати окисника відносно стехіометричної α в каналі первинного повітря має зрости від 0,15–0,20 до 0,25–0,35, а швидкості в каналах пальника на номінальному навантаженні мають задовольняти вимогам: в каналі первинного повітря – 24–26 м/с; в каналі вторинного повітря – в 1,4–1,6 разів більше, тобто, 34–42 м/с. При роботі за існуючою схемою температура аеросуміші в пальнику перевищує 160°C в усьому діапазоні регулювання навантаження; швидкість потоку аеросуміші в каналі первинного повітря зменшується при зниженні навантаження до менше ніж 20 м/с, що викликає ризик залягання, а з урахуванням підвищеної температури аеросуміші – і самозаймання пилу; коефіцієнт витрати первинного повітря є меншим, ніж нормативно рекомендований для газового вугілля, що викликає ризик затягування факелу.

При виборі способу транспорту пилу для котла ТПП-200-1 слід виходити з принципу максимального використання наявного обладнання і врахувати, що інтегрована з котлом система пилоприготування відсутня, до бункерів котла надходить сухий готовий пил з ЦПЗ з температурою близько 70°C. Система подачі пилу ПВКт довела свою ефективність та зручність в експлуатації. Низька ймовірність ризику фільтрації повітря до бункеру пилу доведена відсутністю випадків розігріву пилу в бункері при роботі котла на паливних сумішах з підвищеним виходом летких речовин, в тому числі з вмістом газового вугілля в суміші понад 60%. Таким чином, найбільш доцільним і достатньо безпечним в експлуатації для котла ТПП-200-1 з подачею пилу з ЦПЗ

є збереження існуючої пилоподачі високої концентрації під тиском. З іншого боку, швидкість аеросуміші на виході ПВКт (7–8 м/с) є меншою, ніж на виході ПВКр (28–33 м/с), і недостатньою для нормальної роботи конусного розсікача. Тому введення труби ПВК в центральний канал пальника, як це зроблено при переведенні на газове вугілля котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС, потребує оснащення виходу трубопроводу ПВК повноцінною системою ПВКр, включаючи ежектор з підведенням пари. Наявність одночасно двох принципово різних систем ПВК на одному котлі є витратним у виготовленні та в експлуатації і складним для регулювання. Крім того, подача пилу парою в прямоточний центральний канал не забезпечує належних умов займання у випадку роботи на антрациті.

Для усунення ризику самозаймання пилу в системі пилоподачі та в пальнику запропоновано та розрахунково обґрунтовано технічне рішення з максимальним використанням існуючого обладнання, сутність якого полягає в збільшенні швидкості аеросуміші в каналі первинного повітря і в зменшенні температури аеросуміші перед пальником згідно з нормативними вимогами безпечної експлуатації пилосистем на газовому вугіллі та в збільшенні коефіцієнту витрати первинного повітря згідно з нормативними рекомендаціями з проектування та експлуатації пальників на газовому вугіллі. Це технічне рішення полягає в наступному: залишається система транспорту пилу ПВКт з існуючою врізкою труб ПВКт в трубопроводі первинного повітря перед пальниками; на додаток до щойно прокладених двох байпасних трубопроводів на корпус між колектором повітря перед РОП та коробом первинного повітря прокладаються ще два такі ж байпасні трубопроводи на корпус, оснащені регулюючими шиберами. Таке технічне рішення дозволяє здійснювати пилоподачу і спалювання різних марок вугілля (А, П, Г та їх сумішей) без зміни складу обладнання повітряного тракту та пальників, за допомогою тільки режимних заходів (табл. 1).

Таблиця 1. Рекомендовані режими роботи системи пилоподачі та пальників

Навантаження котла, %	100	90	80	70
1	2	3	4	5
Антрацит (АШ), $V^{\text{daf}} < 8\%$				
Шибери байпасів “теплого” повітря закриті, шибери 475, 476 відкриті на 90%				
Ступінь відкриття зовнішнього каналу вторинного повітря, %	100	80	60	40
Температура центрального повітря, °C	350	340	330	320
Температура первинного повітря, °C	350	340	330	320

Продовження Табл. 1.

1	2	3	4	5
Температура первинної аеросуміші, °C	239	233	227	221
Температура вторинного повітря, °C	350	340	330	320
Швидкість в центральному каналі, м/с	8,8	7,8	6,8	5,8
Швидкість в каналі первинного повітря, м/с	22,0	19,5	17,2	14,8
Швидкість в каналі вторинного повітря внутр., м/с	29,7	29,8	29,9	29,9
α скидного повітря	0,019	0,022	0,024	0,028
α центрального повітря	0,050	0,050	0,050	0,050
α первинного повітря	0,170	0,170	0,170	0,170
α вторинного повітря	0,881	0,898	0,916	0,932
Пісне вугілля та вугільні суміші з $V^{\text{daf}} = 8-18\%$				
Відкриті шибири 2 байпасів повітря на 100%; шибири 475, 476 відкриті на 100%				
Ступінь відкриття зовнішнього каналу вторинного повітря, %	40	27	15	0
Температура центрального повітря, °C	350	340	330	320
Температура первинного повітря, °C	229	223	218	212
Температура первинної аеросуміші, °C	178	174	170	166
Температура вторинного повітря, °C	350	340	330	320
Швидкість в центральному каналі, м/с	8,5	7,5	6,6	5,6
Швидкість в каналі первинного повітря, м/с	26,4	23,5	20,7	18,0
Швидкість в каналі вторинного повітря внутр., м/с	37,6	37,4	36,9	37,1
α скидного повітря	0,020	0,022	0,025	0,029
α центрального повітря	0,050	0,050	0,050	0,050
α первинного повітря	0,240	0,240	0,240	0,240
α вторинного повітря	0,810	0,828	0,845	0,861
Газове вугілля та вугільні суміші з $V^{\text{daf}} > 30\%$				
Шибири 2 байпасів повітря відкриті на 100%, 2 – на 75%; шибири 475, 476 відкриті на 65%				
Ступінь відкриття зовнішнього каналу вторинного повітря, %	20	15	10	0
Температура центрального повітря, °C	350	340	330	320
Температура первинного повітря, °C	184	180	176	171
Температура первинної аеросуміші, °C	151	148	145	142
Температура вторинного повітря, °C	350	340	330	320
Швидкість в центральному каналі, м/с	8,5	7,5	6,6	5,6
Швидкість в каналі первинного повітря, м/с	28,9	25,9	22,8	19,8
Швидкість в каналі вторинного повітря внутр., м/с	41,6	39,3	36,7	35,4
α скидного повітря	0,020	0,022	0,025	0,029
α центрального повітря	0,050	0,050	0,050	0,050
α первинного повітря	0,280	0,280	0,280	0,280
α вторинного повітря	0,770	0,788	0,805	0,821

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Чернявський М. В., Провалов О. Ю. Наукові основи та технічні рішення для переведення Слов'янської ТЕС на газове вугілля // 15-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»: Зб. наук. праць. – Київ: ІВЕ НАН України, 2019. – С. 106–110.
2. Провалов О. Ю., Косячков О. В., Росколупа А. І. Досвід пилоприготування і спалювання сумішей антрациту з нафтовим коксом та газовим вугіллям на Слов'янській ТЕС // Там же. – Київ: ІВЕ НАН України, 2019. – С. 110–113.
3. Чернявский Н. В., Мирошниченко Е. С., Провалов А. Ю. Опыт перевода котлов ТПП-210А блоков 300 МВт Трипольской ТЭС на сжигание газового угля // Электрические станции. – 2020. – №7. – С. 6–13.
4. РД 34.03.352-89 «Правила взрывобезопасности топливоподачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива».
5. ОСТ 108.030.26-78 «Горелки вихревые пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками. Методы расчета и проектирования».

УДК 662.76:504.064:683.95(043.2)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ НАГРЕВА ЖИДКОСТИ ПРИ СЖИГАНИИ ГАЗА С ПОМОЩЬЮ АТМОСФЕРНЫХ ГОРЕЛОК

Сорока Б. С., д.т.н., проф.; Горупа В. В.

Институт газа НАН Украины

Несмотря на кажущуюся конструктивную простоту систем бытового использования топлива при сжигании газа (природного, сжиженного) с помощью атмосферных горелок, сопутствующие процессы тепломассопереноса отличаются комплексностью характера и переменностью во времени (нестационарностью).

Особенно усложнены процессы в системе «атмосферная горелка – продукты первичного горения и догорания – емкость с нагреваемой и кипящей жидкостью» при сжигании газа с помощью атмосферных горелок газовых плит.

В рассматриваемой системе внешний теплообмен (теплоподвод к емкости) включает конвективную и радиационную составляющие от химически реагирующего теплоносителя продуктов горения (СР). Вместе с тем СР всегда пребывают в инертном состоянии – в условиях гашения горения на стенке сосуда вследствие ее низкой ($\leq 100^{\circ}\text{C}$) температуры сосуда [1].

Следует указать, что процесс нагрева емкости, заполненной водой в определенном объеме в диапазоне температур воды 20 – 90 °С предусмотрен нормативами ДСТУ при определении КПД бытовых газовых приборов.

Дополнительные сложности процессам сопряженного теплообмена придает фазовое изменение теплоносителя – конденсация паров в продуктах сгорания с внешней стороны емкости, когда $t_w < t_d$ при обтекании стенок сосуда, и испарение – кипение жидкости при $t_{liq} \rightarrow 100$ °С – внутри емкости. Процессы теплообмена у стенки внутри емкости при изменении агрегатного состояния жидкого теплоносителя сопровождаются интенсификацией теплообмена на порядок и даже более (см. табл.1).

В связи с изложенным выше, в процессе нагрева емкости с водой меняется соотношение интенсивности внутреннего (коэффициент теплоотдачи α_{in}) и внешнего теплообмена (α_{out}), а также факторы, лимитирующие значения коэффициента теплопередачи k через стенку.

Таблица 1. Коэффициенты теплоотдачи α к поверхности теплообмена (HES) [2].

Система	α , Вт /м ² К
Спокойная вода / HES	350–580
Текущая вода / HES	350–2100
Кипящая вода / HES	3500–5800
Конденсирующийся водяной пар HES	10500
Воздух / гладкая поверхность	$5,6 + 4v$

Примечание: в таблице v – скорость обтекания, м/с.

Поскольку коэффициент теплопередачи через стенку k определяется меньшим из α по соотношению: $k \leq \alpha_{min}$, где $k = \alpha_{in} \alpha_{out} / (\alpha_{in} + \alpha_{out})$, то процесс нагрева емкости с водой меняется во времени и в зависимости от локализации на стенках сосуда рассматриваемых контрольных точек.

На рис. 1 представлена экспериментальная зависимость КПД системы «атмосферная горелка – емкость с водой» η_b , определяемого теплообменом между CP и водой W ($CP - W$) при сжигании природного газа с использованием эжекционной атмосферной горелки «NORD». Схема экспериментальной установки (огневого стенда) и организации процесса теплообмена представлена на рис. 2.

При варьировании тепловой мощности горелки N_b зависимость $\eta_b = \eta_{CP-W}(N_b) = \eta_b(V_b)$ носит экстремальный характер при любой геометрии системы «горелка – емкость». Характер кривых обусловлен лимитирующим

воздействием теплоподвода (внешним теплообменом), нисходящая – тепловосприятием (внутренним теплообменом).

Рис. 1. Зависимость КПД от расхода природного газа для горелки бытовой газовой плиты «NORD»

Рис. 2. Линии тока и организация теплообмена между горелкой газовой бытовой плиты и нагреваемой емкостью в зависимости от их взаимного расположения и тепловой нагрузки горелки:

а – минимальное удаление огневого насадка от емкости h_{min} и / или минимальный расход газа $V_{b, min}$; б – максимальное удаление огневого насадка от емкости h_{max} и / или максимальный расход газа $V_{b, max}$.

С другой стороны, η является функцией конструкции системы «факел – днище» – удаления днища сосуда от горелки h . Установлено монотонное уменьшение КПД при увеличении h для рассматриваемого типа горелки, что обусловлено сопутствующим уменьшением углового коэффициента излучения в этой системе, а также повышенным разбавлением продуктов первичного горения вторичным воздухом извне в случае увеличения расстояния h .

Обозначения:

η_f – энергетический КПД системы с горелкой;

η_{CP-W} – КПД по теплообмену в системе « $CP - W$ »;

$\eta_f(V_b)$ – КПД в зависимости от расхода газа на горелку;

α_{out} – внешний коэффициент теплоотдачи (от CP к наружной поверхности емкости);

α_{in} – внутренний коэффициент теплоотдачи от поверхности емкости к воде;

k – коэффициент теплопередачи;

CP – продукты сгорания;

W – вода в емкости;

HES – поверхность теплообмена.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Сорока Б. С. Интенсификация тепловых процессов в топливных печах / Б. С. Сорока – Киев; Наукова думка, 1993. 416 с.
2. Кухлинг Х. Справочник по физике / Пер. с нем. под ред. Е. М. Лейкина. – Москва: Мир, 1982. 520 с.

УДК 662.6

ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ КОТЛОАГРЕГАТИВ ТПП-210, ТПП-210А ЗМІЇВСЬКОЇ ТЕС НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ

Чернявський М. В., к.т.н.; Мірошніченко Є. С.; Провалов О. Ю., к.т.н.;

Росколуна А. І.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

Зважаючи на припинення поставок антрациту і пісного вугілля з Донбасу, у 2017–2019 рр. на газове вугілля були переведені блоки 200 МВт ст. №№ 2, 5, 6 Зміївської ТЕС з котлами ТП-100 із застосуванням сушки і транспорту пилу димовими газами, встановленням димосмоків рециркуляції димових газів (ДРГ)

та димосмоків інертних газів (ДІГ), заміною пальників та млинових вентиляторів (МВ) (ТОВ «ХПКІ ТЕП-СОЮЗ», ТОВ «Котлотурбопром»). Аналогічне рішення було застосоване і для котла П-50 блоку 300 МВт Криворізької ТЕС. У той же час існує досвід переведення на спалювання газового вугілля котлоагрегатів ТПП-210А блоків 300 МВт ст. №№ 3, 4 Трипільської ТЕС за технічними рішеннями ІВЕ НАН України [1, 2] з більшою часткою використання наявного обладнання, із значно меншими питомими капіталовкладеннями, з можливістю спалювання пісного вугілля. Тому для переведення на газове вугілля котлів ТПП-210, ТПП-210А блоків 300 МВт Зміївської ТЕС досвід Трипільської ТЕС був визначений як базовий, а ІВЕ НАН України – як розробник технічних рішень.

Котли ТПП-210 та ТПП-210А (рис. 1) паропродуктивністю 950 т/год. – прямооточні двокорпусні, розраховані для роботи в дубль-блоці з турбіною К-300-240.

Рис. 1 – Повздовжній переріз котлів ТПП-210 (а) і ТПП-210А (б)

Кожний корпус котла являє собою самостійний агрегат П-подібного компонування. Топка з рідким шлаковидаленням (РШВ) розділена перетиском на дві частини – камеру горіння і камеру допалювання. Кожний корпус котла ТПП-210 має 12 пилогазових вихрових пальників продуктивністю по вугіллю 5

т/год. з одним каналом вторинного повітря, розташованих зустрічно в два яруси на фронтівій і задній стінках передтопку; котла ТПП-210А – 6 пальників продуктивністю 10 т/год. з двома каналами вторинного повітря, розташованих зустрічно в один ярус. Пальники котла ТПП-210А і пальники нижнього ярусу котла ТПП-210 оснащені мазутними форсунками в центральному каналі (рис. 2).

Рис. 2 – Пальники котлів: а – ТПП-210, нижній ярус; б – ТПП-210А

На котлах реалізовано індивідуальну схему пилоприготування, з одним для обох корпусів пиловим бункером і трьома пилосистемами з кульобарабаними млинами (КБМ), сепараторами, циклонами. Сушильний агент – гаряче повітря. Пиложивильники – лопатеві, транспорт пилу до пальників – звичайної концентрації, за допомогою вентилятора гарячого дуття – ВГД (один на корпус). Відпрацьований запилений сушильний агент млиновими вентиляторами скидається в топку через прямоотчні скидні пальники (на ТПП-210 – по 12 на корпус на бокових стінках, на ТПП-210А – по 6 на корпус над основними пальниками). Крім визначення та розрахункового обґрунтування технічного рішення, задачею роботи було обрати з-поміж котлів більш доцільний для технічного переоснащення.

Аналіз складу і стану наявного обладнання показав, що для переведення пилосистем котлів ТПП-210, ТПП-210А Зміївської ТЕС на газове вугілля доцільно прийняти ті ж основні технічні рішення, що і для пилосистем котлів ст. №№ 3, 4 Трипільської ТЕС, а саме:

- кількість пилосистем скорочується з 3 до 2 (по 1 на корпус);
- ВГД після заміни корпусу із заводським бронюванням та робочого колеса використовуються в якості ДРГ для забезпечення відбору димових газів на сушку з конвективної шахти між економайзером та регенеративним повітропідігрівачем;

- очищення відібраних димових газів здійснюється компактними відцентровими золоконцентраторами зі скиданням уловленого зольного пилу до каналу ГЗВ;
- існуючі МВ зберігаються, транспорт пилу до основних пальників здійснюється системою пилоподачі високої концентрації під розрідженням (ПВКр), труби парового ежектора ПВКр вводяться до центрального каналу існуючих пальників, для чого мазутна форсунка зміщується від осі вниз, а завихрювач в центральному каналі демонтується, що перетворює пальник на прямоточно-вихровий (рис. 3);
- зберігається рециркуляція відпрацьованого сушильного агенту з виходу МВ на вхід до млина для регулювання сушильної продуктивності;
- для забезпечення теплового режиму вихолощування пилосистем котел оснащується ДГ (1 на 2 пилосистеми).

Рис. 3. Пальники котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС після реконструкції з введенням труби парового ежектора з конусним розсікачем до центрального каналу

Окремого вирішення потребувало питання скиду відпрацьованого запиленого сушильного агенту після МВ. Звичайно в котлах, призначених для спалювання газового вугілля, сушильний агент використовують для транспорту пилу і скидають до основних пальників. При реалізації такого скиду в канал первинного повітря існуючих пальників з урахуванням збільшеного виходу летких речовин порівняно з антрацитом коефіцієнт витрати окисника відносно стехіометричної α в каналі первинного повітря має зрости від 0,15–0,20 до 0,25–0,35, швидкості в каналах – на 20–30%, при чому швидкості повинні збільшуватись від осі до периферії пальника [3, 4]. При існуючій продуктивності МВ та вмісті кисню в сушильному агенті 14,5–15,5% величина α попадає в рекомендований діапазон. Але з урахуванням співвідношення перерізів каналів пальників та меншій, ніж первинного повітря, температурі сушильного агенту

скид сушильного агенту до каналів первинного повітря всіх пальників призвів би до небажаного зменшення в них швидкості до 16–17 м/с.

Для котла ТПП-210А ст. №4 Трипільської ТЕС було застосовано скидання сушильного агенту до каналів первинного повітря лише крайніх пальників, а в середні пальники в ці канали подавалось повітря. Це дало співвідношення швидкостей в центральному/первинному/вторинному каналах на номінальному навантаженні на рівні (22–23)/(24–25)/(27–28) м/с, що в цілому відповідає рекомендаціям [3, 4]. Така схема виявилась ефективною з точки зору організації займання та горіння, проте досить складною в експлуатації внаслідок необхідності роздільного регулювання розподілу повітря по каналах для різних пальників при зміні навантаження.

Тому для котла ТПП-210А ст. №3 було застосовано схему зі скиданням сушильного агенту в топку через скидні пальники. Попередні розрахунки показали, що при надлишку окисника на виході топки $\alpha = 1,2$ і нормативних присмоктах в топку 5% це залишає на основні пальники витрату $\alpha = 1,20-0,05-0,14 = 1,01$ від стехіометричної в розрахунку на весь пил, а з урахуванням того, що через циклони проскакує зі скидним сушильним агентом близько 10% пилу, $-\alpha = 1,12$ в розрахунку на пил, що подається через основні пальники. Така витрата забезпечує повноту вигорання пилу та оптимальну адіабатичну температуру факелу від основних пальників; необхідні швидкості в каналах забезпечувались завдяки обмеженню витрати до зовнішнього каналу вторинного повітря. Завдяки цьому для котла енергоблоку №3 було розроблено режими та доведено випробуваннями можливість зворотного переходу на спалювання пісного вугілля без зміни складу обладнання, за рахунок тільки режимних заходів (утонення розмелу пилу, перехід на сушку пилу гарячим повітрям, збільшення температури аеросуміші та зменшення частки первинного повітря). Таким чином, пилувугільний енергоблок 300 МВт ст. №3 Трипільської ТЕС став першим у світі, здатним працювати на двох принципово різних видах палива – на газовому і пісному вугіллі. Але досвід практичної експлуатації виявив і певні обмеження, які привносить цей спосіб з урахуванням фактичного стану обладнання. По-перше, фактичні присмокти в топку виявились не 5%, а 12–13%. По-друге, понаднормативний рівень присмоктів на ділянці між режимним перетином і димосмоком змушував при збільшенні навантаження зменшувати надлишок окисника на виході з топки до $\alpha = 1,15-1,17$. При цьому на максимальному навантаженні котла на основні пальники залишалась витрата окисника $\alpha = 0,88-0,91$ від стехіометричної. Хоча

при цьому стійкість займання та горіння не порушувалась, але зі збільшенням теплового навантаження корпусу понад 90% механічний недопал зростав до 2–3%, а емісія CO – до понад 3000 ppm, що неприпустимо. Ця обставина визначила обмеження паропродуктивності котла на рівні приблизно 870–900 т/год.

На підставі аналізу досвіду експлуатації наведених схем для переведення котлів ТПП-210, ТПП-210А Зміївської ТЕС на газове вугілля розроблено оригінальне технічне рішення, в якому скидання відпрацьованого запиленого сушильного агенту після МВ здійснюється до каналів первинного повітря всіх існуючих пальників (передбачається розподіл скиду сушильного агенту з “перчатки” МВ здійснювати на існуючі виходи в існуючі скидні пилопроводи, з розділенням їх по пальниках безпосередньо над пальниками), а для оптимізації розподілу швидкостей та коефіцієнтів витрати окисника в каналах існуючих пальників виконується заміна труби центрального каналу зі збільшенням діаметру: в пальниках котла ТПП-210 – від 377х9 мм до 426х8 мм, в пальниках котла ТПП-210А – від 670х8 до 720х8 мм. Таке рішення при присмоктах в топку до 15% забезпечує на номінальному навантаженні витрату окисника на пальниках $\alpha = 1,05$, сумарно в центральному каналі та каналі первинного повітря $\alpha = 0,28–0,35$, співвідношення швидкостей в центральному / первинному / вторинному каналах (17–19)/(19–21)/(23–25) м/с, що відповідає рекомендаціям [3, 4]. Решта характеристик пилосистеми, включаючи вміст кисню в сушильному агенті, його температуру та швидкість в пилопроводах, задовольняє норми безпечної експлуатації пилосистем на газовому вугіллі [5].

З огляду на меншу питому витрату пари на ежектори ПВКр та більш просте розведення скидного сушильного агенту при меншій кількості пальників, а також на можливість підтримання швидкості вторинного повітря в пальниках при зменшенні навантаження за рахунок прикриття шибером зовнішнього каналу вторинного повітря, для переведення на газове вугілля рекомендовано котел ТПП-210А ст. №10.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Chernyavskyy M. V., Dunayevska N. I., Provalov O. Yu., Miroshnichenko Ye. S. Scientific basis and technologies of anthracite replacement at thermal power plants // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2020, No 3. – P. 33–40.
2. Чернявский Н. В., Мирошніченко Е. С., Провалов А. Ю. Опыт перевода

- котлов ТПП-210А блоков 300 МВт Трипольской ТЭС на сжигание газового угля // Электрические станции. – 2020. - №7. – С. 6-13.
3. ОСТ 108.030.26-78 «Горелки вихревые пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками. Методы расчета и проектирования».
 4. Шагалова С. Л., Шницер И. Н. Сжигание твердого топлива в топках парогенераторов. – Л.: Энергия, 1976. – 176 с.
 5. РД 34.03.352-89 «Правила взрывобезопасности топливоподачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива».

УДК 547.992.2+66.081

БАГАТОРАЗОВЕ ВИКОРИСТАННЯ ГУМАТІВ ЛУЖНИХ МЕТАЛІВ ПРИ ОЧИСТЦІ ВОД ВІД Pb^{2+}

Рудисва К. Є., Карножицький П. В., к.т.н.

НТУ «Харківський політехнічний інститут»

Гумінові кислоти відносяться до аніонних поліелектролітів та є природними сорбентами значної кількості забруднювачів, зокрема, металів [1–4]. До одних з токсичних компонентів, які утворюють стійкі комплекси з гуматами, відносяться іони свинцю [5–7].

Застосування гумінових кислот для поглинання металів найбільш ефективно при підвищених значеннях рН (найкраще – у лужному середовищі) [6]. Використовувати при цьому доцільно не безпосередньо кислоти, а їх натрієві або калієві солі, які добре розчиняються у воді.

В даній роботі було встановлено можливості багаторазового використання гуматів, отриманих з торфу, бурого вугілля, а також комерційних гуматів калію (виробництва Китаю) при поглинанні іонів Pb^{2+} з концентрованих водних розчинів. Декілька циклів сорбції-десорбції з повторним застосуванням гуматів дозволяє знизити витрати та виділяти сорбовані іони у вигляді окремих розчинів.

Проведення процесу сорбції відбувалося з розчинів ацетату свинцю при значеннях рН у діапазоні 7,5–8,5, яке забезпечувалося введенням лужних водних розчинів гуматів. Розчини після сорбції відфільтровувалися, залишки на фільтрах промивалися деіонізованою водою та кількісно переносилися у водне середовище зі зниженням до 2,0–2,5 значенням рН. Зменшення рН відбувалося додаванням 0,1 н HNO_3 . Після десорбції розчини відфільтровувалися, а залишок гумінових кислот на фільтрі промивався, розчинявся у лузі та знову

направлявся на стадію сорбції. Всього проводилося 3 стадії сорбції та 2 проміжні стадії десорбції Pb^{2+} .

Вихідні маси гумінових кислот з торфу та бурого вугілля складають відповідно 21,7 та 44,8 мг (на органічну масу). Вихідна маса гуматів калію на органічну масу складала 35,7 мг. Встановлення концентрацій свинцю в розчинах для подальшого перерахунку в маси проводили з використанням атомно-емісійного спектрометра з індуктивно-зв'язаною плазмою Shimadzu ICPE-9800. Отримані результати наведені на рис. 1, 2.

Рис. 1. Загальна сорбція Pb^{2+} гуматами, отриманими з різних джерел

Рис. 2. Питому сорбція Pb^{2+} гуматами, отриманими з різних джерел

Висновки. Циклічне застосування гуматів лужних металів є ефективним способом очистки водних розчинів від іонів свинцю Pb^{2+} та дозволяє

зменшувати витрату сорбента шляхом його багаторазового використання. Додатковою перевагою такого підходу є отримання відокремлених розчинів Pb^{2+} , які можливо використовувати в якості потенційного джерела свинцю.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Zhou P., Yan H., Gu B. Competitive complexation of metal ions with humic substances. 2005. Chemosphere. Vol. 58(10). P. 1327–1337.
2. LeBoeuf E. J., Weber W. J. Macromolecular Characteristics of Natural Organic Matter. 2. Sorption and Desorption Behavior. Environmental Science & Technology. 2000. Vol. 34(17). P. 3632–3640.
3. Hanke D., Dick D. P. Organic Matter Stocks and the Interactions of Humic Substances with Metals in Araucaria Moist Forest Soil with Humic and Histic Horizons. Revista Brasileira de Ciência Do Solo. 2017. Vol. 41(0). P. 1–20.
4. Li J., Ding Y., Wang K., et al. Comparison of humic and fulvic acid on remediation of arsenic contaminated soil by electrokinetic technology. Chemosphere. 2020; 241:125038.
5. Waller P. A., Pickering W. F. The lability of zinc humate species, Chemical Speciation & Bioavailability. 1991. Vol. 3:1. P. 9–21.
6. Liu A., Gonzalez R. D. Modeling Adsorption of Copper(II), Cadmium(II) and Lead(II) on Purified Humic Acid. Langmuir. 2000. Vol. 16(8). P. 3902–3909
7. Kostić I. S. Anđelković T. D., et al. Comparative study of binding strengths of heavy metals with humic acid. Hem. ind. 2013. Vol. 67 (5). P. 773–779.

УДК 662.6

ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З ПЕРЕВЕДЕННЯ НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ АНТРАЦИТОВИХ І ГАЗОМАЗУТНИХ КОТЛІВ ТЕЦ З ВИКОНАННЯМ ЕКОЛОГІЧНИХ ВИМОГ ТА ЇХ ОКУПНІСТЬ ЗА РАХУНОК ЗБАЛАНСОВАНОЇ КОГЕНЕРАЦІЇ

Чернявський М. В., к.т.н.; Вольчин І. А., д.т.н.;

Мірошниченко Є. С., Дулієнко С. Г.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

Котли ТП-170, встановлені на Дарницькій та Краматорській ТЕЦ у 1957–1958 рр., двобарабанні, П-подібні, паропродуктивністю 170 т/год., $P = 100 \text{ кгс/см}^2$, $T=540^\circ\text{C}$ (рис. 1, а). На бокових стінах топки встановлено по три вихрові пилогазові пальники трикутником вершиною вниз. Котел ТП-47 Дарницької ТЕЦ (рис. 1, б), встановлений у 1957 р. – однобарабанний, П-

подібний, паропродуктивністю 220 т/год., $P = 110 \text{ кгс/см}^2$, $T = 540^\circ\text{C}$. Топка оснащена 8 прямооточними пальниками, встановленими по кутах у два яруси. Кожний пальник складається з п'яти каналів: вертикального (в середній частині) для пилогазової суміші, двох вертикальних (з боків) для вторинного повітря і двох, під боковими каналами, для скидного повітря з системи пилоприготування. Обидва типи котлів проектувались з рідким шлаковидаленням. У 80-і роки котли переведені на спалювання газу. За теплонапруженістю топкового об'єму та питомою поверхнею екранів котли здатні працювати на газовому вугіллі без втрати потужності [1].

Рис. 1. Поперечний розріз котлів ТП-170 (а) і ТП-47 (б)

Пилосистеми котлів ТП-170, ТП-47 – індивідуальної замкнутої схеми (рис. 2) з кульовим барабанним млином та проміжним бункером пилу, з сушильним агентом – гарячим повітрям, яке відбирається після повітропідігрівника і транспортується через млин, сепаратор і циклон млиновим вентилятором, з виділенням основної частки пилу в циклоні, розміщеному над бункером пилу, скиданням відпрацьованого запиленого сушильного агента в топку через скидні пальники, і з транспортом пилу від пиложивильників до основних пальників гарячим повітрям.

Попри те, що останні 30–35 років котли працюють на газі, на котлах збереглись пилогазові пальники, бункери вугілля і пилу, фундаменти приводів та млинів. Тому відновлення пилосистем коштуватиме значно дешевше, ніж їх створення “з нуля”. Але, виходячи з припинення поставок донецького антрациту, таке відновлення має поєднуватись із технічним переоснащенням з переведенням на газове вугілля.

Рис. 2. Схема приготування і подачі пилу до пальників пиловогівельних котлів ТП-170, ТП-47 (за первинним проектом)

Сутність розробленого ІВЕ НАН України технічного рішення з переведення цих котлів на спалювання газового вугілля [2] в тому, що в якості сушильного агенту залишають гаряче повітря зі зниженням температури аеросуміші за млином до 70°C за рахунок присадки холодного повітря перед млином, а транспортування пилу до основних пальників здійснюють відпрацьованим сушильним агентом з виходу млинового вентилятора, для чого вентилятор гарячого дуття разом з коробом і трубопроводами подачі повітря і транспорту пилу на основні пальники демонтують, а вихід млинового вентилятора оснащують ділянком з висхідним потоком, який по окремих трубопроводах спрямовують до існуючих змішувачів під пиложивильниками і далі по існуючих пилопроводах до основних пальників. Альтернативний варіант для випадку повністю демонтованих пиłosистем – застосування середньохідних млинів з прямим вдуванням пилу до пальників, також з сушильним агентом-повітрям.

Для дотримання вимог природоохоронного законодавства України після переведення котлів на газове вугілля необхідно забезпечити ефективність сіркоочищення димових газів не менше 95%, азотоочищення – не менше 85%, пилоочищення – не менше 99,9% [3]. Складність задачі полягає в тому, що котлоагрегати ТЕЦ обладнані низькоефективними мокрими скруберами, для розміщення електрофільтрів немає місця в головному корпусі та на майданчику ТЕЦ. Щільна компоновка котельного відділення ускладнює розміщення системи селективного каталітичного відновлення оксидів азоту на ділянці між водяним економайзером та повітропідігрівником, а системи мокрого вапнякового сіркоочищення для котлів паропродуктивністю менше ніж 1000 т/год. є неекономічними. В ІВЕ НАН України розроблене маловитратне

технічне рішення з комплексного газоочищення, сутність якого полягає в наступному.

Для пилоочищення пропонується встановлення вискоефективних компактних циклофільтрів на місці існуючих мокрих золовловників (рис. 3). Це забезпечить зниження вмісту пилу в димових газах до менше ніж 50 мг/нм^3 , разом із загальностанційною мокрою сіркоочисткою – до менше ніж 15 мг/нм^3 . В умовах щільної компоновки існуючих котлів найбільш доцільним є метод СНКВ оксидів азоту з подачею 25%-ї амонійної води в газовий потік в зону температур $1100\text{--}950^\circ\text{C}$ (рис. 4). При стехіометричній витраті амоніаку ефективність процесу становить до 60%. При витраті амоніаку більше за стехіометричну ефективність азотоочищення зростає до понад 85%. Надлишковий амоніак буде використаний для зв'язування діоксиду сірки в системі мокрої десульфуризації з утворенням сульфату амонію. Для зв'язування діоксиду сірки пропонується мокрий амонійний спосіб з отриманням на виході сульфату амонію. Цей метод передбачає введення димових газів в нижню частину мокрого скрубера, а амонійної води у вигляді крапель – зверху (рис. 5). Для сепарування сульфату амонію з розчину застосовується центрифуга. Метод гарантує забезпечення вихідної концентрації діоксиду сірки нижче 100 мг/м^3 , відсутність залишкового амоніаку у відхідних газах, забезпечує збільшення ефективності пилоуловлення та азотоочистки.

Рис. 3. Схема роботи циклофільтру

Рис. 4. Схема технології СНКВ (А і С – граничні межі подавання NH_3 , В – оптимальна точка подавання)

Рис. 5. Схема процесу мокрої амонійно-сульфатної десульфуризації

Наведені технічні рішення використані при розробленні ТЕО реконструкції Дарницької та Краматорської ТЕЦ з переведенням їх котлоагрегатів, в тому числі газомазутних ТП-170, ТП-47, на газове вугілля.

Звичайно окупність реконструкції визначається можливістю повернення витрачених на неї коштів з прибутку, одержаного за рахунок зменшення собівартості продукції при незмінному тарифі на її продаж. Відмінність для ТЕЦ полягає в тому, що після реконструкції тарифи на відпуск електроенергії та тепла мають зменшуватись: електроенергії – до цін ринку “на добу наперед”, теплової енергії – до економічно обґрунтованого мінімуму, що відповідає курсу на мінімізацію тарифного навантаження для населення і промисловості.

Традиційно вважають, що найменша собівартість електроенергії та тепла, а значить, і найнижчий рівень тарифів на їх відпуск, досягається при найменших питомих витратах палива на відпуск електроенергії та тепла. На відміну від ТЕС, енергоблоки яких мають найменші питомі витрати умовного палива на відпуск електроенергії (ПВУП) при номінальному навантаженні, залежність техніко-економічних показників ТЕЦ від режиму роботи обладнання більш складна. Теплові схеми ТЕЦ з турбоагрегатами потужністю менше 100 МВт не передбачають промперегріву пари, тому в конденсаційному режимі їх ПВУП значно більші, ніж у конденсаційних блоків ТЕС. Для Краматорської ТЕЦ після реконструкції характерним для когенераційного режиму (взимку) є рівень ПВУП 300 г у.п./ (кВт·год.), для конденсаційного (влітку) – 440 г у.п./ (кВт·год.), що на перший погляд доводить недоцільність її експлуатації влітку. Але такий підхід не враховує інші витрати, витрати на виробничі послуги, сировину та допоміжні матеріали, величина яких пропорційна до вироблення продукції, та заробітну плату персоналу, адміністративні та амортизаційні витрати, величина яких не залежить від вироблення продукції. Слід також врахувати, що річний відпуск тепла в середньому є сталою величиною, тому основний вплив на зміну обсягу вироблення продукції має генерація електроенергії.

На рис. 6–11 наведені техніко-економічні характеристики Краматорської ТЕЦ (2 турбіни ПТ-60-90, 4 котли БКЗ-160, 1 котел ТП-170) при різних варіантах її роботи після реконструкції. Для всіх варіантів прийнято рівень відпуску тепла 574 тис. Гкал, вартість палива як для базового 2020 року – 1805,97 грн/т вугілля з калорійністю 5500 ккал/кг і 6108,01 грн/м³ газу з калорійністю 8100 ккал/тис. м³. Відпуск понад 450 млн кВт·год. електроенергії означає роботу ТЕЦ і влітку.

Рис. 6. Залежність складових витрат ТЕЦ від відпуску електроенергії

Рис. 7. Залежність паливної складової витрат ТЕЦ від відпуску електроенергії

Рис. 8. Залежність собівартості тепла від відпуску електроенергії

Рис. 9. Залежність ПВУП від відпуску електроенергії

Рис. 10. Залежність собівартості електроенергії від її відпуску

Рис. 11. Залежність тарифу на відпуск е/е від її відпуску при сталому тарифі на відпуск тепла

Розрахунки свідчать, що зі збільшенням відпуску електроенергії інші витрати зростають повільніше, ніж витрати на паливо (рис. 6), відповідно зростає частка паливної складової в загальних витратах (рис. 7) і зменшується собівартість відпуску тепла (рис. 8). Зі збільшенням частки відпуску електроенергії (за витраченим паливом) понад 60%, що відповідає роботі ТЕЦ і влітку, усереднена за рік величина ПВУП зростає з 224 до 350–370 г у.п./кВт*год. (рис. 9), що відповідає рівню найкращих ТЕС України на газовому вугіллі. Відповідно зростає і собівартість відпуску електроенергії (рис.

10), але при фіксованому тарифі на відпуск тепла 620 грн/Гкал, що є значно меншим за базовий рівень 2020 року 900 грн/Гкал, збільшення частки відпуску електроенергії за витраченим паливом до 70–80% дає можливість зниження тарифу на відпуск електроенергії до 1,30–1,34 грн/(кВт·год.) (рис. 11), що робить ТЕЦ конкурентноздатними на ринку електроенергії “на добу наперед”. Це доводить, що для ТЕЦ поняття “збалансованої когенерації” повинно базуватись не на показниках витрат умовного палива, а на грошових витратах та мінімально досяжних тарифах.

Роботу виконано за тематикою цільової програми наукових досліджень НАН України „Надійність і довговічність матеріалів, конструкцій, обладнання та споруд” (Ресурс-2).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Чернявський М. В., Вольчин І. А., Провалов О. Ю., Мірошніченко Є. С., Росколупа А. І., Моїсеєнко О. В. Розроблення технічних рішень для переведення антрацитових та газомазутних котлів ТЕЦ на спалювання газового вугілля // Новини енергетики. – 2019, №9. – С. 15–19.
2. Пат. 143013 Україна, МПК F23K 1/00, 3/00, F23C 1/00. Спосіб спалювання вугілля газової групи в антрацитовому пиловугільному котлі / Чернявський М. В., Мірошніченко Є. С., Провалов О. Ю., Косячков О. В. – № u201912051, заявл. 19.12.2019, опубл. 10.07.2020, Бюл. №13.
3. Вольчин І. А., Гапонич Л. С., Згоран І. Вибір технології десульфуризації димових газів для українських вугільних теплових електростанцій // Наукові праці НУХТ. – 2018. – Т. 24, № 4. – С. 154–168.

УДК 620.9:657.6

ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ ТА ЕНЕРГОАУДИТ ЯК ІНСТРУМЕНТИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НА ОБ’ЄКТАХ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СФЕРИ

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

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

В Україні, де є великі резерви економії енергоресурсів, проблема їх раціонального використання була й залишається надзвичайно актуальною і потребує нагального розв’язання.

Серед різних причин такого стану слід звернути увагу на існуючу невідповідність між прописним державним регулюванням та дійсним впровадженням (або недо– чи контрвпровадженням) енергоощадних заходів. Відсутність очікуваного позитивного результату від впроваджень призводить до ризиків втрат коштів та дискредитації самої ідеї, тому вигоди від результатів такої діяльності можливі лише за умов чітких та прозорих дій Замовника та Виконавців енергетичних послуг. Ризики будуть завжди, якщо порушується певна система суспільно-державного [public] регулювання правил, процедур, взаємовідносин та відповідальності між замовниками послуг (власники об'єктів) та безпосередніми їх виконавцями (енергоаудиторами, проектантами, постачальниками *тощо...*).

На даний час, відповідно до європейських практик та з метою виконання міжнародних зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, Міністерство України спільно з комітетом Держенергоефективності удосконалюють застарілий закон «Про енергозбереження», який чинний з 1994 року [1].

Законопроект «Про енергоефективність», що зараз розробляється, передбачатиме створення нового фундаменту державної енергоефективної політики, де серед основних напрямів вперше декларуються засади енергетичного аудиту та енергетичного менеджменту у енергетичній галузі [2].

На жаль, для енергетичних установок середньої та великої потужностей засади енергетичного аудиту та енергетичного менеджменту ***досі не розглядаються як альтернативні резерви покращення їхніх техніко-економічних та екологічних показників.***

Водночас, за останні 20 років на промислових підприємствах та на об'єктах комунальної власності надаються, досить часто результативні, послуги з енергоаудиту, а також існують напрацьовані методики і форми оцінювання ефективності експлуатації енергетичного й технологічного обладнання [3].

Головним завданням енергетичних об'єктів є забезпечення будь-яким чином генерації теплової та електричної енергії, а також безперебійної експлуатації їх устаткування. Питання економічної діяльності об'єктів теплової енергетики, виходячи із їх стратегічного значення, тривалий час ставилось як другорядне. Але, на сьогодні основними мотивами підвищеної уваги до проблем енергоефективності в енергетичному секторі економіки повинні бути: по перше, досі існуючі великі обсяги неефективного споживання паливних енергоресурсів; по друге, що практично всі об'єкти теплової енергетики,

споруджені в середині минулого століття, мають великий процент фізично та морально зношеного устаткування, яке виробило свій проектний ресурс і потребує модернізації.

Більшість об'єктів теплової енергетики сьогодні функціонують в умовах браку оборотних коштів. Тому фінанси на модернізацію виробництва виділяються в менших обсягах, ніж необхідно. У цій ситуації проведення енергоаудиту об'єктів теплової енергетики повинне допомогти розставити пріоритети у впровадженні можливих енергозберігаючих заходах, для того щоб вони могли принести найвищий економічний ефект [4].

Що буде наступним кроком після проведення енергоаудиту?

Як правило, реалізуючи програми з енергоефективності, основні **зусилля зосереджуються на запровадженні окремих**, але недостатньо систематизованих енергоефективних заходах. Кроки необхідні та важливі, але не достатні для одержання очікуваного ефекту економії енергії. Є щонайменше кілька важливих кроків, які потрібно реалізовувати паралельно або попередньо [5].

Для оптимального керування споживанням енергоресурсів, важливим кроком або першою умовою початку процесу підвищення енергоефективності має бути створення на конкретному об'єкті служби енергетичного менеджменту (СЕМ). Створення СЕМ дозволить ефективно керувати використанням енергоресурсів та оптимізувати обсяги енерговитрат.

Завдяки енергоменеджменту можна без великих фінансових витрат досягати суттєвої, контрольованої економії енергоресурсів, але успішність впровадження СЕМ залежить, перш за все, від ініціативи, ставлення та уваги керівництва об'єкту до цієї проблеми, у протилежному випадку ефект нівелюється.

Основні етапи та підходи щодо впровадження СЕМ повинні відповідати положенням міжнародного стандарту ISO 50001 [6].

Підготовча робота на об'єкті стосовно організації служби енергоменеджменту може складатися з таких основних процедур:

- призначення та сертифікація енергоменеджерів – співробітників, котрі повністю або за сумісництвом, залежно від бюджету, повинні відповідати за питання процесу енерго-ресурсовикористання на об'єкті, тобто процесу, якій проводиться безперервно;

- проведення комплексного енергетичного обстеження (енергоаудиту) об'єкту для отримання повної та достовірної інформації про базове

енергоспоживання, а також аналіз існуючого технічного стану об'єкту та процесів енерговикористання;

– розроблення, узгодження, затвердження, за результатами енергоаудиту, попередньої програми енергоефективної політики об'єкта теплової енергетики, яка включає низку заходів, направлених на економію енергоресурсів, в тому числі: впровадження системи контролю, заохочення, підвищення мотивації та навчання персоналу; моніторинг енергоспоживання; участь у розробці енергетичних бюджетів; аналіз існуючих показників як підстави для складання нових бюджетів; розроблення енергетичної політики та корегування програми з енергозбереження; планування нових енергозберігаючих заходів та формулювання принципів фінансування енергозбереження тощо.

Визначення дійсного стану енерговикористання, як правило, досягається комбінацією вимірювання, оцінювання та розрахунку. Слід прагнути одержати якомога точніший результат, але точна цифра не є настільки важливою, як масштаби споживання та енерговтрати. При оцінюванні обсягів спожитої енергії можна скористатися, наприклад, методом співставлення та перехресної перевірки отриманих даних, при якому застосовуються різні прийоми вимірювань й оцінювання кількості спожитої та використаної енергії на ділянках та стадіях процесів перетворення й виробництва енергії. Значення, одержані у результаті обстеження, групують за окремими категоріями і порівнюють із загальним обсягом енергоспоживання на об'єкті. Для уточнення проводиться перехресна перевірка даних.

Економічно-обґрунтовані енергозберігаючі заходи, що будуть запропоновані як результат аналізу, повинні враховувати технічні, економічні та організаційні реалії об'єкта теплової енергетики, наявність фінансових і виробничих ресурсів, плани модернізації тощо. У першу чергу розглядаються заходи організаційного характеру, які не потребують капіталовкладень, з терміном виконання не більше 1 місяця. Але досягнути сучасного енергоефективного господарювання можна лише за рахунок вкладання коштів в енергозберігаючі заходи й технології. Тому по кожному заходу необхідно визначити витрати на впровадження, амортизаційні відрахування, терміни окупності та очікуємий економічний ефект.

Висновки.

Сфера відання енергоаудитора – це емпірична система конкретних підходів та критеріїв, що характеризують, на момент аудиту, стан об'єкта теплової енергетики.

Сучасний енергетичний менеджмент, сформований на ґрунті енергоаудиту, – це команда фахівців, здатних вирішувати не лише оперативні задачі, пов’язані з ефективним функціонуванням окремих енерготехнологічних систем, але й раціонально регулювати енергогосподарство об’єкта, використовуючи, як критерій, енергетичну складову собівартості продукції.

Переважно вузька спеціалізація фахівців на об’єктах теплової енергетики не дозволяє їм розглядати свої об’єкти, в цілому, як комплекс взаємозалежних проблем та визначити оптимальні шляхи їх вирішення.

Проведення енергоаудиту об’єктів теплової енергетики та впровадження СЕМ на цих об’єктах можуть сприяти успішному вирішенню питань на стику енергетики, економіки, технології, а також екології, складова якої має велику вагу у собівартості енергії, що виробляється.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

- 1 Закон України «Про енергозбереження» [Електронний ресурс]: Web-сайт. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/74/94-%D0%B2%D1%80#Textf> – Назва з екрану.
- 2 Міненерго фіналізувало базовий законопроект "Про енергоефективність" [Електронний ресурс]: Web-сайт. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245471271 – Назва з екрану.
- 3 Євтухов В. Я. Комплексні підходи щодо вирішення енергоекологічних проблем промислового підприємства. / В. Я. Євтухов, Ю. П. Корчевой, Г. В. Костюк. // Матеріали міжнародної конференції «Інвестиції та зміна клімату: можливості для України». м. Київ. – 10–11.07.2002 р. – С.115–118.
- 4 Євтухов В. Я. Енергетичний аудит теплових електростанцій. / В. Я. Євтухов, І. В. Безценний, Д. Л. Бондзик // Новини енергетики. – 2019. – №1. – С.
- 5 Євтухов В. Я., Красовський О. П. Особливості впровадження системи енергоменеджменту на об’єктах соціальної сфери у сучасних умовах. / Євтухов В.Я., Красовський О.П. // Новини енергетики.– 2018. – №3. – С. 8–10.
- 6 Настанова щодо впровадження, супровід та поліпшення системи енергетичного менеджменту; ДСТУ ISO 50004:2016 (ISO 50004:2014, IDT). Електронний ресурс]: Web-сайт. – Режим доступу: http://saee.gov.ua/sites/default/files/Energy_management_04_10_2019.docx – Назва з екрану.

УДК 662.636
ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ СПАЛЮВАННЯ ПЕЛЕТ В КОТЛІ
З ПЕЛЕТНИМ ПАЛЬНИКОМ

Басок Б. І., чл.-к. НАН України; Лисенко О. М., к.т.н.;
Кужель Л. М., к.т.н.; Гончарук С. М., к.т.н.; Приємченко В. П.
Інститут технічної теплофізики НАН України

Значну частину паливних потреб Україна задовольняє за рахунок використання вугілля, у зв'язку з чим виникає ряд проблем, які потрібно вирішувати. Одним із рішень є часткова його заміна біопаливом. Це особливо важливо в умовах економічної кризи, необхідності імпортозаміщення і найсуворішої економії паливно-енергетичних ресурсів. Розроблення технологій та устаткування для спалювання біопалива є актуальною задачею, що обумовлена екологічним станом довкілля та необхідністю залучення в енергетику альтернативних та відновлювальних джерел енергії через зростання цін на основні традиційні енергоносії та їх вичерпність.

Метою роботи є дослідження особливостей спалювання деревних пелет в котлі з пелетним пальником.

В Інституті технічної теплофізики НАН України для дослідження особливостей спалювання пелет була розроблена та введена експериментальна установка твердопаливного котла з пелетним пальником (рис. 1). За допомогою розробленої системи вимірювання на основі гребінки з термопарами, яка розташована над факелом в котлі, виконувались дослідження температурного режиму в об'ємі котла та визначались особливості процесу спалювання пелет в пальнику.

Рис.1. Фото пальника

При проведенні експериментальних досліджень використовувались зразки деревних пелет. На отриманому графіку відображались зміни у часі температурного стану об'єму котла на стадії розпалу пелет, їх горіння та затухання. Як видно з графіку (рис. 2) перші 4 хв. відбувалось розпалювання

пелет від запальника. Після цього періоду пелети починають горіти самостійно. Значення температури в об'ємі котла починають поступово зростати. Найбільший приріст температури відбувається біля стінки котла, що протилежна до пальника. На момент часу 9 хв. від початку експерименту температура біля протилежної стінки котла зростає до 750 °С (рис. 2, термопара №16). В цю ділянку надходить факел полум'я, тобто швидкість потоку горючих газів настільки висока, що факел «б'є» у протилежну стінку котла. Температурні показники термопар №10–№15 також зростають, але повільніше.

9 – температура димових газів; 10–16 – температури гребінки термопар, що розташована над факелом

Рис. 2. Зміна у часі показників термопар при спалюванні деревних пелет

З 9-ї по 15-у хв. експерименту відбувається стабільний процес горіння деревних пелет. Це визначається за температурою димових газів, яка становить 270–300 °С, що характеризує нормальний процес горіння. Протягом цього часу відбувалась автоматична періодична подача пелет з бункера за запрограмованим алгоритмом. При цьому температури термопар №12–№16 коливались в межах 400–700 °С, термопарі №11 – в межах 330–450 °С, термопарі №10 – в межах 280–420 °С. Коливання температури відбуваються внаслідок періодичного вигорання порції біопалива в пальнику і надходження нової порції пелет з бункера.

Після 15 хв. від початку експерименту відбувається гасіння пальника, шляхом вибору пункту меню “Гасіння” в контролері. Як видно з графіка (рис.

2) починається поступове зниження температур в камері котла. Пік температур при гасінні (на графіку показано з 11 год. 45 хв. 27 с. по 11 год. 46 хв. 27) пояснюється тим, що в цей момент ввімкнувся вентилятор для прискорення догорання залишків палива. Після закінчення процесу гасіння на контролері відображається відповідний символ. Залишків після спалювання деревних пелет майже немає.

Таким чином, на основі побудованих графічних залежностей було визначено характерні особливості температурних режимів роботи котла при спалюванні пелет з деревини, що в подальшому надасть можливість для розроблення енергоефективних технологій та устаткування для спалювання біопалива.

УДК 662.6

ПРИЧИНИ ВИСОКОЇ ПИТОМОЇ ВИТРАТИ УМОВНОГО ПАЛИВА НА ВІДПУСК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ТЕС УКРАЇНИ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ЗМЕНШЕННЯ

Чернявський М. В., к.т.н.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

Питома витрата на відпуск електроенергії ТЕС України за 2019 р. складала від 359 до 432 г у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год.}$), в середньому перевищувала 400 г у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год.}$), що значно більше за європейські показники 300–330 г у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год.}$). Таку низьку ефективність звичайно пов'язують зі значною зношеністю обладнання, підвищеною зольністю вугілля і використанням низькорекційного антрацити, тощо. Але крім цих чинників існують інші, пов'язані з особливостями використання ТЕС як регулюючих потужностей в ОЕС України, особливо при зростанні частки нерегульованої “зеленої” генерації, та з підвищеним вмістом сірки у вітчизняному вугіллі, як-от:

- постійна робота енергоблоків в маневрових режимах на часткових навантаженнях, що збільшує питому витрату тепла на турбіну і, разом з роботою у неповному складі обладнання, зменшує ККД брутто котлів за рахунок збільшення частки витрат тепла та електроенергії на власні потреби;
- часті пуски за диспетчерським графіком, що збільшує втрати палива на пуски котлів;
- директивне зменшення у 1971 році температури гострої пари і пари

промперегріву від проектного значення 570°C до 545°C, що суттєво збільшило терміни експлуатації обладнання, але водночас зменшило ККД пароводяного циклу;

– директивне збільшення температури відхідних газів від 115–120 °C до 150–160 °C для запобігання конденсації в димарі сірчаної кислоти при спалюванні вугілля з вмістом сірки понад 1,5%.

Для прикладу розглянемо “зразково-показову” Запорізьку ТЕС (4 пиловугільні енергоблоки по 300 МВт, 3 з яких пройшли модернізацію за останні 10 років)), яка за звітністю 3-тех-ТЕС у 2019 р. мала питому витрату палива на відпуск електроенергії 358,6 г у.п./(кВт·год.) при середній потужності блоків 245 МВт та середньому напруцюванні 5647 год. на блок. В табл. 1 наведені фактичні експлуатаційні показники та резерви теплової економічності, які свідчать, що при роботі в базовому режимі без додаткових пусків і на низькосірчистому вугіллі питома витрата палива була б менша на 30,7 г у.п./(кВт·год.) і складала б 327,9 г у.п./(кВт·год.), що близько до рівня, одержаного при випробуваннях на номінальному навантаженні. При проектних параметрах пари (поправка 0,51% на 10°C), які не потребують додаткових впорсків у тракт промперегріву (поправка 0,72% на 1% впорсків), питома витрата палива була б менша ще на 8,2 г у.п./(кВт·год.) і складала б 319,7 г у.п./(кВт·год.), що відповідає середньому рівню європейських енергоблоків близької потужності. Звідси випливає, що різниця фактичних показників європейських та українських пиловугільних енергоблоків значною мірою пов’язана з різними режимами їх експлуатації.

Таблиця 1. Основні резерви теплової економічності Запорізької ТЕС у 2019 р.

Показник	Значення	Резерв, г у.п./(кВт·год.)
Середнє навантаження блоку, МВт	245	4,4
Номінальне навантаження блоку, МВт	300	
Кількість пусків на 1000 годин роботи	6,15	8,7
Коефіцієнт стабілізації теплових процесів під час регулювання електричних навантажень, %	0,6	2,2
Температура відхідних газів (факт), °C	150	8,1
Температура відхідних газів (проект), °C	120	
Витрата ел.енергії на власні потреби (факт), %	6,9	7,2
Витрата ел.енергії на власні потреби (при 7000 год. роботи блоків на навантаженні 90%), %	5,0	
Всього резерв		30,7

Питомі витрати палива на відпуск електроенергії Вуглегірської ТЕС (380,6 г у.п./((кВт·год.)) та енергоблоків ст. №3 і №4 Трипільської ТЕС, переведених на спалювання газового вугілля (401 г у.п./((кВт·год.)) більші за Запорізьку ТЕС. Але аналіз свідчить, що ця різниця також здебільшого пов'язана з різними режимами експлуатації енергоблоків. На рис. 1 наведено залежність питомої витрати палива на відпуск електроенергії енергоблоків названих ТЕС від середнього навантаження у 2019 р. Ця залежність є монотонно спадаючою і корелює із залежністю питомої витрати тепла на турбіну від середнього навантаження блоку (рис. 2), яка, в свою чергу, є подібною до такої ж залежності з типової енергетичної характеристики турбоагрегату К-300-240 (рис. 3). Можна зробити висновок, що висока питома витрата палива на відпуск електроенергії є своєрідною “платою” за вимушене використання енергоблоків ТЕС в непроекtnих режимах регулювання навантаження в ОЕС України в умовах зростання частки нерегульованих атомної та “зеленої” генерації.

Рис. 1 - Залежність питомої витрати палива на відпуск електроенергії енергоблоків Запорізької, Вуглегірської та переведених на газове вугілля Трипільської ТЕС від середнього навантаження

Технічний стан генеруючого обладнання впливає на теплову економічність енергоблоків дещо несподіваним чином. Для максимального використання регулюючої функції енергоблоку його середнє навантаження має знаходитись приблизно посередині між нижньою та верхньою межами регулювання навантаження, тому чим менша верхня межа навантаження, тим вужчий регульовальний діапазон і тим нижче, за інших рівних умов, середнє навантаження блоку. В умовах, коли вже понад 10 років на ТЕС надходить

газове вугілля з калорійністю, близькою до проектної, посилення на низьку якість палива як на чинник обмеження навантаження втратило сенс. Натомість, наряду з обмеженнями по максимальній потужності турбін, одним з основних чинників зниження максимальної потужності блоків стали присмокти в конвективну шахту котла, в електрофільтр та перетоки в регенеративних повітропідігрівачах. Це пов'язане з обмеженнями по співвідношенню тяга-дутьтя при наявній продуктивності димосмоків.

Рис. 2 - Залежність питомої витрати тепла на турбіну енергоблоків Запорізької, Вуглегірської та переведених на газове вугілля Трипільської ТЕС від середнього навантаження

Рис. 3 - Типова енергетична характеристика турбоагрегату К-300-240

На рис. 4 наведена залежність середнього навантаження від номінального для блоків 300 МВт (в тому числі для переведених на газове вугілля блоків

Трипільської ТЕС з двокорпусними котлами – в перерахунку на один корпус) від рівня присмоктів на ділянці від режимного перетину до димосмоку, перерахованих на номінальне навантаження. Незважаючи на розкид даних внаслідок різного стану турбін, особливостей диспетчерського графіку та інших чинників, чітко видно тенденцію зниження рівня середнього навантаження зі збільшенням рівня присмоктів.

Загалом, дослідження показало, що в умовах, коли АЕС здатні нести лише базове навантаження, а відновлювані джерела є практично нерегульованими, збільшена питома витрата палива на відпуск електроенергії пиловугільних ТЕС є неминучою платою за їх використання в якості регулюючих потужностей ОЕС України, при чому чим більшою є частка “зеленої” генерації і менша частка генерації ТЕС, тим більше зростають питомі витрати палива.

Рис. 4 - Залежність середнього навантаження блоків 300 МВт в частках від номінального від рівня присмоктів на ділянці від режимного перетину до димосмоку

Це свідчить про необхідність збереження пиловугільної генерації та недоцільність зменшення частки ТЕС менше ніж 30% від загальної генерації.

Одним з основних чинників утримання діапазону регулювання навантаження і, як наслідок, прийнятного рівня теплової економічності блоків є мінімізація присмоктів у конвективну шахту котла, в електрофільтр та перетоків у регенеративних повітропідігрівачах.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. ГКД 34.09.103-96 “Розрахунок звітних теплоенергетичних показників електростанцій про теплову економічність устаткування. Методичні вказівки”.
2. СОУ-Н МПЕ 40.1.09.151:2005 “Складання енергетичних характеристик

устаткування, порядок визначення нормативних питомих витрат та заощадження палива на енергопідприємствах. Методичні вказівки”.

3. РД 34.30.713-75 «Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ».

4. Чернявский Н. В., Провалов А. Ю., Косячков А. В. Основные направления повышения эффективности топливоиспользования на ТЭС Украины // В сб.: Современная наука. – 2012. – № 3(11). – С.114–121.

5. Чернявский Н.В. Результаты реконструкции ТЭС Украины в 2005–2015 гг. // 11-я Междунар. научн.-практ. конф. «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»: Сб. научн. трудов. – Киев: ИУЭ НАН Украины, 2015. – С. 82–86.

УДК 66.074

ОЦЕНКА ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОЗОНА (O_3) ПРИ ОКИСЛЕНИИ NO ДО NO_x .

Дресвянников В. Г., к.ф-м.н.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины

В технологиях очистки промышленных выбросов с использованием процессов окисления оксида азота (NO) с помощью озона (O_3) до соединений, поддающихся эффективной утилизации (NO_x), помимо проблем с оптимизацией этих процессов возникает вопрос определения необходимых энергозатрат, допускающих экономическую обоснованность применения данных технологий. Понятно, что существует верхний предел энергопотребления процессов очистки выбросов, при котором выбранный способ перестает быть приемлемым и требует либо существенной модернизации, либо даже отказа от него. Наиболее удобным критерием оценки применимости метода может служить величина доли удельных энергозатрат на очистку выбросов при производстве 1 кВт·ч электроэнергии. Поскольку при использовании озона, методы очистки в основном базируются на электроразрядных способах, как получения самого озона, так и конверсии и связывания исходных компонент выбросов, то в данном сообщении проанализированы параметры электроразрядных процессов, влияющих на энергетическую эффективность производства очищенного кВт·ч.

Генерация озона (барьерный разряд)

При использовании электроразрядных условий энергозатраты на синтез

O_3 , определяются всем набором физико-химических процессов в области разрядного промежутка, и в первую очередь динамикой химических реакций, пространственными распределениями электрического поля, электронной плотности и атомно-молекулярных компонент. Производство является эндоэргическим с затратами порядка 1,5 эВ на одну молекулу озона, что соответствует выходу $1,2 \text{ кг} \cdot \text{кВт} \cdot \text{ч}^{-1}$. Реализация синтеза озона в экспериментальных и промышленных установках, естественно характеризуется более низкой энергетической эффективностью; использование тлеющего разряда характеризуется энергетическим выходом в $(0,05-0,15) \text{ кг} \cdot \text{кВт} \cdot \text{ч}^{-1}$, а барьерного – до $0,4 \text{ кг} \cdot \text{кВт} \cdot \text{ч}^{-1}$ [1]. Понятно, что энергия, идущая на химические реакции в разряде, зависит от характеристик электронной компоненты плазмы: электронной плотности и функции распределения электронов по энергиям. При этом эффективность наработки озона в плазменных условиях во многом определяется механизмом передачи энергии от электрического поля на внутренние степени свободы тяжелых частиц: молекул, атомов и ионов. В простейшем случае, для обратимой реакции $nO_2 \rightarrow mO_3$, степень конверсии кислорода в озон $[O_3]$ можно представить в виде:

$$Q_{[O_2]} = K_1 \left[1 - \exp\left(-K_2 \frac{U}{V}\right) \right] \quad (1)$$

Рис. 1. Зависимость степени конверсии O_2 в O_3 в барьерном разряде от энерговклада и количества прокаченного кислорода в предположении первого порядка реакции распада O_3

Видно, что комбинацией энерговклада в разряд и скорости прокачки кислородосодержащей смеси, можно выйти на степень конверсии кислорода близкой к значению K_1 , величина которой зависит от соотношения

эффективных констант скоростей образования и разрушения озона и обратно пропорциональна температуре смеси ($K_1 = K_1(k^+/k^-) \sim 1/T$). Такая температурная зависимость вместе с тем фактом, что степень окисления NO до NO₂ также растет с понижением температуры [2] говорит о возможности создания установки, объединяющей процесс генерации O₃ с реакцией конверсии NO в NO₂ в одном объеме. Кроме того, поскольку K₁ определяет суммарное количество проходящего через разрядный промежуток газа, то энергия, поступающая в разрядный промежуток, распределяется в первом приближении пропорционально объемным долям компонент этого потока. Можно предположить, что поскольку большинство молекул озона образуются в реакциях с колебательно-возбужденными молекулами O₂, то колебательное возбуждение N₂ как основного компонента воздуха должно также сказываться на скорости генерации озона. Анализ показывает, что в начальной фазе синтеза озона (при малых концентрациях), основной вклад дают реакции с атомарным кислородом. А при (E/N) ~100 Td [3] количество атомарного кислорода в канале каждого микроразряда пропорционально вложенной в канал энергии, т. е. можно связать электрические и кинетические характеристики разряда, вводя величину $K_0 = N_{O_3}/W$,

где $W_i = E \int_0^t j(r,t) dr dt$ – энергия вложенная в i-микроразряд,

N_{O_3} – число молекул озона в микроразряде,

E и $j(r,t)$ – эффективная напряженность поля и плотность тока микроразряда,

v – эффективный объем разрядной области.

В этом случае, K_0 можно рассматривать, как величину энергетического выхода озона. Вводя соотношение $N_O = kN_{O_2}$,

где N_O , N_{O_2} – концентрации атомарного и молекулярного кислорода,

и оценивая величину $k = k_{ef} = \frac{1}{v} \int_0^\infty \int_0^\infty k_e n_e dr dt$,

где n_e – концентрация электронов,

k_e – эффективная константа скорости реакций

можно записать выражение для K_0

$$K_0 = \frac{N_{O_3}}{W} = \frac{k_{O_3}}{k_{ef}} F \left(\frac{k_e}{(E/N)} \right) \quad (3)$$

где $k_{O_3} = N_{O_3}/(vn_0)$

Функция $F\left(\frac{k_e}{(E/N)}\right)$ отражает энергетическую эффективность диссоциации молекул O_2 электронным ударом, зависит от электронной температуры и связана со степенью закачки энергии разряда в колебательные степени свободы молекул. Соотношение k_{O_3}/k_{ef} зависит от степени диссоциации O_2 в канале разряда и концентрации O_3 . Такое разделение позволяет оценивать влияние физических характеристик в области разряда отдельно от химической кинетики конверсии кислорода в озон. Так, например, кроме реакций (2), на величину k_{O_3}/k_{ef} может существенно повлиять учет реакций O_2 с молекулами N_2 в колебательном состоянии $A^3\Sigma_u^+$ ($N_2^*(A^3\Sigma_u^+) + O_2 \rightarrow N_2 + O + O$). Как показывают оценки, вклад этой реакции может увеличить концентрацию атомарного кислорода в разряде на 20%. Это подтверждает и ряд экспериментальных данных [4] показывающих, что азот не является просто инертным разбавителем при синтезе озона в воздухе.

Энергетические затраты при технологиях окисления NO

Рассматриваемое применение озона в технологии окислений NO до высших окислов ставит вопрос об энергетических затратах на проведение всей совокупности необходимых технологических процедур, то есть должно включать в себя учет затрат, как на получение необходимых реагентов на проведение всего цикла очистки, так и расход энергии на работу самого озонатора. Задача эта заслуживает отдельного анализа; здесь лишь проведем оценку минимальных затрат энергии необходимых на получение необходимого количества озона. Заметим, что существует два различных способа организации процесса конверсии NO:

а) использование внешнего источника озона и б) организация разрядных условий для генерации озона непосредственно в потоке выбросов, требующих очистки. В первом случае, задача сводится просто к учету цен на электроэнергию, и кислород и озон, которые находятся примерно в соотношении 1:1, 5:20. При генерации озона в потоке очищаемого газа достаточно произвести нижнюю оценку удельной доли энергии, идущей на работу озонатора.

Так при производстве 1 кВт·ч с использованием бурого угля обычно образуется количество NO_x составляющее величину порядка 1,2–1,6 г. Согласно Гетеборскому протоколу (или ряду директив ЕЕС) (см. например [4]) количество оксидов азота в выбросах энергоустановок, работающих на твердом топливе, не должно превышать 160 мг/м³. Если учесть, что энергозатраты на

производство озона составляют 34 ккал/моль, то нетрудно оценить долю производимой энергии, идущей на обеспечение нужных параметров выбросов энергопроизводства. Учитывая, что КПД процесса генерации O_3 в барьерном разряде находится в области 5%, то примерно 14% всей производимой энергии будет расходоваться только на очистку выбросов от NO (и это лишь оценка снизу!). Произведенная оценка показывает, что соблюдение европейских экологических норм по выбросам в тепловой энергетике с использованием существующих технологий очистки требует существенных затрат.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Лунин В. В., Попович М. П., Ткаченко С. Н. Физическая химия озона. МГУ. Москва, 1998.
2. Дресвянников В. Г. Оценка влияния температуры смеси на динамику окисления NO до NO_2 в присутствии O_3 . Труды XIV Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: Шляхи реконструкції та розвитку. Київ, 2018, с. 60–63.
3. Kogelschatz U. /Proc. 16th Int. Conf. on Phenomena in Ionized Gases. Dusseldorf. 1983. P. 240–250.
4. https://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2019/AIR/EB/ECE_EB.AI_R_2019_5-1916518R.pdf

УДК 620.9:662.71:662.63:544.478

ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ РОБОТИ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТА ТРИГЕНЕРАЦІЙНИХ ЕНЕРГОУСТАНОВОК З ГАЗИФІКАЦІЄЮ ТВЕРДИХ ОРГАНІЧНИХ ВІДХОДІВ

Дудник О. М., к.т.н.; Соколовська І. С., к.т.н.; Борисевич В. Г.

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

Газифікатор Інституту вугільних енерготехнологій НАН України (ІВЕ НАНУ), який можна трансформувати для конверсії різних твердих органічних відходів (ТОВ) в різних модифікаціях щільного та киплячого шару, призначено для одержання збагаченого воднем синтез-газу. Пуск газифікатора-трансформера (ГТР) здійснюється з використанням плазмотронів (парового чи повітряного). На рис. 1 показано принцип дії автономних когенераційних енергоустановок з конверсією твердих органічних відходів з використанням обладнання ІВЕ НАНУ. В принципових схемах використано паралельно-

послідовне підключення обладнання з метою підвищення енергоефективності, маневреності, автономності та уніфікації. До установки газифікації може бути підключено паралельно котел, електрогенератор чи холодильник з послідовним підключенням до котла, холодильника та електрогенератора акумуляторів тепла, холоду та електрики.

Рис. 1. Принцип дії автономних когенераційних енергоустановок з конверсією твердих органічних відходів з використанням обладнання Інституту вугільних енерготехнологій НАН України

Роботу ГТР перевірено на різних видах ТОВ. Встановлено оптимальні параметри газифікації різних ТОВ в залежності від їхньої вологості і зольності та витрат окислювачів (повітря та водяної пари) з метою використання одержаного газу для роботи когенераційних та тригенераційних енергоустановок [1]. Визначено вплив складу вихідної сировини впливав на процеси карбонізації, парціального окиснення та газифікації, а також на хімічний та термічний ККД газифікації [2]. Оптимальний вибір конструкції зони парціального окиснення дозволив досягнути підвищеного хімічного та термічного ККД газифікації. Температура газів на виході з зони карбонізації ГТР залежить від типу твердих органічних відходів і для ефективної загальної конверсії вихідної сировини повинна становити від 300 до 500 °С, а температура газів на виході з газифікатора – вище ніж 600–650 °С. Визначено закономірності збільшення мольного співвідношення сполук H_2/CO в одержаному після газифікації газі завдяки використанню високотемпературної водяної пари та додаванню вапна. В ГТР, в якому відбувається обернена газифікація ТОВ, для збільшення ефективності використано тангенційну подачу повітря в зону парціального окиснення для створення всередині ГТР

вихрового потоку газів та в зону карбонізації (від 5 до 20% від витрати всього повітря в залежності від виду палива). Для збільшення ступеня конверсії вологих та утилізації небезпечних ТОВ в зоні парціального окиснення ГТР використано плазмотрони (паровий та повітряний). Основні дослідження на ГТР проводились з метою збільшення продуктивності установки щодо виходу збагаченого воднем синтез-газу для одержання максимальної теплової потужності котла, в якому спалюється одержаний газ для забезпечення теплом помешкань загальною площею до 200 м², а також для використання одержаного газу після охолодження та очищення для виробництва електричної енергії в електрогенераторі з двигуном внутрішнього згоряння (ДВЗ). Для збільшення ефективності, маневреності та ресурсу роботи основного та допоміжного обладнання когенераційної установки передбачено встановлення теплових та електричних акумуляторів енергії. Визначено, обрано та придбано основне обладнання для роботи когенераційної установки: котел КТК та електрогенератор ESE 3200P. Котел є стандартним твердопаливним котлом Колві Євротерм КТК для автономного опалення тепловою потужністю до 18 кВт зі спалюванням антрациту, кам'яного вугілля, брикетів та деревини, який переведено на спалювання одержаного в газифікаторі синтез-газу. В схемі електропостачання задіяний електрогенератор з ДВЗ Endress ESE 3200P номінальною електричною потужністю 2,35 кВт, який модифіковано для роботи на збагаченому воднем синтез-газі. Електрогенератор з різними карбюраторами може також автономно працювати на бензині, пропан-бутані та природному газі. Встановлено, що використання реактора з відновленим Ніккелом є найкращим варіантом для використання в когенераційних установках з метою зниження високомолекулярних сполук (з яких під час охолодження одержується смола) в газі перед електричними генераторами [3]. Встановлено, що завдяки використанню для газифікації ТОВ технології циркулюючого киплячого шару замість технології щільного шару можна збільшити теплову потужність ГТР в 2,5–3,0 рази.

Для роботи ГТР під тиском запланована можливість використання газотурбінної установки (ГТУ) 9I120 – агрегату живлення спеціального призначення, який можна випробувати в складі гібридної енергоустановки (ГЕ) з електрохімічним генератором на твердооксидних паливних елементах (ЕХГ на ТОПЕ) зі застосуванням збагаченого воднем синтез-газу. В результаті проведених розрахунків встановлено, що завдяки надбудові над камерою згоряння ГТУ – ЕХГ на ТОПЕ – можна збільшити електричну потужність ГЕ з

Повітря компресором подається в повітряний плазмотрон, в зону парціального окиснення газифікатора та в пальник. Тверді органічні відходи подаються з бункера ТОВ в верхню частину газифікатора. Одержаний в газифікаторі газ очищується в циклоні. Донна зола збирається в нижній частині газифікатора під решіткою. Летуча зола – в бункері золи під циклоном. Очищений газ надходить в каталітичний пальник. Теплота згоряння одержаного газу використовується для підігрівання концентрованого водо-амонійного розчину (з концентрацією амоніаку 35%) до температури 55–175 °С в генераторі-кип'ятильнику. Частково охолоджені продукти згоряння з генератора-кип'ятильника надходять до акумулятора тепла тригенераційної енергетичної установки. Водо-амонійна пара надходить через дефлегматор в конденсатор. В конденсаторі водо-амонійна пара конденсується. Рідинний амоніак зливається у випарник, де відбувається випаровування рідинного амоніаку з поглинанням тепла холодильною камерою. Між випарником та абсорбером циркулює суміш водню з амоніаком під високим тиском. У випарнику пара амоніаку дифундує в бідну паро-водневу суміш. Водо-амонійний розчин після збагачення амоніаком подається насосом в теплообмінник. В теплообміннику водо-амонійний розчин підігрівається слабим водо-амонійним розчином. В генераторі відбувається підігрівання концентрованого водо-амонійного розчину. Теплова потужність системи газифікатор твердих органічних відходів – кондиціонер повітря для лабораторії площею 40 м², висотою – 4,1 м, об'ємом – 164 м³, товщиною стінок 75 см за температури навколишнього повітря (на вулиці) 35 °С становитиме 4,4 кВт.

Використання твердих органічних відходів в якості палив в когенераційних та тригенераційних енергоустановках зменшує вартість одержаних продуктів в порівнянні зі застосуванням традиційних видів палива в 1,5–2,0 рази.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Дудник О. М., Соколовська І. С. Розроблення процесів конверсії твердих органічних відходів в збагачений воднем синтез-газ для відновлювано-водневої енергетики та паливно-комірчаних енергетичних установок *Монографія «Відновлювано-воднева енергетика і паливно-комірчані технології»*. За загальною редакцією академіка НАНУ Ю. М. Солоніна. Київ: «KIM». 2018. С. 46–56.
URL: https://www.researchgate.net/publication/341671934_Rozroblenna_procesi_v_konversii_tverdih_organichnih_vidhodiv_v_zbagacenij_vodnem_sintez-

gaz_dla_vidnovluvano-vodnevoi_energetiki_ta_palivno-
komircanih_energeticnih_ustanovok_The_development_of_the_proce

2. Дудник О. М., Соколовська І. С. Аналітичний огляд експериментальних результатів з конверсії твердих органічних відходів. Створення автономної когенераційної водневої установки з використанням газифікатора-трансформера, електрогенератора на двигуні внутрішнього згоряння та котла-утилізатора. *Тези доповідей наукової звітній сесії «Розвиток наукових засад отримання, зберігання та використання водню в системах автономного енергозабезпечення»*, 11 грудня 2019 р., Київ: Інститут проблем матеріалознавства ім. І. М. Францевича НАН України. 2019. С. 12.
3. Singh H., Yadav R., Farooqui S. A., Dudnyk O., Sinha A. K. Nanoporous nickel oxide catalyst with uniform Ni dispersion for enhanced hydrogen production from organic waste. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44., P. 19573–19584. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.203

УДК 628.5+519.6

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОЗОНА ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА

Коломиец А. М., к.т.н.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины

Применение на угольных тепловых электростанциях мокрого или полусухого метода удаления из дымовых газов оксидов азота (NO_x) предполагает их растворение в воде или водном растворе химического реагента. Известно, что монооксид азота (NO) очень плохо растворяется, поэтому его необходимо предварительно преобразовать в легкорастворимые соединения. Такими соединениями являются диоксид азота (NO_2), а также триоксид (N_2O_3), тетраоксид (N_2O_4) и пентаоксид (N_2O_5) диоксида азота. Далее в тексте суммарное содержание оксидов азота обозначено химической формулой N_2O_x . В данной работе рассматривается процесс преобразования оксидов азота путём окисления озоном (O_3), как более активным окислителем по сравнению с молекулярным кислородом (O_2) [1]. Химический реактор-окислитель является частью газового тракта, куда подаётся определённое количество озонированного воздуха (или только озона), который смешивается с дымовыми газами.

Изучение процесса преобразования монооксида азота в легкорастворимые

соединения в воде базируется на результатах расчётов кинетики химических реакций дымовых газов с озоном. Расчёты выполнены в диапазоне температур 130...170°C, что соответствует температуре газов после электростатического фильтра при сезонном колебании температуры атмосферного воздуха. В зависимости от технологии, состава угля и режима его сжигания изменяется содержание оксидов азота в дымовых газах. Принято, что начальное содержание NO_x находится в пределах 900...1500 мг/нм³, из которых 5% составляет диоксид азота, а 95% – монооксид азота (в пересчёте на NO_2). Цель исследования состоит в определении количества озона, необходимого для полного преобразования NO в NO_2 и получения N_2O_x . В качестве показателя выбрано мольное отношение O_3/NO в начале процесса. При расчётах этот показатель изменяется от 0.20 до 1.85.

Скорости гомогенных химических реакций в газовой среде вычисляются на основании кинетических констант из базы данных Национального института стандартов и технологии [2]. Анализ констант скорости показал, что быстрее всех проходит реакция окисления монооксида азота до NO_2 . Реакция окисления диоксида азота до NO_3 медленнее потому, что, во-первых, константа на два порядка меньше и, во-вторых, её скорость зависит от концентрации диоксида азота. Реакции образования N_2O_x тоже имеют невысокие скорости, так как зависят от концентраций NO , NO_2 и NO_3 . Таким образом, следует ожидать преобразования монооксида азота в диоксид прежде всего.

Расчёты процесса преобразования оксидов азота показали незначительную зависимость концентраций продуктов на выходе из реактора от температуры газов в диапазоне 130...170°C при фиксированном начальном содержании NO_x и мольном отношении O_3/NO . Содержание диоксида азота снижается с 509 ppm до 503 ppm, а N_2O_x – увеличивается с 11 ppm до 14 ppm. Однако замечена значительная зависимость концентраций при изменении начального содержания оксидов азота в диапазоне 900...1500 мг/нм³ и фиксированной температуре газов. Содержание NO_2 увеличивается с 378 ppm до 630 ppm, а N_2O_x – с 10 ppm до 17 ppm. В обоих случаях озон расходуется весь, а NO в смеси газов на выходе из химического реактора отсутствует.

На рис. 1 в качестве примера показаны расчётные зависимости содержания газов и эффективность преобразования монооксида азота на выходе реактора при температуре газов 150°C и начальном содержании оксидов азота 1200 мг/нм³.

Рис. 1. Зависимости содержания газов от отношения O_3/NO :

1 – O_3 , 2 – NO_2 , 3 – NO , 4 – N_2O_x , 5 – эффективность преобразования NO

На рисунке видно, что эффективность преобразования NO достигает 100% при мольном отношении O_3/NO равном единице. Озон расходуется весь на окисление монооксида азота до диоксида, концентрация которого становится максимальной. При отношении O_3/NO до единицы содержание NO постепенно снижается, а содержание NO_2 наоборот растёт. Интенсивность процесса окисления весьма высока. Дальнейшее увеличение количества озона не приводит к росту содержания NO_2 . Его концентрация падает из-за окисления до NO_3 и образования N_2O_x . Однако триоксид и тетраоксид диазота частично или полностью раскладываются, поэтому в смеси газов, в итоге, превалирует N_2O_5 . Следует заметить, что при $O_3/NO > 1$ расходуется не весь озон. Таким образом, газовая среда становится более агрессивной по отношению к материалам, из которых изготовлен газовый тракт. Тем не менее, применение мокрого или полусухого метода для удаления оксидов азота из дымовых газов делает эмиссию озона в окружающую среду маловероятной, так как озон преобразуется в молекулярный кислород, который частично абсорбируют капли воды или водного раствора реагента для химического связывания оксидов азота.

На рисунках ниже приведено распределение содержания, основных для наблюдения, индивидуальных газов в химическом реакторе при начальной концентрации оксидов азота 1200 мг/м^3 и температуре газов 150°C с разным начальным содержанием озона. Так на рис. 2 показано зависимости содержания монооксида и диоксида азота от времени пребывания газов в химическом реакторе при заданном мольном отношении O_3/NO равном 0,21. При таком соотношении озона и монооксида азота соединения N_2O_x , как отмечено выше, не образуются из-за недостатка озона.

Рис. 2. Изменение содержания оксидов азота во времени при $O_3/NO < 1$

Из рисунка видно, что при малом количестве озона на выходе химического реактора не весь монооксид азота преобразуется в диоксид. Образование иных веществ происходит в очень малых количествах либо совсем не происходит в силу низкой концентрации диоксида азота. С таким количеством весь озон расходуется только на окисление NO до NO₂. Можно утверждать, что проходить только эта реакция и она проходит очень быстро. Уже почти через 8–10 мс параметры выходят на «полку».

На рис. 3 показаны зависимости содержания монооксида и диоксида азота, а также соединений N₂O_x, от времени пребывания газов в химическом реакторе при заданном мольном отношении O_3/NO равном 1,03.

Рис. 3. Изменение содержания оксидов азота во времени при $O_3/NO \approx 1$

Картина поведения параметров в химическом реакторе при достаточном количестве озона несколько иная. За первые 100–200 мс весь NO окисляется до NO₂. Более того, часть диоксида азота окисляется до триоксида NO₃. Образование NO₂ и NO₃ открывает путь дальнейшим процессам. На рис. 3

видно, что постепенно увеличивается концентрация соединений N_2O_x . Эти процессы происходят в 50 раз дольше, но и они в конце концов прекращаются. Они прекращаются из-за отсутствия озона в составе смеси газов, которые находятся в химическом реакторе-окислителе.

На рис. 4 показаны зависимости содержания монооксида и диоксида азота, а также соединений N_2O_x , от времени пребывания газов в химическом реакторе при заданном мольном отношении O_3/NO равном 1,85.

Рис. 4. Изменение содержания оксидов азота во времени при $O_3/NO > 1$

Картина поведения параметров в химическом реакторе кардинально изменяется при большом количестве озона. Из-за высокой концентрации O_3 много увеличиваются скорости реакций. Так уже через 16 мс концентрация монооксида азота уменьшается на пять порядков, то есть NO практически исчезает из смеси газов. Причём, концентрация диоксида азота становится максимальной. Далее происходят те же самые процессы, что и при $O_3/NO \approx 1$. При расчёте данного варианта время пребывания смеси газов в химическом реакторе ограничено 1 с, из-за определённой длины рабочей зоны реактора. Из результатов видно, что в газах остаётся некоторое количество озона, поэтому все NO_x могут преобразоваться в N_2O_x при достаточном количестве времени.

Выводы

Выполненные расчёты доказывают, что при отношении O_3/NO меньше 1,0 происходит интенсивное окисление NO до NO_2 . Дальнейшее увеличение количества озона не приводит к повышению содержания NO_2 , тогда как содержание NO падает до нуля. Расчёты показали, что с приближением отношения O_3/NO к единице окисляется не только монооксид азота, но и диоксид с дальнейшим образованием более тяжёлых таких молекул, как

триоксид (N_2O_3), тетраоксид (N_2O_4) и пентаоксид (N_2O_5) диазота.

Для полного преобразования монооксида азота необходимое количество озона определяется стехиометрическим соотношением $O_3/NO=1$ и, очевидно, зависит от начальной концентрации монооксида азота в дымовых газах. Время прохождения реакций не превышает 0,5 с. Увеличение O_3/NO приводит к образованию более тяжёлых соединений, чем диоксид азота, а время прохождения реакций не превышает 1,0 с. Однако нет необходимости в избытке озона ($O_3/NO>1$) потому, что уже диоксид азота растворяется в воде для его дальнейшего химического связывания при мокром или полусухом методе. Кроме того, не нужно затрачивать дополнительную энергию на генерирование озона. Более того, среда с меньшей концентрацией озона менее влияет на материалы как химического реактора, так и газового тракта ниже по течению газового потока. Эффективность преобразования монооксида азота возрастает до 100% в диапазоне значений O_3/NO до единицы, когда весь монооксид азота окисляется.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коломієць О. М. Огляд технологій зменшення викидів оксидів азоту на вугільних теплових електростанціях. Енерготехнології та ресурсозбереження. 2019. № 1. С. 50–59. <https://doi.org/10.33070/etars.1.2019.05>
2. J. A. Manion, R. E. Huie, R. D. Levin et al. NIST Chemical Kinetics Database, NIST Standard Reference Database 17, Version 7.0 (Web Version), Release 1.6.8, Data version 2015.09. National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, Maryland, 20899-8320. <http://kinetics.nist.gov/>

УДК 66.074.2

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МОКРОГО СКРУББЕРА С КОАГУЛЯТОРОМ ВЕНТУРИ

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

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины

В мокром скруббере с коагулятором Вентури (рис. 1) основная доля массы мелких частиц запыленного газового потока захватывается каплями в переменном поле скоростей в трубе Вентури; образовавшиеся при этом капли пульпы вместе с незахваченными каплями частицами улавливаются в

каплеуловителе. Высокой эффективностью обладают каплеуловители циклонного типа, представляющие собой реактор с тангенциальной подачей загрязненного потока газа из трубы Вентури в доннюю часть реактора, в котором капли пульпы и не уловленные частицы под действием центробежной

Рис. 1. Схема мокрого скруббера с коагулятором Вентури. 1 – труба Вентури; 2 – каплеуловитель; 3 – газовый поток; 4 – пульпа.

силы вытесняются на стенки и удаляются на дно реактора в пленке стекающей по стенке жидкости.

Другим вариантом каплеуловителя является несколько менее эффективный с точки зрения пылеулавливания реактор в виде полого мокрого скруббера. Полые мокрые скрубберы нашли также широкое применение в качестве устройств мокрой сероочистки отходящих промышленных и дымовых газов, в которых капли-мишени образуются из жидкого реагента, обычно раствора извести или известняка, и являются объектами, в которых

происходит адсорбция оксидов серы из газового потока. Поэтому интерес представляет вариант возможного совмещения в каплеуловителе функций пылеулавливания и очистки дымовых газов от оксидов серы и других загрязняющих веществ.

В основу работы полого мокрого скруббера в качестве каплеуловителя положен принцип инерционного захвата мелких частиц газового потока более крупными каплями-мишенями, генерируемыми одним или несколькими ярусами форсунок. Габариты установки, а главное – количество и размер капель, – определяют эффективность улавливания дисперсных частиц в мокром скруббере. К сожалению, даже после определения диаметра капель, наиболее эффективных для улавливания мелких частиц и капель пульпы, поступающих из трубы Вентури, физически невозможно обеспечить распыл жидкости форсунками в капли только заданного диаметра. Всегда приходится иметь дело с распределением капель по размерам. Однако проблема состоит не только в невозможности получения монофракции капель при распыле жидкости: размер капель претерпевает изменение по мере их продвижения в реакторе. Поэтому приходится сталкиваться с эволюцией функции распределения капель по размерам, которая часто является весьма динамичной.

Главной причиной изменения размера капель при достаточно высоких уровнях орошения мокрого скруббера является коагуляция капель во время их движения под действием силы тяжести, с учетом силы сопротивления газового потока. Крупные капли, образующиеся в результате коагуляции, быстрее покидают реакционную зону; с другой стороны, достаточно мелкие капли уносятся из реакционной зоны встречным газовым потоком, что в целом создает сложную динамическую картину. Еще одной причиной изменения размера капель являются процессы испарения-конденсации, которые могут повлиять на динамику изменения функции распределения капель по размерам.

Известно, что повышение уровня орошения в системе пылеочистки в мокром скруббере с коагулятором Вентури может значительно улучшить эффективность очистки отходящих газов [1, 2]. Однако, традиционно, при проектировании пылеочистных устройств на основе мокрых скрубберов, фактором, сдерживающим наращивание степени орошения, являлось недопущение возможности достижения в газе температуры и влагосодержания, соответствующих точке росы в газовом потоке на выходе каплеуловителя, что в отсутствие систем серо- и азотоочистки отходящих газов приводит к коррозии оборудования. В случае применения систем очистки газов от оксидов серы и азота отдельно, или в варианте с совмещением в каплеуловителе функций пылеулавливания и очистки дымовых газов от оксидов серы и других вредных веществ, достижение точки росы не является сдерживающим фактором для повышения степени орошения и улучшения эффективности пылеочистки газового потока. Поэтому для моделирования процессов газоочистки важно иметь данные о теплофизических параметрах газового потока при различных уровнях орошения в скруббере.

Математическая модель с системой дифференциальных уравнений для определения изменения диаметра капель, температуры и влагосодержания газа в процессе его продвижения вдоль трубы Вентури и в каплеуловителе подробно описана в статье авторов [3]. Далее приведены результаты расчета теплофизических параметров газового потока с использованием этой математической модели, которые необходимы в качестве входных данных для дальнейшего математического моделирования процесса газоочистки в аппарате, в котором в каплеуловителе совмещаются функции пылеулавливания и очистки дымовых газов от оксидов серы и других вредных веществ. При расчетах были использованы следующие физические и конструктивные параметры мокрого скруббера с коагулятором Вентури для использования в средних

топливосжигающих установках.

Параметры трубы Вентури: длина – 7,2 м; скорость газа в горловине 70 м/с; время пребывания газа в трубе Вентури составляет приблизительно 0,2 с; температура газа на входе 150 °С; начальное влагосодержание газа 0,046 кг/кг сухого воздуха.

Параметры циклонного каплеуловителя: диаметр 4,4 м; высота 10,6 м. При расходе отходящих дымовых газов 110000 м³/ч скорость газа через каплеуловитель составляет 2 м/с, время пребывания в каплеуловителе составляет около 5,7 с. Параметры циклонного каплеуловителя рассчитаны по модели, приведенной в [4]. При известных габаритах компонентов мокрого скруббера и скоростях газового потока легко сопоставить время и положение частиц, капель и элементов газового потока вдоль всего аппарата. Вопросы опережения и отставания дисперсных частиц от газового потока в трубе Вентури отдельно рассмотрены в статье [5].

На рис. 2 для различных уровней орошения трубы Вентури в диапазоне 0,15; 0,2...0,6 кг/м³ при использовании каплеуловителя циклонного типа приведены результаты расчета профилей изменения во времени количества жидкости (капель) q_w в единице объема газового потока.

Рис. 2. Распределение количества жидкости при прохождении мокрого скруббера с трубой Вентури.

В каплеуловителе циклонного типа при различных уровнях орошения капли практически полностью удаляются механически из потока в средней части каплеуловителя. Отсутствие капель далее в потоке приводит к тому, что и температура T_g , и влагосодержание D_v газового потока в дальнейшем не изменяются, капли прекращают менять свой размер в результате испарения, что подтверждается данными расчетов, приведенными на рис. 3, на котором для различных уровней орошения представлены графики уменьшения диаметра

капель Dd относительно их начального размера Dd_0 , а также изменение влагосодержания газа Dv .

Рис. 3. Изменение во времени относительного размера капель и влагосодержания в газовом потоке.

На рис. 4, а приведены результаты расчета температуры T_g и влагосодержания Dv относительно кривой насыщения газового потока при $t = 0,2$ с, что соответствует точке выхода газа из трубы Вентури, т.е. началу донной части каплеуловителя, а на рис. 4, б – значения T_g и Dv относительно кривой насыщения в момент $t = 2$ с, что соответствует почти половине высоты каплеуловителя.

Рис. 4. Температура и влагосодержание газового потока относительно кривой насыщения (снизу).
а – на выходе трубы Вентури ($t = 0,2$ с);
б – в средней части каплеуловителя ($t = 2$ с).

Сравнение данных расчета, представленных на рисунках 4, а и 4. б, приводит к выводу, что при низких уровнях орошения трубы Вентури ($q_w = 0,15...0,2$ кг/м³) в донной части каплеуловителя значения температуры и влагосодержания газа остаются достаточными для продолжения процесса

испарения капель. При высоких уровнях орошения, за счет захлаживания газового потока большим количеством капель в трубе Вентури, уже в донной части каплеуловителя достигаются значения температуры и влагосодержания потока, приближающиеся к точке росы, когда процесс испарения капель замедляется настолько, что при проведении математического моделирования скруббера изменением размера капель за счет испарения можно пренебречь.

Одновременно, из данных рисунков 4, а и 4, б следует, что при высоких уровнях орошения трубы Вентури в верхней части каплеуловителя будут возникать условия для конденсации водяного пара на каплях. При высоких уровнях орошения каплеуловителя конденсация слабо будет сказываться на изменении размера капель, однако в применениях с низкими уровнями орошения полого мокрого скруббера эффектом конденсации пара пренебрегать не следует.

В приведенных результатах расчета испарение жидкости на стенках каплеуловителя не учитывалось. В обоих вариантах конструкции каплеуловителя по стенам каплеуловителя стекает пленка жидкости, удаляющая пульпу как в случае каплеуловителя циклонного типа, так и неизбежно образующаяся при разбрызгивании капель форсунками в случае полого мокрого скруббера. Испарение жидкости с поверхности стенок может быть учтено при дальнейшем математическом моделировании работы скрубберов.

Выводы.

В условиях избыточного орошения мокрого скруббера с ростом отношения жидкость-газ процессы гравитационной коагуляции капель в каплеуловителе интенсифицируются, а изменение во времени формы функции распределения капель по размерам сильно зависит от размера капель, генерируемых форсунками.

Применение высоких уровней орошения газового потока в трубе Вентури приводит к быстрому захлаживанию потока. При этом значения температуры и влагосодержания также быстро приближаются к значениям, соответствующим точке насыщения влажного газа. По этой причине интенсивность процессов испарения капель в каплеуловителе при высоких уровнях орошения снижается, и скорость изменения размеров капель, связанных с этими процессами, уменьшается. В результате при избыточном орошении газового потока процессы испарения слабо влияют на размеры капель, что упрощает математическое моделирование процесса взаимодействия

капель с веществами загрязненного потока отходящих газов.

Стремление к минимизации уровня орошения в мокрых скрубберах с целью снижения энергопотребления насосов и форсунок и более эффективного использования жидкого реагента, в том числе за счет торможения капель реагента встречным потоком газа в мокром скруббере, может приводить к возникновению условий, когда влиянием процессов испарения-конденсации на размер капель пренебречь нельзя, и их следует учитывать при математическом моделировании эффективности очистки в мокрых скрубберах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Кропп Л. И., Харьковский М. С. Мокрое золоулавливание в условиях оборотного водоснабжения. – М.: Энергия, 1980. – 112 с.
2. Аничков С. Н., Гиниятуллин Р. И., Зыков А. М. Повышение эффективности улавливания летучей золы в аппаратах мокрого золоулавливания. *Электрические станции*. – 2009. – №8. – С. 59–62.
3. Вольчин И. А., Рашепкин В. А., Особенности очистки дымовых газов в мокрых скрубберах с трубой Вентури в условиях избыточного орошения. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. – 2018. № 3. с. 41–50.
4. Flagan R. C., Seinfeld J. H., Fundamentals of Air Pollution Engineering. – California Institute of Technology. PRENTICE HALL, 1988. – 542 p.
5. Volchyn I., Raschepkin V., Iasynetskyi A. Flue Gas Dedusting In Venturi Scrubbers At Thermal Power Plants. *Environmental Engineering and Management Journal*. – November 2018, Vol. 17, No. 11, pp.2515-2525.

УДК 620: 327

ПРОГНОЗИ СЦЕНАРІЇВ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ.

ТОЧКИ БІФУРКАЦІЇ

Басок Б. І., чл.-кор. НАН України, д. т. н.; Базєєв Є. Т., к.т.н.

Інститут технічної теплофізики НАН України

З 60-70-х років ХХ століття істотно змінилася структура світового енергоспоживання. Основними енергоресурсами стали нафта, вугілля, газ [1] і в найближчі одне-два десятиліття ними ж і залишаться, даючи в обсязі 20–30% загальносвітового виробництва первинного енергоресурсу при стійкому збільшенні внеску природного газу і розумної диференціації структури енергетичного балансу [1–3]. При цьому особлива роль відводиться газу,

проорокуючи йому в найближчі десятиліття "золотий вік" [3]. На рис. 1 представлений первинний енергобаланс світу [4], на рис. 2 – енергобаланс України [5].

Рис. 1. Загальне світове річне енергопостачання по джерелах

Рис. 2. Загальне річне енергопостачання по джерелах в Україні,
1 – гідроенергія, 2 – вітрова та сонячна енергія, 3 – біопаливо та відходи

Зростання з 2000-х років цін на нафту газ і вугілля, загострення протестів громадськості, пов'язаних з глобальним потеплінням внаслідок антропогенних

викидів при спалюванні викопного палива, вдосконалення технології використання нетрадиційних відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) викликали стійку тенденцію до збільшення складової в світовому енергобалансі саме НВДЕ (до 10 %) до 2035 року [2].

Геополітичні і економічні турбулентності в світі викликають необхідність оперативно відстежувати і при необхідності вносити корективи в прогнози розвитку економіки країн і світу в цілому і, в тому числі, базовою складовою економіки - енергетики.

Порівняно недавні прогнози розвитку енергетики світу і Європи до 2040 року представлені в [6]. З використанням інформаційно-модельного комплексу SKANER представлені три сценарії розвитку енергетики: сприятливий (світова економіка росте високими темпами, ризики відсутні, активний трансфер технологій в світі); ймовірний (існуючий тренд розвитку енергетики зберігається); критичний (економічний спад світової економіки, геополітичні конфлікти, обмежені перетоки капіталу). У той час як у світі зростають ВВП, ЗППЕ (загальне первинне постачання енергії) і, відповідно, обсяги викидів CO_2 (рис. 3), в Європі зростання ВВП супроводжується падінням ЗППЕ і стійкою траєкторією зниження викидів CO_2 . Це пояснюється реалізацією політики енергоефективності використання енергоресурсів відповідно до прийнятої в свій час європейською концепцією "20-20-20". В Україні зростання ВВП проходить при помірних темпах підвищення ЗППЕ і викидів CO_2 .

Рис. 3. Прогноз споживання ПЕР, динаміки ВВП і викидів CO_2 енергетики світу до 2040 р. [6]. Відповідно заповнені позначки ■, ▲, ● – прогнозні дані [6], позначка □ – реальні (статистичні) дані для CO_2 [7], для 2020 р. – прогноз [7].

Сценарії: лінія 1 – оптимістичний, 2 – реалістичний, 3 – песимістичний.

Як видно з рис. 3, в 2035 році може відбутися втрата стійкого тренду розвитку енергетики і старт одного з можливих 3-х сценаріїв розвитку енергетики до 2040 року. Таким чином, 2035 рік позиціонується як точка біфуркації на шляху розвитку енергетики. В енергетичній стратегії України на період до 2035 року "віялове" розвитку сценаріїв не прогнозується. Звичайно, точка біфуркації, в зв'язку з "невизначеними очікуваннями", змогла проявити себе і раніше 2035 року, як це, втім, і сталося в 2020 році внаслідок навали на світ пандемії Covid-19.

Поведінку систем, що проходять на шляху свого розвитку точки біфуркації, детально досліджено лауреатом Нобелівської премії, фізико-хіміком І. Р. Пригожиним [8–10]. Унікальність точок біфуркації в тому, "що стан системи втрачає стабільність і може розвиватися в бік багатьох різних режимів функціонування. У цих точках найповніше знання не дає нам можливості обчислити те, що станеться, замінити ймовірність упевненістю. Система виявляє таким чином якусь "діаграму біфуркацій", "карту можливостей", в той час як вона все більше віддаляється від стану рівноваги завдяки зміні своїх відносин із середовищем" [8]. У простому випадку в точці біфуркації буде дві гілки зі стійким рішенням, далі по одній з гілок розвиток йде до наступної точки біфуркації [9]. Під впливом різної природи флуктуацій "в будь-який момент часу може виникнути новий тип рішення, що не зводиться до попереднього, а в точках зміни типів рішень – в точках біфуркації – може відбуватися зміна просторово-часової організації об'єкта." [10]. На подальший шлях розвитку енергетики з того чи іншого сценарію може з'явитися наступна точка біфуркації, в якій відбудеться втрата стійкості тренду розвитку системи. "І, що особливо дивно, навколишнє середовище, клімат, екологія і, між іншим, наша нервова система можуть бути зрозумілі тільки в світлі описаних уявлень, які враховують як стабільність, так і нестабільність. Ця обставина викликає підвищений інтерес багатьох фізиків, хіміків, метеорологів, фахівців в області екології, **енергетики** (виділено авторами)" [10].

Точкою біфуркації в розвитку енергетики світу і регіонів може стати і 2020 рік. Як зазначено в [11], внаслідок пандемії Covid-19, карантину та падіння цін на нафту в 2020 році вже скоротівся ВВП США, ЄС та КНР. Обвалення цін на нафту (марки Brent) з \$ 66 (початок 2020 року) до \$ 25 (квітень 2020 року) може внести корективи відносно прогнозів розвитку енергетики. Глобальні зміни реального ВВП і викидів CO₂ чітко кореспондуються з глобальними геополітичними, економічними і екологічними

потрясіннями в світі, в тому числі, і з впливом пандемії Covid-19. Внаслідок її у 2020 році інвестиції в світовій енергетиці скоротилися на 20% і до кінця 2020 року можуть впасти на 30% в порівнянні з періодом 2017–2019 років. Зниження глобальних річних викидів CO₂ очікується на 8%, тобто падіння майже до 26 Гт – до рівня 10 років тому назад.

Влітку 2019 року відбулася презентація Прогнозу розвитку енергетики світу і Росії, підготовленого Інститутом енергетичних досліджень РАН спільно з Центром енергетики Московської школи управління «Сколково» [12]. За два з половиною роки, що минули з попереднього випуску «Прогнозу» [6], стало чітко видно, що під тиском накопиченої критичної маси технологічних інновацій, а також зміни пріоритетів державних енергетичних політик, світова енергетична система увійшла в черговий період фундаментальних змін. В даний час лінійку періодів фундаментальних змін в енергетиці можна продовжити [12]:

1. Світ входить в етап 4-го енергетичного переходу – широке використання ВДЕ і витіснення викопних палив. Однак темпи цих змін і швидкість переходу пов'язані з високою невизначеністю. Швидкий розвиток ВДЕ дозволить до 2040 року забезпечити 19–25% всього енергоспоживання, 35–50% світового виробництва електроденергії. З викопних палив тільки газ зможе наростити свою частку в світовому енергобалансі з 22% до 24–26%. Вугілля знизить свою частку з 28% до 19–23%.
2. Зростання світового енергоспоживання сповільниться до 2040 р, в тому числі внаслідок підвищення енергоефективності використання енергоресурсів.
3. Підвищуються темпи розвитку децентралізованої електрогенерації.
4. Головною альтернативою стає електротранспорт. Розвиток електро-транспорту стискає нафтове зростання і дає імпульс на попит електроенергії.
5. Світ увійшов в епоху широкої технологічної та міжпаливної конкуренції. Для всіх сфер споживання з'являється багато перспективних конкуруючих між собою рішень, готових при зростанні цін домінуючого палива оперативно запропонувати альтернативу і відвоювати ринок.

Отже, реалії сучасного світу такі, що прогнозування стратегічних перспектив розвитку енергетики неминуче повинно проходити через точки біфуркації, вихід з яких може міняти сценарії розвитку енергетики. Варто тільки згадати стрибкоподібну зміну світових цін на нафту в 2000–2018 роках. Очікувані ключові параметри та показники можуть не збігатися з реалізованими значеннями.

Систематичне прогнозування в енергетиці має історію близько 40 років. Є можливість зіставити за ряд років прогнозні та фактичні значення показників і на основі статистики оцінити якість виконання прогнозів. Проблеми, пов'язані з оцінкою якості прогнозних систем, розглянуті в [13]. Незважаючи на відсутність об'єктивних критеріїв оцінки якості прогностичних інструментів [12–14], в даний час системне прогнозування енергетики, як складової частини тріади: енергетика-економіка-екологія, є загальноновизнаним і використовується в провідних енергетичних країнах.

При геополітичній турбулентності, при радикальній зміні соціально-економічного устрою в країні, що супроводжується спадом економіки, в тому числі і виробництва в секторах ПЕК, на будь-якому часовому етапі реалізації енергетичної стратегії можуть з'являтися точки біфуркації, в околицях яких малі флуктуації зовнішнього впливу різко посилюються і показники прогнозу до строго тимчасових інтервалів можуть стати мало реалізованими, можуть змінюватися і сценарії розвитку ПЕК. За якими показниками може бути гарний збіг, за іншими – прийнятний, а по ряду показників – значне розходження з прогнозами. Головним стає визначення діапазону значень ключових показників і тренди розвитку енергетики і окремих її галузей.

В ситуації з яскраво вираженою невизначеністю багатьох факторів, поряд з розробленими прогнозами, щоб усунути (зменшити) розбіжність очікуваних прогнозних значень індикативних показників з реальними, доцільно, довгостроковий прогноз розвитку енергетики, в залежності від мінливих умов, при явних змінах трендів, появ і загострення нових ризиків, викликів, коригувати, супроводжувати (відстежувати) оперативними (поточними), "планами-прогнозами" (дорожніми картами) на порівняно коротких тимчасових інтервалах (три – п'ять років), на яких, за експертними оцінками, енергетика країни ("об'єкт управління") істотно не зміниться. Супровід енергетичної стратегії дорожніми картами додає оптимізму в реалізованість такого регуляторного документа. По суті реалізується принцип безперервного прогнозування в міру надходження нової інформації. Енергетична стратегія при цьому стане гнучким з управління документом, не декларацією, а керівництвом до дії. Загальні тренди розвитку енергетики можуть змінюватися при зміні цілей, задач економіки держави [15].

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. *Фортов В. Е., Макаров А. А., Митрова Т. А.* Глобальная энергетическая безопасность: проблемы и пути решения // Вестник РАН, 2007, т. 77, №2. –

С. 99–114.

2. *Кондратов Д.* Проблемы мирового нефтяного рынка // Вестник РАН, 2015, т. 85, №7. – С. 616–626.
3. *Терешин А. Г., Клименко А. В., Клименко В. В.* Золотой век газа и его влияние на мировую энергетику, глобальный цикл углерода и климат / Теплоэнергетика, 2015, №5. – С. 3–13.
4. Глобальное ежегодное изменение в производстве энергии на топливо, 1971–2018, МЭА, Париж <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-annual-average-change-in-energy-production-by-fuel-1971-2018>.
5. Мировые энергетические балансы: Обзор. МЭА. Страны и регионы. <https://www.iea.org/countries/ukraine>.
6. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 /под ред. *А. А. Макарова, Л. М. Григорьева, Т. А. Митровой*; ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ, Москва, 2016. – 200 с.
7. IEA. Global Energy Review 2020. Global energy and CO₂ emissions in 2020. Flagship report – April 2020. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020/global-energy-and-co2-emissions-in-2020#abstract>.
8. *Пригожин И.* Переоткрытие времени // Вопросы философии, №8. 1989. С. 3–19
9. *Вдовиченко Н. В.* Путь к новой рациональности // Вестник РАН. т. 87. №6. 2017. – С. 560–568.
10. *Пригожин И.* Философия нестабильности // Вопросы философии. №6. 1991. – С. 46–52.
11. *Халатов А. А., Фіалко Н. М., Тимченко М. П.* Енергетична безпека України: методологічні засади оцінки рівня безпеки та порівняльний аналіз поточного стану // Теплофізика та теплоенергетика. 2020. т. 42. №2. – С. 18–30.
12. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. *А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина*; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с.
13. *Аполонский О. Ю., Орлов Ю. Н.* Сравнительный анализ долгосрочных прогнозов развития энергетики. Часть II // Препринт ИПМ им. М. В. Келдыша. 2010. №58. 26 с. URL <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?n=2010-58>.
14. *Макаров А. А.* Методы и результаты прогнозирования развития энергетики России // Изв. РАН. Энергетика. 2010. №4; С. 26–40.

15. Гесць В. М., Кириленко О. В., Басок Б. І., Базєєв Є. Т. Енергетична стратегія: прогнози і реалії (огляд). Nauka innov. 2020. № 1(91). С. 03–16. <https://doi.org/10.15407/scin15.05.003>

УДК 662.52

ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ЗАСТОСУВАННЯ АМОНІАКУ

ЯК ПАЛИВА

¹Вольчин І., д.т.н.; ²Пишибільські В.

¹Інститут вугільних енерготехнологій НАН України

²Deltima, Варшава, Польща

На порядку денному ОЕС України постає дефіцит маневрених потужностей при неконтрольованому виробітку електроенергії відновлювальними джерелами енергії (сонячними та вітровими електростанціями, встановлена потужність яких вже перевищує 6000 МВт і продовжує збільшуватися). Використання вугільних енергоблоків 150–300 МВт як маневрених потужностей призводить до збільшеного споживання твердого палива та великих викидів вуглекислого газу і забруднюючих речовин (діоксиду сірки, оксидів азоту та частинок легкої золи). Альтернативою може бути участь джерел відновлювальної енергетики в регулюванні потужності шляхом накопичення енергії, наприклад, у вигляді водню H_2 чи амоніаку NH_3 , які є безвуглецевими паливами.

Водень є найбільш екологічним паливом, оскільки продуктом його спалювання є водяна пара. При його окисленні в кисневому середовищі утворюється водяна пара H_2O та виділяється значна кількість енергії (ентальпія утворення $\Delta H^0_{298} = -241,84$ кДж/моль або 3 кВтг/м³) [1]:

Джерелами генерації водню можуть бути такі процеси:

1. Електроліз води як прямий процес генерації водню є енергозатратним процесом [2]

При генерації 2 г водню буде утворюватися 16 г кисню, або на 1 моль водню буде генеруватися 0,5 моль кисню.

Водолужний електроліз характеризується відносно високими енерговитратами (близько $4,5\text{--}5,5$ кВтг/м³), низькою питомою продуктивністю (густина електричного струму) – $0,2\text{--}0,3$ А/см², високим вмістом домішок в продукті.

Більш досконалыми є твердо-полімерний електроліз (ТПЕ) і високотемпературний електроліз (ВТЕ). В ТПЕ роль електроліту виконує катіонопровідний полімер, наприклад на основі сульфурованого тетрафторетилєну. Через дифузійну мембрану переноситься іон гідроксонію H_3O^+ , на катоді виділяється водень, на аноді – кисень. Енерговитрати методу – 3,7–3,9 кВт/м³, питома продуктивність – близько 1,2 А/см²; наявність мембрани дозволяє отримати H_2 високої чистоти (менше 0,001% домішок) [3]. В ТПЕ водень може бути отриманий під тиском 3–5 МПа, що полегшує його компримування. При високо температурному електролізі робоча становить температура 800–1000 °С; електролізом служить кераміка на основі оксиду цирконію ZrO_2 , стабілізована оксидом ітрію Y_2O_3 або оксидом кальцію CaO ; електрична продуктивність досягається перенесенням аніону O_2^- . При температурі 1000 °С енерговитрати становлять 3,1–3,2 кВт/м³, питома продуктивність – близько 0,4 А/см². Недолік ВТЕ – висока температура робочої зони апарату. Найбільш перспективне використання ВТЕ в поєднанні з високотемпературним ядерним реактором як джерелом енергії.

2. Більше 90% водню з 50 млн т, що виробляється в світі щорічно, є результатом риформінгу природного газу (Natural gas reforming) як ендотермічного процесу [2]

$$\Delta H_{298}^0 = -393,5 - (-74,86 - 2 \times 241,84) = + 395,3 \text{ кДж/моль}$$

3. У країнах з великим видобутком вугілля, наприклад, в Китаї, для отримання водню використовують ендотермічну реакцію парової конверсії вуглецю:

4. Водень може бути як компонент продукту газифікації вуглеводневої сировини за реакцією зсуву водяного газу [4]

$$(\Delta H_{298}^0 = -393,5 - (-241,84 - 110,5) = - 41,16 \text{ кДж/моль})$$

Найбільш доцільно використовувати водень у паливних комірках (fuel cells) як електрохімічних комірках, в яких має місце пряме перетворення хімічної енергії водню в електричну енергію з виділенням також теплової енергії (рис. 1). У паливних комірок відсутнє жорстке обмеження на ККД, як у теплових машин (цикл Карно). Високий ККД досягається завдяки прямому перетворенню енергії палива в електричну енергію. В існуючих паливних комірок ККД становить 60–80%. Ще однією з переваг паливних комірок є відсутність викидів оксидів азоту.

Рис. 1. Схема водневої паливної комірки [5]

Недоліками вуглецевої енергетики є великі затрати на зберігання та транспортування водню. В першу чергу це пов'язано зі скрапленням водню і зберіганням його в рідкому стані. Технічно завдання досить складна, оскільки, по-перше, водень скраплюється при дуже низькій температурі ($t_{\text{кип}} = -252,77^{\circ}\text{C}$), по-друге, необхідно затратити енергію, щоб здійснити його орто-параперетворення (бл. 2 кВтг/м^3). Випаровування з відносно високою швидкістю рідкого H_2 з контейнера також обмежує його застосування, зокрема для наземного транспорту. Для транспортування рідкого водню використовують герметичні контейнери з ефективною тепловою ізоляцією, а газоподібного – спеціальні трубопровідні системи.

Альтернативою може стати використання амоніаку як джерела енергії або джерела водню. Амоніак відноситься до найбільш насичених воднем сполук. Масовий вміст водню в NH_3 становить 17,6%. Для метанолу CH_3OH як основної за вмістом водню рідкої органічної сполуки вміст H_2 є 12,5%. Ентальпія утворення амоніаку (ΔH_{298}^0) становить ($\Delta H_{298}^0 = -46,19 \text{ кДж/моль}$) за реакцією:

Основним промисловим процесом синтезу амоніаку є процес Габера-Боша (Haber-Bosch process), який відбувається при температурах $380\text{--}450^{\circ}\text{C}$ і тиску $20\text{--}30 \text{ МПа}$ з використанням залізного каталізатора. Азот отримують з повітря, а водень, як правило, виробляється через риформинг метану і водяної пари або в процесі газифікації вугілля. При безвуглецевому способі водень виходить шляхом електролізу води. Амоніак виробляється у вигляді рідини під тиском. Щороку в світі виробляється близько 170 млн т амоніаку, який використовується як сировина для виробництва азотних сполук або як мінеральне азотне добриво.

Питомі енергозатрати на виробництво амоніаку становлять від 7,7 до 10,1 кВтг/кг [6]. Основні енергозатрати припадають на генерацію водню. Ціни на рідкий амоніак становлять від 350 до 550 долларів США за 1 тунну.

Альтернативою традиційній генерації амоніаку може стати електрохімічний синтез амоніаку [6, 7], коли амоніак як продуктом електрохімічних реакцій в процесах твердотільного електролізу. На рис. 2 і 3 приведені принципові схеми синтезу аміаку, який відбувається при атмосферному тиску з використання каталізаторів [7]. Рис. 2. відповідає варіанту процесу з застосуванням водню як джерела протонів, а рис. 3 – з застосуванням водяної пари як джерела протонів, при цьому продуктами будуть як амоніак, так і кисень:

Електрохімічний синтез амоніаку знаходиться на стадії дослідницьких робіт. Очікується, що питомі енергозатрати затрати становитимуть половину від існуючих.

Рис. 2. Принципова схема процесу твердотільного синтезу амоніаку (SSAS) в протоно-провідній реакторній комірці

Рис. 3. Схема процесу SSAS у двокамерній протоно-провідній комірці з водяною парою замість водню як джерела протонів

Коли амоніак використовується як паливо в будь-якій системі згоряння або паливному елементі, бажаною хімічною реакцією є повне окислення, яке утворює лише пару та азот та значну кількість тепла, згідно з рівнянням, наведеним нижче [8, 9]:

Однак у більшості практичних ситуацій кінетика реакції сприятлива для утворення оксиду азоту. Таким чином, часткове окислення амоніаку відбувається за реакцією [9]:

Часткове окислення амоніаку зменшує корисну теплоту реакції на 33%, причому залежність теплоти реакції від температури є більш сильною, ніж у разі повного окислення, тому це потенційно може спричинити проблеми керування процесом. Для мінімізації часткового окислення амоніаку він повинен бути спочатку розкладений, відповідно до ендотермічної реакції

Твердоокисні паливні комірки (SOFC) та ДВЗ представляють перевагу в цьому відношенні завдяки їх високим робочим температурам, при яких амоніак може термічно розкладатися над каталізаторами. Більше того, перевага наявності амоніаку дозволяє подальше відновлення NOx до молекулярного азоту, що утворюється при згорянні амоніаку, згідно з такими реакціями, що проводяться каталітично над цеолітами:

Висновки

Використання амоніаку в якості палива має такі переваги.

1. Амоніак є безвуглецевим паливом. Він виробляється з будь-якого джерела енергії (наприклад, сонце, вітер, біомаса, газ, вугілля тощо). При енергопостачанні від відновлюваних джерел енергії генерація амоніаку може бути розміщено практично в будь-якому місці в безпосередній близькості до споживача, а також можливо розгортання виробництва з повною відповідністю обсягу споживання палива. Амоніак є одним з найбільш привабливих способів накопичення надлишків енергії від відновлюваних джерел енергії.
2. Ціни на амоніак поки мають велику кореляцію з цінами на природний газ і розвитком енергетичних систем. Зі здешевленням вартості енергії ця залежність буде знижуватися. При цьому вартість амоніаку, отриманого безвуглецевою способом, в окремих випадках вже дорівнює вартості амоніаку, отриманого з природного газу.
3. Інфраструктура зі зберігання і транспортування амоніаку досить розвинена, в тому числі і в сфері традиційного його використання (в якості холодоагенту, добрива та тощо).
4. Амоніак є екологічно дружньою сполукою, оскільки при його окисленні відзначаються нульові викиди вуглекислого газу і низькі рівні інших викидів.
5. Використання амоніаку має тривалу і безпечну історію застосування.

Дослідження показують безпеку використання цього продукту в порівнянні з ЗВГ і нафтовими паливами.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Dean J.A. Lange's Book of Chemistry. Fifteenth Edition. 1999. McGrawHill, Inc.
2. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение / Гамбург Д. Ю., Семенов В. П. Дубовкин Н. Ф., Смирнова Л. Н. – М.: Химия, 1989. – 671 с.
3. Millet P., Grigoriev S. Water Electrolysis Technologies. In *Renewable Hydrogen Technologies*. 2013. Elsevier B.V. DOI: 10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-7.
4. Newsome D.S. The Water-Gas Shift Reaction. *Catalysis Reviews*. 1980. 21:2, 275-318, DOI: 10.1080/03602458008067535
5. Fuel Cell & Hydrogen Energy Basics. www.fchea.org/h2-day-2019-events-activities/2019/8/1/fuel-cell-amp-hydrogen-energy-basics.
6. Soloveichik G. Electrochemical synthesis of ammonia as a potential alternative to the Haber–Bosch process. *Nature Catalysis*. Vol 2. May 2019. 377–380. DOI:10.1038/s41929-019-0280-0.
7. Kyriakou V., Garagounis I., Vasileiou E., Vourros A., Stoukides M. Progress in the electrochemical synthesis of ammonia. *Catalysis Today*. 2017. Vol. 286. 2–13. DOI: 10.1016/j.cattod.2016.06.014
8. Valera-Medina A., Xiaoa H., Owen-Jones M., David W.I.F., Bowen P.J. Ammonia for power. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2018. Vol. 69. 63-102. DOI: 10.1016/j.pecs.2018.07.001
9. Zamfirescu C., Dincer I. Using ammonia as a sustainable fuel. *Journal of Power Sources*. 2008. Vol. 185. 459–465. DOI:10.1016/j.jpowsour.2008.02.097

УДК 66.092–977

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РЕЖИМУ ГАЗИФІКАЦІЇ ПРИ ПЕРЕРОБЦІ ПОБІЧНИХ ПРОДУКТІВ КОКСОХІМІЧНОГО ВИРОБНИЦТВА

Білець Д. Ю.; Мірошниченко Д. В., д.т.н., проф.;

Карножицький П. В., к.т.н., доц.

НТУ «Харківський політехнічний інститут»

Сучасне коксохімічне виробництво включає в себе десятки технологічних процесів в результаті яких, нажалі, поряд з цільовими продуктами утворюється велика кількість побічних продуктів і відходів, таких як: фуси кам'яновугільні,

кисла смолка цеху ректифікації сирого бензолу, кисла смолка сульфатного відділення, смоли та олії БХУ, залишки механічного очищення ємностей, технологічного обладнання, цистерн, що містять смолисті речовини тощо [1, 2]. В даний час відомі багаторічні пошуки шляхів утилізації цих відходів [3, 4], однак пропоновані способи мають ряд недоліків.

На нашу думку, найбільш привабливим способом утилізації цих відходів є їх газифікація. На кафедрі «Технології переробки нафти, газу та твердого палива» НТУ «ХП» розроблено спосіб утилізації в'язких органічних побічних продуктів коксохімічного виробництва (на прикладі кам'яновугільних фусів) з отриманням газу, який включає газифікацію суміші кам'яновугільних фусів (КФ) з твердим носієм (а саме, шкаралупи волоського горіху (Ш) або бурого вугілля (БВ)) за температурою 400–500 °С з подальшим проходженням утвореної парогазової суміші крізь шар розпеченого коксу (800–1000 °С) в електроконверторі [5,6].

В залежності від умов проведення досліду кількісний вміст будь-якого компоненту коливається, оскільки на його утворення впливає три фактори: температура в печі, температура в електроконверторі та витрата окиснювача (повітря). При газифікації Ш+КФ температура печі (t_p) становила 400 або 500 °С; при газифікації БВ+КФ температура печі (t_p) становила 500 °С. Температура в електроконверторі (t_e) в обох випадках становила 800 або 1000 °С. Витрата повітря (V) коливалась для Ш+КФ – 0,0005; 0,001 або 0,002 м³/хв.; для БВ+КФ – 0,002; 0,003 або 0,004 м³/хв.

З отриманих даних по кожному компоненту було розроблено множини лінійну регресію для визначення розрахункового значення або прогнозування виходу окремого компоненту за допомогою побудованих рівнянь при заданих умовах, які представлені в табл. 1 для Ш+КФ та БВ+КФ.

З наведених в табл. 1 математичних залежностей по кожному компоненту газу отриманого при переробці БВ+КФ видно, що їх вміст залежить від температури електроконвертора та витрати окиснювача, на відміну від газу отриманого при переробці Ш+КФ котрий залежить ще й від температури печі. Це пов'язано з тим, що в даних дослідженнях, як було зазначено вище, при газифікації Ш+КФ температура печі становила 400 або 500 °С; при газифікації БВ+КФ температура печі становила 500 °С, тобто не змінювалась [7].

З отриманих математичних залежностей видно, що при газифікації Ш+КФ на утворення цільових компонентів генераторного газу, таких як CO та H₂, позитивно впливає збільшення температури в електроконверторі, в той час як

на компоненти, такі як: CH_4 , C_2H_4 та C_2H_6 , даний фактор впливає негативно. При збільшенні температури в печі вміст H_2 також зростає, однак вміст CO зменшується. Даний факт необхідно враховувати задоволення вимог споживача до готової продукції. Зростання витрати окиснювача негативно впливає на утворення горючих компонентів, крім C_2H_4 .

Таблиця 1

Математична залежність утворення компонентів при газифікації
 Ш+КФ та БВ+КФ та їх статистична оцінка

Сировина	№	Вид рівняння	Статистична оцінка		
			r	R ²	σ
Ш+КФ	(1)	$\text{O}_2 = 8,142042 - 157,535 \cdot V - 0,00016 \cdot t_{\text{п}} - 0,00629 \cdot t_{\text{е}}$	0,807	0,622	0,821
	(2)	$\text{N}_2 = 38,03371 + 1181,635 \cdot V + 0,003526 \cdot t_{\text{п}} - 0,00157 \cdot t_{\text{е}}$	0,654	0,481	1,117
	(3)	$\text{H}_2 = -3,50213 - 1572,36 \cdot V + 0,021153 \cdot t_{\text{п}} + 0,021238 \cdot t_{\text{е}}$	0,674	0,454	3,799
	(4)	$\text{CH}_4 = 3,299867 - 16,5925 \cdot V - 0,00141 \cdot t_{\text{п}} - 0,00141 \cdot t_{\text{е}}$	0,705	0,497	0,228
	(5)	$\text{CO} = 5,957965 - 1240,08 \cdot V - 0,0074 \cdot t_{\text{п}} + 0,026371 \cdot t_{\text{е}}$	0,755	0,570	3,737
	(6)	$\text{CO}_2 = 4,651382 - 125,972 \cdot V - 0,00089 \cdot t_{\text{п}} - 0,00167 \cdot t_{\text{е}}$	0,363	0,132	0,533
	(7)	$\text{C}_2\text{H}_4 = 18,49132 + 89,79153 \cdot V - 0,01123 \cdot t_{\text{п}} - 0,00671 \cdot t_{\text{е}}$	0,644	0,4153	1,377
	(8)	$\text{C}_2\text{H}_6 = 1,247607 - 31,8803 \cdot V - 0,00103 \cdot t_{\text{п}} - 0,00029 \cdot t_{\text{е}}$	0,457	0,209	0,141
БВ+КФ	(9)	$\text{O}_2 = 9,668586 - 654,228 \cdot V - 0,00594 \cdot t_{\text{е}}$	0,929	0,862	0,913
	(10)	$\text{N}_2 = 39,28656 + 1596,1 \cdot V + 0,011496 \cdot t_{\text{е}}$	0,906	0,820	2,051
	(11)	$\text{H}_2 = 0,35735 + 670,7558 \cdot V + 0,011844 \cdot t_{\text{е}}$	0,847	0,717	1,609
	(12)	$\text{CH}_4 = -0,43369 + 123,2161 \cdot V + 0,000503447 \cdot t_{\text{е}}$	0,882	0,777	0,138
	(13)	$\text{CO} = -0,21379 + 300,6267 \cdot V + 0,022571 \cdot t_{\text{е}}$	0,665	0,442	3,530
	(14)	$\text{CO}_2 = 2,732742 + 1,75 \cdot V - 0,00136 \cdot t_{\text{е}}$	0,775	0,600	0,182
	(15)	$\text{C}_2\text{H}_4 = 5,904396 + 543,0542 \cdot V - 0,00169 \cdot t_{\text{е}}$	0,768	0,591	0,671
	(16)	$\text{C}_2\text{H}_6 = 0,032338 + 95,3 \cdot V - 3,9 \cdot 10^{-5} \cdot t_{\text{е}}$	0,906	0,820	0,094

При газифікації БВ+КФ збільшення температури електроконвертора також впливає позитивно не тільки на утворення CO та H_2 , а також на вихід CH_4 , але не C_2H_4 та C_2H_6 . Зростання витрати окиснювача позитивно впливає на утворення горючих компонентів.

В обох випадках закономірне зростання N_2 при зростанні витрати повітря.

Враховуючи вищенаведені матеріали можна заключити наступне: розроблені математичні залежності, які отримані при розробці способу газифікації коксохімічних побічних продуктів, на прикладі кам'яновугільних фусів, можна застосовувати для прогнозування складу генераторного газу; встановлено як впливають температура устаткування та витрата повітря на вихід таких компонентів, як: H_2 , O_2 , N_2 , CH_4 , CO, CO_2 , C_2H_4 та C_2H_6 .

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Тивари Х. П. Получение побочных продуктов коксования. Обзор / Х. П. Тивари, Р. Шарма, К. Кумар, П. Мишра, А. Роу, С. К. Халдар // Кокс и химия. – 2014. – № 12. – с. 29–37.
2. Якушева Е. А. Об образовании и качестве фусов каменноугольной смолы / Е. А. Якушева, Ю. В. Степанов // Кокс и химия. – 2013. – № 4. – с. 49–53.
3. Герман К. Е. Проблемы производства котельного топлива из коксохимического сырья / К. Е. Герман, А. Л. Борисенко // Углехимический журнал. – 2014. – № 5–6. – с. 48–54.
4. Старовойт А. Г. Утилизация отходов коксохимического производства. 1. Отходы цехов улавливания и сероочистки / А. Г. Старовойт, И. И. Пидгурский, Э. И. Торяник, И. В. Шульга, Ю. Б. Должанская, Ю. В. Телешев // Кокс и химия. – 2000. – № 6. – С. 35–43.
5. Патент № 136361 UA МПК C10J 3/00. Спосіб отримання генераторного газу/ П. В. Карножицький, Д. В. Мірошніченко, Д. Ю. Білець, О. В. Богоявленська, Г. А. Григор'єв. – Заявл. 20.03.2019; опубл. 12.08.2019.
6. D. Yu. Bilets. Utilizing Viscous Organic Coke-Plant Wastes / D. Yu. Bilets, P. V. Karnozhitskiy, P. P. Karnozhitskiy // Coke and Chemistry, 2018, Vol. 61, No. 4, p. 147–151.
7. D. Yu. Bilets. Gasification of Coke-Plant Wastes / D. Yu. Bilets, D. V. Miroshnichenko, P. V. Karnozhitskiy // Petroleum and Coal. 2020, Vol. 62 (3), p. 1121–1130.

Основні види палива сьогодення – вугілля, газ, нафта – відомі людству з прадавніх часів. Нафта була знайдена людьми ще задовго до нашої ери, а за 6 тис. років до н.е. спостерігалися виходи природного газу на Кавказі та в Середній Азії. Проте лише у 20-30-их роках 20 століття природний газ стали використовувати в промислових масштабах [1].

Кам'яне вугілля використовували для обігріву житла та приготування їжі. В промисловості його застосування розпочалося лише в 18 ст. у зв'язку зі стрімким розвитком металургії, до того використовували лише деревне вугілля. Згодом кам'яне вугілля стало рушійною силою індустріальної революції на ньому працювали перші парові машини.

В останні роки стрімко зростає ринок скраплених газів. Надзвичайно різко скраплені гази почали виходити на ринок автомобільних та моторних палив. І станом на сьогодні найчастіше суміш вуглеводневих газів (СВГ), як паливо, використовують в двигунах внутрішнього згорання. Зазвичай для цього використовується суміш пропан-бутану. У деяких країнах СВГ використовувалися з 1940 року, як альтернативне паливо для двигунів з іскровим запалюванням. У 2008 р. понад 13 млн автомобілів по всьому світу працювали на пропані. Більш ніж 20 млн тонн СВГ використовуються щорічно в якості моторного палива.

На 2017 рік, 25% всіх автомобілів в Україні працювали на газобалонному обладнанні (ГБО). Велика кількість комерційного транспорту на цей час момент вже переведено на використання газу у зв'язку з економічністю та екологічністю. З кожним роком процент автомобілів, що використовують ГБО зростає і скраплені гази вже стають популярнішими ніж дизель та навіть починають конкурувати з бензином.

З 2000 року експорт-імпорт скрапленого газу на планеті виріс більш ніж в два рази. Сьогодні на скраплений природний газ (СПГ) приходить 40% всіх фізичних об'ємів світової торгівлі газом, а до 2040 прогнозують, що доля СПГ зросте до 60%. Скраплений газ ідеально підходить для транспортування кораблями, а якщо потрібно транспортувати на відстань понад 1000 км, то такий спосіб доставки з легкістю конкурує з традиційною доставкою трубопроводами. Саме тому в віддалених та острівних країнах, як Японія,

майже 100% потреби в газі покривається імпортом скрапленого газу [2].

Скраплювати можна майже будь-який газ, достатньо лише понизити температуру, чи/та підвищити тиск. На сьогодні найчастіше скраплюють:

- а) попутний нафтовий газ на газобензинових заводах;
- б) газ термічної і термokatалітичної переробки нафти і нафтопродуктів на установках термічного і каталітичного крекінгу, піролізу і коксування, алкілювання й інших процесів;
- в) штучні гази на заводах синтетичного моторного палива (заводи деструктивно-гідрогенізаційної переробки вугілля і важких нафтопродуктів, синтезу моторного палива з оксиду вуглецю і водню й ін.);
- г) природні гази, які містять, крім метану, певну кількість більш важких вуглеводнів. У природних газах вміст важчих вуглеводнів (пропану і бутану) невеликий, тому зріджений газ одержують з них дуже рідко;
- д) газоконденсатні родовища промислового значення [3].

Найбільший інтерес для промисловості представляють :

1.) СПГ (LNG – liquified natural gas) отримують при охолодженні природного газу до -160°C . При цьому відбувається стиснення газу по об'єму в 600 раз. Також процес скраплення містить в собі обов'язкову очистку від пилу, кислих газів, гелію, води та важких вуглеводнів, у зв'язку з чим його вага зменшується до двох разів у порівнянні з газоподібним станом.

СПГ являє собою рідину без запаху і кольору, густиною $0,41\text{--}0,5\text{ кг/л}$ в залежності від температури, тиску і складу вищих алканів. Не токсичний. Температура кипіння: $-158\text{...--}163^{\circ}\text{C}$. Сучасний СПГ складається на $85\text{--}95\%$ з метану, а в решту 5% входять етан, пропан, бутан, азот. Нижня границя теплоти згоряння – $50,11\text{ кДж/кг}$, або 20 МДж/л , в той час, як в газоподібній фазі нижня границя теплоти згоряння становить 41 МДж/кг . В процесі обробки природний газ очищають від води, діоксиду сірки, діоксиду вуглецю і т.п.^[4]

2.) СВГ (LPG – liquified petroleum gas) – суміш скраплених під тиском вуглеводних газів (в більшості випадків мається на увазі пропан-бутан) з температурою кипіння від -50 до 0°C [5].

На великих підприємствах все частіше використовується економічний спосіб зберігання СВГ при атмосферному тиску і низькій температурі. Застосування цього способу досягається шляхом штучного охолодження, що призводить до зниження пружності парів вуглеводних газів.

При температурі -42°C скраплений пропан може зберігатися при атмосферному тиску, в результаті чого зменшується розрахунковий тиск при

визначенні товщини стінок резервуару. Достатньо, щоб стінки витримували тільки гідростатичний тиск продукту, що зберігається. Це дозволяє зменшити об'єм резервуару та витрату металу в 15 раз. Заміна парку сталевих резервуарів високого тиску об'ємом 0,5 млн м³ на низькотемпературні резервуари такого ж обсягу для пропан-бутану забезпечує економію коштів в капіталовкладення в розмірі 90 млн доларів і 146 тис тонн металу. Експлуатаційні витрати при цьому знижуються на 30–35%. На практиці в низькотемпературних резервуарах газ зберігається під невеликим надлишковим тиском 200–500 мм вод. ст. в теплоізольованому резервуарі.

СВГ за нормальних умов достатньо просто переходять в газоподібний стан, однак характеристики (нижча/вища теплота згоряння, стехіометричні параметри, калорійність тощо) пропан-бутану значно відрізняються від природного газу – найпопулярнішого газоподібного палива. Тому спалювати пропан-бутан чи інший вуглеводний газ на обладнанні, розрахованому для спалювання природного газу, буде в тій чи іншій мірі складно та неефективно [6].

В задачі дослідження входило виявлення можливості ефективного використання СВГ за допомогою сучасних технологій спалювання. Була вибрана струменево-нишева технологія (СНТ), розроблена в лабораторії горіння НТУУ «КПІ» ім. І. Я. Сікорського. СНТ широко впроваджується на різноманітних вогнетехнічних об'єктах як в Україні, так і за кордоном.

Експериментальні дослідження проводились на штатних пальникових пристроях СНТ потужністю до 0,5 МВт.

На рис. 1, а, зображено факел пропан-бутану, а на рис.1, б, – природного газу. Дослідження показали, що факели пропан-бутану та природного газу мають однакову аеротермодинамічну структуру.

А

Б

Рис. 1. Фото горіння: а) пропан-бутану та б) природного газу

На пальниках для спалювання пропан-бутану, що використовують струменево-нишеву технологію проведено ряд досліджень, серед яких – визначення оптимального коефіцієнта надлишку повітря та границі бідного та багатого зриву. При цьому визначені основні геометричні та режимні параметри стійкості горіння. Деякі дані приведені на рис. 2.

Рис. 2 Вплив розміру ниші на характеристики стійкості горіння:

а) характеристики зриву факела, б) характеристики займання факела

Висновки

Перевагами СПГ є:

- Простота зберігання та транспортування, завдяки тому, що при скраплюванні газу його об'єм зменшується в 600 раз.

- Чистота СПГ, що є результатом попереднього процесу очищення природного газу від домішок до переходу газу в рідку форму.

Переваги СВГ (більшість нині відомих переваг СВГ, відносяться до двигунів внутрішнього згорання, оскільки на разі СВГ найбільш поширені як автомобільне паливо):

- Максимально повне згорання, а отже знижується кількість шкідливих викидів, що особливо важливо в двигунах внутрішнього згорання, та в великих містах.

- Зниження нагароутворення на поверхні поршнів циліндрів, камер

згоряння, свічок двигунів, та екранах топків, фронтах труб і т.д;

- Простота транспортування та зберігання. За рахунок величезного коефіцієнта стиснення.

- Екологічна чистота в порівнянні з основними видами палива.

- СВГ можуть не тільки замінити традиційне рідке паливо, а й здатні значно підвищити номінальну потужність двигунів/пальників при незначній зміні конструкції.

- В двигунах внутрішнього згоряння – відсутність конденсації палива в циліндрах двигуна, при цьому не відбувається змиву масляної плівки з поверхні поршнів і циліндрів, що значно збільшує термін служби двигуна;

- Високі антидетонаційні властивості СВГ в порівнянні з бензином та дизелем, що дозволяє підвищує потужність двигуна і знижує питомі витрати палива.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Бондаренко В. И., Варламов Г. Б., Вольчин И. А. и др. Энергетика: Том I. От огня и воды к электричеству. история, настоящее и будущее // ООО "Редакция издания "Энергетика: история, настоящее и будущее – 2005 г. – 304 с.
2. Гурков А., Мировой рынок сжиженного газа: проснувшийся гигант. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://p.dw.com/p/3EI5I> 2019
3. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004р. — 640 с.
4. Е. Б. Федорова, Современное состояние развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии оборудование // Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2011р. – 157 с.
5. ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200004726>.
6. Фіалко Н. М., Шеренковський Ю. В., Майсон Н. В., Меранова Н. О., Бутовський Л. С., Абдулін М. З., Полозенко Н. П., Клиш А. В., Стрижеус С. Н., Тимошенко А. Б. Интенсификация процессов переноса в горелочном устройстве с цилиндрическим стабилизатором пламени // Науковий вісник НЛТУ України. – 2014. – № 24. – С. 136–142.

ЗМІСТ

ВСТУПНЕ СЛОВО

Дунаєвська Н. І. 3

ПИТАННЯ ГІДРОДИНАМІКИ ШАРОВИХ ТОПОК З ВИХРОВИМ ДОПАЛЮВАННЯМ

**Халатов А. А., Кобзар С. Г., Коваленко Г. В.,
Теплицький Ю. С., Піцуха Є. О. 5**

МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГЕС ЯК СКЛАДОВОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Джигун О. М. 8

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ RDF ТА SRF ПРОМИСЛОВИМИ ПІДПРИЄМСТВАМИ ДЛЯ ЗАМІЩЕННЯ ВИКОПНОГО ПАЛИВА

Гапонич Л. С., Голенко І. Л., Топал О. І., Кобзар С. Г. 11

ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДІВ ГІДРОКАВІТАЦІЙНОЇ АКТИВАЦІЇ ПРИ ВИРОБНИЦТВІ ТА СПАЛЮВАННІ АЛЬТЕРНАТИВНИХ РІДКИХ КОТЕЛЬНИХ КОМПОЗИЦІЙНИХ ПАЛИВ

**Кравченко О. В., Гоман В. О., Суворова І. Г.,
Баранов І. А., Сімбірський О. В. 17**

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ СУМІСНОГО СПАЛЮВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА СОРТОВАНИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ В МОДЕЛЬНІЙ КАМЕРІ ЗГОРЯННЯ

Кобзар С. Г., Топал О. І., Гапонич Л. С., Голенко І. Л. 20

АНАЛІЗ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

Джигун О. М. 24

ВИКОРИСТАННЯ ВУГЛЕЦЬВМИЩУЮЧОЇ СИРОВИНИ ДЛЯ ОТРИМАННЯ ТЕПЛА ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Малий Є. І., Чемеринський М. С., Тимошенко А. А. 29

ПРОГНОЗНІ СЦЕНАРІЇ РОЗВИТКУ ВУГІЛЬНОЇ ГАЛУЗІ НА ПЕРІОД ДО 2050 РОКУ

Макаров В. М., Каплін М. І. 31

ГРАВИТАЦИОННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА БАЗЕ ШАХТ

Череватский Д. Ю., Гузеев О. А. 35

К ВЫБОРУ МЕСТА ВВОДА ПРОДУКТОВ ГАЗИФИКАЦИИ ТОРФА В ТОПКУ КОТЛА ТПП-210А Нехамин М. М.....	37
ВИМІРЮВАННЯ КОНЦЕНТРАЦІЇ ОЗОНУ ПО ПОГЛИНАННЮ В УФ ОБЛАСТІ СПЕКТРУ ЗА ДОПОМОГОЮ МОДЕРНІЗОВАНОГО СПЕКТРОФОТОМЕТРА ЛАМБДА 20. Бистрий А. І., Квіцинський В. О., Макачук В. М., Мезін С. В., Ясинецький А. О.....	42
ОДЕРЖАННЯ, ОЧИЩЕННЯ ТА УТИЛІЗАЦІЯ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ В ПРОЦЕСАХ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ ТА ХІМІЧНИХ ПРОДУКТІВ Дудник О. М., Дунаєвська Н. І., Соколовська І. С., Трипольський А. І., Стрижак П. Е.....	46
ПЕРСПЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОЙ УТИЛИЗАЦИИ ЗОЛЫ И CO₂ НА ТЭС Богатова Т.Ф., Рыжков А. Ф., Осипов П. В., Чернова М. Б., Замятина А. В.....	55
СТВОРЕННЯ ВИСОКОЕФЕКТИВНИХ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ НА БАЗІ ІСНУЮЧОГО ПАРКУ ОБЛАДНАННЯ ТЕС І ТЕЦ. АНАЛІТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ Мірошниченко Є. С.....	59
СТВОРЕННЯ ВИСОКОЕФЕКТИВНОГО РАДІАЦІЙНО- КОНВЕКТИВНОГО РЕКУПЕРАТОРА ПРОМИСЛОВИХ ПЕЧЕЙ Сорока Б. С., Згурський В. О.....	66
ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З ОРГАНІЗАЦІЇ СПАЛЮВАННЯ В КОТЛОАГРЕГАТІ ТПП-200-1 СЛОВ'ЯНСЬКОЇ ТЕС АНТРАЦИТУ, ПІСНОГО, ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ ТА ЇХ СУМІШЕЙ З ВИКОРИСТАННЯМ НАЯВНОГО ОБЛАДНАННЯ Чернявський М. В., Провалов О. Ю., Косячков О. В.....	70
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ НАГРЕВА ЖИДКОСТИ ПРИ СЖИГАНИИ ГАЗА С ПОМОЩЬЮ АТМОСФЕРНЫХ ГОРЕЛОК Сорока Б. С., Горупа В. В.....	77

ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ КОТЛОАГРЕГАТІВ ТПП-210, ТПП-210А ЗМІЙВСЬКОЇ ТЕС НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ Чернявський М. В., Мірошниченко Є. С., Провалов О. Ю., Росколуца А. І.	80
--	----

БАГАТОРАЗОВЕ ВИКОРИСТАННЯ ГУМАТІВ ЛУЖНИХ МЕТАЛІВ ПРИ ОЧИСТЦІ ВОД ВІД Pb^{2+} Руднева К. Є., Карножицький П. В.	86
---	----

ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З ПЕРЕВЕДЕННЯ НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ АНТРАЦИТОВИХ І ГАЗОМАЗУТНИХ КОТЛІВ ТЕЦ З ВИКОНАННЯМ ЕКОЛОГІЧНИХ ВИМОГ ТА ЇХ ОКУПНІСТЬ ЗА РАХУНОК ЗБАЛАНСОВАНОЇ КОГЕНЕРАЦІЇ Чернявський М. В., Вольчин І. А., Мірошниченко Є. С., Дулієнко С. Г.	88
--	----

ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ ТА ЕНЕРГОАУДИТ ЯК ІНСТРУМЕНТИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НА ОБ'ЄКТАХ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СФЕРИ Євтухов В. Я., Безценний І. В., Бондзик Д. Л.	94
---	----

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ СПАЛЮВАННЯ ПЕЛЕТ В КОТЛІ З ПЕЛЕТНИМ ПАЛЬНИКОМ Басок Б. І., Лисенко О. М., Кужель Л. М., Гончарук С. М., Приемченко В. П.	99
---	----

ПРИЧИНИ ВИСОКОЇ ПИТОМОЇ ВИТРАТИ УМОВНОГО ПАЛИВА НА ВІДПУСК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ТЕС УКРАЇНИ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ЗМЕНШЕННЯ Чернявський М. В.	101
--	-----

ОЦЕНКА ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОЗОНА (O_3) ПРИ ОКИСЛЕНИИ NO ДО NO_x . Дресвянников В. Г.	106
--	-----

ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ РОБОТИ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТА ТРИГЕНЕРАЦІЙНИХ ЕНЕРГОУСТАНОВОК З ГАЗИФІКАЦІЄЮ ТВЕРДИХ ОРГАНІЧНИХ ВІДХОДІВ Дудник О. М., Соколовська І. С., Борисевич В. Г.	110
---	-----

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОЗОНА ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА Коломиец А. М.	115
--	-----

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МОКРОГО СКРУББЕРА С КОАГУЛЯТОРОМ ВЕНТУРИ	
Вольчин И. А., Ращепкин В. А.	120
ПРОГНОЗИ СЦЕНАРІЇВ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ. ТОЧКИ БІФУРКАЦІЇ	
Басок Б. І., Базєєв Є. Т.	126
ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ЗАСТОСУВАННЯ АМОНІАКУ ЯК ПАЛИВА	
Вольчин І., Пшибильські В.	133
ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РЕЖИМУ ГАЗИФІКАЦІЇ ПРИ ПЕРЕРОБЦІ ПОБІЧНИХ ПРОДУКТІВ КОКСОХІМІЧНОГО ВИРОБНИЦТВА	
Білець Д. Ю., Мірошніченко Д. В., Карножицький П. В.	138
ЗРІДЖЕННІ ГАЗИ. НОВІ МОЖЛИВОСТІ	
Куник А. А., Сірий О. А., Абдулін М. З.	142