

УДК 621.311

О.М. ДУДНИК¹, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID 0000-0002-9832-1536
Н.І. ДУНАЄВСЬКА¹, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID 0000-0003-3271-8204
І.С. СОКОЛОВСЬКА², канд. техн. наук, ORCID 0000-0003-1959-9837
¹Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, вул. Андріївська, 19,
м. Київ, 04070, Україна
²Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172,
м. Київ, 03150, Україна

ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПАРОГАЗОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК З ВНУТРІШНЬОЦИКЛОВОЮ ГАЗИФІКАЦІЄЮ ТВЕРДОГО ТА РІДИННОГО ВИДІВ ПАЛИВА У СВІТОВІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЇХ ВПРОВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ

Розглянуто основні характеристики та проаналізовано світовий досвід впровадження технологій парогазових енергетичних установок з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля (ПГУ з ВГВ) та іншого твердого, а також рідинного палива. Визначено перспективи впровадження цих установок в Україні. Показано можливість використання первинної інфраструктури українських НПЗ, які наразі зупинені, для побудови ПГУ з ВГВ з використанням CO₂ для збільшення видобування нафтогазової сировини зі збіднених свердловин на заході України.

Ключові слова: теплова електрична станція, парогазова установка, внутрішньоциклова газифікація, вугілля, тверде паливо, біомаса.

Сучасний розвиток теплової енергетики невід’ємно пов’язаний з впровадженням новітніх енерготехнологій, які повинні бути не тільки енергоефективними та економічними, а й екологічно чистими, зокрема відповідати вимогам відповідних європейських директив 2001/80/ЕС [1], 2010/75/EU [2], 2015/2193/EU [3], 2009/125/ЕС [4] стосовно граничних значень допустимих викидів забруднюючих речовин для енергоустановок різної потужності. Крім того, Україна в 2016 р. ратифікувала Паризьку кліматичну угоду від 12.12.2015 р. [5], згідно з якою Україна має значно скоротити викиди парникових газів. У найближчому майбутньому зазначені вимоги мають бути враховані під час вибору перспективних енергетичних технологій для заміни тих енергоблоків, які будуть виведені з експлуатації, або у разі будівництва нових енергоустановок. Для України сьогодні актуальним є використання вугілля як палива на електростанціях, в основному на потужних ТЕС, а також місцевих видів палива на локальному рівні. ТЕС України працюють в маневровому режимі для покриття добових та сезонних навантажень енергосистеми України.

В Японії, КНР, республіці Корея, Індії вугілля та інше тверде паливо розглядаються як основне паливо для розвитку економік цих країн. У рамках виконання третього етапу проекту Osaki CoolGen (OSG, Японія) на вугільній ПГУ з ВГВ заплановано показати можливість досягнення електричного ККД на рівні 47,0% з 90% зв’язуванням вуглекислого газу для енергоблоків електричною потужністю 500 МВт [6]. Високий електричний ККД вугільного енергоблоку зі зв’язуванням CO₂ заплановано одержати завдяки використанню ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля зі застосуванням електрохімічного генератора на паливних елементах. В Японії з метою покриття електричної потужності енергоблоків АЕС Фукусима в рамках проекту відновлення розпочато будівництво двох ПГУ Фукусима з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля електричною потужністю 543 МВт кожний. Пуск енергоблоків заплановано в 2020 та 2021 р. [7].

У монографії [8] виконано загальний аналіз технологій парогазових установок з внутрішньоцикловою газифікацією твердих та рідинних видів палива в США, Японії, Нідерландах, Іспанії, КНР та Чехії. У роботі [8] показано, що правильний вибір технологій ПГУ з ВГВ залежить

© О.М. ДУДНИК, Н.І. ДУНАЄВСЬКА, І.С. СОКОЛОВСЬКА, 2019

від властивостей вихідного палива, наявності органічних залишків виробництв, місця розташування енергоустановок, потреб в додаткових продуктах конверсії (в разі полігенерації), наявності нафтопереробних та хімічних заводів, збіднених нафтових родовищ для використання CO_2 (з метою збільшення видобутку нафти), розвинутої інфраструктури логістики, ліній електропередач та ін. Таким чином, під час вибору чи розроблення нових процесів для ПГУ з ВГВ необхідно враховувати особливості перелічених вище унікальних факторів в Україні, які дадуть нові можливості для розвитку енергетики та хімічної промисловості. Такого аналізу на даний час для України проведено не було.

У роботі [9] показано, що в Україні парогазову технологію досі широко не використовують у виробництві. Встановлена електрична потужність кожної парогазової установки в Україні становить від 20 до 150 МВт. Ці ПГУ працюють на газі. На даний час в Україні не існує ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією твердого та рідинного видів палива.

Метою цієї статті є аналіз сучасного стану використання в світі та визначення перспектив впровадження в Україні ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією твердого та рідинного видів палива та вибір можливого розташування цих енергетичних установок.

Технології парогазових енергетичних установок з внутрішньоцикловою газифікацією твердого та рідинного палива за кордоном називаються технологіями інтегрованого газифікаційного комбінованого циклу – Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC). Використання газифікатора твердого та рідинного палива під тиском дозволяє одержати, очистити та конвертувати газ перед спалюванням в камері згоряння газотурбінної установки (ГТУ) парогазової установки (ПГУ). Продукти згоряння після ГТУ надходять в котел-утилізатор паротурбінної установки (ПТУ). Підвищений термічний ККД ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля (ВГВ) досягається завдяки одержанню електричної енергії в комбінованому циклі: в ГТУ та ПТУ. Подальше збільшення термічного ККД ПГУ з ВГВ (до 55%) може бути забезпечено завдяки використанню: замість камери згоряння перед ГТУ електрохімічного генератора на високотемпературних паливних елементах; використанню ПТУ, яка працює на водяній парі з супернадкритичними параметрами; конверсії одержаного в газифікаторі газу в суміш водню та вуглекислого газу з видаленням CO_2 та використанням чистого водню для роботи електрохімічного генератора та ГТУ (що працює на водяній парі). Крім того, ПГУ з ВГВ працюють в як в режимах когенерації (вироблення електричної та теплової

енергії), так і полігенерації (з отриманням значної кількості цінних органічних та мінеральних продуктів) [10–13].

Газифікація палива здійснюється у різних модифікаціях щільного та киплячого шару та в потоці [14]. Усі ці процеси розробляються та удосконалюються протягом останніх 50 років [15]. Для парогазових установок найбільше застосовуються технології поточної газифікації. Це пояснюється тим, що на цих установках використовується пилоподібне тверде паливо (або рідке паливо), а процеси конверсії та очищення синтез-газу вже нашли широкомасштабне використання та випробування в хімічній промисловості.

Для об'єктивного порівняння різних енерготехнологій зазвичай використовують нормовану вартість електроенергії (англ. Levelised Cost of Energy, LCOE) – середню розрахункову собівартість виробництва електроенергії протягом всього життєвого циклу електростанції (включаючи всі можливі інвестиції, витрати і доходи) [16]. У Національній лабораторії енергетичних технологій (National Energy Technology Laboratory, NETL, США) отримано діапазони значень LCOE для енергоблоків з уловлюванням і зберіганням CO_2 до 90%: для пиловугільних – 108,96–144,66 дол. США/МВт·год, для ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля – 99,97–147,28 дол. США/МВт·год за цінами 2013 р. [17], тобто їх вартість майже співпадає. Тож, враховуючи необхідність виконання екологічних вимог до нових енергоблоків згідно з Директивами ЄС та Паризькою кліматичною угодою, можна сказати, що доцільність будівництва нових енергоблоків за тою чи іншою технологією буде залежати від конкретних умов, таких як наявність палива, логістичні умови тощо.

Важливим показником електростанції є її маневреність і, відповідно, можливість брати участь у регулюванні режиму роботи енергосистеми. Маневрені характеристики ТЕС на основі ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля з та без уловлювання та збереження CO_2 є такими: діапазон зміни навантаження: мінімальне навантаження: енергоблоку – 36–50%, низькотемпературної повітродозподільної установки (ПРУ) – 36–50%, компресора ПРУ – 70%; запуск до повного навантаження: пуск з холодного стану – від 15 год; пуск газифікатора з гарячого стану – 6–8 год; пуск ПРУ з гарячого стану – 6 год; швидкість зміни навантаження: газифікації – 3–5%/хв; ПРУ – 3%/хв. Час роботи ПГУ до капітального ремонту – 40 тис. год [7, 18].

У світі знаходяться в комерційному використанні парогазові енергетичні установки з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля за такими технологіями:

1. *Парокиснева газифікація бурого вугілля в щільному шарі* – хімічний завод (з 26 газифікаторами щільного шару, які працюють на парокисневому дутті за технологією Lurgi (Німеччина)) для виробництва міського газу в Чехії (Вресова), у 1996 р. реконструйовано в ПГУ з ВГВ. За добу газифікується 2 тис. т бурого вугілля [19]. Електрична потужність ПГУ з ВГВ – 200 МВт. Одержаний синтез-газ очищається в системі Rectisol. Кислотні гази, одержані в системі очищення Rectisol використовуються для вироблення сірчаної кислоти в установці WSA, яку запущено у 1993 р. На електростанції, крім електроенергії, виробляються рідинні побічні продукти, такі як смола, фенольний концентрат та рідкий аміак. На електростанцію додано газифікатор Siemens (Німеччина) для додаткового виробництва синтез-газу з рідинних побічних продуктів (в першу чергу вугільних смол). Економічно це має сенс, оскільки ціна на електроенергію перевищує вартість цих рідинних продуктів. Крім того, газифікація рідин дозволяє виробляти більше синтез-газу для протидії зниженню якості вугілля з родовища Соколово (Чехія).

2. *Киснева газифікація бітумінозних видів вугілля в потоці* – з 1997 р. – ПГУ Elcogas (Пуертоллано, Іспанія) [20] електричною потужністю 300 МВт з використанням технології висхідної поточної газифікації сухого пилоподібного вугілля в футерованому реакторі за технологією Prenflo (Німеччина) на кисневому дутті. Вартість ПГУ з ВГВ – 555 млн. дол. США (1,85 тис. дол. США/кВт встановленої електричної потужності за цінами 1991 р.).

3. *Парокиснева газифікація бітумінозних видів вугілля в потоці:*

- з 1994 р. – ПГУ Nuon (Буггенум, Нідерланди) електричною потужністю 250 МВт з використанням технології газифікації бітумінозного пилоподібного вугілля у висхідному потоці корпорації Shell в реакторі з газоцильними екранами для виробництва водяної пари. Термічний ККД ПГУ з ВГВ CB&I E-Gas™ в перерахунку на вищу теплоту згоряння бітумінозного вугілля 42,1%. Вартість електростанції – 1,75 тис. дол. США/кВт встановленої електричної потужності за цінами 1994 р. [19]. У разі встановлення системи видалення CO₂ термічний ККД ПГУ з ВГВ CB&I E-Gas™ становитиме 32,2%;

- з 1995 р. – ПГУ Wabash (West Terre Haute, США) електричною потужністю 262 МВт з використанням технології висхідної двостадійної поточної газифікації сухого пилоподібного вугілля в футерованому реакторі за технологією CB&I E-Gas™ на парокисневому дутті. Термічний ККД ПГУ з ВГВ CB&I E-Gas™ в перерахунку на вищу теплоту згоряння бітумінозного вугілля – 39,7%. Вартість ПГУ з ВГВ – 438,2 млн. дол. США

(1,672 тис. дол. США/кВт встановленої електричної потужності за цінами 1995 р.) [21]. У разі встановлення системи видалення CO₂ термічний ККД ПГУ з ВГВ CB&I E-Gas™ становитиме 31,0%;

- з 1996 р. – ПГУ Tampa Electric (Polk County, США) [22] електричною потужністю 250 МВт з використанням технології низхідної поточної газифікації ВУС за технологією General Electric (GE) в футерованому реакторі на кисневому дутті. Термічний ККД ПГУ з ВГВ GE потужністю 250 МВт в перерахунку на вищу теплоту згоряння бітумінозного вугілля – 39%, вартість ПГУ з ВГВ – 303,3 млн. дол. США (1,213 тис. дол. США/кВт встановленої електричної потужності за цінами 1996 р.). У разі встановлення системи видалення CO₂ термічний ККД ПГУ з ВГВ GE становитиме 32,6%;

- з 2013 р. – ПГУ Edwardsport (Індіана, США) електричною потужністю 618 МВт з використанням технології низхідної поточної газифікації водовугільної суспензії за технологією General Electric (раніше ця технологія мала назву Техасо-Chevron) в футерованому реакторі на кисневому дутті. Термічний ККД ПГУ з ВГВ GE електричною потужністю 618 МВт в перерахунку на вищу теплоту згоряння бітумінозного вугілля – 41,5%. Вартість ПГУ з ВГВ – 3,55 млрд дол. США (5,744 тис. дол. США/кВт встановленої електричної потужності за цінами 2013 р.) [23]. У разі встановлення системи видалення CO₂ термічний ККД ПГУ з ВГВ CB&I E-Gas™ електричною потужністю 618 МВт становитиме 34,7%;

- з 2012 р. – ПГУ Tianjin City (Bohai Rim, КНР), в рамках проекту GreenGen [24, 25], електричною потужністю 250 МВт з використанням технології двостадійної газифікації (HCERI) з висхідним потоком пилоподібного вугілля в реакторі з газоцильними екранами для нагрівання азоту. Витрата вугілля – 2000 т/добу. Термічний ККД ПГУ з ВГВ в перерахунку на вищу теплоту згоряння вугілля – 41,0%. Проект GreenGen виконує Інститут досліджень чистої енергії (Huaneng Clean Energy Research Institute (HCERI), КНР). Проект фінансується Азійським банком розвитку (Asian Development Bank). Перший етап проекту – розроблення та перевірка роботи газифікатора в складі ПГУ; другий етап – випробування енергоустановки на паливних елементах та використання вуглекислого газу у виробництві; третій етап (до 2020 р.) – ПГУ з ВГВ електричною потужністю 400 МВт з уловлюванням та захороненням CO₂ у підземних шарах гірських порід. Вартість першого етапу виконання проекту (створення ПГУ з ВГВ електричною потужністю 250 МВт) – 116,84 млн. дол. США (476 дол. США/кВт встановленої електричної потужності за цінами 2011 р.). Завдяки виваженій енергетичній політиці уряду

КНР, максимальному залученню власних спеціалістів до науково-дослідної роботи (розроблено нову технологію HCERI), проектуванню та виготовленню енергетичного обладнання вдалося знизити вартість ПГУ з ВГВ як мінімум у 5 разів.

4. *Пароповітряна газифікація бітумінозного вугілля в потоці* – перша в світі комерційна ПГУ з ВГВ (2013 р.), яка працює на повітряному дутті, в Nakaso (Японія) електричною потужністю 250 МВт та термічним ККД в перерахунку на вищу теплоту згоряння бітумінозного вугілля 42,9% з використанням технології корпорації Mitsubishi Heavy Industry (МНІ) – висхідної двостадійної поточної газифікації пилоподібного вугілля. В газифікаторі виробляється паливний газ такого складу, об. %: $\text{CO} = 30,5$; $\text{H}_2 = 10,5$; $\text{CO}_2 = 2,8$; $\text{CH}_4 = 0,7$; $\text{N}_2 = 55,5$. Розроблення технології газифікації розпочалося у 1983 р. на пілотній установці потужністю 2 т вугілля на добу. Для впровадження технології на ТЕС знадобилось 30 років досліджень. На електростанції встановлено системи очищення від пилу (циклони та пористі фільтри), очищення від сірки з використанням реактора з розчином діметаноламіну та реактора гідролізу COS. На електростанції виробляється високоякісний гіпс. Рівні викидів, ppm: $\text{SO}_x = 1,0$, $\text{NO}_x = 3,4$. Викиди пилу менше ніж $0,1 \text{ мг/нм}^3$ [26].

5. *Газифікація вугілля низької стадії метаморфізму в циркулюючому киплячому шарі під тиском (ЦКШТ)* – з 2017 р. – ПГУ Mississippi Power's (Kemper County, США) електричною потужністю 582 МВт зі застосуванням технології газифікації вугілля низької стадії метаморфізму (лігніту) в ЦКШТ KBR's TRIGTM з видаленням та використанням 65% CO_2 для підвищення тиску в нафтових пластах. Ця ПГУ з ВГВ вперше в світі використана для демонстрації можливості зменшення викидів CO_2 на вугільних ПГУ та збільшення потужності свердловин видобутку нафти завдяки використанню CO_2 . Термічний ККД ПГУ з ВГВ KBR's TRIGTM в перерахунку на вищу теплоту вугілля (з вмістом вологи 40%) з видаленням 65% CO_2 становить 28,1%. Вартість ПГУ з ВГВ – 7,093 млрд дол. США (12,187 тис. дол. США/кВт встановленої електричної потужності за цінами 2017 р.). Значний вплив на вартість та ефективність ПГУ з ВГВ має впровадження системи видалення та утилізації CO_2 . За даними Національної енерготехнологічної лабораторії США вартість виробництва електроенергії зі застосуванням технології Selexol для видалення CO_2 збільшується на 30%. 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) та вуглекислий газ (3,4 млн. т/рік) [27].

Прикладами ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією інших видів палива, крім вугілля, є чотири ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією рідинних палив, нафтових коксів та твердих органічних відходів за технологією Техасо-Chevron, які знаходяться в комерційному використанні в Італії. Сумарна встановлена потужність цих установок становить 1600 МВт. ПГУ ISAB Energy була побудована на Сицилії і пущена в експлуатацію в 2000 р. Установка містить дві газові турбіни Siemens V94.2K [28]. ПГУ Sarlux потужністю 550 МВт споруджена на острові Сардинія. Вона вступила в дію в 2001 р. Комбінована енергоустановка містить три одновальних турбіни STAG 109 GE/Nuovo Pignone, кожна потужністю 184 МВт. Вироблена електроенергія надходить до місцевої енергомережі. ПГУ виробляє додатково 200 т/год водяної пари і 40000 м^3 /год водню [29].

ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією твердої біомаси було збудовано та запущено в 1996 р. компанією Sudcraft AB. Електрична потужність ПГУ Varnamo 6 МВт, тепла потужність на централізоване опалення 9 МВт. Повітряна газифікація деревних чипсів відбувається в циркулюючому киплячому шарі під тиском 1,8 МПа за температур 950–1000 °С для одержання газу з нижчою теплотою згоряння 5 МДж/нм³. Параметри водяної пари перед ПГУ: тиск 4 МПа, температура 455 °С. Електрична потужність ПГУ – 4 МВт, ПТУ – 2 МВт. Електричний ККД ПГУ 32%, загальний термічний ККД – 83% [30].

З наведеного вище огляду видно, що впровадження технологій внутрішньоциклової газифікації твердого палива є найбільш перспективним з точки зору зменшення впливу парникового ефекту на навколишнє середовище, збільшення ефективності використання твердого палива та екологічної чистоти.

Дослідження з газифікації українського твердого палива щодо використання на ТЕС України виконують фахівці Інституту вугільних енерготехнологій НАН України у співробітництві з іншими організаціями в Україні. Так, наприклад, дослідження з газифікації українського вугілля та твердих органічних відходів в збагачений воднем синтез-газ та чистий водень співробітники ІВЕ НАН України проводили у співпраці з фахівцями Інституту фізичної хімії ім. Л.В. Писаржевського НАНУ (розроблення та випробування нових каталізаторів та каталітичних процесів) [31–34] та Інституту газу НАНУ [35, 36] (плазмопарова газифікація твердих видів палива) в рамках виконання водневих програм НАНУ з фундаментальних досліджень, а також Індійського інституту нафти (каталітична конверсія українських та індійських видів твердого палива) в рамках виконання міжнародного науково-технічного проекту [31, 37].

У разі впровадження технологій парогозових установок з внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива в Україні необхідно визначити: яке українське паливо використати для газифікації, яку технологію газифікації вибрати, в яких регіонах можна використати технологію газифікації українського вугілля для виробництва електроенергії, які українські та закордонні організації в рамках міжнародного співробітництва можна залучити для створення першої в Україні твердопаливної ТЕС під тиском – ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива, яка буде вигода Україні та закордонній спільноті, в першу чергу Європейського Союзу, в разі реалізації проекту в Україні.

Для газифікації можна використати такі види українського енергетичного твердого палива: нафтовий кокс (побічний продукт виробництва рідинних продуктів на НПЗ України), кам'яне вугілля (Львівсько-Волинського вугільного родовища та ін.), буре вугілля (Житомирської, Кіровоградської та ін. областей України).

Вибір ефективної технології газифікації твердого палива залежить від властивостей обраних видів українського твердого палива. В залежності від виду палива, газифікацію твердого палива

можна проводити як в потоці, так і в циркулюючому киплячому шарі під тиском. У разі позитивного рішення щодо впровадження ПГУ з ВГВ в Україні, співробітники ІВЕ НАНУ мають необхідні знання для вибору закордонного, або розроблення свого українського газифікатора для ПГУ. ПГУ з ВГВ є, по суті, хімічним заводом з одержанням як електроенергії й тепла, так і хімічних продуктів (сірчаної кислоти, водню, аміаку, рідинних видів палива та ін.). Тому під час виконання нового енергетичного проекту необхідно залучення українських фахівців як з енергетики, так і з хімії та матеріалознавства. На даний час практично всі українські НПЗ зупинено. На цих заводах є первинна інфраструктура для створення ПГУ з ВГВ, яку необхідно використати. Крім того, використання вуглекислого газу для збільшення видобутку нафти та газу зі збіднелих свердловин України дасть можливість для збільшення поставок нафтогазової сировини на українські НПЗ.

На рис. 1 показано карту корисних копалин України, з якої видно, що НПЗ на заході України можна використати для впровадження технології газифікації кам'яного вугілля Львівсько-Волинського (Л.-В.) вугільного родовища, яке знаходиться біля Волинсько-Подільської на-

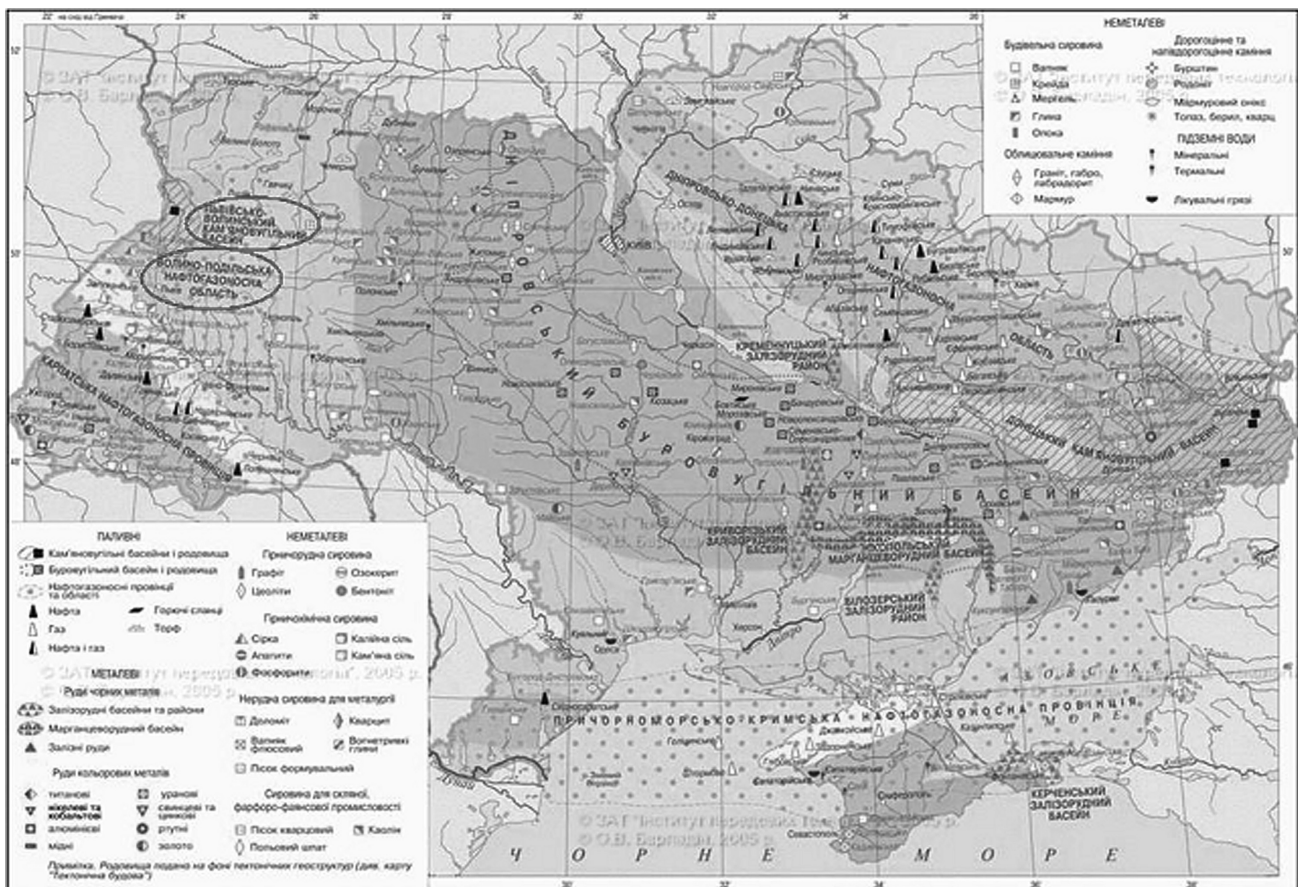


Рис. 1. Карта корисних копалин України

фтогазоносною області, а також нафтового коксу (побічного продукту НПЗ). У регіоні є промислові поклади вапняку, який можна застосувати для зв'язування сірки.

За вартості Л.-В. вугілля 2200 грн/т (84,7 дол. США/т) в разі роботи енергоблоку ПГУ з ВГВ електричною потужністю 300 МВт продовж 7000 год/рік буде вироблено 2,1 млрд кВт·год (7,56 млн ГДж) електроенергії. У разі вартості електроенергії 1,407 грн/кВт·год за електроенергію буде одержано 2,955 млрд грн/рік (113,7 млн дол. США/рік). За вищої теплоти згорання кам'яного вугілля 33 МДж/кг, електричної потужності ПГУ з ВГВ 300 МВт та термічного ККД ПГУ 32% (з видаленням, стисненням та подачею вуглекислого газу в збіднілий нафтовий пласт) за рік буде витрачено 716 тис. т вугілля. Вартість вугілля за рік становитиме 1,575 млрд грн.

Всього на обслуговування енергоблоку з урахуванням вартості палива – 2,019 млрд грн/рік. Тиск вуглекислого газу після ПГУ – 19 МПа. Довжина трубопроводу CO₂ – 330 км. Вартість CO₂ для видобутку нафти – 5,89 цента США/нм³ (1,53 грн/нм³). За рік буде вироблено 707,3 млн нм³ CO₂ на суму 41,68 млн дол. США (1,083 млрд грн). Вартість ПГУ з ВГВ – 776,87 млн дол. США. Вартість систем утилізації CO₂ – 233,06 млн дол. Вартість ПГУ з ВГВ без систем утилізації CO₂ – 543,83 млн дол. США (1,813 тис. дол. США/кВт). Вартість силового блоку (газова і парова турбіни, електрогенератор) – 233,84 млн дол. США, газифікатора – 135,95 млн дол. США, установки для виробництва кисню – 81,57 млн дол. США, підготовки палива – 54,38 млн дол. США, систем очищення – 38,07 млн дол. США. Час окупності проекту – 10 років.

Для збільшення енергетичної ефективності Кременчуцької ТЕЦ, яка знаходиться на території

НПЗ, можна використати парогазову установку, що працює на твердому (наприклад, нафтовому коксі), рідинному (мазуті) і газовому паливі. На даний час будівництво української ПГУ з ВГВ на кордоні з Росією не є актуальним завданням.

Захоронення та використання CO₂ пов'язано зі знаннями в галузі геології. Тому для роботи крім українських фахівців з хімії та матеріалознавства необхідно залучити також українських фахівців з геології. Слід зазначити, що цей проект може бути першим проектом ПГУ з ВГВ в країнах Центральної Європи. Такого проекту ще немає в країнах, які мають кордон з Україною: Польщі, Словаччини, Угорщині, Молдові та Румунії. У Польщі та Румунії є збіднілі нафтогазові родовища. Тому залучення фахівців в галузі енергетики, хімії та геології з прикордонних з Україною країн, які мають схожі проблеми, є можливим варіантом для міжнародного співробітництва (рис. 2).

Українські ТЕС працюють з низькою ефективністю без систем очищення від оксидів сірки і азоту. Системи пилоочищення також потребують модернізації. ТЕС України є одним з основних джерел шкідливих та парникових викидів в Центральній Європі. Тому впровадження ПГУ з ВГВ з використанням CO₂ для збільшення видобування нафтогазової сировини зі збіднених свердловин в Україні дасть можливість скоротити шкідливі викиди в Центральній Європі та вибрати основні шляхи для модернізації існуючих твердопаливних ТЕС як в Україні, так і в інших країнах Європейського Союзу, де є значні поклади твердого палива та збіднілі нафтогазові родовища. Впровадження технологій для уникнення змінення клімату землі є загальним міжнародним завданням, вирішення якого не має кордонів.



Рис. 2. Можливе залучення в проект країн, які мають з Україною спільні кордони

ВИСНОВКИ

1. На даний час комерційні парогозові енергетичні установки з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля (ПГУ з ВГВ) є найбільш екологічно чистими в порівнянні з іншими вугільними ТЕС. На традиційних для промислово розвинутих країн ПГУ з ВГВ за високого електричного ККД (до 43%) крім електроенергії додатково одержуються цінні хімічні продукти (сірчана кислота, водень, аміак, сірка, гіпс та ін.), що значно підвищує економічність цих енергоустановок. Подальший розвиток ПГУ з ВГВ буде спрямовано на зменшення викидів парникових газів з системами зв'язування вуглекислого газу з його використанням та збільшення електричного ККД завдяки впровадженню новітніх водневих технологій – технологій паливних елементів. На ПГУ з ВГВ Osaka (Японія) заплановано одержати електричний ККД на рівні 47% з використанням паливних елементів та системи зв'язування 90% CO₂.

2. В Україні для газифікації можна використати кам'яне вугілля Львівсько-Волинського вугільного родовища, буре вугілля Житомирської, Кіровоградської та ін. областей України, а також нафтовий кокс – побічний продукт виробництва рідинних продуктів на НПЗ України. Вибір ефективної технології газифікації твердого палива залежить від властивостей обраних видів твердого палива. Оскільки ПГУ з ВГВ є, по суті, хімічним заводом з одержанням як електроенергії і тепла, так і хімічних продуктів, то під час їх впровадження необхідно залучення фахівців як з енергетики, так і з хімії та матеріалознавства.

3. Для створення ПГУ з ВГВ можна використати первинну інфраструктуру українських НПЗ, які наразі зупинені. Крім того, використання вуглекислого газу для збільшення видобутку нафти та газу зі збіднілих свердловин України дасть можливість для збільшення поставок нафтогазової сировини на українські НПЗ. НПЗ на заході України можна використати для впровадження технології газифікації кам'яного вугілля Львівсько-Волинського вугільного родовища, яке знаходиться біля Волинсько-Подільської нафтогазоносною області, а також нафтового коксу (побічного продукту НПЗ). У регіоні є промислові поклади вапняку, який можна застосувати для зв'язування сірки. Для збільшення енергетичної ефективності Кременчуцької ТЕЦ, яка знаходиться на території НПЗ, можна використати ПГУ, що працює на твердому (наприклад, нафтовому коксі), рідинному (мазуті) і газовому паливі. На даний час будівництво української ПГУ з ВГВ на кордоні з Росією не є актуальним завданням.

4. Впровадження ПГУ з ВГВ з використанням CO₂ для збільшення видобування нафтогазової сировини зі збіднілих свердловин може бути першим проектом ПГУ з ВГВ у країнах Центральної Європи, які мають кордон з Україною. Тому залучення,

крім українських, фахівців у галузі енергетики, хімії та геології з прикордонних з Україною країн, які мають схожі проблеми, є можливим варіантом для міжнародного співробітництва. Реалізація такого проекту дасть можливість скоротити викиди шкідливих речовин та парникових газів у Центральній Європі та вибрати основні шляхи для модернізації існуючих твердопаливних ТЕС як в Україні, так і в інших країнах ЄС, де є значні поклади твердого палива та збіднілі нафтогазові родовища.

1. Директива 2001/80/ЄС Європейського парламенту і Ради від 23 жовтня 2001 року про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від великих установок для спалювання. *Офіційний вісник ЄС*, L 309, 27.11.2001. С. 1—21.
2. Директива 2010/75/EU Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 року про промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень) (переглянута). *Офіційний вісник ЄС*, L 334, 17.12.2010. С. 17—119.
3. Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants. *Official Journal of the European Union*, L 313, 28.11.2015. P. 1—19.
4. Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009 establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products. *Official Journal of the European Union*, L 285, 31.10.2009. P. 10—35.
5. Паризька угода (від 12.12.2015) {Угоду ратифіковано Законом № 1469-VIII від 14.07.2016}. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161 (дата звернення: 19.06.2019).
6. Beginning the World's First Integrating Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle Project (IGFC) Demonstration Project – Aiming to both Improve Efficiency of Coal-Fired Power Generation and Greatly Cut CO₂ emissions. News Release, NEDO, OSAKI CoolGen Corporation. April 17, 2019. 4 p.
7. Wakabayashi Y. The Latest Coal-Fired Thermal Power Plant. Mitsubishi Hitachi Power Systems. 2017. 38 p.
8. Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technologies. Edited By Ting Wang and Gary Stiegel. *Woodhead Publishing Series in Energy*. Elsevier Ltd. 2017. 928 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100167-7.00026-3>
9. Патон Б., Долінський А., Халатов А., Білека Б., Костенко Д., Письменний О. Перспективи розвитку вітчизняної парогозової технології. *Вісник НАН України*. 2009. № 4. С. 3—10.
10. Dudnik O.M., Sokolovska I.S. Conversion of Ukrainian Low Grade Solid Fuels with CO₂ Capture. Coal-Energy, Environment and Sustainable Development. *Proceeding of Twenty-Seventh Annual International Pittsburgh Coal Conference*, 2010. Paper 22-2. 22 p.
11. Дудник О., Корчевий Ю., Майстренко О., Мухопад Г. В., Оніщенко С. В. Енергетика на основі паливних елементів – стратегія на випередження. *Енергетика та електрифікація*. 2000. № 5. С. 45—51.

12. Dudnik O.M., Sokolovska I.S. Results of Organic Fuel Conversion at Fuel Cell Test Installation. *Fuel Cell technologies: State and Perspectives, NATO Sci.Ser., II, Math., Phys., and Chem., Netherlands: Springer.* 2005. Vol. 202. P. 163—174. https://doi.org/10.1007/1-4020-3498-9_15
13. Дудник О.М. Процеси газифікації твердого палива для отримання водню. *Теплова енергетика – нові виклики часу / за заг. редакцією П. Омеляновського, Й. Мисака.* Львів: НВФ «Українські технології», 2009. С. 133—146.
14. Майстренко О.Ю., Дудник О.М., Гапонич Л.С. Сучасний стан парогазових установок із внутрішньоцикловою газифікацією твердого і рідкого видів органічного палива. *Теплова енергетика – нові виклики часу / за заг. редакцією П. Омеляновського, Й. Мисака.* Львів: НВФ «Українські технології», 2009. С. 249—257.
15. Майстренко А.Ю., Дудник А.Н., Яцкевич С.В. Технологии газификации углей для парогазовых установок. К.: Общество «Знание», 1993. 68 с.
16. EIA, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016”; NETL, “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1b: Bituminous Coal (IGCC) to Electricity,” 2015, URL: http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/temp/CostandPerformanceBaselineforFEPlantsVol1bBitCoalIGCCtoElecRev2bYearDollarUpdate_073115.pdf; Lazard, “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0” (дата звернення: 19.06.2019).
17. NETL. Electricity Generation Baseline Report. Technical Report NREL/TP-6A20-67645. January 2017. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67645.pdf> (дата звернення: 25.06.2019).
18. Rosa Domenichini et al. Operating Flexibility of Power Plants with Carbon Capture and Storage (CCS). *Energy Procedia.* 37 (2013). P. 2727—2737.
19. Barnes I. Recent operating experience and improvement of commercial IGCC/CCC/222, EA Clean Coal Centre. 2013. 52 p.
20. Coca Llano P. Puertollano IGCC: Pilot plant for CO₂ capture and H₂ production. *Proceedings of 2nd International Conference on Energy Process Engineering.* 2011. 25 p.
21. Wabash River Coal Gasification Repowering Project Performance Summary. Clean Coal Technology Demonstration Technology. *DOE/FE-0448.* 2002. 16 p.
22. Tampa Electric Integrated Gasification Combined Cycle. Project Performance Summary. Clean Coal Technology Demonstration Technology. *DOE/FE-0469.* 2004. 20 p.
23. Sommer A. The Edwardsport IGCC Project Overpaying and Underperforming. Report of Sommer Energy, LLC. 2015. 12 p.
24. Xu R. Clean coal technology development in China. *Energy Policy.* 2010, 38. P. 2123—2130.
25. People’s Republic of China: Tianjin Integrated Gasification Combined Cycle Power Plant Project Summary Environmental Impact Assessment. Project Number: 42117. Prepared by the Huaneng Greengen Co. for the Asian Development Bank (ADB). 2008. 28 p.
26. Nunokawa M. Progress in NAKOSO 250 MW Air Blown IGCC Demonstration Project. *Proceedings of International Conference on Power Engineering - 2013 (ICOPE-2013).* 25 p.
27. Esposito R. The Kemper Project IGCC. Project Overview. SECARB Stakeholders’ Briefing. 2017. 16 p.
28. ISAB Energy. Annual Report for the year ended 31 December 2013. 76 p. URL: https://www.erg.eu/documents/10181/56470/ISAB+Energy+2013_x+Sito.pdf (дата звернення: 03.07.2019).
29. Collodi G. Operation of ISAB Energy and Sarlux IGCC Projects. *Proceedings of 2000 Gasification Technologies Conference, San Francisco (California, USA),* October 8-11, 2000. 8 p. URL: <https://www.globalsyngas.org/uploads/eventLibrary/Gtc00271.pdf> (дата звернення: 25.06.2019).
30. Progress Report: Varnamo Biomass Gasification Plant/K. Stahl, M. Neergaard, J.Nieminen. *Proceedings of 1999 Gasification Technologies Conference, San Francisco (California, USA),* October 17–20, 1999. 16 p. URL: <https://www.globalsyngas.org/uploads/eventLibrary/GTC99290.pdf> (дата звернення: 10.07.2019).
31. Дудник А.Н., Стрижак П.Е., Синха А.К., Сингх Бхаван, Трипольский А.И., Соколовская И.С., Фаруки С.А. Карбонизация твердых органических отходов с использованием никелевого и железного катализаторов. *Альтернативные источники сырья и топлива: сб. науч. тр.,* Нац. акад. наук Беларуси, Ин-т химии новых материалов; науч. ред. В.Е. Агабеков, К.Н. Гусак, Ж.В. Игнатювич. Минск: Беларуская навука, 2014. Вып. 1. С. 211—225.
32. Спосіб одержання водню: патент на корисну модель № 60806 від 25.06.2011, Україна / Є.Ю. Калішшин, А.І. Трипольський, Л.Ю. Долгіх, І.В. Дейнега, П.Є. Стрижак, О.М. Дудник, І.С. Соколовська. 2011. 10 с.
33. Катализатор конверсії монооксида вуглецю: патент на корисну модель № 60805 від 25.06.2011, Україна / І.Б. Бичко, Є.Ю. Калішшин, А.І. Трипольський, Л.Ю. Долгіх, І.В. Дейнега, П.Є. Стрижак, О.М. Дудник, І.С. Соколовська. 2011. 10 с.
34. Паливний брикет для отримання водню: патент на корисну модель №106501 від 25.04.2016, Україна / Є.Ю. Калішшин, А.І. Трипольський, О.М. Дудник, І.Б. Бичко, І.С. Соколовська, П.Є. Стрижак. 2016. 7 с.
35. Жовтянський В.А., Дудник О.М., Якимович М.В. Одержання синтез-газу з бурого вугілля та мулу з використанням парового плазмотрона. *Новини енергетики.* 2015. № 4. С. 26—28.
36. Zhovtyansky V., Dudnyk O., Petrov S., Verbovsky V., Rubets D., Yakymovych M. Plasma-steam intensification of the hydrogen yield in the process of wood air gasification. *High Temperature Material Processes – An International Quarterly of High-Technology Plasma Processes,* Connecticut (USA): Begell House Publishers. 2013. Vol. 17, No. 1. P. 25—35. <https://doi.org/10.1615/HighTempMatProc.2014012582>
37. 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. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.203>

Надійшла до редколегії: 18.07.2019