

Сьогодні гостро актуальними стали проблеми зниження будь-яких видів втрат і підвищення ефективності роботи транспортних енергетичних систем. Так, газотурбінні установки потужністю 16 МВт, що діють на газоперекачувальних станціях для приводу нагнітачів природного газу, викидають в атмосферу теплову енергію, еквівалентну 60–70% усієї споживаної. Коефіцієнт корисної дії таких установок не перевищує 32%. Цю енергію доцільно використовувати для додаткового виробництва електроенергії, що йде на власні потреби і потреби підприємств чи житлових масивів, розміщених поблизу компресорних станцій. За оцінками експертів «Укртрансгазу», сумарна додаткова

електрична потужність, яку можна отримати від утилізації теплової енергії, що виділяється газокompресорними агрегатами України, сягає 1,5 млн кВт. Інший ефективний шлях — це вироблення на компресорних станціях холоду за допомогою установок, які утилізували тепло газотурбінних двигунів. Використання таких установок для охолодження транспортованого газу допоможе приблизно на 8–10% підвищити продуктивність магістральних трубопроводів.

Утилізація теплових вторинних ресурсів на газокompресорних станціях потрібна також для дотримання екологічних вимог, що висуваються до великих енергетичних об'єктів згідно з Кіотським протоколом.

НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

**Ю.П. КОРЧЕВОЙ, академік НАН України,
Г.Г. ПІВНЯК, академік НАН України**

Електроенергетика є однією з найважливіших галузей господарювання, основою економіки України. Загальна потужність електростанцій, які працюють на Об'єднану енергетичну систему України, становить 53,9 млн кВт.

У 2004 р. виробіток електроенергії електростанціями Мінпаливенерго досяг майже 181 млрд кВт-год, із яких одержано, %:

на атомних електростанціях — 48;

на теплових — 45,5;

на гідроелектростанціях — 6,5;

від нетрадиційних джерел — 0,005.

Як бачимо, у забезпеченні України електроенергією провідну роль відіграє атомна енергетика (табл. 1). При цьому слід пам'ятати, що АЕС працюють у базовому режимі і тому успішно функціонувати можуть тільки у гнучкій комбінації з маневреними типами генерації електроенергії.

Найбільшою маневреністю відзначаються гідроелектростанції, але їхня частка у виробітку електроенергії досить незначна, головне — ми не можемо її істотно збільшити через обмеженість гідроресурсів України.

Таблиця 1. Структура виробництва електроенергії Об'єднаною енергетичною системою України за роками

Тип станцій	1991	2000	2004
ТЕС	182,5 / 65,9	76,34 / 44,7	73,34 / 40,5
АЕС	75,13 / 27,2	77,34 / 45,3	87,02 / 48
ГЕС	11,90 / 4,3	11,38 / 6,7	11,75 / 6,5
Блок-станції та комунальні ТЕЦ	7,24 / 2,6	5,67 / 3,3	9,20 / 5,0

Примітка. Виробництво електроенергії вітровими двигунами у 2004 р. — 7,7 млн кВт-год; у чисельнику — млрд кВт-год; у знаменнику — %.

Таблиця 2. Структура енергоресурсів у виробництві електричної енергії і тепла тепловими електростанціями України за роками

Енергоносії	Одиниця виміру	1991	1997	2000	2003	2004
Вугілля	млн т	37,9	29,9	26,5	27,9	25,5
	млн т у. п.	22,7	18,0	15,5	20,0	18,5
	%	31,3	52,3	52,4	63,9	62,3
Мазут	Те саме	11,0	1,3	0,2	0,2	0,07
		15,1	1,8	0,3	0,3	0,1
		20,8	5,2	0,9	1,0	0,3
Природний газ	млрд м ³	30,2	12,8	12,1	9,7	9,6
	млн т у. п.	34,7	14,6	13,7	11,0	11,1
	%	47,9	42,5	46,7	35,1	37,4
Р а з о м	млн т у. п.	72,5	34,4	29,5	31,3	29,7

Примітка: у. п. — умовне паливо.

І нарешті — тепла електроенергетика, яка працює на вугіллі та природному газі (табл. 2). У 2004 р. з 9,6 млрд м³ газу, що витратила енергетична галузь, майже 4 млрд м³ пішло на підтримку горіння вугілля у факельних вугільних котлах. Взагалі за останнє десятиліття динаміка зміни структури генеруючих потужностей характеризується стійкими показниками для атомної енергетики, незначним зниженням генерації — на вугільних енергоблоках та прискореним падінням — на газових. Уже нині можна передбачити, що природний газ як енергоносії не відіграватиме істотної ролі у стратегічному розвитку енергетики України. Його використання обмежиться комунальною та, частково, промисловою сферами. Так само в енергетиці свого часу скоротилася частка мазуту (див. табл. 2). Тобто другим стратегічним енергоносієм для нашої держави є вугілля, розвіданих запасів якого вистачить на сотні років. На рис. 1 представлено загальні запаси енергетичного вугілля, а також ті, що перебувають на балансі: 91,5% у Донецькому, 5,8% — у Дніпровському басейнах, 1,22% — у Дніпровсько-Донецькій западині. Вугільні станції України споживають велику частку газу для горіння. Це пов'язано з такими факторами (рис. 2).

1. Основу енергетики України становлять 104 блоки теплових електричних станцій, більша частина яких побудована у 60–70-ті роки минулого століття, 91 з них працює на пилоподібному вугіллі. 90% усіх блоків морально та фізично застаріли, вже відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. год). Понад 70% енергоблоків перевищили граничний (170 тис. год) ресурс роботи, а половина взагалі перебуває за межею граничного зносу.

2. Упродовж останніх 15 років на пилувугільні електростанції постачається вугілля із зольністю, що перевищує розрахункову. А це потребує для підтримки теплового навантаження топки спалювання значних додаткових об'ємів природного газу (до 30% за теплом). Таке спільне спалювання збільшує недопал вуглецю (до 30%) та знижує ККД котлоагрегату.

3. Робота пилувугільних котлів ускладнюється ще й тим, що вони працюють у маневрених, непередбачених проектом режимах. А це призводить до швидкого зносу обладнання, додаткових витрат газу, і, як наслідок, збільшення частки умовного палива на виробіток 1 кВт·год електричної енергії (рис. 3).

Вихід із цієї складної ситуації ми вбачаємо у подовженні ресурсу роботи ТЕС за ра-

хунок модернізації та реконструкції, впровадженні високоефективних, екологічно чистих вугільних енерготехнологій.

Розглянемо детальніше ці два шляхи.

Перший — **подовження ресурсу роботи ТЕС**. У котлоагрегатах, які ще не виробили свій граничний ресурс, можна провести мало-витратну реконструкцію зі встановленням газощільних екранів, заміною систем паложивлення, пальників (наприклад, розроблених в Інституті вугільних енерготехнологій (ІВЕ) НАН та Мінпаливенерго України пальників з термохімічною підготовкою високозольного антрациту або передтопки — запалювачі фонтануючого шару тощо) (рис. 4).

Кілька слів стосовно **пальників з термохімічною підготовкою (ТХП)** вугілля для спалювання високозольного антрациту. Процес відбувається, як правило, в модернізованому пальниковому пристрої і не спричинює значних змін у транспортних магістралях та конструктивному виконанні котлоагрегату. Технологія термохімічної підготовки високозольного антрациту — це швидкісне нагрівання твердо-го палива високотемпературним, хімічно активним теплоносієм (наприклад, продуктами згоряння органічного палива). В результаті ТХП створюється високотемпературне дво-фазне паливо, що складається з легких, газо-подібних продуктів газифікації та коксового залишку з властивостями, які відрізняються від властивостей первинного антрацитового пилу. Така підготовка вугільного пилу дає змогу істотно зменшити витрати газу або мазуту на під-свічування факела, втрати з механічним недо-палом, викиди оксидів азоту в довкілля.

Для масштабнішої реконструкції котлоа-грегатів із заміною проектного палива на ви-сокозольне (до 30%) можна рекомендувати реконструкцію **топки на «арочну» зі вста-новленням плечових шлакових передто-пок**, як на котлі №8 Зміївської ТЕС (рис. 5).

Реконструкція котлоагрегату ТПП-210А з монтаженням у нижній частині топки плечо-

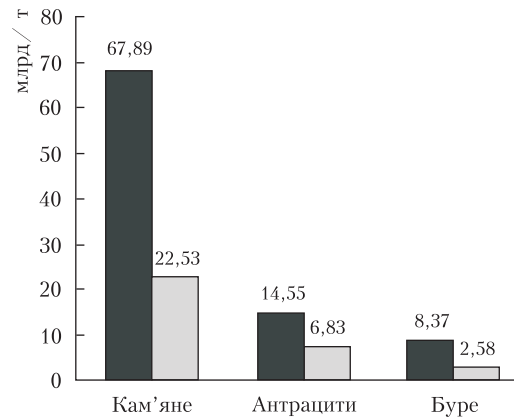


Рис. 1. Розвідані запаси енергетичного вугілля в Україні, млрд т: ■ загальні — 90,81; □ балансові — 31,94

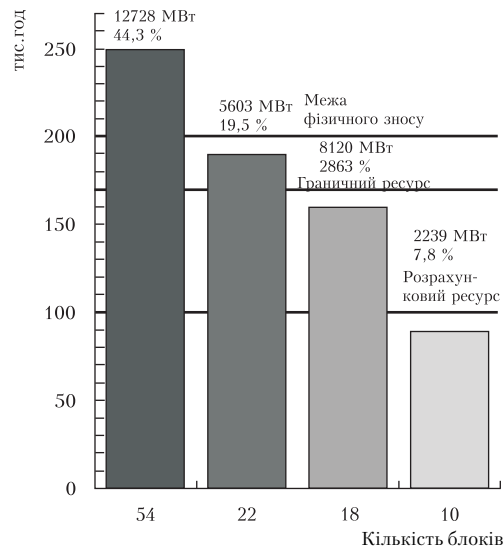


Рис. 2. Технічний стан енергоблоків Мінпаливенерго України за ресурсом роботи на 01.01.2005 р.

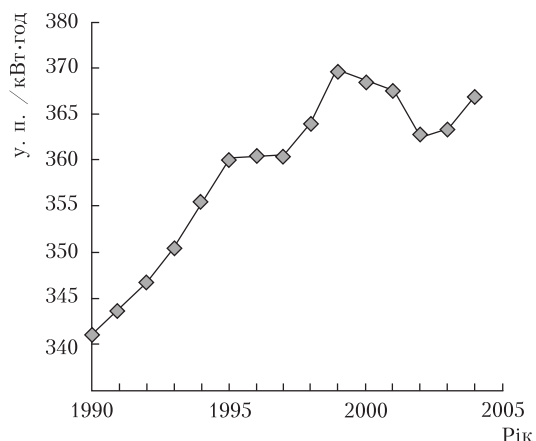


Рис. 3. Витрати умовного палива на відпуск електроенергії ТЕС Мінпаливенерго України

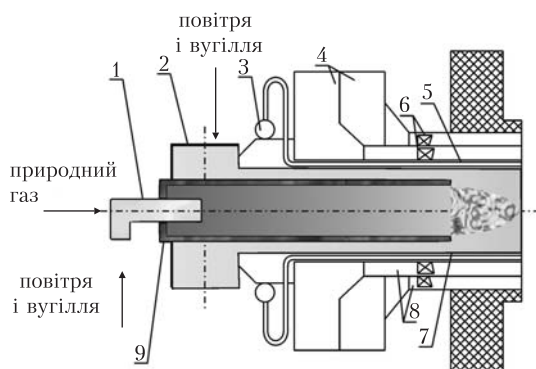


Рис. 4. Пальник з термохімічною підготовкою палива для факельних котлоагрегатів, що спалюють антрацит: 1 — змінний равлик центрального повітря; 2 — равлик пилоугільної суміші; 3, 5 — існуючі газові магістралі; 4, 6 — підводи і завихрювачі вторинного повітря; 7 — канал вторинного вугілля; 8 — канали вторинного повітря; 9 — муфель

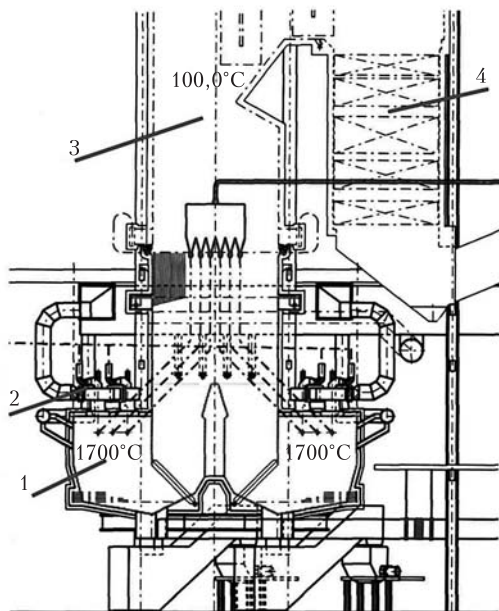


Рис. 5. Реконструкція блоку №8 Зміївської ТЕС з монтаженням плечових передтопоків

вих шлакових передтопок виконана для подовження часу перебування паливних часточок у топці, підвищення температури горіння і, як результат, — зростання конверсії вугілля, а також повернення леткої золи на допалення у топку. Для реалізації цієї ідеї значно збільшено об'єм топки в її нижній ча-

стині, а пальники розміщено на існуючих плечах вертикально вниз. Плечові передтопки торкретовані для зменшення витрат тепла в зоні запалення і горіння та підвищення температури (до 1700–1800 °С) у них і нижній частині топки.

Котлоагрегат працює таким чином. Основна частина процесу спалювання — понад 90% вугілля вигорає у плечових передтопках. Сюди також у вигляді шлаку виводиться майже 50% золи. Летка зола з електрофільтрів частково повертається на допалення у плечові передтопки, а частково системою гідрозоловидалення виводиться у відвал. Цей котлоагрегат після реконструкції дасть змогу спалювати антрацит зольністю до 30% та регулювати навантаження у межах 70–100% без підсвічування, причому ККД котла сягне 87%.

Але запровадження плечової топки не знімає питань очищення вихідних газів від оксидів сірки й азоту і є лише модернізацією існуючого котлоагрегату.

Інститутом вугільних енерготехнологій у рамках робіт з введення в експлуатацію котла №8 Зміївської ТЕС здійснено такі заходи: вибір оптимального складу палива з урахуванням реакційної здатності вугілля, температури плавкості золи тощо; розробку рекомендацій з оптимізації процесу горіння у шлакових передтопках (визначення оптимальної температури горіння, пропорції первинного і вторинного повітря, розрахунки необхідної температури підігріву первинного повітря, тонни помелу вугілля та ін.); підготовку рекомендацій зі створення сумішей пісного вугілля та антрациту перед їх подаванням до котла.

Другим, найперспективнішим шляхом розвитку енергетичної галузі, є **впровадження високоефективних й екологічно чистих технологій** термічної переробки твердого палива. Основою цих технологій є нове обладнання, яке забезпечує оптимізацію процесу горіння й отримання тепла:

- ❖ пилувугільні котли на надкритичні параметри пари із системами сірко- й азотоочищення;
- ❖ котли циркулюючого киплячого шару, що працюють в умовах атмосферного тиску, і котли киплячого шару підвищеного тиску;
- ❖ парогазові установки з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля у потоці та спалюванням у киплячому шарі під тиском.

Важкий внесок у розробку та впровадження в українську теплоенергетику високоефективних, екологічно чистих технологій протягом останніх двох десятиліть зробив Інститут вугільних енерготехнологій НАН та Мінпаливенерго України.

У рамках фундаментальних НДР, виконуваних інститутом, визначено основні закономірності, кінетичні та динамічні характеристики взаємодії вугілля і коксів різного ступеня метаморфізму з багатьох регіонів світу з газами-реагентами у широкому діапазоні зміни зольності вугілля, температур реагування, концентрації і тиску газу-реагенту.

На основі цих робіт створено методики розрахунку топок і реакторів для спалювання та газифікації вугілля у потоці та циркулюючому киплячому шарі за атмосферного і підвищеного тисків, адаптовано існуючі технології киплячого шару для українського енергетичного вугілля, розроблено технології спалювання високозольного, високосірчистого вугілля і відходів вуглезбагачення у циркулюючому киплячому шарі, спалювання та газифікації енергетичного вугілля у киплячому шарі під тиском для парогазових установок на твердому паливі. Результати досліджень використані не тільки багатьма провідними зарубіжними фірмами, а й впроваджені у першому українському енергетичному **котлоагрегаті циркулюючого киплячого шару** для блоку №4 Старобешівської ТЕС продуктивністю 670 т пари на годину та електричною потужністю 210 МВт (рис. 6 і 7).

Блок №4 Старобешівської ТЕС введено в експлуатацію 1961 року. Напрацьований час на початок реконструкції (квітень 1997 р.) дорівнював 232 тис. год.

Встановлений новий ЦКШ-парогенератор розраховано на спалювання шламів із накопичувачів збагачувальних фабрик (зольність — майже 55%, вологість — 22,5, вміст летких фракцій — 5%).

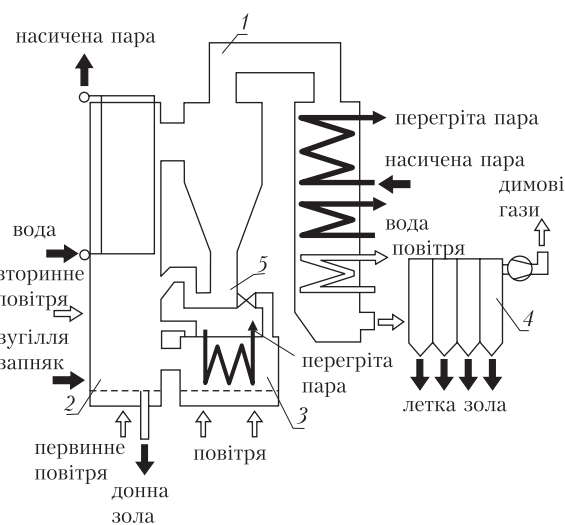


Рис. 6. Схема установки для спалювання вугілля у циркулюючому киплячому шарі: 1 — циклон, 2 — топка, 3 — теплообмінник киплячого шару, 4 — електрофільтр, L-клапан

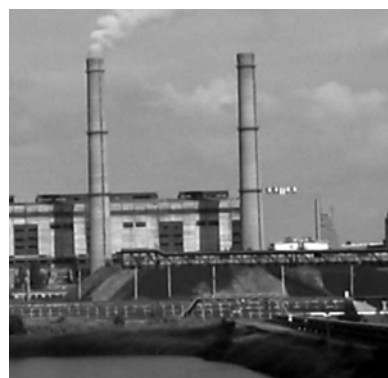


Рис. 7. Енергоблок №4 електричною потужністю 210 МВт Старобешівської ТЕС з циркулюючим киплячим шаром: ліворуч — димар звичайного енергоблока ТП-100 (значні викиди шкідливих газів та пилу); праворуч — димар ЦКШ-енергоблока, який забезпечує викиди у межах європейських норм

Технологія атмосферного ЦКШ забезпечує зниження викидів оксидів азоту до 200 мг/нмі за рахунок низької температури у камері топки (850–900 °С) та концентрацію оксидів сірки — до 200 мг/нмі — завдяки її зв'язуванню вапняком. Котел оснащений новим електрофільтром, який дав змогу зменшити викиди твердих часточок до європейських норм (<50 мг/нмі).

Особливістю цього котла є спалювання вугільних часточок з багаторазовою циркуляцією за рахунок встановлення виносного циклона. Слід зазначити, що під час спалювання у ЦКШ частка вуглецю у циркулюючому матеріалі — всього 3–5%. Діапазон регулювання становить 50–100% номінального навантаження без погіршення технологічних показників процесу.

ІВЕ проведено такі роботи з реалізації технології ЦКШ на Старобешівській ТЕС:

- здійснено адаптацію технології до українського антрацити та його шламів (визначено оптимальну температуру горіння, співвідношення первинного і вторинного повітря, кальцію і сірки, що забезпечує зв'язування понад 90% оксидів сірки, мінімальну темпе-

ратуру рециркулюючого коксозольного залишку, оптимальний розмір паливних часточок);

- з'ясовано, що максимальна частка шламу, який подається до котлоагрегату, не має перевищувати 85%;
- створено методики та проведено розрахунки висоти топки ЦКШ і діаметра його циклонів, підготовлено рекомендації щодо розміщення теплообмінних поверхонь.

Окрім того, спеціалісти ІВЕ виконали технічну експертизу проектів сушарок і ЦКШ-котлоагрегатів під час проведення тендера на реалізацію цього проекту.

Іншим прикладом високоефективної, екологічно чистої вугільної технології — **спалювання у киплячому шарі під тиском (КШТ) для парогазових установок на твердому паливі** (рис. 8). Її основні переваги: можливість створення енергоблоку з високим ККД (42–44%), малими габаритами установки, що дає змогу монтувати КШТ-котлоагрегати у комірках старих блоків, низькі викиди оксидів сірки й азоту (< 200 мг/нм³),

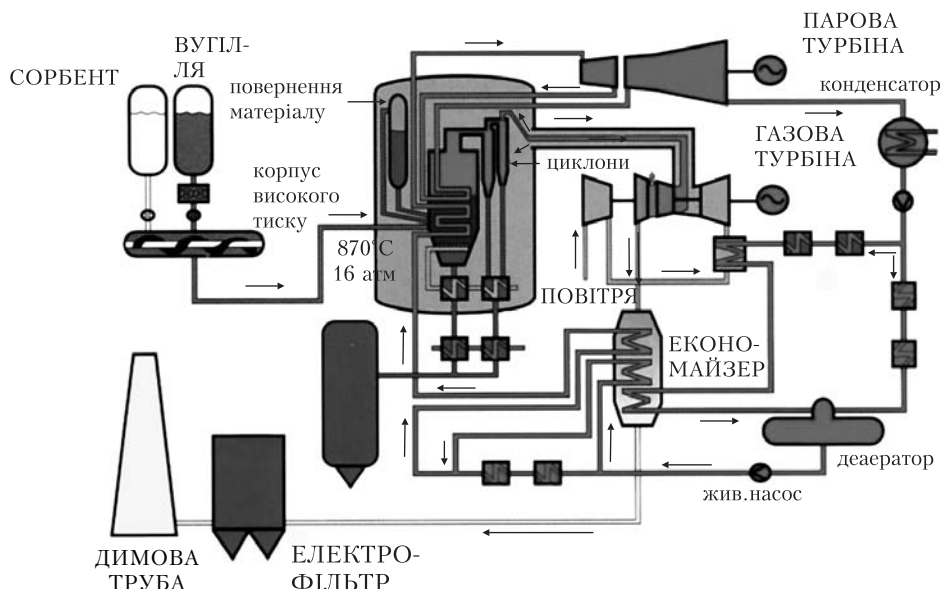


Рис. 8. Схема технології спалювання вугілля у киплячому шарі під тиском

широкий діапазон використовуваних палив (високосірчистих та з вмістом золи до 50%). Максимальна потужність блоків, які вже працюють за КШТ-технологією, становить 360 МВт.

Особливістю процесу спалювання у КШТ є високий тиск повітря у котлоагрегаті (12–16 атм). Висота киплячого шару у топці – 3–4 м, швидкість потоку газу – 1 м/с, що зменшує ерозію поверхонь нагрівання. Температура у топці сягає 850–870 °С.

З метою вдосконалення технології спалювання вугілля під тиском в ІВЕ опрацьовано робочий проект *установки з циркулюючим киплячим шаром під тиском (ЦКШТ) 8–12 атм* (рис. 9). Вона розрахована на витрати 2 т вугілля на годину і має теплову потужність 10 МВт. Ця установка передбачає відпрацювання різних режимів: спалювання у ЦКШТ; двостадійний режим піролізу – спалювання у ЦКШТ.

Технологія ЦКШТ є більш прогресивною, ніж традиційний класичний киплячий шар під тиском, оскільки дає змогу спалювати з високою ефективністю таке низькореакційне високосольне вугілля, як антрацит. Це досягається за рахунок необхідного часу перебування паливних часточок у реакційній зоні. Двостадійна термічна переробка (піроліз–спалювання) забезпечує підвищення температури продуктів горіння на вході до газової турбіни до 1200–1400 °С завдяки спалюванню продуктів пролізу в камері згоряння газової турбіни. Таким чином, ККД енергоустановки зростає до 44–46%.

Серед технологій газифікації вугілля нині найпоширенішою є його **газифікація у топці**. Переваги цієї технології – можливість створення потужних парогазових установок (300 МВт і більше) на твердому паливі, що мають значний ККД (44–47%), високу екологічну чистоту та найвищу питому продуктивність.

У переважній більшості газифікаторів процес відбувається на парокисневому дутті під

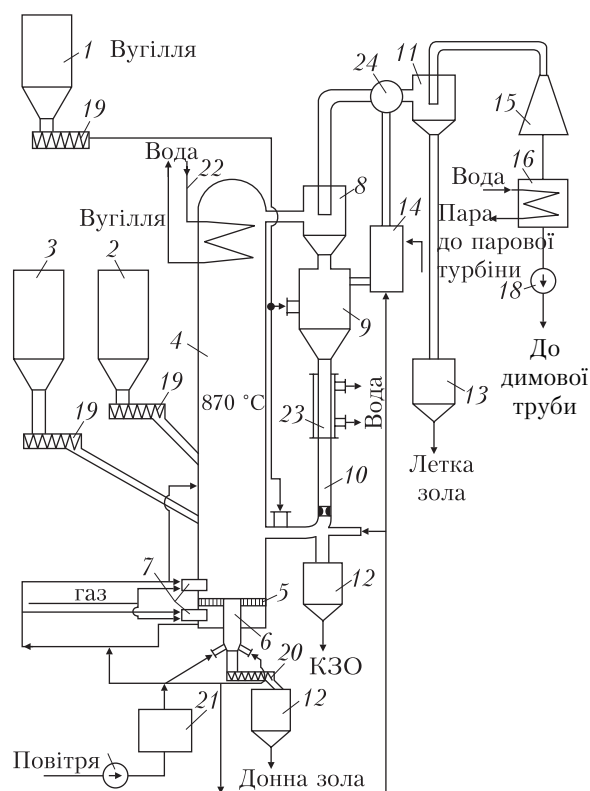


Рис. 9. Установка для спалювання (газифікації) вугілля у циркулюючому киплячому шарі під тиском ЦКШ-1,0: 1, 2 – бункери вугілля; 3 – бункер золи; 4 – реактор; 5 – перфорована ґратка; 6 – допалювач донної золи; 7 – пальники; 8, 11 – циклони; 9 – піролізер; 10 – тракт повернення коксозольного залишку; 12, 13 – бункери донної та легкої золи; 14 – камера спалювання піролізного газу; 15 – до газової турбіни; 16, 22, 23 – теплообмінники; 17 – компресор; 18 – димовсмоктувач; 19, 20 – шнек; 21 – підігрів дуття; 24 – змішувач

тиском 20–30 атм за температури 1700–1900 °С. Синтез-газ, що виробляється газифікатором, ефективно спалюється у газовій турбіні, де генерується понад 65% електроенергії, а решту отримують у паровому циклі. У технологічних схемах газифікації утворюється менший об’єм газу, який потребує очищення. Крім того, відходи процесу є сировиною для вторинної продукції. Так, наприклад, система сіркоочищення дає змогу отримувати товарні продукти на основі сірки, шлак може використовуватися у будівельній галузі.

Таблиця 3. Прогнозні оцінки потужностей котлоагрегатів, які можуть бути споруджені для спалювання відходів вуглезбагачення, бурого та «солоного» вугілля

Вид палива	Загальні запаси, млн т	Придатні запаси або перезбагачене паливо, млн т	Теплота згоряння, ккал/кг	Обсяг використання, млн т у. п./рік	Загальна потужність енергоблоків, МВт	Кількість енергоблоків потужністю 200 МВт
Буре вугілля	8 370	2 580	1 800–2 200	2,5–3,0	1 100–1 300	6–7
Шлами	130–155	35–45	4 500–5 200	1,0–1,5	400–600	6–7
Сухі відходи	600–650	73–80	4 200–5 000	2,7–3,3	1 200–1 500	6–8
«Солоне» вугілля	10 000	>5 000	5 600–6 300	2,7–3,3	1 200–1 500	6–8

На завершення — кілька слів про розширення паливної бази енергетики (табл. 3). Загальновідомо, що якість енергетичного вугілля, яке видобувається впродовж останнього десятиліття, істотно погіршилася. Тонкі пласти вугілля у шахтах, збільшення глибини їх залягання, технологія видобутку та багато інших чинників призвели до значного зниження якості палива і одночасного збільшення ціни на нього.

Тим часом у муло- і шламонакопичувачах вуглезбагачувальних фабрик зберігається близько 190 млн т вологих відходів зольністю 45–70%. Ці відходи після перезбагачення можуть використовуватись у факельних котлоагрегатах, в існуючому вигляді — у котлоагрегатах ЦКШ, а за умови впровадження технології «напівгрудкування», розробленої Національним гірничим університетом, — у промислових і комунальних котлоагрегатах киплячого шару, зокрема в тих,

що функціонують на підприємствах вугільної галузі.

Крім вологих відходів вуглезбагачення, паливно-енергетичний потенціал держави можна розширити за рахунок перезбагачення сухих відходів антрациту (потенціал товарної продукції — 80 млн т), використання бурого (можливий рівень видобутку — до 3 млн т у. п. на рік) та «солоного» (можливий рівень видобутку — до 3,3 млн т у. п. на рік) вугілля. Цього додаткового палива вистачить для забезпечення роботи 20 енергоблоків із ЦКШ-котлоагрегатами електричною потужністю 200 МВт упродовж 30 років.

Враховуючи значні поклади в Україні вугілля та урану, можна забезпечити енергетичну незалежність нашої держави та задовольнити її потреби у твердому паливі на 300–400 років і, що важливо, істотно зменшити споживання природного газу в енергетиці.