

© В.С. Фальштинський¹, П.Б. Саїк¹, Р.О. Дичковський¹,
В.Г. Лозинський¹, М.С. Демидов¹

¹ Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро, Україна

АСПЕКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ АКУМУЛЮЮЧИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ У ТЕХНОГЕНОМУ ПРОСТОРИ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ

© V. Falshtynskiy¹, P. Saik¹, R. Dychkovskiy¹, V. Lozynskiy¹, M. Demydov¹

¹Dnipro University of Technology, Dnipro, Ukraine

ASPECTS FOR IMPLEMENTING THE CUMULATIVE ENERGY SYSTEMS DURING UNDERGROUND COAL GASIFICATION

Мета. Формулювання інноваційного підходу при раціональному освоєнні потенціалу вугільних шахт задля розширення господарчої діяльності гірничодобувних підприємств на базі впровадження підземних теплогенераторів при газифікації вугілля.

Методика досліджень. Дослідження можливості впровадження підземних теплогенераторів та когенераційних систем при газифікації вугілля на місці його залягання ґрунтувалось на основі проведення аналітичних та лабораторних досліджень. Базою проведення аналітичних досліджень слугував досвід впровадження зазначених модулів та когенераційних установок, а базою лабораторних досліджень була лабораторна установка, що дозволяє змодельовати процеси протікання термохімічних та геомеханічних процесів у сформованому газогенераторі залежно від гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів, методів та способів подачі дугтьових сумішей на дзеркало вогневого вибою.

Результати дослідження. Висвітлені актуальні питання щодо впровадження акумулюючих енергосистем на базі гірничодобувних підприємств. Встановлено, що можливою базою для розширення спектру господарчої діяльності гірничодобувного підприємства з видобутку вугілля є впровадження технології підземної газифікації. Основними продуктами якої є генераторний газ, теплова енергія та хімічна сировина. Досліджено параметри зміни температурного поля у безпосередній підшві підземного газогенератора та температура генераторного газу на виході з газовідвідної свердловини. На основі зміни яких запропоновано технологічні схеми підземного теплогенератора, що дозволяє використовувати техногенну теплову енергію як в процесі газифікації вугілля так і на стадії затухання підземного газогенератора і схему когенераційної системи з акумулюванням тепла з продуктів свердловинної підземної газифікації вугілля.

Наукова новизна. Розроблено інноваційний підхід до раціонального освоєння теплової техногенної енергії при газифікації вугілля на місці його залягання.

Практичне значення. Впровадження акумулюючих енергосистем на базі підземних теплогенераторів при газифікації вугілля на місці його залягання та подальше використання теплового техногенного середовища дозволить створювати компактні енергетичні модулі, що зможуть забезпечити енергетичні потреби гірничодобувного підприємства.

Ключові слова: гірничодобувне підприємство, акумулююча енергосистема, вугілля, підземна газифікація, теплогенератор, когенераційна система, технологічна схема

Вступ. Сучасні потреби розвитку суспільства тісно пов'язані із розширенням індустріалізованої системи, яка потребує використання величезної кількості

електроенергії. В умовах сьогодення розвитку українського паливно-енергетичного комплексу частка вугільної генерації у загальному обсязі виробництва електроенергії становить майже 30 % [1]. Водночас, все частіше, фінансуються енергетичні проєкти, що зумовлюють зменшення викидів парникових газів [2]. Базою отримання вугільної сировини є гірничодобувні підприємства. Зважаючи на незворотній вплив гірничих та енергетичних підприємств з видобутку та переробки енергоресурсів на природне середовище, нагальною необхідністю є впровадження технологічних процесів з мінімальними викидами і комплексним використанням джерел природної та техногенної енергії. Як показує аналіз світової практики, в області паливно-енергетичного комплексу, такі запаси раціонально добувати і переробляти на місці їх залягання з отриманням енергетичного та хімічного продуктів за технологією свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ) [3, 4]. Розкриті вугільні запаси підготовлюються шахтними газогенераторами. Запаси шахтного поля, що не розкриті, відпрацьовуються підземними газогенераторами, підготовленими з земної поверхні. Підземна газифікація виїмкових стовпів газогенераторів здійснюється за падінням, за підняттям або за простяганням вугільного пласта. При впровадженні технології СПГВ промислова площадка шахти перепрофілюється у поверхневий комплекс з очищення і переробки продуктів газифікації [5, 6]. Це значно знижує витрати на промислове будівництво інфраструктури комплексу. Водночас необхідно враховувати потенціал отриманої теплової енергії, який можливо відбирати з гірського масиву, що вміщує підземний газогенератор, і продуктів отриманих при газифікації (генераторного газу).

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Робота гірничодобувних підприємств супроводжується значним техногенним тепловим потенціалом. У роботі [7] виокремлено основні варіанти геотермальних модулів з використанням тепла закритих шахт. Основним джерелом геотермальної енергії є шахтні води та породний масив. Так, на шахті «Благодатна» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» було проведено будівництво дослідної теплонасосної установки, яка використовує тепло шахтної води для нагрівання води, що подається в систему гарячого водопостачання [8].

Прикладом отримання теплової енергії при підземній газифікації є спосіб відбору тепла, що включає буріння свердловин для подачі дуття і відведення газу, спалювання вугілля у реакційній зоні, передачу споживачу продуктивного газу [9]. При цьому попередньо в затопленій шахті між створеними свердловинами з денної поверхні здійснюють буріння додаткових свердловин під водоносний горизонт над реакційною зоною газифікації, в якому формують підземні води як теплоносій, з подальшою його відкачкою через додаткові свердловини і передачею споживачеві. Доцільність впровадження даної технологічної схеми можлива лише за умови затоплення шахти.

Іншим технічним рішенням щодо відбору теплової енергії при газифікації вугілля є створення у вугільному пласті тепловіддавальних свердловин, які оснащують герметичним трубним поставом із замкнутим кінцем. У поставі розміщують рукав, з якого рідинний теплоносій подають в донну частину трубного

поставу та направляють по ньому через зону горіння пласта. Високотемпературний теплоносій подають на гідропарові турбіни з електрогенераторами [10]. Дана технологічна схема ефективна при розробці крутих вугільних пластів.

Розробка стійких енергетичних систем на базі підземної газифікації вугілля дозволяє розширити умови експлуатації технологій відбору техногенної теплової енергії. Це перспективно впливає на розвиток гірничодобувного сектору за двома напрямками: газифікація запасів вугілля, які зосереджені у тонких та надтонких пластах, і рекуперація тепла з породного масиву та генераторного газу.

Доцільність виконання досліджень за даною проблематикою. При підземній газифікації шляхом термохімічного перетворення вугілля отримуємо горючі гази, що придатні до застосування в енергетичних та технологічних процесах [11, 12]. Водночас при газифікації вугілля додатковим джерелом енергії, що характеризує ведення процесу, є отримана теплова енергія. Цей вид енергії при застосуванні когенераційної системи [13] та формуванні буферного сховища [14] дозволяє підвищити показник ведення процесу газифікації. Таким чином, при газифікації вугілля важливою складовою є повнофакторне використання отриманої теплової енергії як з породного масиву, так і з генераторного газу. Попри перспективність впровадження технологій генерації теплової енергії, відомі нечисленні приклади їх практичної реалізації, особливо при працюючому підземному газогенераторі та газогенераторі, що знаходиться на етапі затухання вогневих робіт. Таким чином, виникає необхідність проведення додаткових досліджень щодо розподілу температури навколо підземного газогенератора та розробці технологічних схем з утилізації теплової енергії.

Методика проведення досліджень. Експериментальні дослідження проводились на лабораторній установці, запатентованій і розробленій у НТУ «Дніпровська політехніка». Установка складається з чотирьох основних елементів: випробувального стенда, дуттьової та газовідвідної систем, а також контрольно-вимірювальної апаратури .

Для відтворення фізичної моделі було взято натурні гірничо-геологічні умови залягання вугільного пласта c_6 ділянки «Соленівська» Донецького кам'яновугільного басейну. Породи безпосередньої покрівлі переважно представлені пісковиковими сірими та глиняними сланцями середньої міцності $f=3-4$. Саме при дії високих температур ці структури формуватимуть куполи, які забезпечуватимуть щільність газогенератора та запобігатимуть міграції газів по гірському масиву. Основна покрівля представлена, переважно, пісковиком (сірий з прожилками вуглистої речовини) міцністю $f=7-8$ і пісковиковими сланцями (темно-сірі, слюдисті, перешаровуються дрібнозернистим пісковиком) середньої міцності $f=5$.

Виконане моделювання протікання процесів у підземному газогенераторі включало попереднє встановлення геометричних, механічних та кінематичних масштабних коефіцієнтів, що забезпечували умови подібності у системі «модельовані параметри тестового газогенератора – натурні гірничотехнічні умови»

[15]. Таким чином, це дає можливість отримати, з достатнім ступенем достовірності, адекватні результати натурних досліджень матеріально-теплового процесу газифікації для конкретних гірничо-геологічних умов.

Для моделювання фізичної моделі підземного газогенератора як еквівалентний матеріал використано вугільні блоки з геометричними розмірами 0,2 м × 0,5 м × 0,1 м та куски шахтної породи, які було перемішано з розчином шамотної глини. Моделювання породовугільного масиву проводилось у два етапи. На першому етапі відбувалось моделювання вугільного пласта, на другому – надвугільної товщі та порід безпосередньої та основної підшви. Збільшення жорсткості порід основної покрівлі та підшви забезпечувалося внесенням необхідної кількості породи відповідного ступеня метаморфізму шахтному натурному об'єкту, а також їх зчеплення цементним розчином марки 400.

У пласті було сформовано відповідні отвори, які імітували нагнітальну, газовідвідну свердловину та сам канал газифікації. Межі реакційного каналу виконано кусками вугілля фракцією у межах 2,5 – 6,8 см. Вони імітували гідророзрив пласта між експлуатаційними свердловинами. Для підвищення вірогідності експерименту та достовірності кінцевих результатів по периметру змодельованого породовугільного масиву ми забезпечили відповідну теплоізоляцію стендової установки. Це дозволило зменшити втрати тепла під час роботи газогенератора у навколишнє середовище. Як теплоізоляційний матеріал використовувалась кладка із вогнетривкої цегли.

Параметри розповсюдження теплового поля навколо вогневого вибою фіксувались термопарами, що встановлювались безпосередньо у породах підшви та покрівлі змодельованого газогенератора. Це було зроблено з метою запобігання виведенню їх із ладу при попаданні у зону критичних температур працюючого геореактора. Ці дані автоматично передавалися на диспетчерський пункт та виводилися у поточному режимі на екран комп'ютера у вигляді таблиць із конкретними даними та відповідним графічним відображенням зміни температури у часі. Додатково визначалась температура середовища генераторного газу на виході з газовідвідної свердловини.

Результати та обговорення. Раціональне використання теплової енергії, отриманої при підземній газифікації вугілля, та адаптація режимів вироблення і споживання тепла в умовах гірничодобувного підприємства забезпечується сегментами газогенераторних ділянок: використання теплової енергії працюючого підземного газогенератора та газогенератора, що знаходить на етапі затухання вогневих робіт.

У формуванні температурного поля в породах і золошлаках шахтного газогенератора активну участь приймають конвекційний і кондукційний теплообміни, які пов'язані з міграцією продуктів газифікації у просторі генератора та в породах, що його вмщують. В результаті проведених досліджень на основі критеріїв подібності встановлено графік зміни температурного поля у підшві підземного газогенератора (рис. 1), що дозволяє встановити раціональність встановлення рекупераційної трубчатої системи для відбору техногенної теплової енергії (рис. 2).

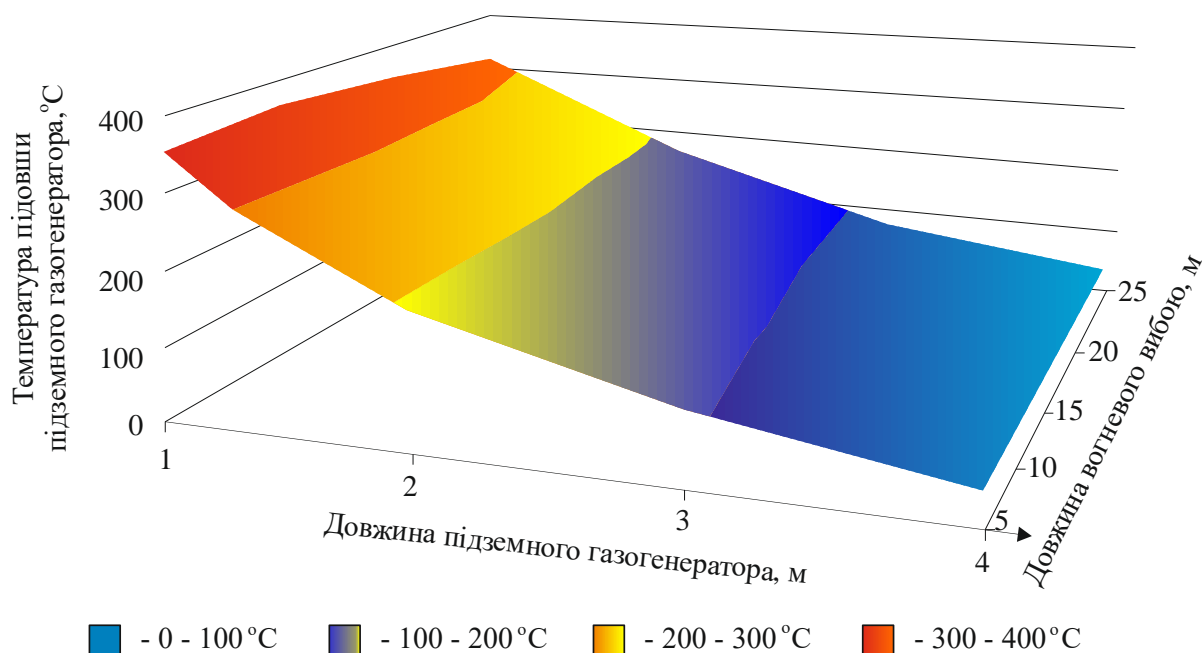


Рис. 1. Параметри розповсюдження температури у підшві підземного газогенератора

З аналізу даних рис. 1 можна зробити висновок про нерівномірність розподілу температури за довжиною вогневого вибою, показники якої на рівні реакційного каналу у безпосередній підшві коливаються від 422 °C зі сторони дуттьової свердловини до 365 °C. Тут необхідно відмітити, що більша частина прогріву порушених порід підовши і золашлаків припадає на конвекційний теплообмін за рахунок міграції під тиском високотемпературних продуктів газифікації. В процесі досліджень встановлено, що активна фаза газифікації вугільного пласта дозволяє акумулювати тепло в породному масиві навколо шахтного газогенератора за рахунок високої теплоємності порід покрівлі, підовши та золашлаків у вигазованому просторі. В процесі перебігу термохімічних реакцій при газифікації вугілля газогенератор перетворюється на теплогенератор.

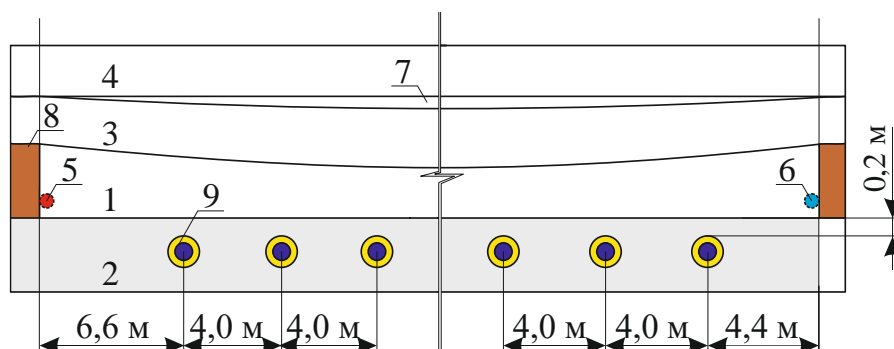


Рис. 2. Технологічна схема теплогенератора при підземній газифікації вугілля на базі трубчастих рекуператорів: 1 – вигазований простір; 2 – породи підовши вугільного пласта; 3,4 – породи покрівлі вугільного пласта; 5,6 – місце закладання відповідно газовідвідної та дуттьової свердловин; 7 – порожнина розшарування порід покрівлі; 8 – теплоізоляційний шар; 9 – рекуперативна трубчаста система

Утилізація акумульованого тепла від порід, що вмішують генератор, та золашлаків у вигазованому просторі відбувається за рахунок теплогенератора на базі рекупераційної трубчатої системи [16, 17]. Тепловий рекуператор та розроблена технологічна схема його впровадження у підземному середовищі ефективно адаптується при зміні гірничо-геологічних умов залягання вугільного пласта та технологічних параметрів процесу газифікації.

Когенераційна система з утилізації тепла акумульованого породами і золашлаками на ділянках підземних газогенераторів пов'язана з рекупераційною трубчатою системою тепла. Це забезпечує генерацію теплової та електричної енергії для внутрішніх потреб підземного сегменту генераторних ділянок газифікації, а залишки енергії можуть використовуватись для потреб гірничого енергохімічного комплексу (ГЕХК).

На стадії затухання вогневих робіт при газифікації вугілля марки Г і середньою потужністю пласта 1,1 м розрахункова тепла генерація теплогенератора складе 13,1 – 22,8 Гкал або 15,5 – 27,1 МВт. Термін експлуатації теплогенератора у паровому режимі $T_n=100 - 125$ °С становить 1,2 – 1,94 роки, у паровому режимі від 96,5 до 65,4 °С – 1,5 – 4,0 роки. На рис. 3 наведено графік зміни теплових режимів експлуатації підземного газогенератора від термінів роботи теплогенератора.

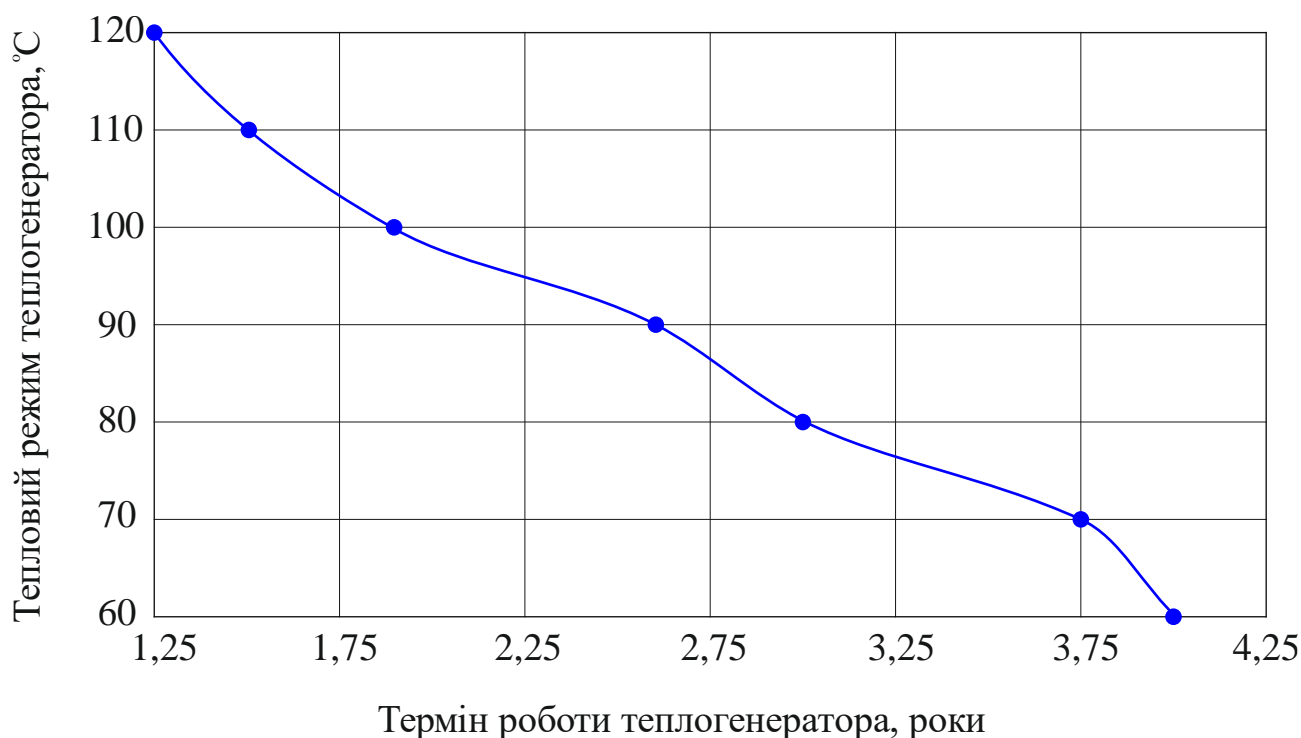


Рис. 3. Графік зміни теплового режиму експлуатації теплоакumuлюючої системи від терміну роботи теплогенератора

При синтезі технологій підземної газифікації та теплогенерації ефективним та раціональним є розподіл використання отриманої енергії на потреби технологічних сегментів між поверхневим (38%) та підземним (22%) простором ГЕХК. При цьому до 40 % теплової генерації можливо спрямовувати на

зовнішній ринок енергоспоживання з орієнтовним прибутком до 24,3 млн грн залежно від кількості одночасно працюючих газогенераторів у роботі.

Після закінчення ведення робіт з газифікації утилізація акумульованого тепла у теплогенераторах дозволяє додатково використовувати техногенну теплову енергію. Це дає можливість підвищити термін експлуатації сформованої геореакторної системи. Наприклад, при послідовній газифікації вугілля на 6 підземних газогенераторів з розмірами за довжиною вогневого вибою 30 м, стовпом газифікації 400 м і середньою потужністю вугільного паста 1,1 м окупність впровадження теплогенератора складає 2,7 – 3,6 років.

Раціональне використання акумульованого тепла теплогенераторів забезпечить ефективність утилізації підземного техногенного простору шахти, маловідходність та безпеку процесів підземних ділянок газо- і теплогенерації при збалансованості технологічних процесів у гірничому енергохімічному комплексі.

Акумулювання та рекуперація тепла продуктів газифікації. Відповідно до проведених лабораторних досліджень при газифікації марки вугілля Г, температура генераторного газу на виході із змодельованого підземного газогенератора становила 280 – 315 °С. Параметри температури генераторного газу змінювались залежно від компонентного складу продуктів, що подавались у газогенератор.

На основі визначених показників температури генераторного газу запропоновано застосування когенераційної системи з можливістю накопичення та утилізації тепла. Основою такої системи є впровадження ємнісного способу акумулювання тепла на базі газотурбінних та вільнопоршневих агрегатів. Технологічна схема когенераційної системи з акумулюванням тепла з продуктів СПГВ наведена на рис. 4.

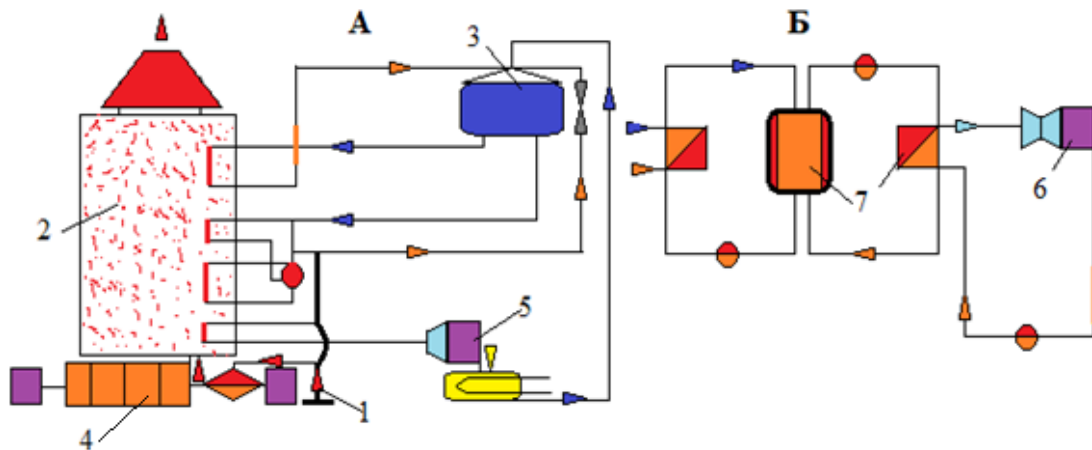


Рис. 4. Технологічна схема когенераційної системи з акумулюванням тепла з продуктів СПГВ: А – когенераційний енергогенеруючий блок: 1 – напрямок подачі висотемпературних продуктів СПГВ; 2 – котел – утилізатор; 3 – резервуар водозабезпечення; 4 – агрегатний генеруючий модуль; 5 – парогазова турбіна; Б – піковий автономний контур: 6 – двоконтурна парогазова турбіна; 7 – теплоаккумуляторний модуль з теплообмінниками

Ємнісний теплоакумулятор представляє собою заглиблення прямокутної форми у глинистому ґрунті, що заповнюється подрібненим теплоємним матеріалом у вигляді шахтної породи (піскового сланцю та пісковика) навколо тепловідних каналів та ізолюється від поверхні теплоізолюючим глинистим покриттям (див. рис. 4).

Теплоємність шахтної породи у теплоакумуляторі формує кількісні параметри накопиченого акумульованого тепла. Розрахунок накопиченого тепла теплогенератором від високотемпературних продуктів СПГВ можна визначити за формулою [18]:

$$Q_m = V_c \cdot C_c \cdot (T_n - T_k), \text{ Дж}$$

де V_c – об'єм подрібненої породи, що заповнює ємнісний теплоакумулятор, кг; C_c – теплоємність подрібненої породи, що вміщує теплоакумулятор, Дж/кг·°С; T_n – початкова температура породного сереловища, що наповнює теплоакумулятор, °С; T_k – кінцева температура породного сереловища, що наповнює теплоакумулятор, °С.

Основним показником який характеризує теплоакумулятивні властивості породного матеріалу, що наповнює ємнісний теплоакумулятор, є його питома теплоакумуляуюча здатність:

$$q_{m.c.} = \frac{Q_m}{V_c} \cdot C_c \cdot (T_n - T_k), \text{ Дж/м}^3$$

Показником який характеризує здатність порід, що наповнюють теплоакумулятор до накопичення тепла і віддачі його теплоносію, є коефіцієнт акумуляції теплової енергії (d), який визначається згідно з формулою:

$$d = 0,27 \sqrt{\lambda C_c \gamma},$$

де λ – теплопровідність порід, що наповнюють теплоакумулятор, Вт/м·°С, γ – густина порід, кг/м³.

Простота у монтажі та експлуатації ємнісного теплоакумулятора обумовлюється дешевизною та довговічністю теплоємного акумулюючого породного матеріалу. Теплоносієм у когенераційній системі є генераторний газ. Високотемпературний продукт газифікації спрямовується на отримання для генерації енергії до блока парогазових турбін та вільно-поршневих агрегатів. Продукти згоряння у турбінно-агрегатному блоці спрямовуються до котла-утилізатора. Пара, вироблена у котлі, спрямовується на виробництво теплової й електричної енергії. Залишкове тепло вироблених у котлі високотемпературних продуктів, утилізується на автономному піковому контурі і ємнісному підземному теплоакумуляторі для потреб теплопостачання. Когенераційна система комбінованої генерації тепла і електроенергії дозволяє працювати у піковому режимі у діапазоні від 3 год до 5 год.

Впровадження рекуперативних трубчатих систем із застосуванням теплоносіїв з високими теплоємнісними властивостями дозволяють підвищити ефективність експлуатації когенераційної системи з акумулювання тепла і вироблення енергії на 44%. У загальному, ефективність експлуатації ККД когенераційної системи зростає до 56 %. При цьому економія палива складе до 30 %. Впровадження такого принципу когенерації енергії при СПГВ забезпечує економію палива від 26 % до 35 %, а ККД від 44 % до 52 %.

Висновки. Впровадження акумулюючих систем енергії на енергоємному гірничому енергохімічному комплексі з утилізації техногенного тепла отриманому при газифікації вугілля, забезпечить рівномірність завантаження джерел енергії, адаптивність та логістику генераційних потоків за рахунок використання акумульованої генерації, яка накопичена у період непікового споживання, що дозволяє ефективно використовувати в енергосистемі ГЕХК відновлювальні джерела енергії, які характеризуються нерівномірною потужністю у часі.

Активне використання вторинних ресурсів, сировини та відновлюваних джерел енергії у комбінації з акумуляторними системами енергії у технологічних сегментах ГЕХК дозволить забезпечити достатню маловідходність технологічних процесів та суттєво вплинути на економію енергетичних ресурсів.

Запропоновані авторами технологічні схеми акумуляторних систем генерації дозволяють у гірничому енергохімічному комплексі створювати комбіновані, компактні енергетичні модулі з різних джерел енергії для ефективного та стабільного забезпечення потреб технологічних сегментів поверхневого і підземного техногенного простору закритого вугледобувного підприємства.

Вдячність. Представлені результати отримано у рамках виконання науково-дослідної роботи ГП-503 «Геотехнологічні основи формування енергохімічних комплексів вугледобувних регіонів». (№ держреєстрації 0120U102084).

Перелік посилань

1. *Новий профіль енергетики в контексті декарбонізації та післявоєнного відновлення України* (2022). <https://razumkov.org.ua/statti/novyi-profil-energetyky-v-konteksti-dekarbonizatsii-ta-pisliavoennogo-vidnovlennia-ukrainy>
2. Miller, B.G. (2011). Clean Coal Technologies for Advanced Power Generation. *Clean Coal Engineering Technology*, 251-300. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-710-8.00007-8>
3. Saik, P., Dychkovskiy, R., Lozynskiy, V., Falshtynskiy, V., Cabana, E. C., & Hrytsenko, L. (2021). Chemistry of the Gasification of Carbonaceous Raw Material. *Materials Science Forum*, (1045), 67-78. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/msf.1045.67>
4. Saik, P., Dychkovskiy, R., Lozynskiy, V., Falshtynskiy, V., Cabana, E., & Hrytsenko, L. (2020). Studying the features of the implementation of underground coal gasification technology in terms of Lvivuhillia SE. *E3S Web of Conferences*, (168), 00036. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20201680003>
5. Falshtynskiy, V., Dychkovskiy, R., Saik, P., Lozynskiy, V., Sulaiev, V., & Cabana, E. C. (2019). The Concept of Mining Enterprises Progress on the Basis of Underground Coal Gasification Method Characteristic. *Solid State Phenomena*, (291), 137-147. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.291.137>

6. Saik, P., Lozynskyi, V., Petlovanyi, M., Sai, K., & Stryzhakov, Ye. (2018). Modern approach to the development energy resources of residual and non-commercial coal reserves. *Collection of Research Papers of the National Mining University*, (54), 152-168.
7. Inkin, O.V., & Rudakov, D.V. (2018). An analysis of geothermal system installation methods and criteria at closed coal mines. *Fiziko-Tekhnicheskie Problemy Gornogo Proizvodstva*, (23). <https://doi.org/10.37101/ftpgp23.01.009>
8. Samusya, V., Oksen, Y., & Radiuk, M. (2013). Heat pumps for mine water waste heat recovery. *Mining of Mineral Deposits*, 153-158. <http://doi.org/10.1201/b16354-26>
9. Садовенко, І.О. (2015). *Спосіб отримання теплової енергії при підземній газифікації вугілля* (Patent No. 109342). <https://sis.ukrpatent.org/uk/search/detail/586235/>
10. Гайко, Г.І. (2010). *Спосіб отримання електроенергії при безшахтному спаленні вугільних пластів похилого залягання* (Patent No. 54138). <https://sis.ukrpatent.org/uk/search/detail/255798/>
11. Vasůčkov, Ů., & Fedorova, M. (2015). Synthetic gas production during underground gasification of coal seams. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 32(1), 135. <https://doi.org/10.7494/drill.2015.32.1.135>
12. Sajjad, M., & Rasul, M. (2014). Underground Coal Gasification in abandoned Coal Seam Gas blocks. *Proceedings of 1st International e-Conference on Energies*. <https://doi.org/10.3390/ece-1-b002>
13. Rosen, M. A., & Koochi-Fayegh, S. (2016). Cogeneration systems. In *Cogeneration and District Energy Systems: Modelling, Analysis and Optimization* (pp. 49–77). Institution of Engineering and Technology. https://doi.org/10.1049/pbpo093e_ch3
14. Jeannou, A. (2020). The Geothermal Energy Buffer: A Promising Carbon Free Solution for Bulk Energy Storage. *1st Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference*, 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202021015>
15. Saik, P. (2021). Methodology for adapting the results of laboratory research on coal gasification to full-scale conditions. *Collection of Research Papers of the National Mining University*, 65, 50–59. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/65.050>
16. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Tabachenko, M.M., & Saik, P.B. (2012). Secondary Energy Products Utilization at Underground Coal Gasification Scientific Reports on Resource. *Rock Strengths, Rock Fragmentation and Effective Use of Energy Potential of Geotechnical Systems*, (2), 100-105.
17. Saik, P. (2017). Study of Methods and Development of Technological Scheme for Heat Removal from Rock Waste Dump. *Advanced Engineering Forum*, 25, 128–135. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/aef.25.128>
18. Oughton, D., & Hodkinson, S. (2008). *Faber & Kell's Heating & Air-conditioning of Buildings*. Routledge. <https://doi.org/10.4324/9780080557649>

ABSTRACT

Purpose. An innovative approach formulation to the rational development of the potential of coal mines to expand the economic activity of mining enterprises based on the implementation of underground heat generators during coal gasification.

Methods. Based on the conducted analytical and laboratory research, to study the possibility of introducing underground heat generators and cogeneration systems during gasification of coal at the site of its occurrence. The basis for conducting analytical studies is the experience of implementing the specified modules and cogeneration plants. The basis for laboratory research is a laboratory setup that allows modeling the behavior of thermochemical and geomechanical processes in the resulting

gas generator, depending on the mining-geological conditions of the coal seam occurrence, methods and ways of supplying injected blast mixtures to the fire face mirror.

Findings. Current issues of implementing the cumulative energy systems based on mining enterprises are highlighted. It has been determined that a possible basis for expanding the range of economic activity at a coal-mining enterprise is the implementation of underground gasification technology. The main products of the latter are producer gas, thermal energy and chemical raw materials. The parameters of changing the temperature field in the immediate bottom of the underground gas generator and the producer gas temperature at the outlet from the gas production borehole have been studied. On the basis of their changes, the technological schemes of the underground heat generator are proposed. This makes it possible to use technogenic thermal energy both in the process of coal gasification and at the stage of attenuation of an underground gas generator, as well as a scheme of a cogeneration system with heat accumulation from products of borehole underground coal gasification (BUCG).

Originality. An innovative approach has been developed to the rational technogenic thermal energy development during coal gasification at the site of its occurrence.

Practical implications. The implementation of cumulative energy systems based on underground heat generators during coal gasification at the site of its occurrence and the subsequent use of thermal technogenic environment allow creating compact energy modules that can satisfy the energy needs of a mining enterprise.

Keywords: *mining enterprise, cumulative energy system, coal, underground gasification, heat generator, cogeneration system, technological scheme*