

© П.Б. Саїк¹, Д.В. Янкін¹¹Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро Україна

ДО ПИТАННЯ РАЦІОНАЛЬНОГО ПЛАНУВАННЯ ГІРНИЧИХ РОБІТ ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

© P. Saik¹, D. Yankin¹¹Dnipro University of Technology, Dnipro, Ukraine

ON THE ISSUE OF THE RATIONAL PLANNING OF MINING OPERATIONS FOR UNDERGROUND COAL GASIFICATION

Мета. Обґрунтування параметрів просторового розташування підземних газогенераторів з урахуванням експлуатаційних втрат вугілля в шахтному полі.

Методика досліджень. Дослідження процесу підземної газифікації вугілля проводилося в лабораторних умовах шляхом фізичного моделювання вугільного пласта з використанням спеціалізованої стендової установки. Такий підхід дає змогу відтворити основні елементи та параметри процесу газифікації вугілля в контрольованому середовищі. Установка імітує параметри залягання вугільного пласта, в межах якого формуються експлуатаційні свердловини – одна для подачі дутьової суміші (повітря, кисню або пари), інша – для відбору генераторного газу.

Результати дослідження. Досліджено параметри формування вигазованого простору підземного газогенератора на стадії затухання гірничих робіт при газифікації вугілля через вертикальні свердловини. Встановлено кількісні показники вугілля, що газифікується при газифікації тонких вугільних пластів. Проведено порівняльний аналіз рівня експлуатаційних втрат вугілля в межах шахтного поля за системи розробки вугільного пласта з паралельним розташуванням підземних газогенераторів і з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів.

Наукова новизна. Встановлено, що максимальна ширина підземного газогенератора (13,9–15,4 м) та довжина вогневого вибою (33,6–37,3 м) на завершальній стадії газифікації безпосередньо залежать від потужності вугільного пласта (0,7–1,2 м). Зокрема, виявлено, що ширина газогенератора підлягає експоненційному закону зростання, тоді як довжина вогневого вибою змінюється за логарифмічною залежністю. Ці залежності є ключовими під час прогнозування динаміки розвитку вигазованого простору підземного газогенератора для визначення раціональних місць закладення експлуатаційних свердловин.

Практичне значення. Запропоновано систему розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів залежно від параметрів формування вигазованого простору на стадії затухання гірничих робіт. Запропоновано алгоритм визначення експлуатаційних втрат вугілля в процесі його підземної газифікації.

Ключові слова: газифікація вугілля, підземний газогенератор, вигазований простір, свердловина, експлуатаційні втрати, система розробки.

Вступ. В умовах перспективного розвитку паливно-енергетичного комплексу раціональне планування гірничих робіт набуває особливої актуальності, оскільки відповідає ключовим викликам сучасності – енергетичній безпеці, екологічній відповідальності та ресурсозбереженню. В нинішніх умовах активного зростаючого попиту на енергоносії та обмежених можливостей технологій

традиційного видобутку вугілля, впровадження науково обґрунтованих планових рішень у сфері підземної газифікації вугілля (ПГВ) дає змогу забезпечити стабільне, безпечне та економічно доцільне використання вугільних ресурсів. Такий підхід не лише сприяє енергетичній незалежності країни, а й забезпечує мінімальний негативний вплив на довкілля, відповідаючи принципам сталого розвитку. ПГВ – це процес термохімічного перетворення вугілля на місці його залягання на горючий газ, без його фізичного видобутку на земну поверхню. Ця технологія дає змогу отримувати генераторний газ (суміш водню, чадного газу, метану, вуглекислого газу тощо), який може використовуватися для виробництва теплової та електричної енергії або як сировина для хімічної промисловості [1, 2].

Підземна газифікація вугілля може здійснюватися за двома основними, технічно апробованими схемами: з використанням свердловин із земної поверхні та через наявні гірничі виробки.

Газифікація вугілля з земної поверхні передбачає буріння вертикальних або похилих свердловин безпосередньо до вугільного пласта [3, 4]. Через одну свердловину подається дуттьова суміш (повітря, кисень, пара), а через іншу, – відбирається отриманий генераторний газ. Такий підхід дає змогу проводити газифікацію у складних гірничо-геологічних умовах, на великих глибинах або на родовищах, де традиційний видобуток є економічно недоцільним. Він не потребує облаштування шахтної інфраструктури, що значно знижує капітальні витрати.

Газифікація через гірничі виробки – це метод підземної газифікації вугілля, який передбачає використання вже наявної шахтної інфраструктури [5, 6]. Устаткування для подачі реагентів і збору газу розміщується безпосередньо в підземних виробках. Цей підхід дає змогу ефективно контролювати процес газифікації, знижувати витрати на буріння нових свердловин і максимально використовувати залишкові запаси вугілля у відпрацьованих шахтах.

Обидві технології підземної газифікації, – як з використанням вертикальних свердловин із земної поверхні, так і через наявні гірничі виробки, – мають свої переваги та недоліки. Вибір конкретного варіанту здійснюється з урахуванням низки важливих факторів: гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів (глибина, потужність, будова, наявність водоносних горизонтів), техніко-економічної доцільності впровадження, а також кінцевого призначення отриманого генераторного газу. Основою оцінки впровадження технології підземної газифікації вугілля слугують критерії придатності [7–9]. Крім того, необхідно враховувати поточну ринкову кон'юнктуру, зокрема попит на газ, можливості його транспортування, наявність інфраструктури для переробки або споживання, а також стратегічні потреби регіону або держави в альтернативних джерелах енергії.

Для забезпечення ефективного та стабільного функціонування процесу підземної газифікації вугілля необхідно здійснювати раціональне проектування просторового розташування підземних газогенераторів. Вибір системи розробки вугільного пласта передбачає встановлення міжгенераторної відстані, глибини залягання та орієнтації експлуатаційних свердловин, кількість і тип яких безпосередньо залежать від доступних запасів вугілля. При цьому важливим є можливість формування модульної системи газогенераторів, що працюють паралельно,

з рівномірним навантаженням на пласт. Такий підхід дає змогу забезпечити не тільки рівномірний температурний розподіл у зоні газифікації, а й уникнути надмірного навантаження на окремі ділянки вугільного пласта, збільшити об'єм виробленого генераторного газу при збереженні стійкості процесу.

На територіях вугільних шахт, де значна частина запасів вугілля залягає у складних гірничо-геологічних умовах, а також на невеликих ізольованих ділянках шахтного поля, застосування механізованого видобутку є економічно нецільним [10]. У таких випадках найефективнішим рішенням вважається підземна газифікація цих запасів вугілля шляхом буріння вертикальних свердловин із поверхні [11]. Принципову схему ведення процесу газифікації наведено на рис. 1.

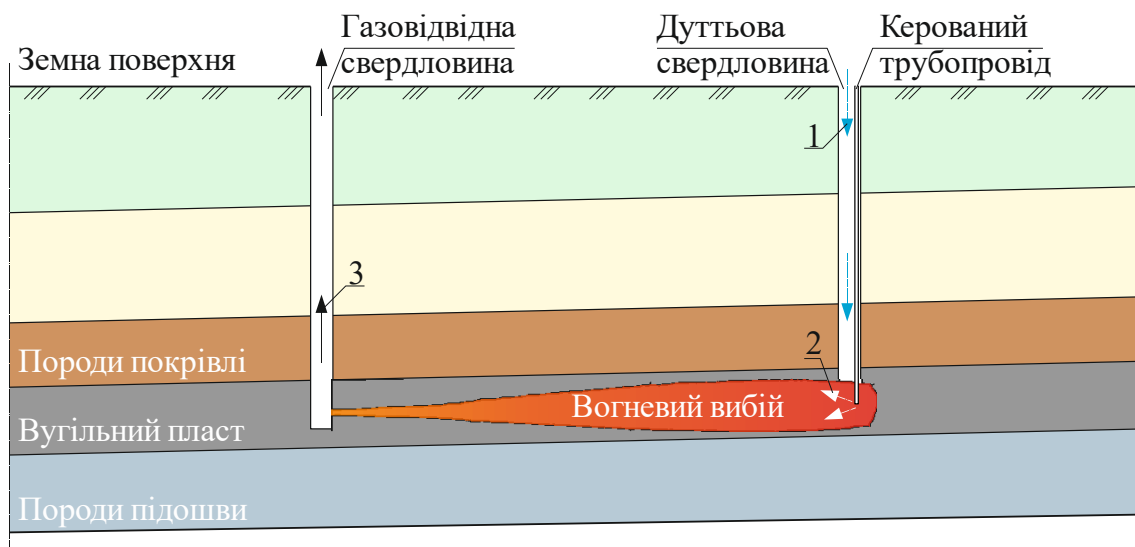


Рис. 1. Принципова схема розкриття підземного газогенератора:
1, 2 – напрямок руху дуттьових сумішей відповідно по дуттьовій свердловині та керованому трубопроводі; 3 – напрямок руху газовідвідних сумішей

Вертикальні свердловини призначені для подачі дуттьової суміші (повітря, кисню або їх суміші) у зону газифікації, а також для відведення генераторного газу на поверхню. Це дає змогу ефективно керувати параметрами ведення процесу газифікації, зокрема температурою, тиском і швидкістю руху вогневого вибою, адаптуючи технологічні рішення до конкретних гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів. Використання вертикальних свердловин є технологічно простішим у реалізації, порівняно з вертикально-направленими свердловинами. Також застосування цієї системи розробки дає змогу швидко підготувати запаси вугілля до газифікації з мінімальними витратами на буріння експлуатаційних свердловин. При цьому необхідно зазначити, що особливістю ведення гірничих робіт за вищезазначеною технологією є раціональне розташування підземних газогенераторів, що дає змогу зменшити експлуатаційні втрати вугілля.

Отже, **метою цієї роботи** є обґрунтування параметрів просторового розташування підземних газогенераторів з урахуванням експлуатаційних втрат вугілля в шахтному полі.

Досягнення поставленої мети передбачало розв'язання таких взаємопов'язаних завдань: дослідження параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора на основі розкриття змодельованих газогенераторів у лабораторних умовах; визначення обсягів експлуатаційних втрат вугілля в межах ділянки шахтного поля; побудова системи розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів.

Методика проведення досліджень. Дослідження параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора залежно від потужності вугільних пластів проводилися в лабораторних умовах. Експериментальні роботи виконувалися шляхом реалізації серії дослідів на спеціально розробленій авторській стендовій установці, яка дає змогу моделювати геометрію та теплові процеси, характерні для реального процесу газифікації вугілля в підземному середовищі. Принципову схему установки наведено на рис. 2.

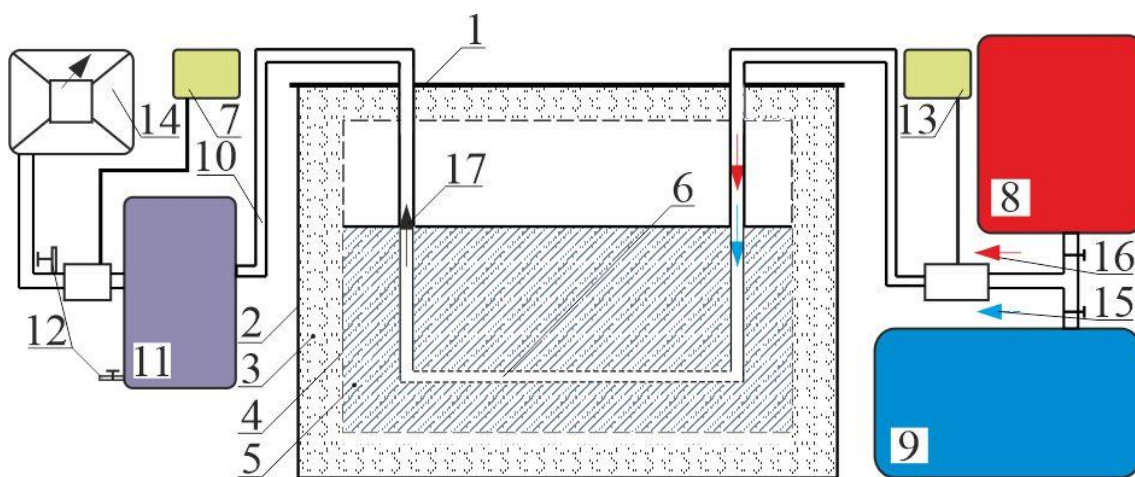


Рис. 2. Принципова схема лабораторної установки для дослідження процесу газифікації вугілля: 1 – верхня кришка стенду з досліджень; 2 – зовнішній корпус стенду; 3 – утеплювач; 4 – внутрішній корпус стенду; 5 – вугільний пласт; 6 – вогневий вибій; 7, 13 – витратоміри дуттьової суміші та газовідвідної сумішей відповідно; 8 – парогенератор; 9 – компресор; 10 – газовідвідний трубопровід; 11 – бак-охолоджувач; 12 – крани відбору проб конденсату та газу відповідно; 14 – димосос; 15, 16, 17 – напрямки руху повітря, пару та генераторного газу відповідно

Основною частиною установки є стенд, виконаний секційним: зовнішній корпус стенду (2) і внутрішній (4) в якому відбувається моделювання вугільного пласта. Як еквівалентний матеріал використовувались куски вугілля розміром від $100 \times 150 \times 100$ мм до $200 \times 150 \times 100$ мм. У пласті залишався простір для імітації реакційного каналу підземного газогенератора. Реакційний канал формувався із кусків вугілля фракцією 25–68 мм, імітуючи гідророзрив пласта між дуттьовою та газовідвідною свердловинами. Подача дуття забезпечувалась компресором та парогенератором. Для розпалювання застосовували газову горілку за допомогою якої проводили підпал вугілля в реакційному каналі. Після підпалу змодельованим каналом дуттьової свердловини почали подавати повітряну суміш (21% O_2)

і запустили димосос для прискорення процесу пропалення реакційного каналу. Тиск подачі дуття становив 0,11 МПа. Під час кожного етапу дослідження заміряли концентрації горючих газів CO , H_2 , CH_4 і баластного газу CO_2 у вихідній суміші та тиск подачі дуттьової суміші. Фіксація температурного поля навколо підземного газогенератора здійснювалася з використанням температурних датчиків типу ТЕП-109. Датчики встановлювалися в площині моделі газогенератора на різних відстанях від реакційного каналу, що давало змогу реєструвати температурні зміни в просторі в режимі реального часу. Такий підхід забезпечував детальний аналіз теплового поля і давав змогу встановити взаємозв'язок між його змінами та геометрією вигазованого простору.

Під час проведення досліджень потужність вугільного пласта змінювалась в діапазоні від 0,7 до 1,2 м. Проведене моделювання процесу підземної газифікації вугілля дало змогу визначити середньостатистичні закономірності зміни геометричних параметрів розширення вогневого вибою залежно від потужності вугільного пласта.

Результати досліджень. Одним із ключових і дієвих механізмів обґрунтування параметрів розвитку гірничих робіт при підземній газифікації вугілля є комплексне визначення геометричних і технологічних характеристик простору підземного газогенератора, що вигазовується, а також кількісна оцінка експлуатаційних втрат вугілля. Це дає змогу не лише оптимізувати схему ведення гірничих робіт, а й забезпечити раціональне використання вугілля, підвищити енергоефективність процесу із забезпеченням економічної доцільності реалізації технології. Формування обґрунтованих параметрів простору, що вигазовується, дає змогу встановити оптимальні режими роботи газогенератора, з огляду на гірничо-геологічні умови, фізико-хімічні властивості вугілля та динаміку розвитку температурних і газових процесів у зоні газифікації.

На основі отриманих даних було виконано аналітичне оцінювання експлуатаційних втрат вугілля в умовах змінної потужності пласта, що в подальшому може бути використано для оптимізації режимів роботи підземного газогенератора, зниження втрат корисної копалини та підвищення загальної ефективності процесу газифікації.

У результаті проведених комплексних лабораторних досліджень були отримані достовірні дані щодо залежності параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора від потужності вугільного пласта. Дослідження дали змогу простежити вплив зміни потужності вугільного пласта на геометричні розміри, конфігурацію і динаміку розвитку вигазованого простору, що формується під час роботи газогенератора. Було встановлено, що зі збільшенням потужності пласта спостерігається тенденція до розширення фронту газифікації, зміни температурного поля та розподілу газових потоків у межах вогневого вибою. Приклад схеми формування профілю вогневого вибою та вигазованого простору підземного газогенератора при газифікації вугільного пласта потужністю 0,7 м наведено на рис. 3.

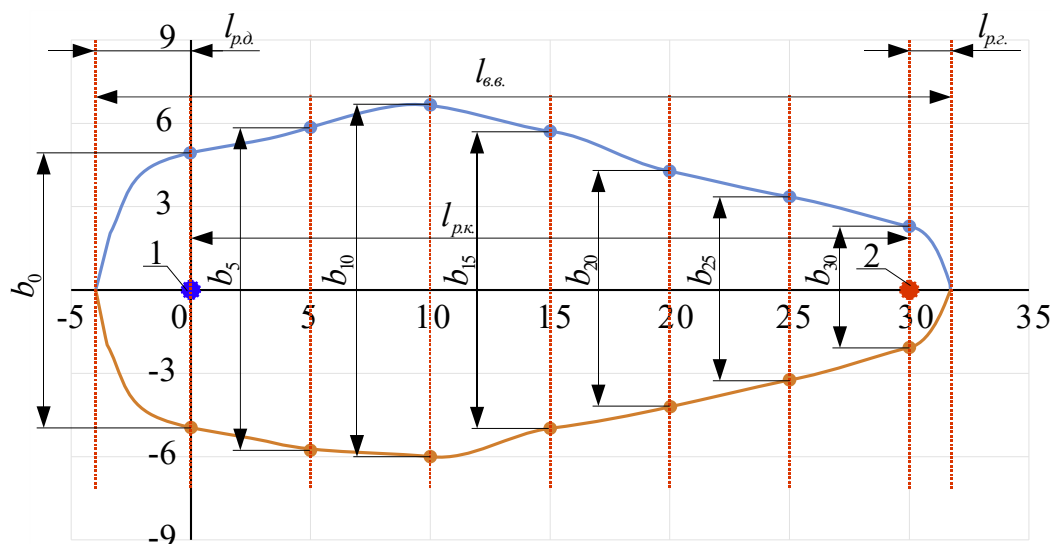


Рис. 3. Геометризація профілю вогневого вибою каналу та вигазованого простору при газифікації вугілля вертикальними експлуатаційними свердловинами: 1, 2 – дуттьова та газовідвідна свердловини; $l_{p.k.}$, $l_{в.в.}$ – довжина реакційного каналу та вогневого вибою; $l_{p.d.}$, $l_{p.g.}$ – величина розширення довжини вогневого вибою зі сторони дуттьової та газовідвідної свердловин; b_0 , b_5 , ..., b_{30} – ширина підземного газогенератора за відповідним його перерізом

Необхідно зазначити, що за умов забезпечення продуктивного складу H_2 у генераторному газі при газифікації тонкого вугільного пласта, процес спрямований на підбір раціональних параметрів дуття, тиску та адаптивності теплового режиму між активними зонами реакційного каналу підземного газогенератора. Враховуючи багатофакторність технології ПГВ, реакційний канал підземного газогенератора умовно можна поділити на три зони: окислювальну, перехідну та відновлювальну [12, 13]. Окислювальна зона за рахунок подачі на її вогневий вибір дуттьових сумішей забезпечує автотермічність процесу й утворює високо-температурні гази. Реакційним каналом гази прямують у перехідну («нестационарну») зону, яка змінюється залежно від режимів процесу і параметрів активних зон газогенератора, де під дією високих температур у площині вогневого вибою відбувається згоряння кисню (O_2). Після проходження цієї зони гази потрапляють до відновлювальної зони, де під дією привнесеного тепла виробленого окислювальною зоною та тепла вогневого вибою проходять відновлювальні процеси (ендо-термічні реакції) з отриманням складу паливних газів водню (H_2), оксиду вуглецю (CO) та метану (CH_4). Тому для отримання якісних показників генераторного газу необхідно забезпечити адаптивність термохімічного процесу переробки вугільного пласта на місці його залягання з підвищенням кількості продуктивного складу паливних газів та зменшенням баластних газів у продуктах газифікації: сірководню (H_2S), азоту (N_2), діоксиду вуглецю (CO_2) та кисню (O_2).

Проведеними лабораторними дослідженнями процесу газифікації вугілля через вертикальні свердловини встановлено, що температурний режим навколо підземного газогенератора змінюється параболічно зі зміщенням максимуму температури в сторону дуттьової свердловини (рис. 4). Це явище пояснюється тим, що

найбільша кількість теплової енергії виділяється безпосередньо у фронті газифікації, де відбувається максимальна інтенсифікація окиснювальних реакцій.

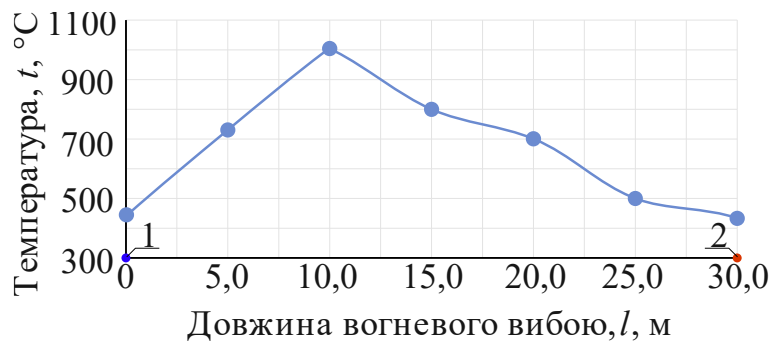


Рис. 4. Дослідження температурного режиму в активних зонах за довжиною реакційного каналу підземного газогенератора: 1 – дуттьова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина; 3 – напрямок руху формування вогневого вибою

Аналіз даних, наведених на рис. 4, свідчить про формування чіткої зональності температурних режимів за довжиною вогневого вибою підземного газогенератора. Максимальні температурні значення спостерігаються у напрямку дуттьової свердловини. Це пов'язано з підвищеною інтенсивністю хімічних реакцій у цій зоні, які безпосередньо залежать від об'єму та тиску подачі дуття до реакційної поверхні вугільного пласта. Детальний аналіз також вказує на зростання температурного режиму в межах газогенератора, що зумовлено співвідношенням компонентів у дуттьовій газовій суміші. Важливо зазначити, що розміри активних зон та їх ефективність значною мірою залежать від параметрів взаємодії кисню (O_2) у дутті, складу газів вугілля та тиску в реакційному каналі газогенератора. Залежності зміни максимальної ширини підземного газогенератора ($b_{\max}$) і довжини вогневого вибою від потужності вугільного пласта (m) наведено на рис. 5 і рис. 6.

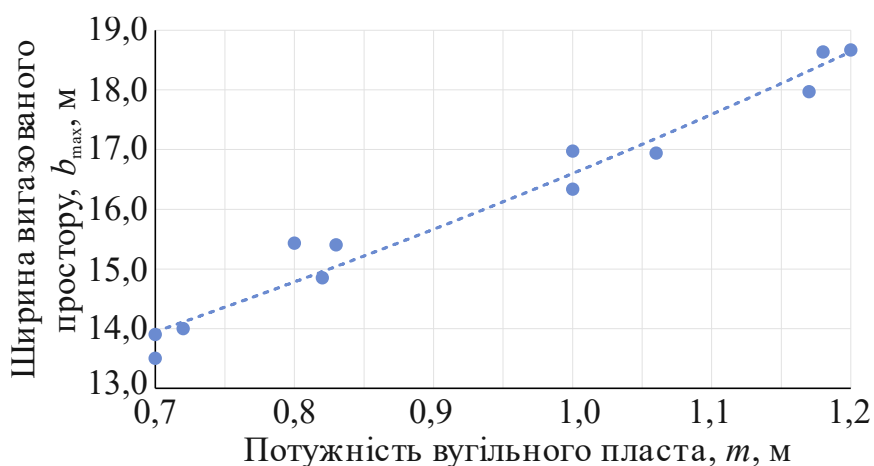


Рис. 5. Залежність зміни максимальної ширини підземного газогенератора від потужності вугільного пласта

Аналіз наведених даних рис. 5 характеризує зміну максимальної ширини підземного газогенератора, що описується експоненціальною залежністю виду:

$$b_{\max}(m) = 9,3 \cdot \exp(0,58m), \text{ м.} \quad (1)$$

Аналіз наведених даних рис. 6 характеризує зміну величини розширення довжини вогневого вибою, що описується логарифмічною залежністю:

$$l_{\text{в.в.}}(m) = 7,61 \ln(m) + 36,24, \text{ м.} \quad (2)$$

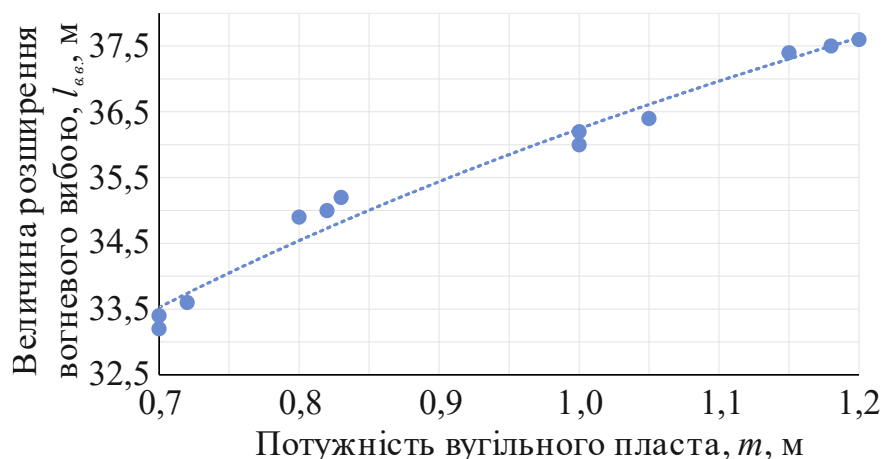


Рис. 6. Залежність зміни величини розширення довжини вогневого вибою від потужності вугільного пласта

Обґрунтування вищезазначених параметрів дає змогу спрогнозувати обсяги вугілля, що буде піддане процесу газифікації, а також оцінити втрати, пов'язані з експлуатацією, тобто обсяги вугілля, які не будуть залучені до процесу його термохімічної конверсії. Наприклад, за потужності вугільного пласта у 0,7 м площа вигазованого простору вугілля становить 331 м², що у кількісних параметрах відповідає 231,7 кг. Слід зазначити, що до експлуатаційних втрат при підземній газифікації вугілля належать втрати в ціликах між підземними газогенераторами, а також втрати в межах самого газогенератора. Останні залежать переважно від геометричних параметрів його формування і визначаються за таким алгоритмом:

– визначаємо обсяг вугілля за максимальними значеннями ширини ($b_{\max}$) підземного газогенератора та величини розширення довжини вогневого вибою ($l_{\text{в.в.}}$) від потужності вугільного пласта (m) з урахуванням залежностей (1) і (2):

$$Q_{b.l.} = ((9,3 \cdot \exp(0,58m) \cdot (7,61 \ln(m) + 36,24))m\gamma, \text{ т,} \quad (3)$$

де γ – щільність вугілля, т/м³.

– визначаємо обсяг вугілля, який буде газифіковано в межах одного газогенератора:

$$Q = Sm\gamma, \text{ т.} \quad (4)$$

Параметр S – площа вигазованого простору для газифікації пластів потужністю від 0,7 до 1,2 м встановлювалась на основі розкриття змодельованих підземних газогенераторів та аналізу формування геометричних параметрів вигазованого

простору, використовуючи метод трапецій. Це дало змогу отримати залежність зміни площі вигазованого простору від потужності вугільного пласта (рис. 7).

Згідно з даними, наведеними на рис. 6, параметр S описується експоненціальною залежністю:

$$S(m) = 196,46 \ln(m) + 381,48, \text{ м}^2. \quad (5)$$

Підставивши формулу (5) у (4) остання набуває виду:

$$Q = (196,46 \ln(m) + 381,48) m \gamma, \text{ т.}$$

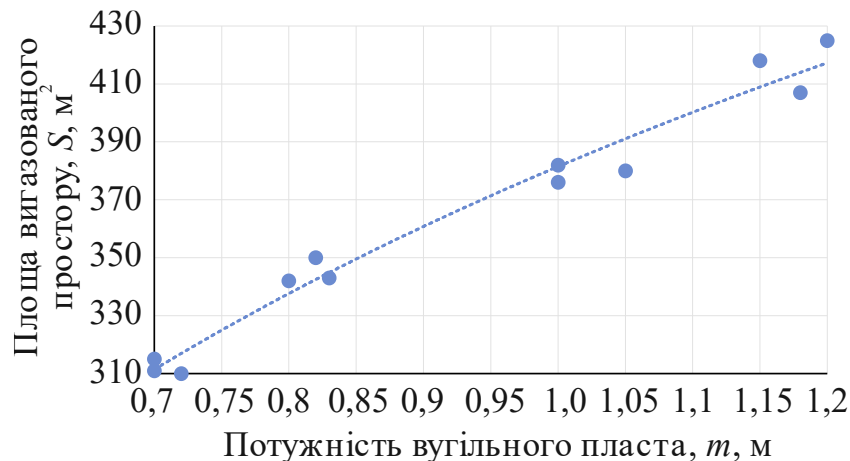


Рис. 7. Залежності зміни площі вигазованого простору від потужності вугільного пласта

За результатами проведених досліджень встановлено, що значна частина втрат вугілля припадає на межі самого підземного газогенератора. При газифікації вугілля за технологічними схемами, наведеними на рис. 8 і рис. 9, експлуатаційні втрати охоплюють втрати в ціликах між підземними газогенераторами ($Z_{ц.}$) та втрати в межах самого підземного газогенератора ($Z_c = Q_{b.l.} - Q$) і визначаються за формулою:

$$Z = Q_{b.l.} - Q + Z_{ц.}, \text{ т.}$$

Отже, отримане рівняння дає змогу кількісно оцінити втрати вугілля при його газифікації за різних варіантів просторового розміщення газогенераторів, що є основою для оптимізації схеми розробки шахтного поля.

За результатами проведених аналітичних досліджень встановлено, що основна частина експлуатаційних втрат вугілля припадає на межі самого підземного газогенератора і відповідно для пластів потужністю від 0,7 до 1,2 м змінюється від 124,62 до 406,46 тис. кг. За умови прийняття захисних ціликів між суміжними підземними газогенераторами шириною $b_{\max} = 3,75$ м [14], за параметрів частини шахтного поля (за простяганням $S = 70,5$ м, за падінням $H = 41,1$ м, $m = 0,7$ м, $\gamma = 1,4$ т/м³), сумарні експлуатаційні втрати вугілля в межах цих ціликів становлять 1025,33 тис. т. Такий рівень втрат обумовлений тим, що вугілля в межах ціликів залишається невигазованим з міркувань безпеки, підтримання стійкості порід покрівлі та запобігання прориву газу в суміжні виробки.

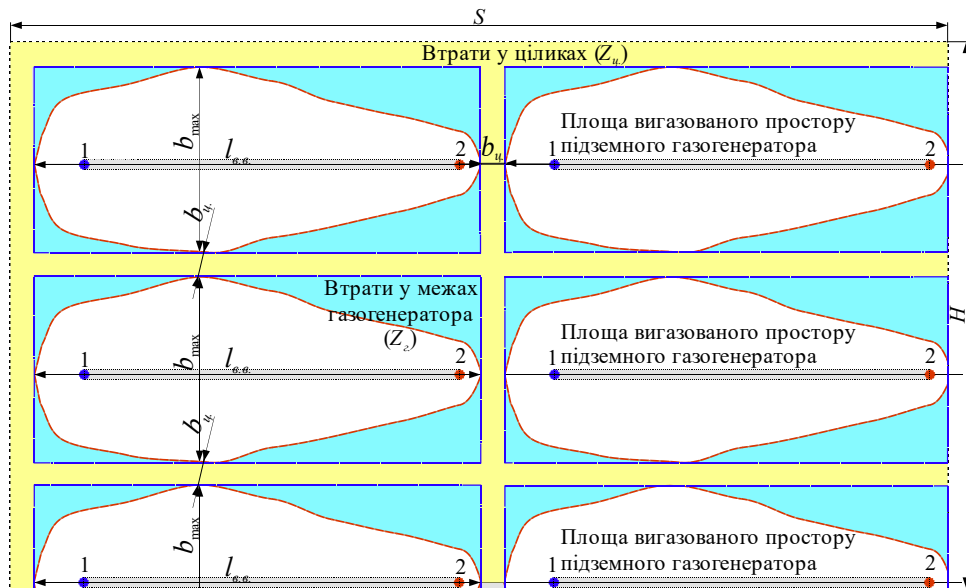


Рис. 8. Система розробки вугільного пласта з паралельним розташуванням підземних газогенераторів:
1 – дуттьова свердловина, 2 – газовідвідна свердловина

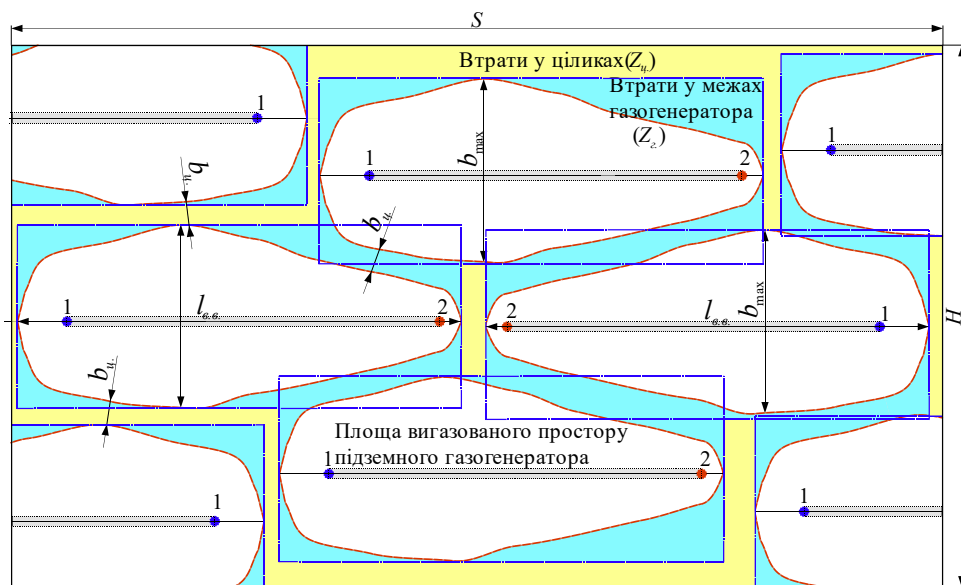


Рис. 9. Система розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів
1 – дуттьова свердловина, 2 – газовідвідна свердловина

Аналіз системи розробки, наведеної на рис. 8, вказує, що за такого розташування підземних газогенераторів загальні експлуатаційні втрати відповідно при потужності вугільного пласта у 0,7 м становлять 1570,21 тис. т. Водночас при веденні процесу газифікації вугілля за схемою, наведеною на рис. 9, показник даних втрат зменшується відповідно на 48,5% і становить 896,05 тис. т.

Висновки. В умовах зростаючого дефіциту легкодоступних енергетичних ресурсів і необхідності ефективного відпрацювання залишених вугільних запасів, технологія підземної газифікації вугілля виступає як перспективний і екологічно

обґрунтований напрям розвитку паливно-енергетичного комплексу. Проведені дослідження підтверджують доцільність її впровадження, особливо в регіонах з ускладненими гірничо-геологічними умовами або на ділянках, де механізований видобуток є економічно неефективним.

Дослідження процесу газифікації вугілля в лабораторних умовах дали змогу встановити параметри зміни вигазованого простору підземного газогенератора при газифікації тонких вугільних пластів з адаптацією до натурних умов. Авторами роботи запропоновано алгоритм визначення експлуатаційних втрат вугілля, що відкриває нові можливості для точного планування розміщення підземних газогенераторів. Запропонована система розробки з урахуванням зональності втрат дає змогу суттєво підвищити ефективність використання вугільних ресурсів шахтного поля.

Таким чином, впровадження технології підземної газифікації вугілля з раціональним просторовим проектуванням газогенераторів є актуальним і стратегічно важливим кроком на шляху до сталого енергетичного розвитку.

Вдячність. Представлені результати отримано в рамках виконання науково-дослідної роботи ГП-512 «Когазифікація вуглецевмісної сировини при вигазовуванні надтонких вугільних пластів з орієнтацією на отримання водню» (№держреєстрації 0123U100985).

Перелік посилань

1. Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). Best Practices in Underground Coal Gasification. *Office of Scientific and Technical Information (OSTI)*. <https://doi.org/10.2172/1580018>
2. Saik, P., Petlovanyi, M., Lozynskyi, V., Sai, K., & Merzlikin, A. (2018). Innovative Approach to the Integrated Use of Energy Resources of Underground Coal Gasification. *Solid State Phenomena*, 277, 221–231. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.277.221>
3. Kačur, J., Laciak, M., Durdán, M., & Flegner, P. (2023). Investigation of Underground Coal Gasification in Laboratory Conditions: A Review of Recent Research. *Energies*, 16(17), 6250. <https://doi.org/10.3390/en16176250>
4. Perkins, G. (2018). Underground coal gasification – Part I: Field demonstrations and process performance. *Progress in Energy and Combustion Science*, 67, 158–187. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.02.004>
5. Falshtynskyi, V., Saik, P., Lozynskyi, V., Dychkovskyi, R., & Petlovanyi, M. (2018). Innovative aspects of underground coal gasification technology in mine conditions. *Mining of Mineral Deposits*, 12(2), 68–75. <https://doi.org/10.15407/mining12.02.068>
6. Xin, L., Wang, Z., Wang, G., Nie, W., Zhou, G., Cheng, W., & Xie, J. (2017). Technological aspects for underground coal gasification in steeply inclined thin coal seams at Zhongliangshan coal mine in China. *Fuel*, 191, 486–494. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.102>
7. Pivnyak, G., Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Saik, P., Lozynskyi, V., Cabana, E., & Koshka, O. (2020). Conditions of Suitability of Coal Seams for Underground Coal Gasification. *Key Engineering Materials*, 844, 38–48. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/kem.844.38>
8. Дичковський, Р.О. (2013). *Наукові засади синтезу технологій видобування вугілля із тонких та надтонких пластів у слабометаморфізованих породах*. Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет, 262 с.
9. Marciniak-Kowalska, J., Niedoba, T., Surowiak, A., & Tumidajski, T. (2014). Multi-Criteria Evaluation of Coal Properties in Terms of Gasification. *Archives of Mining Sciences*, 59(3), 677–690. <https://doi.org/10.2478/amsc-2014-0047>

10. Соцков, В.О., Загриценко, А.М., & Деревягіна, Н.І. (2019). Обґрунтування гірничо-геологічних параметрів застосування ресурсозберігаючої технології селективної відробки вугільних пластів для Західного Донбасу. *Вчені записки Таврійського національного університету імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки*, 30(69), 17–23. https://tech.vernadskyjournals.in.ua/journals/2019/6_2019/part_2/6-2_2019.pdf
11. Саїк, П.Б., & Янкін, Д.В. (2024). Формування методики досліджень водневоорієнтованої технології підземної газифікації вугілля. *Науковий вісник ДонНТУ*, 1(12), 129–138. <https://doi.org/10.31474/2415-7902-2024-1-12-129-138>
12. Hamanaka, A., Su, F., Itakura, K., Takahashi, K., Kodama, J., & Deguchi, G. (2017). Effect of Injection Flow Rate on Product Gas Quality in Underground Coal Gasification (UCG) Based on Laboratory Scale Experiment: Development of Co-Axial UCG System. *Energies*, 10(2), 238. <https://doi.org/10.3390/en10020238>
13. Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г., Фальштинський, В.С., Демидов, М.С., & Ганушевич, К.А. (2019). Дослідження матеріально-теплових показників процесу газифікації вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (57), 32–44. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/57.032>
14. Sakhno, I., Sakhno, S., & Vovna, O. (2025). Surface Subsidence Response to Safety Pillar Width Between Reactor Cavities in the Underground Gasification of Thin Coal Seams. *Sustainability*, 17(6), 2533. <https://doi.org/10.3390/su17062533>

ABSTRACT

Purpose. To substantiate the spatial layout parameters of underground gasifiers, considering the operational losses of coal within the mine field.

Methods. The underground coal gasification process was studied under laboratory conditions through physical modeling of a coal seam using a specialized stand-based setup. This approach enables reproducing key elements and parameters of the gasification process in a controlled environment. The setup simulates the characteristics of coal seam occurrence, within which operational boreholes are formed – one for supplying the blast mixture (air, oxygen, or steam) and another for extracting the producer gas.

Results. The study examined the formation parameters of the gasified cavity of the underground gasifier at the late stage of mining during coal gasification via vertical boreholes. Quantitative indicators of coal conversion were established for the gasification of thin coal seams. A comparative analysis of operational coal losses within the mine field was conducted for two development systems: one with the parallel placement of underground gasifiers and another involving zonal distribution of losses within the gasifiers.

Originality. It has been established that the maximum width of the underground gasifier (13.9–15.4 m) and the length of the combustion front (33.6–37.3 m) at the final stage of gasification directly depend on the thickness of the coal seam (0.7–1.2 m). It was revealed that the gasifier width follows an exponential growth pattern while the combustion front length changes according to a logarithmic relationship. These dependencies are essential for predicting the dynamics of gasified cavity development in underground gasifiers and determining optimal locations for operational boreholes.

Practical implication. A coal seam development system that includes zonal distribution of losses within underground gasifiers' boundaries is proposed based on the cavity formation parameters at the late mining stage. An algorithm is also proposed to estimate operational coal losses during underground gasification.

Keywords: coal gasification, underground gasifier, gasified cavity, borehole, operational losses, development system.