

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЯНКІН ДМИТРО ВАЛЕНТИНОВИЧ

УДК 622.273:622.278+662.66

ДИСЕРТАЦІЯ
ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ВОДНЕВООРІЄНТОВАНОЇ
ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ

184 – «Гірництво»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ Д.В. Янкін

Науковий керівник
доктор технічних наук, доцент
Саїк Павло Богданович

Дніпро – 2025

ЗМІСТ

ВСТУП	14
Розділ 1 СТАН ПИТАННЯ, МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ	20
1.1 Аналіз світового та вітчизняного досвіду розвитку водневих технологій	20
1.2 Передумови впровадження водневоорієнтованої технології газифікації вугілля	32
1.3 Аналіз технологічних рішень щодо ведення процесу газифікації з орієнтацією на отримання водню	36
1.4 Гірничо-геологічні умови реалізації водневоорієнтованої технології газифікації вугілля Західного Донбасу	43
1.5 Методика проведення досліджень	46
1.6 Висновки за розділом	48
Список використаних джерел до розділу 1	49
Розділ 2 ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВОДНЕВООРІЄНТОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ	58
2.1 Формування основних припущень при дослідженні водневоорієнтованої технології газифікації вугілля	58
2.2 Характеристика лабораторної бази для досліджень процесу газифікації вугілля	59
2.3 Задання та моделювання еквівалентних умов вологості вугільного пласта	64
2.4 Методика дослідження процесу підземної газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню	66
2.5 Комп'ютерне моделювання руху дуттьових сумішей по керованому трубопроводі	70
2.6 Висновки за розділом	78
Список використаних джерел до розділу 2	79

Розділ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВОДНЕВООРІЄНТОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ	83
3.1 Теоретичні аспекти технології газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню	83
3.2 Обґрунтування раціональних параметрів формування виغازованого простору підземного газогенератора	88
3.3 Встановлення оптимальних показників подачі дуттьових сумішей	101
3.4 Керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню	112
3.5 Висновки за розділом	116
Список використаних джерел до розділу 3	118
Розділ 4 ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З ОРІЄНТАЦІЄЮ НА ОТРИМАННЯ ВОДНЮ	121
4.1 Обґрунтування технологічних параметрів подачі дуттьових сумішей	121
4.2 Адаптація технології підземної газифікації вугілля на збалансоване отримання водневої сировини	131
4.3 Обґрунтування способу інтенсифікації гірничих робіт при підземній газифікації вугілля	140
4.4 Економічна ефективність запропонованих технологічних рішень	143
4.5 Висновки за розділом	148
Список використаних джерел до розділу 4	149
ВИСНОВКИ	152
Додаток А. Результати дослідження матеріально-теплого балансу процесу газифікації вугілля пластів c_{11} , c_{10}^6 , c_9 і c_5 шахти ім. Героїв Космосу	155

Додаток Б. Методика визначення параметрів формування порожнини вигазованого простору підземного газогенератора.....	161
Додаток В. Рекомендації щодо керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацією процесу на підвищення концентрації водню у генераторному газі	164

АНОТАЦІЯ

Янкін Д.В. Обґрунтування параметрів водневоорієнтованої технології газифікації вугілля Західного Донбасу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю 184 «Гірництво», – Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Міністерство освіти і науки України, Дніпро, 2025.

Представлена дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій вирішено актуальну для вуглевидобувної галузі науково-технічну задачу з обґрунтування параметрів водневоорієнтованої технології підземної газифікації вугілля на основі встановлення нових закономірностей, що характеризують режими роботи підземних газогенераторів та раціональне їхнє розташування в межах шахтного поля за умови забезпечення максимальних концентрацій водню в генераторному газі.

На основі проведеного аналізу світового та вітчизняного досвіду розвитку водневих технологій, передумов впровадження підземної газифікації вугілля, сучасних технічних рішень щодо організації процесу газифікації з орієнтацією на отримання водню, а також гірничо-геологічних умов Західного Донбасу, обґрунтовано доцільність впровадження водневоорієнтованої технології підземної газифікації вугілля як перспективного напрямку ефективного використання енергетичних ресурсів регіону.

Обґрунтовано методику дослідження параметрів технології підземної газифікації вугілля в лабораторних умовах, яка передбачає поетапне відтворення основних факторів, що визначають перебіг термохімічних реакцій у зоні підземного газогенератора. Для дослідження процесів водневоорієнтованої технології розроблено лабораторну установку, що дає змогу моделювати умови газифікації вугілля при заданні вологості вугільного пласта, його потужності, складу дуттьової суміші, для прогнозування тривалості виходу підземного газогенератора в стійкий режим газифікації,

параметрів формування вигазованого простору і концентрації водню в генераторному газі.

Для виконання обчислювального експерименту з дослідження аеродинамічних характеристик подачі дуттьової суміші розроблено методику, що базується на чисельному моделюванні з використанням програмного комплексу SolidWorks Flow Simulation.

Встановлено закономірності формування вигазованого простору в підземному газогенераторі залежно від потужності вугільного пласта, які описують зміну максимальної ширини вигазованого простору ($b_{\max}$) і довжини вогневого вибою (l), що дає змогу прогнозувати втрати вугілля в приконтурних зонах, які значно зростають зі збільшенням потужності пласта. Найоптимальнішим з погляду співвідношення «вигазоване вугілля/втрати вугілля» є інтервал потужності пласта 1,0 – 1,05 м., що забезпечує найкращий баланс між продуктивністю та ефективністю застосування технології газифікації.

Встановлено ефективний час роботи підземного газогенератора, що описується експоненціальною залежністю і характеризується закономірностями формування вигазованого простору залежно від потужності вугільного пласта.

У ході експериментальних та розрахункових досліджень встановлено, що природна вологість вугілля є критичним фактором, який суттєво впливає на тепловий баланс, динаміку реакцій та загальну ефективність процесу підземної газифікації. Підвищення вологості вугільного пласта призводить до зростання часу виходу генератора в режим стійкої газифікації, що пов'язано з витратами енергії на випаровування води та зниженням температури реакційної зони.

Отримано узагальнені регресійні залежності часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації від вмісту води у вугіллі та потужності вугільного пласта. Експериментальними дослідженнями Лабораторними встановлено показники підвищення концентрації H_2 від вологості вугілля при подачі повітряного дуття. Встановлено взаємозв'язок між параметрами подачі

дуттьової суміші та виходом генераторного газу, який за оптимальних умов характеризується максимальною концентрацією H_2 до 35 %.

У результаті проведених досліджень були встановлені залежності зміни швидкості руху дуттьових потоків залежно від геометричних та конструктивних параметрів перфорованих насадок, установлених на кінцевій частині керованих трубопроводів. Це дало змогу обґрунтувати раціональні конструкції насадок гнучких керованих трубопроводів.

Запропоновано систему розробки вугільних пластів з урахуванням зональності втрат вугілля в межах підземних газогенераторів, що дає змогу підвищити ефективність відпрацювання запасів вугілля в межах ділянки шахтного поля.

У результаті проведених досліджень встановлено, що за системи розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів показники виходу генераторного газу підвищуються на 24% порівняно з системою розробки вугільного пласта за паралельного їх розташування. Це призводить до збільшення доходу від реалізації генераторного газу в середньому на 3539,27 – 7924,00 тис. грн на площу шахтного поля у 2827 м².

Ключові слова: підземна газифікація вугілля, водень, вогневий вибій, вугільний пласт, вигазований простір, шахтне поле.

**Наукові праці, у яких опубліковані основні
наукові результати дисертації:**

*Статті у журналах, що індексуються
наукометричними базами даних Scopus та/або Web of Science:*

1. Saik, P., Lozynskyi, V., **Yankin, D.**, Lysyy, N., & Cherniaiev, O. (2025). Substantiation into the efficiency of the coal gasification process with a focus on hydrogen production. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3), 85-92. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2025-3/085>

Здобувачем встановлено залежності зміни геометричних параметрів виготовленого простору підземного газогенератора від потужності вугільного пласта на основі лабораторних досліджень, що стало підґрунтям для обґрунтованого визначення обсягів вугілля, яке було газифіковано у межах газогенератора.

2. Pavlo, S., & **Yankin, D.** (2025). Substantiation of production technology parameters for hydrogen as a non-traditional mineral raw material. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1481(1), 012017. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1481/1/012017>

Здобувачем досліджено параметри виходу горючих і баластних компонентів газу в процесі термохімічної деструкції вугілля в умовах режимів пропалювання реакційного каналу та основної стадії газифікації, що дозволило оцінити ефективність кожного етапу на склад генераторного газу.

*Статті у наукових фахових виданнях, включених
до переліку наукових фахових видань України:*

1. Саїк, П.Б., & **Янкін, Д.В.** (2025). До питання раціонального планування гірничих робіт при підземній газифікації вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (80), 81-92. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/80.081>

Здобувачем встановлено раціональні параметри підготовки підземних газогенераторів у межах ділянки шахтного поля з урахуванням експлуатаційних втрат вугілля у приконтурних зонах, що дозволяє підвищити ефективність технології та забезпечити більш повне відпрацювання запасів вугілля.

2. 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>

Здобувач взяв участь у розробці методики дослідження процесів підземної газифікації вугілля, яка дозволяє адаптувати режими проведення лабораторних експериментів до параметрів вугільного пласта та типу.

3. Саїк, П.Б., & **Янкін, Д.В.** (2023). Аналіз технологій отримання водню та перспективи розвитку в Україні. *Збірник наукових праць НГУ*, (73), 56-67. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/73.056>

Здобувачем проведено аналіз сучасних технологій отримання водню з урахуванням їхніх технологічних особливостей та ефективності. Особливу увагу зосереджено на перспективних напрямках розвитку водневої енергетики, зокрема на підземній газифікації вугілля як одному з потенційно найефективніших способів виробництва водню з вугілля.

Тези доповідей у матеріалах всеукраїнських та міжнародних конференцій

1. **Янкін, Д.В.** (2025). Параметризація керованого трубопроводу при підземній газифікації вугілля. У *Матеріалах XV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»* (с. 325-327). Дніпро, Україна. Режим доступу: https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/naukova-vesna-2025/Scientific_Spring_2025.pdf

Здобувачем запропоновано методику визначення оптимальної довжини керованого трубопроводу, через який цілеспрямовано подається дуттьова суміш для активізації окиснювальних реакцій у зоні підземного газогенератора.

2. **Янкін, Д.В., & Бабій, Ю.В.** (2024). До питання отримання водню при підземній газифікації вугілля. У *Матеріалах XVII міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 85-86). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme17.085>

Здобувачем розглянуто перспективи виробництва водню в Україні шляхом підземної газифікації вугілля як одного з найбільш доцільних напрямів енергетичного його використання.

3. **Янкін, Д.В.** (2024). Синтез-газ – продукт водневоорієнтованої технології газифікації вугілля. У *Матеріалах XIV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна» 2024* (с. 248-249). Дніпро, Україна. Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/166926>

Здобувачем проаналізовано технологічні аспекти отримання синтез-газу з високим вмістом водню, зокрема впливу складу дуттьової суміші та режимів її подачі.

4. **Янкін, Д., & Демидов М.** (2023). Орієнтація технології підземної газифікації вугілля на отримання водню. У *Матеріалах XVI міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 63-64). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme16.063>

Здобувачем проаналізовано концепцію орієнтації технології підземної газифікації вугілля на отримання водню.

5. **Янкін, Д.В.** (2022). Аналіз застосування технологій отримання водню. У *матеріалах XII Всеукраїнської науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна» 2022* (с. 91-93). Дніпро, Україна. Режим доступу: <https://ir.nmu.org.ua/server/api/core/bitstreams/72640b4d-e65a-4089-8072-db88e5059cf3/content>

Здобувачем розглянуто умови впровадження технологій одержання водню на основі підземної газифікації вугілля як ефективного способу підвищення рівня використання запасів вугілля із урахуванням потреб сталого розвитку гірничодобувних регіонів.

6. Saik, P., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., & **Yankin, D.** (2022). To the question of research into the rock mass stress-strain state around the underground gas generator. In *XXII International Scientific and Practical Conference “Multidisciplinary academic research, innovation and results”* (pp. 682-685). Prague, Czech Republic. <https://doi.org/10.46299/ISG.2022.1.22>

Здобувачем проведено аналіз можливостей застосування комп'ютерного моделювання для дослідження геомеханічних процесів, що виникають у гірському масиві навколо підземного газогенератора.

ABSTRACT

Yankin D.V. Substantiation of parameters of hydrogen-oriented coal gasification technology in Western Donbas. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation submitted for the degree of Doctor of Philosophy in the specialty 184 – “Mining”, Dnipro University of Technology, Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro, 2025.

The presented dissertation is a completed scientific-research work that solves the scientific-technical task, relevant for the coal mining industry, to substantiate the parameters of hydrogen-oriented underground coal gasification technology based on the identification of new patterns characterizing the operating modes of underground gasifiers and their rational location within the mine field, provided that the maximum hydrogen concentrations in the producer gas are ensured.

Based on the conducted analysis of global and domestic experience in the development of hydrogen technologies, prerequisites for the implementation of underground coal gasification, modern technical solutions for organizing the gasification process with an orientation to obtaining hydrogen, as well as mining-geological conditions of Western Donbas, the expediency of implementing hydrogen-oriented technology for underground coal gasification as a promising direction for the effective use of energy resources in the region has been substantiated.

A methodology for studying the parameters of underground coal gasification technology in laboratory conditions has been substantiated, which provides for a phased reproduction of the main factors that determine the course of thermochemical reactions in the zone of an underground gasifier. To study the processes of hydrogen-oriented technology, a laboratory setup has been developed that allows modeling the coal gasification conditions at a given coal seam moisture content, its thickness, and composition of the blast mixture, to predict the duration of the underground gasifier entry into a stable gasification mode, the parameters of the formation of the outgassed space and the hydrogen concentration in the producer gas.

To perform a computational experiment on the study of aerodynamic characteristics of the blast mixture supply, a methodology has been developed based on numerical modeling using the SolidWorks Flow Simulation software package.

The patterns of the outgassed space formation in an underground gasifier depending on the coal seam thickness have been revealed, which describe the change in the maximum width of the outgassed space ($b_{\max}$) and the combustion face length (l), providing an opportunity to predict coal losses in the near-contour zones, which increase significantly with the increase in the seam thickness. The most optimal ratio in terms of “gasified coal/coal loss” is the seam thickness interval of 1.0 – 1.05 m, which provides the best balance between productivity and efficiency of gasification technology application.

The effective operating time of an underground gasifier has been determined, which is described by an exponential dependence and is characterized by the patterns of outgassed space formation depending on the coal seam thickness.

In the course of experimental and computational studies, it has been found that the natural moisture content of coal is a critical factor that significantly affects the heat balance, reaction dynamics and overall efficiency of the underground gasification process. Increasing the moisture content of the coal seam leads to an increase in the time for the gasifier to enter the steady-state gasification mode, which is associated with energy consumption for moisture evaporation and a decrease in the temperature of the reaction zone.

Generalized regression dependences of the time of underground gasifier entering the gasification mode on the moisture content of coal and on the coal seam thickness have been obtained. Experimental studies in laboratory conditions have determined the indicators of an increase in H_2 concentration depending on coal moisture content when air blast is supplied. The relationship between the parameters of the blast mixture supply and the producer gas yield, which under optimal conditions is characterized by a maximum H_2 concentration of up to 35 %, has been revealed.

As a result of the conducted research, the dependences of the change in movement velocity of blast flows, depending on the geometric and structural

parameters of the perforated nozzles installed at the end part of the controlled pipelines, have been determined. This made it possible to substantiate the rational design of flexible controlled pipeline nozzles.

A system for mining of coal seams is proposed, taking into account the zonation of coal losses within underground gasifiers, which makes it possible to increase the efficiency of mining coal reserves within the minefield area.

As a result of the conducted research, it has been found that the system of coal seam mining with the formation of loss zonation within underground gasifiers increases the producer gas yield by 24% compared to the system of coal seam mining with their parallel location. This leads to an increase in revenue from the sale of producer gas by an average of 3539.27 – 7924.00 thousand hryvnias per minefield area of 2827 m².

Keywords: underground coal gasification, hydrogen, combustion face, coal seam, outgassed space, minefield.

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних умовах розвитку енергетики основним викликом є необхідність переходу до низьковуглецевих і відновлюваних джерел енергії, які здатні забезпечити стабільне постачання енергоносіїв в умовах зниження викидів парникових газів. Сьогодні водень розглядають як перспективний енергетичний носій майбутнього, що дає змогу розв'язати низку екологічних, економічних і технічних проблем, пов'язаних із використанням традиційних вуглеводневих ресурсів. Тому постійно зростає зацікавленість у розробці ефективних технологій отримання водню, зокрема шляхом підземної газифікації вугілля.

Західний Донбас є одним з ключових вугільних басейнів України, який характеризується значними покладами вугілля, частина з яких є технічно або економічно недоцільними для традиційного видобутку. При цьому значна частина запасів вугілля зосереджена на вже відпрацьованих ділянках шахтного поля або в межах геологічних порушень. У зв'язку з цим, впровадження підземної газифікації вугілля як технології його видобутку набуває особливої актуальності. Однак традиційні технології підземної газифікації орієнтовані переважно на відпрацювання запасів вугілля, що залягає на значних площах. При тому отриманий газ відноситься до низькокалорійного.

Отже, в контексті розвитку технологій підземної газифікації вугілля, актуальним науково-практичним завданням є обґрунтування параметрів водневоорієнтованої технології підземної газифікації вугілля в умовах шахт Західного Донбасу задля раціонального ведення гірничих робіт при підготовці підземних газогенераторів з підвищенням енергетичних характеристик генераторного газу за рахунок зростання концентрації водню, який має широкий спектр застосувань: від виробництва електроенергії до транспорту та хімічної промисловості.

Отримані результати можуть бути використані для промислових проєктів з підземної газифікації з акцентом на отримання водню, що відкриває нові перспективи для гірничодобувної галузі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційну роботу виконано відповідно до плану держбюджетної науково-дослідної роботи Міністерства освіти і науки України на період 2023 – 2025 рр.: «Когазифікація вуглецевмісної сировини при вигазовуванні надтонких вугільних пластів з орієнтацією на отримання водню» (№ держреєстрації 0123U101757, 2023 – 2025 рр.). Дисертаційна робота відповідає Державній цільовій програмі справедливої трансформації вугільних регіонів України до 2030 року.

Мета дослідження полягає в обґрунтуванні раціональних параметрів технології підземної газифікації вугілля на основі встановлених закономірностей зміни геометрії підземних газогенераторів і режимів їхньої роботи з орієнтацією на отримання водню.

Для реалізації поставленої мети сформульовані та вирішені такі основні завдання дослідження:

- проаналізовано передумови щодо впровадження технології газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню;
- встановлено взаємозв'язок між параметрами формування вигазованого простору підземного газогенератора та потужністю вугільного пласта;
- встановлено залежності часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації від вмісту вологи у вугіллі та потужності вугільного пласта;
- виявлено закономірності зміни концентрації водню в генераторному газі залежно від типу подачі дуттьової суміші;
- обґрунтовано раціональні параметри технології водневоорієнтованої газифікації вугілля Західного Донбасу та встановлення її економічної доцільності.

Ідея роботи полягає у врахуванні закономірностей параметрів роботи підземного газогенератора від параметрів вугільного пласта і типу дуттьової суміші для вибору раціональних параметрів технології газифікації вугілля з орієнтацією на максимальні концентрації водню в генераторному газі.

Об'єкт дослідження – процес свердловинної підземної газифікації вугілля при взаємодії вогневого вибою підземного газогенератора з дуттьовими сумішами.

Предмет дослідження – параметри технології газифікації вугілля з тонких пластів з орієнтацією на отримання водню.

Методи досліджень. Для вирішення поставлених завдань у роботі використано комплексний метод досліджень, що охоплював: аналіз світового та вітчизняного досвіду в області отримання водневої сировини методами термохімічного перетворення вуглецевмісного твердого палива; лабораторні дослідження процесу підземної газифікації вугілля для встановлення параметрів формування загазованого простору газогенератора, кількісної оцінки втрат вугілля в приконтурних зонах газогенератора; аналітичні й лабораторні дослідження щодо визначення параметрів подачі дуттьових сумішей з орієнтацією на отримання водню.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Встановлено залежності зміни ширини ($b_{\max}$) та довжини ($l_{в.в.}$) підземного газогенератора від потужності вугільного пласта (m), що описуються експоненціальною та логарифмічною функціями відповідно, і які відрізняються, від відомих параметрів формування вигазованого простору, системою розробки вугільного пласта. Врахування цих залежностей дає змогу спрогнозувати обсяг запасів вугілля, який буде газифіковано в межах ділянки шахтного поля.

2. Встановлено експоненційну залежність зміни тривалості роботи підземного газогенератора (t) від потужності вугільного пласта (m) у межах 0,7 – 1,2 м, згідно з якою час газифікації змінюється від 24,8 до 55,2 доби. Це забезпечує можливість раціонального планування підготовчих робіт, зокрема оптимального розміщення вертикальних експлуатаційних свердловин та своєчасного виконання збійки між ними.

3. Встановлено логарифмічні залежності часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації (t_z) від вологості вугілля ($W= 1,8 - 12,9 \%$)

та потужності вугільного пласта (m), за яких початок процесу газифікації змінюється від 1,44 до 7,81 доби. Це дає змогу прогнозувати параметри роботи підземного газогенератора, спрямованого на ефективну його роботу.

4. Встановлено взаємозв'язок між параметрами подачі дуттьової суміші та виходом генераторного газу, який за оптимальних умов характеризується максимальною концентрацією H_2 до 35 %. Це сприяє покращенню енергетичних показників процесу газифікації, забезпечуючи підвищення теплоти згоряння генераторного газу до 11,9 МДж/м³.

5. Встановлено залежності змінної швидкості пароповітряного дуттьового потоку, який поширюється на відстань до 9,8 м вздовж окислювальної зони вогневого вибою, залежно від конструктивних особливостей перфорованої насадки гнучкого керованого трубопроводу. Це дає змогу ефективно регулювати подачу дуття для підтримання стабільності термохімічних реакцій у зоні газифікації та підвищення концентрації H_2 .

Наукове значення роботи полягає у розвитку уявлень про механізм формування вигазованого простору підземного газогенератора і встановленні закономірностей подачі дуттьових сумішей, що в сукупності обґрунтовує раціональні параметри водневоорієнтованої технології газифікації вугілля.

Обґрунтованість і достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій забезпечується коректною постановкою та розв'язанням завдань з використанням апробованих методів аналітичних і лабораторних досліджень процесу підземної газифікації вугілля, застосуванням основних положень теорії теплообміну порід, математичної статистики, достатнім обсягом виконаних досліджень і високою відповідністю результатів проведених досліджень (збіжність отриманих результатів складає 77 – 95%).

Практичне значення отриманих результатів:

1. Встановлено раціональні параметри технології підземної газифікації вугілля для гірничо-геологічних умов залягання пластів в умовах родовищ Західного Донбасу.

2. Розроблено методику визначення параметрів формування порожнин

вигазованого простору підземного газогенератора.

3. Розроблено рекомендації щодо керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацією на підвищення виходу водню в умовах шахти ім. Героїв Космосу для ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля».

Результати дисертаційної роботи впроваджені у вигляді: розробки «Методики визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору підземного газогенератора» та «Рекомендації щодо керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацією процесу на підвищення концентрації водню у генераторному газі», впровадженні у навчальну програму підготовки магістрів за дисципліною «Моделювання геомеханічних систем у задачах підземного видобутку корисних копалин» у НТУ «Дніпровська політехніка».

Особистий внесок здобувача. Автор самостійно сформульовано мету, ідею та завдання дослідження, наукові положення, новизну та практичне значення роботи, висновки та рекомендації щодо їх практичної реалізації, встановлено залежності зміни геометричних параметрів підземного газогенератора й показники виходу концентрації водню в генераторному газі від типу подачі дуттьової суміші та режимів роботи газогенератора, визначено обсяги запасів вугілля, що залишаються в приконтурних втратах підземного газогенератора. На базі аналізу лабораторних досліджень розроблено методику моделювання процесів газифікації вугілля та її взаємозв'язок з аналітичними дослідженнями для умов залягання запасів вугілля Західного Донбасу. Автор безпосередньо брав участь у проведенні лабораторних досліджень і розробці «Методики визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору підземного газогенератора» та «Рекомендації щодо керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацією на підвищення виходу водню в умовах шахти ім. Героїв Космосу». Текст дисертації викладено автором особисто.

Апробація результатів дисертації. Основні наукові результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на міжнародних та

вітчизняних науково-технічних конференціях: Українська школа гірничої інженерії (Східниця, 2023, 2024), Наукова весна (Дніпро, 2022, 2024, 2025).

Публікації. За результатами виконаних досліджень опубліковано 11 наукових праць, у тому числі 2 статті у виданнях, що індексовані у наукометричних базах даних Scopus, 3 статті у фахових наукових виданнях з переліку МОН України, 6 публікацій у матеріалах міжнародних та вітчизняних конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел зі 135 найменувань, 3 додатків на 12 сторінках. Загальний обсяг дисертації – 166 сторінок, у тому числі 42 рисунки і 6 таблиць.

РОЗДІЛ 1

СТАН ПИТАННЯ, МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Аналіз світового та вітчизняного досвіду розвитку водневих технологій

Становлення українського паливно-енергетичного комплексу є вкрай важливим завданням для розвитку економічної безпеки країни. Це ставить перед виробничниками та науковцями цілу низку науково-практичних завдань, які вимагають нагального вирішення. Водночас стрімке зростання попиту на енергію та зменшення ресурсів викопних видів палива змушує суспільство постійно шукати альтернативні методи виробництва енергії [1], [2]. Нестабільні ціни на нафту, а також посилення екологічного законодавства щодо викидів парникових газів змушують найбільші економічні держави шукати новий, конкурентоспроможний за ціною й екологічно чистий енергоносіє. Також глобальна зміна клімату є важливою проблемою, яка, очевидно, впливає на методи та технології отримання енергетичної сировини [3], [4], оскільки викиди парникових газів є основною причиною утримання тепла в атмосфері, що призводить до кардинальної зміни клімату. При цьому значна частка викидів парникових газів утворюється при згорянні викопного палива, наприклад нафти, природного газу і вугілля [5].

Сьогодні зростаючий попит на чисту енергію та необхідність зменшення вуглецевого сліду зумовлюють активний розвиток сучасних технологій видобутку та переробки мінеральної сировини, з орієнтацією на отримання водню як стратегічного енергоносія [6], [7]. Особливу увагу приділяють енергоефективним методам видобутку водню, таким як [8] – [10]: підземна газифікація вугілля, що дає змогу отримувати синтез-газ, з якого можна виділяти водень; підземне вилуговування сировини, з подальшим застосуванням хімічних процесів для отримання водню; використання відновлюваних джерел енергії (сонячна, вітрова, геотермальна) для електролізу води.

Застосування альтернативних джерел мінеральної сировини нині відкриває нові перспективи для отримання водню. Застосування вторинних промислових відходів, що містять компоненти, які здані за фізико-хімічного впливу на них утворювати водень (залишки гідридів металів, органічні сполуки тощо), відкриває нові перспективи для екологічно безпечного та енергоефективного виробництва водню. Такий підхід сприяє не лише зменшенню обсягів техногенного навантаження, а й підвищенню ефективності використання ресурсів у рамках концепції замкненого циклу.

Сьогодні спостерігається стійка тенденція до зниження попиту на традиційні види палива, зокрема вугілля. Це значною мірою обумовлено глобальним переходом до декарбонізації економіки, посиленням екологічних вимог і стрімким розвитком відновлюваних джерел енергії. У результаті відбувається трансформація структури виробництва та постачання енергетичної сировини як на національному, так і на глобальному рівнях.

У цьому контексті зростає науковий інтерес до альтернативних шляхів використання супутніх продуктів вуглевидобутку. Зокрема, метан вугільних шахт дедалі частіше розглядається не лише як небезпечний парниковий газ, а й як перспективний вторинний енергоносіє. Розробка ефективних систем його моніторингу, уловлювання та раціонального використання є важливою складовою сучасної стратегії екологічної безпеки. Це сприяє зниженню рівня викидів метану в атмосферу, покращенню якості повітря та підвищенню енергоефективності гірничодобувних підприємств [11], [12].

Однак вугілля залишається стабільним і доступним джерелом енергії, особливо в країнах із розвиненою вугільною інфраструктурою. Його високий теплотворний потенціал, здатність до тривалого зберігання без втрати властивостей, а також відносна незалежність від погодних умов забезпечують високу надійність у пікові періоди споживання енергії. Крім того, у кризових ситуаціях (наприклад, перебої з постачанням газу або нестабільність енергоринку) вугілля виконує роль енергетичного резерву, здатного оперативно компенсувати дефіцит енергоресурсів.

У цьому контексті важливо не лише відмовлятися від вугілля, а й шукати шляхи його інноваційного використання, зокрема через впровадження технологій чистого спалювання, вуглецевого уловлювання та зберігання (CCS), або підземної газифікації вугілля (ПГВ) з отриманням водню як основного продукту [13]–[15]. Таким чином, навіть у перехідний період вугілля може відігравати ключову роль у формуванні гібридної моделі енергетики, що поєднує традиційні та новітні джерела енергії з урахуванням принципів сталого розвитку. Світову тенденцію споживання енергетичних ресурсів наведено на рис. 1.1.

Світову тенденцію виробництва енергії за джерелами її отримання наведено на рис. 1.1.

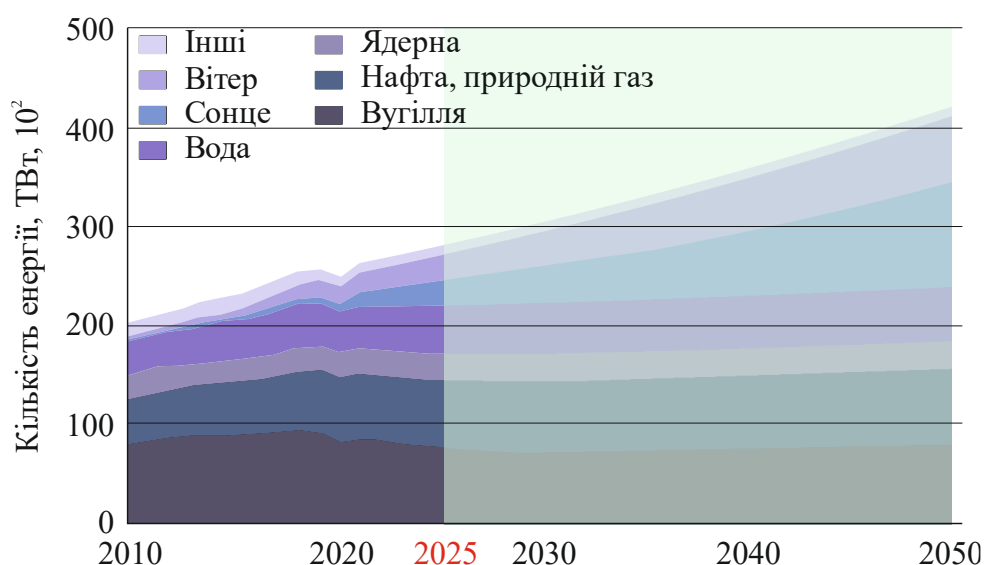


Рисунок 1.1 – Світова тенденція виробництва енергії за джерелами (2000 – 2050 рр.) [16]

У підсумку, пошук нових джерел постачання мінеральної сировини є складним і багатогранним завданням, яке вимагає комплексного підходу з урахуванням геополітичних, економічних, екологічних та технологічних чинників. Успішне вирішення цього завдання значною мірою залежить від здатності адаптуватися до нових глобальних реалій, таких як енергетичний перехід, зростання попиту на критично важливі ресурси, розвиток

низьковуглецевих технологій та зміни в логістиці світових ланцюгів постачання.

Сьогодні видобуток водню як стратегічно важливої енергетичної сировини набуває все більшої актуальності в умовах глобального енергетичного переходу. У той час як провідні економіки світу активно переорієнтовуються на декарбонізовані джерела енергії, водень розглядається як ключовий елемент майбутньої низьковуглецевої економіки, здатний забезпечити довгострокову енергетичну безпеку, технологічну незалежність та екологічну стійкість [17], [18].

На відміну від традиційних викопних ресурсів, водень може бути отриманий з різноманітних джерел – як із викопної сировини (метан, вугілля), так і з відновлюваних ресурсів (вода, біомаса) за допомогою сучасних технологій, таких як електроліз, газифікація, термохімічне розщеплення та інші методи. Особливо перспективним є «зелений водень», що виробляється з використанням енергії відновлюваних джерел без утворення викидів парникових газів. Традиційний спосіб виробництва водню містить парове риформування метану, що отримується з природного газу, або газифікацію вугілля. Ці процеси, хоча й ефективні, але мають значний вуглецевий слід, що є викликом для екологічної стійкості. Тому, на думку фахівців, у коротко- та середньостроковій перспективі водень, ймовірно, стане бажаним енергоносієм, при спалюванні якого утворюється вода та енергія [19], [20]. Нині водень здебільшого використовують в автомобільних системах [21]. Також він може бути використаний як вихідна сировина для отримання хімічних сполук [22].

На сьогодні Японія є країною, яка найбільше виробляє водню. Це зумовлено обмеженістю в ресурсах природного газу та нафти. Крім того, Японія та Китай активно зосереджуються на виробництві водню з використанням відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячної та вітрової енергії [23], [24].

Значна кількість водню виробляється у США, Канаді та країнах ЄС. Хоча виробництво водню у світі зростає з кожним роком, але воно ще не

настільки розвинене, щоб задовольнити попит на водень повністю. За даними Міжнародного агентства з енергетики у 2020 році світове виробництво водню становило близько 90 млн тон. Очікується, що ця цифра буде різко зростати, що є результатом нової техніки для відділення водню від газових сумішей: полімерних роздільних мембран [25]. З цієї кількості близько 60% використовують для виробництва аміаку та метанолу, а 27% – для різноманітних промислових процесів, таких як виробництво металів та паливних елементів.

Європейський Союз визначив виробництво водню як один з основних елементів зниження викидів вуглецю до 2050 року, тому велика увага приділяється розвитку цієї галузі. У 2020 році ЄС виробив понад 11 млн кг водню, причому майже 90% його було вироблено методом парової конверсії природного газу [26].

Узагальнені методи та технології, виходячи із джерела енергії та сировини для отримання водню, наведено на рис. 1.2 [27].

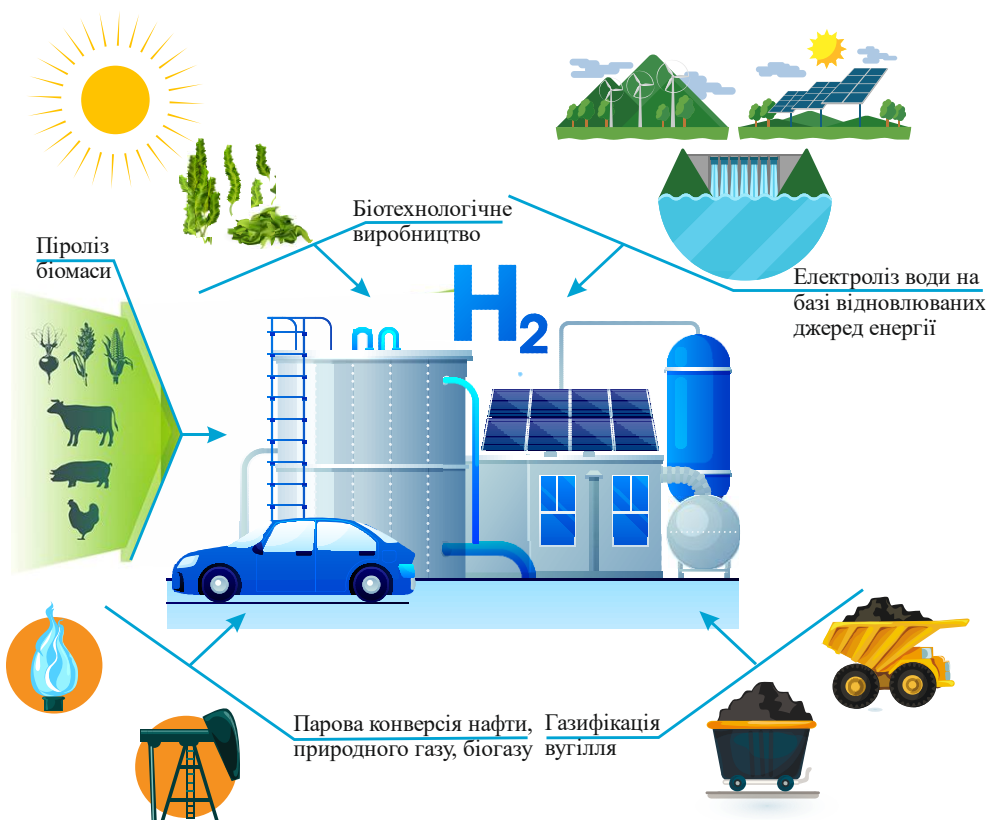


Рисунок 1.2 – Схема виробництва водню відповідно до вихідної сировини, технології та джерела енергії

Сутність наведених технологічних рішень полягає в такому:

1. Парова конверсія природного газу, нафти або біогазу – це поширений метод отримання водню, що ґрунтується на високотемпературній реакції вуглеводнів з водяною парою, внаслідок якої утворюється суміш водню та оксиду вуглецю, яку далі піддають воднево-газовій конверсії для збільшення виходу водню та супутнього відділення вуглекислого газу. Парова конверсія є одним зі способів отримання водню з вуглеводнів (таких як природний газ, нафта, дизельне паливо тощо). Цей процес здійснюється в спеціальних установках, які називаються каталізаторами.

Основна ідея парової конверсії полягає в тому, щоб вести реакцію відновлення вуглеводнів парою води за наявності каталізатора. При цьому водень, який міститься у вуглеводневій сировині, виділяється та реагує з молекулами пари води, утворюючи водень та вуглекислий газ. Реакція протікає за наявності каталізатора, який допомагає активувати молекули води та сприяє проведенню процесу.

Отриманий в результаті реакції газовий потік містить водень та вуглекислий газ, які за допомогою спеціальних технологій можуть бути розділені на окремі компоненти. Наприклад, вуглекислий газ може бути збережений або використаний для інших цілей, а водень використаний як паливо у водневих технологіях або в інших хімічних процесах. Важливо зазначити, що парова конверсія вимагає великих температур і тиску, тому вона є енергоємною та потребує значних капітальних витрат на обладнання. Однак цей метод є ефективним та економічно вигідним, оскільки він може бути використаний для виробництва водню з різних вуглеводневих джерел, які є достатньо доступними. Так, у роботі [28] теоретично досліджено склад газу парової конверсії метану залежно від температурного режиму (див. рис. 1.3).

З аналізу наведених на рис. 1.3 залежностей видно, що зі збільшенням температури підвищується тільки концентрація водню та оксиду вуглецю у вихідній суміші. Також аналіз даних залежностей вказує на одну із переваг технології парової конверсії – зменшення концентрації діоксиду вуглецю.

Технологічний процес парової конверсії природного газу містить чотири основні етапи. Перший етап охоплює підготовку сировини, під час якої природний газ очищається від домішок, які можуть негативно впливати на каталітичну активність. Серед таких домішок є сірковмісні сполуки, вода, тверді частинки та інші забруднювачі.

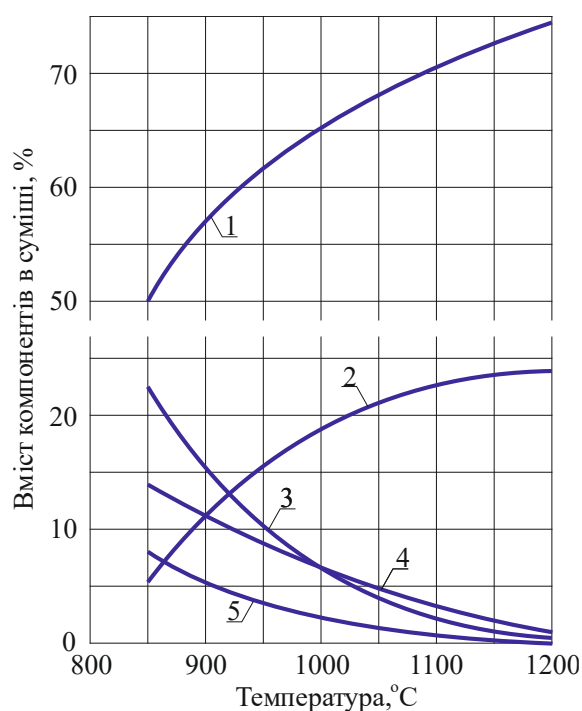
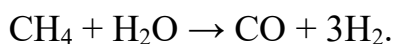
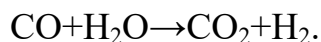


Рисунок 1.3 – Динаміка зміни концентрації водню при паровій конверсії метану в результаті реакції (3.1; 3.2; 3.3) (див. [28, ст. 70] від температури: 1 – водень; 2 – оксид вуглецю; 3 – метан; 4 – водяна пара; 5 – діоксид вуглецю

Другим етапом є підготовка реактора – конвертера. Це герметичний реакційний апарат, оснащений каталізатором (зазвичай на основі нікелю). Конвертер нагрівається до температури понад 800 °C, а в системі створюється тиск близько 30 бар для забезпечення інтенсивного протікання реакцій. На третьому, – реакційному етапі, відбувається парова конверсія метану в присутності водяної пари. Реакція відбувається за високих температур і тисків у присутності каталізатора і супроводжується утворенням водню і монооксиду вуглецю за рівнянням:



Після цього відбувається реакція воднево-газової конверсії, яка дає змогу додатково збільшити вихід водню:



Після реакцій суміш газів охолоджується і подається на очищення.

Заключний, четвертий етап охоплює очищення і розділення газової суміші. З отриманої суміші видаляють залишкові забруднювачі, вуглекислий газ, а також осушують і очищають водень до необхідного рівня чистоти. У результаті процесу можна досягти виходу водню на рівні 75 – 85% від маси використаних вуглеводнів, залежно від технологічних умов і якості очищення.

2. Електроліз води з використанням енергії відновлюваних джерел є одним із найбільш перспективних методів отримання «зеленого» водню. Цей процес передбачає розкладання молекул води (H_2O) на водень (H_2) і кисень (O_2) під дією електричного струму, що подається на електролітичну комірку. Як зазначено в документі «Проект Дорожньої карти для виробництва та використання водню в Україні», найбільш відомими та найбільш розвиненими варіантами є звичайні методи лужного електролізу та електроліз із протонообмінною мембраною [29]. Обидва методи працюють за низьких температур 60 – 70 °C. Електроліз лужної іонообмінної мембрани є третім низькотемпературним варіантом. Цей варіант є найменш розвиненим, оскільки технологія все ще проводиться в масштабах лабораторії. Ефективність процесу виробництва водню, як зазначають автори роботи [30], можна оцінити ступенем розкладання води (див. рис. 1.4).

Аналіз наведених на рис. 1.4 даних показав, що ефективність виробництва водню може сягнути понад 53% відносно ступеня розкладання води у 68%.

Для вищезазначеного джерелом енергії слугують сонячні електростанції та/або вітрогенератори. При застосуванні енергії сонця сонячні панелі перетворюють сонячне випромінювання на електричну енергію. Отримана електрична енергія потім використовується для подальшого розкладання води

на водень і кисень у реакторі електролізу. Сонячне фотоелектричне виробництво водню має кілька переваг, включно з використанням безвідходного процесу, відсутністю викидів в атмосферу і використанням відновлюваних джерел енергії. Однак, попри екологічні переваги, метод електролізу води стикається з низкою важливих викликів, серед яких – високі капітальні та операційні витрати, низька енергоефективність у деяких конфігураціях, а також технічна складність масштабного впровадження та інтеграції в існуючу енергетичну інфраструктуру.



Рисунок 1.4 – Ефективність виробництва водню по відношенню до ступеня розкладання води [30]

Загалом, сонячне фотоелектричне отримання водню є перспективним методом виробництва водню, особливо в регіонах з високим рівнем сонячної активності. Схема застосування вітрогенераторів аналогічна використанню енергії сонця, відмінність полягає в джерелі енергії – у нашому випадку це вітер.

3. Біотехнологічне виробництво водню – метод отримання водню за допомогою водоростей [31]. Біологічне виробництво водню полягає у використанні фотосинтезуючих мікроорганізмів, таких як зелені водорості або бактерії, для виробництва водню з води та світла. Ці мікроорганізми здатні виробляти водень за рахунок зеленого світла, яке вони захоплюють і використовують для фотосинтезу. Серед фотосинтезуючих мікроорганізмів,

здатних виділяти водень, найбільшу увагу привертають мікробродорості, гетероцистні ціанобактерії і пурпурні несірчані бактерії [32].

Існують також інші методи біологічного виробництва водню, такі як анаеробний розклад біомаси та використання мікроорганізмів, які виробляють водень у реакціях з вуглеводнем або сіркою. Біологічні методи виробництва водню мають кілька переваг, включно з використанням біорізноманіття та відновлюваних джерел енергії, а також зменшенням викидів парникових газів.

Так, у роботі [33] досліджено, що при піролізі водних рослин та водорості (елодії і мікроцистиси) концентрація водню змінюється від 0,5 до 2,1%. Тенденція збільшення концентрації простежується при підвищенні температури. Встановлено також, що вміст азоту й кисню зі зростанням температури зменшується.

4. Піроліз біомаси може бути використаний для отримання водню, однак він є більш складним і менш ефективним порівняно з такими методами, як електроліз води або перетворення природного газу. Однак піроліз біомаси може мати деякі переваги порівняно з іншими методами виробництва водню, зокрема тим, що він використовує відновлювані джерела і може бути більш екологічно стійким [34]. У процесі піролізу біомаси для отримання водню біомаса піддається розкладанню за високої температури та без доступу повітря, що призводить до утворення газів, у тому числі й водню. Потім продукти піролізу потім проходять процес очищення і конденсації, щоб отримати водень.

Однак процес піролізу біомаси для отримання водню має свої обмеження. Один із головних недоліків полягає в тому, що він вимагає великих кількостей біомаси, щоб отримати достатній об'єм водню, що може призвести до конкуренції з використанням біомаси для інших цілей, наприклад, для виробництва електроенергії шляхом спалювання або як джерела біорозкладних матеріалів. Крім того, процес піролізу біомаси для отримання водню є менш ефективним, ніж інші методи виробництва водню, що призводить до викидів вуглекислого газу та інших викидів.

Водночас у роботі [35] зазначено, що при піролізі 1 м^3 деревини отримують у середньому $75 - 90 \text{ м}^3$ газу, що має такий склад, %: діоксид вуглецю – 47,7; оксид вуглецю – 16,9; метан – 9,7; ненасичені вуглеводні – 1,5; водень – 17,0; кисень – 0,4; азот – 6,8. А при газифікації компоненти деревини повністю руйнуються до рідких та газоподібних продуктів. Газова складова (синтетичний газ) містить окис (21 – 33%) і двоокис вуглецю (5 – 11%), водень (9 – 15%), метан (1,5 – 3%) і в незначних кількостях інші вуглеводні (0,5 – 0,9%), кисень (0,2 – 0,5%) і азот (46 – 54%). Вихід газу становить $1,6 - 1,9 \text{ м}^3$ на 1 кг сухої деревини.

Дослідження також показало, що вплив температури і часу утримання на виходи газів може бути складним і залежати від типу використовуваної біомаси. У деяких випадках було помічено, що збільшення температури може призводити до зменшення виходів газів, у той час як збільшення часу утримання може сприяти збільшенню виходів газів.

5. Отримання водню з викопного палива можливе за допомогою двох основних методів: парова конверсія і газифікація вугілля.

Парова конверсія полягає в проходженні пари через паливо (нафту, природний газ або вугілля), при цьому спричиняючи розкладання вуглеводнів на водень і вуглекислий газ. Цей процес відбувається за допомогою каталізатора за високої температури і тиску. Водень і вуглекислий газ після розкладання можуть бути використані для різних цілей, таких як виробництво електричної енергії або виробництво хімічних продуктів [36].

Газифікація вугілля полягає у введенні пари або кисню в реактор з вугіллям за високої температури і тиску. При цьому вугілля розкладається на водень та вуглекислий газ [37]. Такий процес може бути використаний для виробництва водню або синтез-газу, який може бути перетворений на різні продукти, такі як метанол, дизельне паливо тощо. Варто зазначити, що виробництво водню з викопного палива є менш екологічно чистим способом, оскільки при цьому утворюються значні об'єми вуглекислого газу та інших забруднюючих речовин.

Однак цей метод є найефективнішим, що підтверджено у дослідженнях [38], [39] і відображено на рис. 1.5 і 1.6.

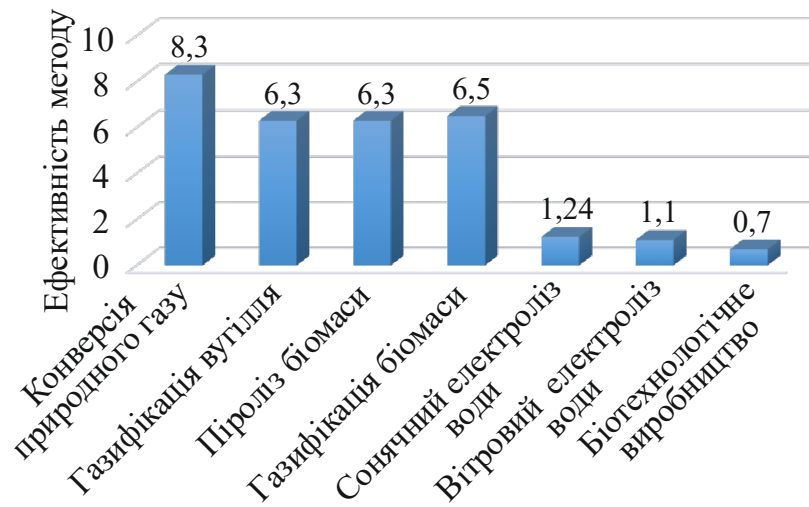


Рисунок 1.5 – Динаміка зміни ефективності методу отримання водню

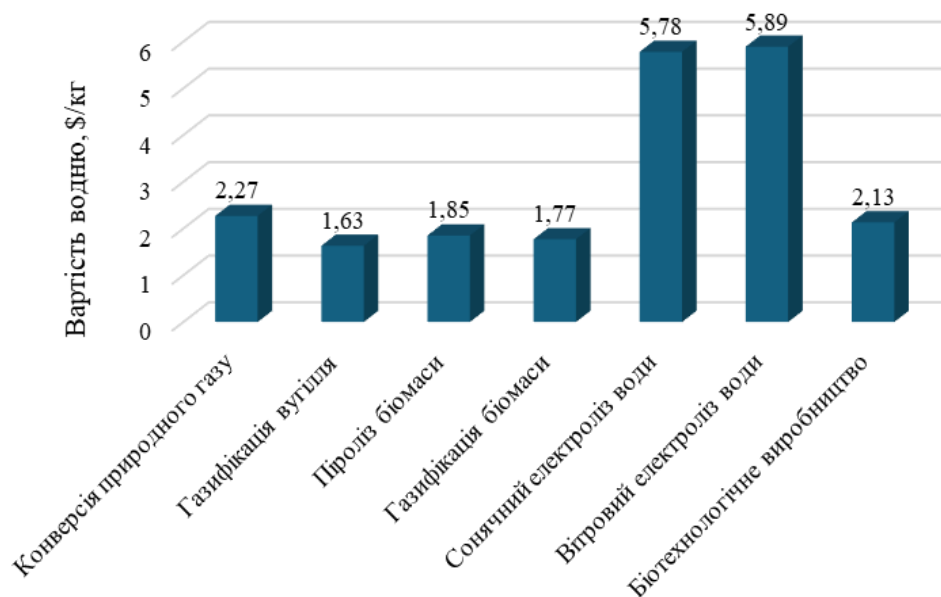


Рисунок 1.6 – Динаміка зміни вартості водню залежно від сировини

З аналізу наведених даних на рис. 1.5 і 1.6 видно, що найбільш вигідними з енергетичного та економічного погляду є технології, які ґрунтуються на використанні вуглецевмісної сировини – зокрема вугілля, природного газу та біомаси. Ці методи забезпечують відносно низьку собівартість виробництва водню за прийнятного рівня енерговитрат. Найменш ефективною є технологія

електролізу з використанням сонячної енергії. Вона демонструє найвищі питомі енерговитрати та значну собівартість, що знижує її конкурентоспроможність порівняно з іншими методами. Таким чином, на сучасному етапі найперспективнішими залишаються термохімічні методи виробництва водню із застосуванням органічної сировини, оскільки вони забезпечують оптимальне співвідношення між витратами енергії та економічною ефективністю. Це пояснюється відносною дешевизною вуглецевмісних ресурсів, високою теплотворною здатністю і технологічною досконалістю процесів.

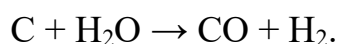
1.2 Передумови впровадження водневоорієнтованої технології газифікації вугілля

Отримання водню з вугілля залишається перспективним напрямом у рамках розвитку водневої енергетики з огляду на широке розповсюдження і доступність цього енергоносія, а також його відносно низьку собівартість порівняно з іншими видами палива [40]. Однак слід враховувати, що газифікація вугілля супроводжується значними викидами парникових газів, насамперед вуглекислого газу (CO_2), а також шкідливих домішок, таких як оксиди сірки, азоту та частки золи. Це створює серйозні екологічні виклики, особливо в умовах сучасної кліматичної політики, яка передбачає поступову декарбонізацію енергетичного сектору. Водночас, інтеграція технологій уловлювання та зберігання вуглецю, а також підвищення ступеня виходу горючих газів (CH_4 , H_2 , CO) і впровадження процесів попередньої їх очистки відкривають можливості для трансформації технології підземної газифікації у більш екологічно нейтральне джерело водню.

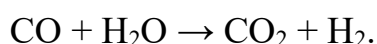
Тому, одним із ключових технологічних рішень до отримання водню з вугілля є його газифікація – термохімічний процес, у результаті якого утворюється синтез-газ або генераторний газ [41], [42]. Синтез-газ зазвичай складається з водню (H_2), оксиду вуглецю (CO), метану (CH_4), вуглекислого газу (CO_2), а також незначних кількостей азоту, водяної пари та інших домішок. Його точний хімічний склад визначається низкою факторів, зокрема: маркою

вугілля (антрацит, буре, кам'яне), температурно-технологічними параметрами процесу газифікації (тиск, температура), співвідношенням реагентів (вугілля, пара, кисень або повітря), а також технічними особливостями підземних газогенераторів. Залежно від поставлених цілей, процес газифікації може бути оптимізований для підвищення вмісту водню у кінцевому газовому продукті, що є критично важливим для подальшого очищення, водневої сепарації та застосування в паливних елементах, хімічному синтезі або енергетичних установках.

Процес отримання водню шляхом газифікації вугілля ґрунтується на складному комплексі термохімічних реакцій, основною з яких є взаємодія вуглецю (вугілля) з водяною парою. У загальному вигляді цей процес можна представити хімічним рівнянням [43]:



Ця реакція є ендотермічною і відома як реакція водяної газифікації. Вона відбувається за температури понад 800 °C у присутності пари, і її кінцевим продуктом є синтез-газ, що містить суміш водню та оксиду вуглецю. Додатково, для підвищення виходу водню, синтез-газ зазвичай піддається реакції водяної конверсії оксиду вуглецю [44]:



Ця реакція дає змогу збільшити частку водню в газовій суміші. У промислових умовах також використовуються реакції з киснем (часткове окислення) або повітрям для підтримки енергетичного балансу процесу. З огляду на це, загальна ефективність отримання водню значною мірою залежить від технології газифікації, температурного режиму, типу вугілля та методів очищення газу. У контексті газифікації вугілля з метою отримання водню ключову роль відіграють технологічні параметри процесу, які суттєво впливають на хімічний склад утвореного синтез-газу, зокрема на концентрацію водню. Зміна температури, тиску, співвідношення реагентів (вугілля – пара – кисень/повітря), а також технологія ведення процесу газифікації (подача дуття

по керованому трубопроводі чи дуттьовій свердловині) мають прямий вплив на показники виходу водню [45], [46].

Загалом, підвищення температури сприяє інтенсифікації ендотермічних реакцій, таких як газифікація вуглецю паром ($C + H_2O \rightarrow CO + H_2$), що також підвищує вихід водню. Зменшення часу утримання газу в підземному газогенераторі після основної фази газифікації може запобігти зворотнім реакціям або вторинному окисленню водню, тим самим зберігаючи його високу концентрацію у вихідній суміші газогенератора. Розглядаючи промислові умови оптимізація зазначених вище параметрів дає змогу досягати не лише високої продуктивності, а й енергетичної ефективності процесу, що критично важливо для забезпечення конкурентоспроможності водневої енергетики.

Необхідно зазначити, що отримання водню з вугілля має низку переваг, які полягають у:

- доступності сировини, оскільки вугілля є одним з найбільш поширених видів копалин у світі і його запасів достатні для виробництва великих об'ємів водню;

- виробництво водню з вугілля забезпечує енергетичну незалежність, оскільки не залежить від зовнішніх постачальників природного газу;

- низька вартість: виробництво водню з вугілля може бути дешевшим, ніж виробництво з інших джерел, особливо якщо вугілля видобувають на місці його використання;

- більшість видів вугілля характеризуються низьким вмістом сірки, що робить їх більш придатними для виробництва водню, оскільки сірковмісні сполуки можуть негативно впливати на каталізатори та ускладнювати процес очищення при використанні інших енергоносіїв.

Однак отримання водню з вугілля також має свої недоліки, включно з викидами в атмосферу великих об'ємів парникових газів та інших забруднюючих речовин, що потребують застосування додаткових технологічних і технічних рішень для зменшення їхнього впливу на навколишнє середовище. До недоліків відносять:

- високі викиди вуглекислого газу: при газифікації вугілля можуть викидатися значні об'єми вуглекислого газу, що впливає на зміну клімату та загострює проблему глобального потепління;

- низький ККД: процес виробництва водню з вугілля не дуже ефективний, оскільки його ККД не завжди сягає 50%;

- великі витрати енергії: виробництво водню з вугілля потребує значної кількості енергії, що вимагає великих витрат на його виробництво;

- утворення відходів: процес газифікації вугілля створює відходи, які можуть бути токсичними та важкооброблюваними;

- негативний вплив на навколишнє середовище: забруднення повітря і води, що відбувається під час виробництва водню з вугілля, може негативно впливати на здоров'я людей та навколишнє середовище;

- поступове вичерпання запасів вугілля слугує обмеженим фактором виробництва водню.

У підсумку варто зазначити, що подальше застосування технології підземної газифікації вугілля може зіграти важливу роль у розвитку водневої енергетики та забезпеченні енергетичної безпеки, особливо в країнах зі значними запасами важковидобувного або низькоякісного вугілля. Ця технологія дає можливість видобувати енергетичні гази без необхідності видобутку і транспортування твердого палива на поверхню, що суттєво знижує витрати та екологічне навантаження на навколишнє середовище.

Завдяки мінімальному втручанню в геологічну структуру родовищ та зменшенню кількості накопичення відходів гірничого виробництва впровадження ПГВ може зменшити негативні наслідки, пов'язані з традиційним вуглевидобутком, – зокрема, ерозію ґрунтів, деградацію земель, пилові викиди та забруднення вод. Крім того, можливість виробництва синтез-газу безпосередньо в підземних умовах відкриває шлях до більш ефективної інфраструктури енергопостачання та розміщення генеруючих потужностей ближче до споживача.

1.3 Аналіз технологічних рішень щодо ведення процесу газифікації з орієнтацією на отримання водню

Газифікація вугілля є однією з перспективних технологій термохімічного перетворення твердого палива на енергоносії, серед яких особливу увагу привертає водень, як універсальний енергетичний ресурс з широким спектром застосування в промисловості, транспорті та енергетиці [47]. Сучасні технологічні рішення в області підземної газифікації вугілля орієнтовані на підвищення ефективності процесу, максимізацію виходу H_2 та зниження екологічних ризиків. Одним із визначальних факторів у цьому контексті є вибір оптимального складу дуттьової суміші. Для підвищення вмісту водню у складі генераторного газу доцільно застосовувати киснево-парові або киснево-вуглекисотно-парові суміші, які сприяють інтенсифікації реакцій утворення водню. Подача таких сумішей дозволяє змістити реакції у бік утворення водню за рахунок зростання парціального тиску водяної пари та оптимізації температурного режиму.

Також важливою умовою ефективного процесу є точне керування параметрами газифікації – температурою, тиском, швидкістю подачі дуття і часом контакту з вугільним пластом [48]–[50]. У сучасних дослідженнях технології підземної газифікації вугілля значна увага приділяється розробці адаптивних математичних моделей, що описують поширення зони термохімічних реакцій у вугільному пласті [51]. Такі моделі дають змогу не тільки якісно прогнозувати формування та розвиток реакційного каналу, а й кількісно оцінювати параметри температурного поля, зокрема його просторово-часову динаміку навколо підземного газогенератора. Це також дає змогу з високою точністю моделювати процес теплопереносу, хімізму основних реакцій і визначати ключові енергетичні показники, як-от теплова ефективність, ступінь використання вугілля та вихід як горючих, так і баластних газів. При цьому адаптивність таких моделей забезпечує їх ефективне застосування в умовах змінної гірничо-геологічної будови вугільних пластів і варіативних режимів подачі дуттьових сумішей. Це дає змогу

орієнтувати процес газифікації на максимальний вихід горючих газів, зокрема водню, для оптимізації технологічних параметрів процесу газифікації.

Вагомий внесок у впровадження і дослідження технології підземної газифікації внесли як провідні вітчизняні науковці: Бондаренко В.І., Брик Д.В., Гайко Г.І., Дичковський Р.О., Колоколов О.В., Лозинський В.Г., Інкін О.В., Садовенко І.О., Саїк П.Б., Стефаник Ю.В., Табаченко М.М., Фальштинський В.С., Храмов В.М., так і відомі зарубіжні дослідники: Wiatowski M., Stańczyk K., Perkins G., Kapusta K., Yang J., Wang X., Ranade V. та багато інших. Їхні наукові праці стали основою для формування сучасних підходів до підземної газифікації вугілля, моделювання процесів тепломасообміну, реакційного середовища та оцінки екологічної безпеки технології.

Сьогодні існує декілька апробованих технологічних схем підземної газифікації вугілля, що відрізняються за способом створення реакційного каналу, типом подачі дуття, способом відведення генераторного газу та конфігурацією розміщення свердловин.

У роботі [50] виконано огляд підземної газифікації вугілля як альтернативної технології освоєння вугільних ресурсів, недоступних для традиційного шахтного видобутку. Основна увага приділяється опису технологічних схем, механізмів перебігу реакцій, а також можливостям інтеграції з технологіями уловлювання та зберігання CO₂ (CCS). Для підготовки вугільного пласта до процесу газифікації успішно застосовуються дві схеми: шахтна та безшахтна. Вибір конкретної схеми визначається низкою ключових параметрів, серед яких фізико-хімічні властивості вугільного пласта і гірничо-геологічні умови його залягання, а також потреба в необхідній продуктивності підземного газогенератора і якості отриманого генераторного газу.

Розглядаючи безшахтні технологічні схеми, які застосовуються у процесі підземної газифікації вугілля [51] – [56], можна виокремити три основні, що відрізняються між собою параметрами закладання експлуатаційних свердловин, подачею дуттьових сумішей та відведення генераторних газів. Кожна з цих схем має свої технічні та технологічні особливості, які залежать від геолого-

технологічних умов залягання вугільних пластів та оптимізації процесів газифікації.

1. Газифікація за допомогою пари вертикальних свердловин (рис. 1.7). Цей метод передбачає буріння двох вертикальних свердловин – дуттьової та газовідвідної.

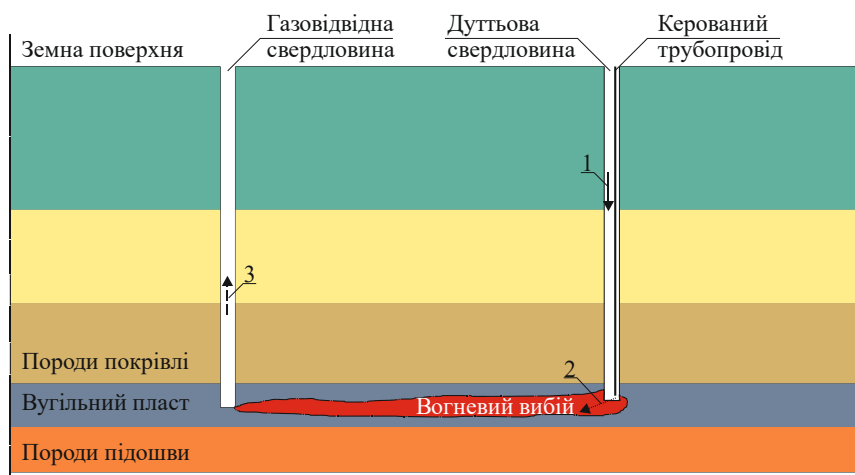


Рисунок 1.7 – Технологічна схема газифікації вугільного пласта через вертикальні свердловини: 1, 2 – напрямок руху дуттьових сумішей відповідно по дуттьовій свердловині та керованому трубопроводі; 3 – напрямок руху газовідвідних сумішей

Реакційний канал між свердловинами формується шляхом прямого пропалювання вугільного пласта або із застосуванням спеціальних методів, таких як гідравлічний розрив пласта, що дає змогу створити штучну тріщинувату систему для покращення газопроникності та з'єднання свердловин. Ця схема вважається найпростішою в реалізації, оскільки не потребує складного інженерного буріння свердловин і дає змогу здійснити запуск процесу в короткі терміни. Однак вона має обмежену керованість щодо переміщення фронту газифікації, що ускладнює рівномірний розподіл температури та контроль складу генераторного газу, особливо в умовах неоднорідних пластів або за наявності водонасичених зон. Незважаючи на це, така технологічна схема доцільна для впровадження на невеликих ділянках

шахтного поля, які не використовуються в традиційному видобутку. Йдеться, зокрема, про зони, що містять запаси вугілля в охоронних ціликах, або ділянки, обмежені геологічними порушеннями, зокрема тектонічними розломами, зонами підвищеної тріщинуватості тощо.

2. Газифікація з використанням вертикальної та похило-направленої свердловини (рис. 1.8).

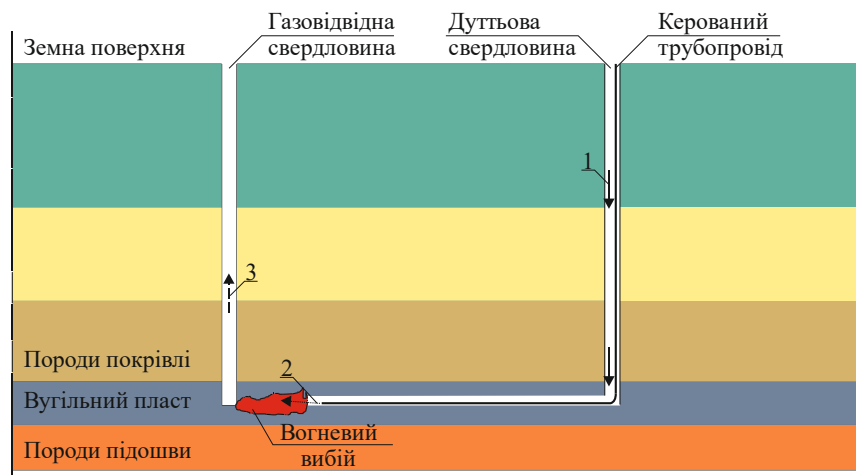


Рисунок 1.8 – Технологічна схема газифікації вугільного пласта через вертикальну та похило-направлену свердловини: 1, 2 – напрямки руху дуттьових сумішей відповідно по дуттьовій свердловині та керованому трубопроводі; 3 – напрямки руху газовідвідних сумішей

За такого технологічного рішення дуттьова свердловина є похило-направленою, що забезпечує подавання дуттьової суміші безпосередньо до окислювальної зони підземного газогенератора з можливістю її переміщення в межах пласта шляхом регулювання тиску та напрямку потоку дуття. Газовідвідна свердловина пробурюється вертикально. Впровадження такої технологічної схеми також доцільне у випадках, коли необхідно здійснити газифікацію обмежених або покинутих запасів вугілля, зосереджених у межах шахтного поля, зокрема в малодоступних або технічно невігідних для традиційного видобутку ділянках.

3. Газифікація з використанням похило-направлених свердловин (рис. 1.9).

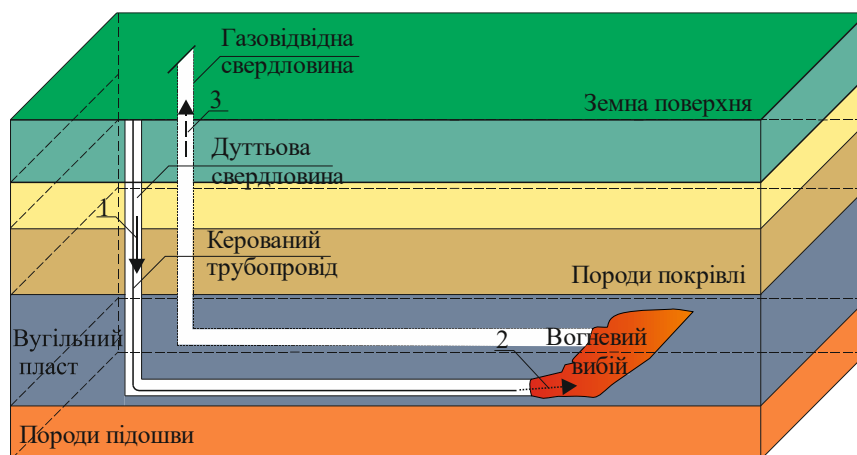


Рисунок 1.9 – Технологічна схема газифікації вугільного пласта через похило-направлені свердловини: 1, 2 – напрямок руху дуттьових сумішей відповідно по дуттьовій свердловині та керованому трубопроводі; 3 – напрямок руху газовідвідних сумішей

Дана технологічна схема є однією з найперспективніших для широкого впровадження, оскільки передбачає буріння двох похило-направлених свердловин. Така конфігурація забезпечує високий рівень керованості процесом та дає змогу ефективно формувати реакційний канал уздовж площини вугільного пласта. Під час реалізації цієї технології вогневий вибій поступово переміщується вздовж пласта, формуючи стовпи газифікації. Це дає змогу поетапно відпрацьовувати значні обсяги запасів вугілля. Доцільність застосування такої схеми особливо висока на ділянках шахтного поля з помірною гіпсометрією пласта, де рівномірне залягання порід сприяє стабільному протіканню термохімічних реакцій та рівномірному руху фронту горіння.

Для забезпечення ефективності та безпеки процесу підземної газифікації вугілля за наведеними вище технологічними схемами, передбачається також буріння додаткової свердловини, основною функцією якої є герметизація простору навколо підземного газогенератора. Така свердловина дає змогу

мінімізувати втрати генераторного газу в прилеглі породи та запобігти неконтрольованому виходу продуктів горіння. Дослідженнями встановлено, що впровадження ін'єкційної закладки в конструкцію підземного газогенератора дає змогу суттєво знизити втрати дуттьової суміші в підземному просторі від 4,5 до 12,8%. Окрім цього, виконання закладних робіт навколо зони підземного газогенератора сприяє зменшенню осідань земної поверхні над вигазованим простором до 70 – 76% відносно потужності вугільного пласта.

Іншим технологічним удосконаленням процесу газифікації вугілля є можливість відбору тепла під час ведення процесу. Так, у роботах [57], [58] запропоновано технологію утилізації теплової енергії під час підземної газифікації вугілля пластів, що використовує циркуляцію рідкого теплоносія в трубних ставках тепловідвідних свердловин і дає змогу генерувати за 300 днів від 4 до 8 млн кВт·год електроенергії з однієї тепловідвідної свердловини.

Своєю чергою, автори роботи [59] зазначають, що під час спалювання некондиційного вугільного пласта в затоплених шахтах, розташованих у межах водоносного горизонту основної покрівлі, понад 60% тепла, що виділяється з реакційного каналу, акумулюється в прилеглих породах. Це дає змогу, залежно від потужності шару порід безпосередньої покрівлі та стадії процесу горіння, підвищити температуру підземних вод до 40 – 90 °С. Відбір цього тепла через системи теплоутилізації дає змогу підвищити коефіцієнт корисної дії запатентованої геотехнології на 18 – 25%, що суттєво підвищує загальну енергоефективність процесу. Залишкове геотермальне тепло, що утворюється після спалювання вугілля, може бути ефективно утилізоване шляхом використання систем зворотного скиду води в шахтні виробки. Такий підхід є доцільним у регіонах із високими значеннями геотермічного градієнта, де він сприяє підвищенню загальної енергоефективності та зменшенню теплового навантаження на навколишнє середовище [60].

Варто зазначити, що ефективність процесу підземної газифікації вугілля значною мірою залежить від збалансованості подачі дуттьових сумішей, зокрема їх складу, об'єму, температури та тиску. Саме оптимальне

співвідношення компонентів дуття забезпечує стабільне протікання термохімічних реакцій, рівномірний рух фронту газифікації та високу якість отриманого генераторного газу. Водночас, враховуючи зростаючу роль водню як чистого енергоносія, постає необхідність досліджень, орієнтованих на забезпечення максимального його вмісту в складі продуктів газифікації та розробку ефективних режимів подачі дуття, що сприяють підвищенню продуктивності процесу.

У роботі [61] наведено результати експериментального моделювання процесу підземної газифікації вугілля, спрямованого на підвищення виходу водню через використання вихрової подачі окислювача та впорскування пари. У рамках дослідження розглянуто два типи подачі дуттьової суміші – прямолінійну і вихрову. Результати показали, що застосування вихрової подачі значно підвищує ефективність газифікації вугілля, зокрема щодо утворення водню. Зокрема, за швидкості подачі кисню 2 л/хв та концентрації пари 1 г/л, вихрова подача забезпечила максимальний вихід H_2 у межах 19 л, що суттєво перевищує аналогічний показник для прямолінійної подачі, який становив 14,6 л. Такий результат пояснюється покращенням змішуванням реагентів у реакційній зоні, а також більш стабільним і контрольованим рухом фронту газифікації.

Дослідженнями [62] встановлено, що найефективнішим способом отримання водню під час газифікації вугілля є початкове нагнітання чистого кисню з подальшою спільною подачею кисню і води (1,5:1). За такої подачі оптимальний режим нагнітання спостерігається на 30 день ведення процесу, коли відбувається розширення вогневого вибою. За таких параметрів частка водню в генераторному газі сягає 25%, що свідчить про високу ефективність запропонованої технологічної схеми. Про ефективність процесу газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню зазначається і в роботі [63], де досліджено двоступеневий підхід до газифікації – спочатку піроліз, а потім газифікація отриманого коксу з використанням чистого киснево-парового агента. Проведене дослідження підтвердило, що така схема є високоефективною для підземної газифікації з метою підвищення концентрації

водню. У піролізному етапі встановлено, що частка водню становить від 15,81 до 43,33%, причому з підвищенням ступеня метаморфізму вугілля відбувається зниження зменшення його концентрації.

На другому етапі, під час газифікації, зі збільшенням ступеня метаморфізму зростає і вихід водню, який у межах цього етапу становить 56,67 – 84,19%. Загальний обсяг ефективного синтез-газу коливається в межах 0,53 – 0,81 м³/кг, при цьому частка водню становить 0,3 – 0,43 м³/кг, що відповідає 53,08 – 56,60% від усього газу.

При тому, як зазначено у роботі [64], порівнюючи дві технології – підземну газифікацію для виробництва водню (UCG-H₂) та наземну газифікацію за технологією Lurgi (SCG-H₂), особливо без застосування технологій уловлювання вуглецю (CCS), підземна має значну економічну перевагу. За відсутності CCS капітальні витрати на UCG-H₂ становлять лише 77,1% від витрат SCG-H₂, а собівартість продукції – 5,25 \$/м³ проти 12,17 \$/м³ для SCG-H₂. Навіть із 80% ступенем уловлювання вуглецю, собівартість UCG-H₂ зростає лише до 7,56 \$/м³, зберігаючи конкурентоспроможність.

Проведений аналіз технологічних рішень щодо реалізації процесу газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню демонструє високу ефективність цієї технології та її значний потенціал для впровадження в умовах глобального низьковуглецевого переходу.

1.4 Гірничо-геологічні умови реалізації водневоорієнтованої технології газифікації вугілля Західного Донбасу

В Україні, попри наявність значних запасів вугілля, його ефективний видобуток стикається з численними викликами, пов'язаними як з гірничо-геологічними умовами, так і з техніко-економічними чинниками. Однією з ключових проблем є вичерпання легкодоступних запасів вугілля і необхідність переходу до розкриття глибоких горизонтів. Такі умови вимагають використання високотехнологічного обладнання, впровадження сучасних методів безпеки праці та суттєвих фінансових інвестицій. Крім того, ускладнюють ситуацію

значна зношеність обладнання, а також потреба у модернізації системи вентиляції, водовідведення та дегазації для забезпечення безпеки праці. Усе це зумовлює підвищену собівартість видобутку і ставить під загрозу економічну доцільність традиційних методів вугільної промисловості, вимагаючи пошуку нових, більш ефективних і безпечних технологій розробки запасів вугілля.

Особливо ускладненими є умови видобування вугілля у слабометаморфізованих гірських породах, які характеризуються низькою міцністю порід покрівлі та підшви і підвищеною тріщинуватістю [65]. Така ситуація, для забезпечення стійкості гірничих виробок і безпеки ведення робіт, вимагає впровадження спеціалізованих технологічних рішень, зокрема застосування високоефективних систем кріплення, прогнозування проявів підвищеного гірського тиску та постійного контролю за станом гірничих порід [66], [67]. У таких складних геологічних умовах залягає більшість вугільних пластів Західного Донбасу, що розробляються компанією ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» [68]. Подібні проблеми спостерігаються і на родовищах, що розробляються ДП «Львіввугілля». Таким чином, поєднання несприятливих геологічних умов, технічних обмежень та зростаючих витрат на видобуток призвело до зниження рентабельності роботи багатьох шахт і, як наслідок, призвело до згортання виробництва на окремих підприємствах. У цьому контексті актуальним стає пошук альтернативних способів використання вугільних ресурсів, зокрема через впровадження технологій підземної газифікації вугілля, які дають змогу залучати до енергетичного балансу запаси без традиційного підземного видобування.

Об'єктом досліджень у цій роботі обрано запаси вугілля шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». Такий вибір обумовлений низькою важливих факторів. По-перше, шахта є однією з найпотужніших у Західному Донбасі, з великим промисловим потенціалом і стабільним рівнем видобутку вугілля. По-друге, геолого-технічні умови розробки родовища є типовими для регіону, зокрема наявність слабометаморфізованих порід, складна структура вугільних пластів, висока газоносність та значна глибина залягання. Це створює

сприятливі умови для апробації інноваційних технологічних рішень та формування рекомендацій, які можуть бути застосовані на інших шахтах регіону. По-третє, підприємство активно впроваджує сучасні технології, що дає змогу впроваджувати дослідження в умовах реального виробництва з високим рівнем достовірності та прикладної цінності отриманих результатів. Таким чином, вибір запасів вугілля для дослідження параметрів технології підземної газифікації шахти ім. Героїв Космосу як об'єкта дослідження забезпечує практичну значущість та наукову обґрунтованість проведеної роботи.

В межах шахтного поля нараховується до 50 вугільних пластів і прошарків, з яких промислове значення мають 7 вугільних пластів: c_{11} , c_{11}^6 , c_9 , c_8^H , c_7^H , c_5 і c_1 . На площі шахтного поля потужність пластів неоднакова. Переважні значення потужності вугільних пластів коливаються від 0,75 до 0,8 м. Глибина залягання пластів коливається від 105 до 760 м. Потужність продуктивної товщі від верхнього пласта c_{11} до нижнього c_1 становить 190 м за коефіцієнта вугленості 2,6%. Будова вугільних пластів переважно проста, за винятком c_8^H , меншою мірою c_{10}^6 і c_1 , які характеризуються складною двохпачковою будовою з прошарками порід потужністю 0,05 – 0,1 м, складених аргілітом та вуглистим аргілітом. Максимальні для шахтного поля потужності пластів, які в середньому становлять 0,9 – 1,0 м, зафіксовані по вугільних пластах c_{11} , c_{11}^6 , c_9 , c_8^H і c_5 . Для дослідження були відібрані проби вугілля з пластів c_{11} , c_9 , c_5 і c_1 .

Пласт c_{11} є верхнім пластом промислового значення. На більшій частині шахтного поля пласт витриманий (у центральній частині) та відносно витриманий (у північно-західній та західній частинах). Робоча потужність пласта, встановлена по всій площі центральної частини поля, коливається від 0,6 до 0,9 м, з переважними значеннями 0,7 – 0,75 м. Робоча потужність у північно-західній частині шахтного поля знаходиться в межах 0,67 – 0,95 м. Найбільшого поширення набуває потужність від 0,8 до 0,9 м. У західній частині робоча потужність становить 0,64 – 1,15 м, за переважних значень потужності 0,9 – 1,0 м.

Пласт c_9 розташований на 41 м стратиграфічно нижче вугільного пласта c_{11} . Зберігає витриману та відносно витриману робочу потужність у західній та центральній частинах шахтного поля. У північно-західній частині шахтного поля пласт відносно витриманий, з робочою потужністю від 0,9 до 1,1 м. Будова пласта як проста, так і складна з прошарками аргіліту та вуглистого аргіліту.

Пласт c_5 розташований на 135 м нижче пласта c_9 . Потужність пласта на півночі центральної частини шахтного поля становить 0,7 – 1,9 м, а на півдні центральної частини – 0,9 – 1,2 м. У західній частині шахтного поля пласт c_5 невитриманий, з робочою потужністю 0,6 – 0,8 м. Будова пласта проста.

Пласт c_1 є самим нижнім пластом промислового значення і залягає на 91 м нижче пласта c_5 . У межах шахтного поля потужність вугільного пласта змінюється від 0,6 до 1,01 м. Середня становить 0,7 – 0,8 м. Будова пласта переважно проста, іноді двох-пачкова. Породний прошарок потужністю 0,02 – 0,15 м представлений аргілітом та вуглистим аргілітом.

1.5 Методика проведення досліджень

Проведення досліджень здійснювалося за класичною структурно-логічною схемою, що містить послідовну реалізацію алгоритмічних блоків (див. рис. 1.10).

На початковому етапі виконано комплексний аналіз наявних теоретичних підходів і практичних рішень, спрямованих на дослідження процесів підземної газифікації вугілля з орієнтацією на підвищення виходу водню. Це дало змогу сформулювати основні напрями й обґрунтувати вибір методів подальшого моделювання та лабораторного дослідження параметрів процесу газифікації.

Теоретичні дослідження на першому етапі охоплювали оцінку потенціалу вугілля як сировини для отримання водню та перспективність впровадження технології газифікації вугілля на території гірничодобувних підприємств Західного Донбасу. Другий етап полягав в оцінці технічних і технологічних рішень щодо процесу газифікації для покращення його енергетичних характеристик.



Рисунок 1.10 – Структурно-логічна схема проведення досліджень

Наступним етапом дослідження стало проведення лабораторних експериментів, спрямованих на вивчення закономірностей формування параметрів підземної газифікації вугілля в умовах, наближених до реальних. Основною метою цього етапу було встановлення взаємозв'язку між характеристиками формування вигазованого простору підземного газогенератора та потужністю вугільного пласта. У процесі дослідження визначено залежності часу виходу газогенератора в стійкий режим газифікації від вологості вугілля та потужності пласта. Крім цього, було обґрунтовано закономірності зміни концентрації водню у складі генераторного газу залежно від типу подачі дуттьової суміші.

Методами комп'ютерного моделювання досліджено параметри матеріально-теплого балансу процесу підземної газифікації вугілля, а також вплив швидкості подачі дуттьових сумішей до площини вогневого вибою на динаміку протікання термохімічних реакцій. Досліджено умови керування

процесом газифікації керованою точкою дуття, що дали змогу розробити нову конструкцію керованого дуттьового трубопроводу, яка забезпечує ефективну подачу дуття у площину окислювальної зони підземного газогенератора.

Оцінка достовірності отриманих результатів комп'ютерного моделювання та лабораторних досліджень перевірялася їх достатньою відповідністю. На основі проведених досліджень було встановлено ймовірний економічний ефект, що дає можливість кількісно оцінити доцільність запропонованих технологічних рішень.

Завершальним етапом досліджень була розробка рекомендацій щодо технологічного вдосконалення розробки вугільних пластів водневоорієнтованою технологією підземної газифікації вугілля для гірничо-геологічних умов шахт Західного Донбасу.

1.6 Висновки за розділом

В Україні та світі загалом водень розглядається як ключовий енергоносіє для розбудови енергонезалежності країни, а його генерація з вугілля є доцільним напрямом завдяки низькій собівартості процесу та значним вугільним запасам, що відкриває перспективи для ефективного впровадження водневої енергетики.

Перспективною технологією отримання водню є підземна газифікація, яка дає змогу ефективно шляхом процесів термохімічної деструкції перетворювати вугілля на генераторний газ із високим вмістом водню. Такий підхід поєднує раціональне використання традиційних енергоресурсів із поступовим переходом до водневої енергетики.

Проведено порівняльний аналіз технічних і технологічних рішень, спрямованих на підвищення концентрації водню у складі генераторного газу, з визначенням перспективних напрямів подальших наукових досліджень для оптимізації процесу підземної газифікації вугілля.

Встановлено, що відсутність науково-обґрунтованих підходів до реалізації водневоорієнтованої газифікації вугілля в межах ділянок шахтних

полів зумовлює необхідність розв'язання комплексного науково-практичного завдання з розробки раціональних технологічних рішень для максимізації вмісту водню в генераторному газі.

Основні результати, отримані в розділі 1, опубліковані в працях [8]; [25]; [45].

Список використаних джерел до розділу 1

1. Доронін, А. (2024). Еколого-економічні аспекти виробництва альтернативних видів палива в Україні. *Збалансоване природокористування*, (4), 65-69. <https://doi.org/10.33730/2310-4678.4.2024.319397>

2. Дульський, А.І., & Сторожук, М.С. (2023). Альтернативні палива в енергетиці, проблеми та перспективи. *Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки*, 34(73), 300-309. <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2023.5/46>

3. Мелашенко, Ю.С., & Курепін, В.М. (2024). Використання енергетичних ресурсів: вплив на навколишнє середовище. *У Міжнародний форум* (с. 102-104). Миколаїв, Україна: Миколаївський національний аграрний університет. <https://doi.org/10.31521/978-617-7149-78-0-32>

4. Гуня, Д.П. (2021). Можливі причини зміни клімату та необхідності декарбонізації енергетики. *Гірнича геологія та геоecологія*, 2(3), 65-74.

5. Mykhailova, E. (2023). Analysis of the greenhouse gas emissions problem and the methods of their disposal. *The Scientific Paradigm in the Context of Technological Development and Social Change*. <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-297-5-21>

6. Кудря, С.О., Рєпкін, О.О., Рубаненко, О.О., Яценко, Л.В., & Шинкаренко, Л.Я. (2022). Етапи розвитку зеленої водневої енергетики України. *Відновлювана енергетика*, 1(68), 5-16.

7. Боднарчук, А.П., & Гоцуляк, М.М. (2024). Воднева енергетика і майбутнє України. *У Матеріалах VII міжнародної науково-технічної конференції «Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми,*

перспективи» (с. 83-84). Тернопіль, Україна: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

8. Янкін, Д., & Демидов М. (2023). Орієнтація технології підземної газифікації вугілля на отримання водню. У *Матеріалах XVI міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 63-64). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme16.063>

9. Imperiyka, M.H., Rahuma, M.N., & Eman, B.A. (2017). An overview of hydrogen production technologies of water electrolysis. (2017). *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 6(7), 206-217. <https://doi.org/10.21275/art20173986>

10. Nikolov, K., & Streblau, M. (2022). Hydrogen Production Technologies – A Comparative Overview and Future Developments. In *22nd International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies* (pp. 1-6). Bourgas, Bulgaria. <https://doi.org/10.1109/siela54794.2022.9845687>

11. Ahaiev, R., Prytula, D., Zberovskyi, V., Kliuiev, E., Antoniuk, O., & Pererva, A. (2025). Environmental aspects and statistical analysis of geological data of gas recovery in surface degassing wells. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1457(1), 012019. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1457/1/012019>

12. Kliuiev, E.S., Ahaiev, R.A., Dudlia, K.Ye, Vlasenko, V.V., & Zberovskyi, V.V. (2024). Analysis of quantitative and qualitative parameters of gas mixture in thermal processes of mine medium. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1415(1), 012030. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1415/1/012030>

13. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., Фальштинський, В.С., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2017). *Адаптація технології свердловинної підземної газифікації вугілля*. Дніпро: Національний гірничий університет».

14. Anjum, M. (2023). Carbon capture and storage (CCS) technologies for the oil and gas industry: A comprehensive literature review. <https://doi.org/10.1021/scimeetings.3c10087>

15. Roddy, D., & González, G. (n.d.). Chapter 4. Underground Coal Gasification (UCG) with Carbon Capture and Storage (CCS). *Carbon Capture*, 102-125. <https://doi.org/10.1039/9781847559715-00102>
16. Gordon, M., & Weber, M. (2021). Global energy demand to grow 47% by 2050, with oil still top source: US EIA. Retrieved from <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/crude-oil/100621-global-energy-demand-to-grow-47-by-2050-with-oil-still-top-source-us-eia>
17. Ishaq, H., Dincer, I., & Crawford, C. (2022). A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(62), 26238-26264. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149>
18. Usman, M.R. (2022). Hydrogen storage methods: Review and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112743. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112743>
19. Rosen, M.A., & Koohi-Fayegh, S. (2016). The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems. *Energy, Ecology and Environment*, 1(1), 10-29. <https://doi.org/10.1007/s40974-016-0005-z>
20. Makaryan, I.A., Sedov, I.V., Salgansky, E.A., Arutyunov, A.V., & Arutyunov, V.S. (2022). A comprehensive review on the prospects of using hydrogen-methane blends: challenges and opportunities. *Energies*, 15(6), 2265. <https://doi.org/10.3390/en15062265>
21. AccessScience. (2020). *Hydrogen-powered cars*. <https://doi.org/10.1036/1097-8542.yb100255>
22. Crivello, J.C., Denys, R.V., Dornheim, M., Felderhoff, M., Grant, D.M., Huot, J., & Yartys, V.A. (2016). Mg-based compounds for hydrogen and energy storage. *Applied Physics A*, 122(2) 1-17. <https://doi.org/10.1007/s00339-016-9601-1>
23. Chai, S., Zhang, G., Li, G., & Zhang, Y. (2021). Industrial hydrogen production technology and development status in China: a review. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 23(7), 1931-1946. <https://doi.org/10.1007/s10098-021-02089-w>

24. Iida, S., & Sakata, K. (2019). Hydrogen technologies and developments in Japan. *Clean Energy*, 3(2), 105-113. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz003>
25. Sustainability. (2022). *The race to develop green hydrogen – A sustainable challenge*. Retrieved from https://www.activesustainability.com/renewable-energy/production-green-hydrogen/?_adin=02021864894
26. Зануда, А. (2021). Зелений водень для України та світу: стратегічна перспектива чи новий великий пшик. Режим доступу: <https://www.bbc.com/ukrainian/features-58722468>
27. Саїк, П.Б., & Янкін, Д.В. (2023). Аналіз технологій отримання водню та перспективи розвитку в Україні. *Збірник наукових праць НГУ*, (73), 56-67. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/73.056>
28. Волошин, М.Д., Шестозуб, А.Б., Черненко, Я.М., & Зеленська Л.О. (2009). *Технологія неорганічних речовини. Частина 1. Технологія газів*. Дніпродзержинськ, Україна: Дніпродзержинський державний технічний університет, 313 с.
29. Zeng, K., & Zhang, D. (2010). Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 36(3), 307-326. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>
30. Fujiwara, S., Kasai, S., Yamauchi, H., Yamada, K., Makino, S., Matsunaga, K., Yoshino, M., Kameda, T., Ogawa, T., Momma, S., & Hoashi, E. (2008). Hydrogen production by high temperature electrolysis with nuclear reactor. *Progress in Nuclear Energy*, 50(2-6), 422-426. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2007.11.025>
31. Show, K.-Y., Yan, Y., Ling, M., Ye, G., Li, T., & Lee, D.-J. (2018). Hydrogen production from algal biomass – Advances, challenges and prospects. *Bioresource Technology*, 257, 290-300. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.02.105>
32. Подорванов, В.В. (2016). Фундаментальні біологічні проблеми водневої енергетики. *Науковий часопис НПУ імені М.П. Драгоманова*, 53, 250-255.
33. Криштопа, С., Криштопа, Л., Гнип, М., Микитій, І., Мельник, В., & Дикун, Т. (2019). Дослідження складу і теплоти згорання піролізних газів як палива для конвертованих на газ дизельних двигунів нафтогазового

технологічного транспорту. *Сучасні технології в машинобудуванні та транспорті*, 2(13), 84-94. <https://doi.org/10.36910/automash.v2i13.91>

34. Han, L., & Wang, Q. (2021). 6 Hydrogen production from biomass pyrolysis. *Hydrogen Production and Energy Transition*, 279-302. <https://doi.org/10.1515/9783110596250-014>

35. Галиш, В.В., Ященко, О.В., & Трембус, І.В. (2022). *Комплексне перероблення рослинної сировини: Комплексна хімічна переробка деревини*. Київ, Україна: КПП ім. Ігоря Сікорського, 104 с.

36. Kaiwen, L., Bin, Y., & Tao, Z. (2017). Economic analysis of hydrogen production from steam reforming process: A literature review. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 13(2), 109-115. <https://doi.org/10.1080/15567249.2017.1387619>

37. Midilli, A., Kucuk, H., Topal, M. E., Akbulut, U., & Dincer, I. (2021). A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and Opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(50), 25385-25412. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.088>

38. Rampai, M.M., Mtshali, C.B., Seroka, N.S., & Khotseng, L. (2024). Hydrogen production, storage, and transportation: recent advances. *RSC Advances*, 14(10), 6699-6718. <https://doi.org/10.1039/d3ra08305e>

39. Tashcheiev, Y. V., Voitko, S. V., Trofymenko, O. O., Riepin, O. O., & Kudria, T. S. (2020). Global trends in the development of hydrogen technologies in industry. *Business Inform*, 8(511), 103-114. <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2020-8-103-114>

40. Бондаренко, В.І., Ковалевська, І.А., Малашкевич, Д.С., Сушкова, В.В. (2022). Сучасний стан і перспективи розвитку водневої енергетики *Збірник наукових праць НГУ*, (69), 7-22. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/69.007>

41. 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>

42. Lozynskyi, V., Dychkovskyi, R., Saik, P., & Falshtynskyi, V. (2018). Coal seam gasification in faulting zones (Heat and Mass Balance Study). *Solid State Phenomena*, (277), 66-79. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/SSP.277.66>
43. Lozynskyi, V., Saik, P., Petlovanyi, M., Sai, K., Malanchuk, Z., & Malanchuk, Ye. (2018). Substantiation into mass and heat balance for underground coal gasification in faulting zones. *Inżynieria Mineralna*, 19(2), 289-300. <https://doi.org/10.29227/IM-2018-02-36>
44. Chen, W.-H., & Chen, C.-Y. (2020). Water gas shift reaction for hydrogen production and carbon dioxide capture: A review. *Applied Energy*, 258, 114078. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114078>
45. 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>.
46. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., Saik, P., Lozynskyi, V., Sala, D., Hankus, Ł., Magdziarczyk, M., & Smoliński, A. (2025). Control of contour evolution, burn rate variation, and reaction channel formation in coal gasification. *Scientific Reports*, 15(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-025-93611-3>
47. Янкін, Д.В. (2024). Синтез-газ – продукт водневоорієнтованої технології газифікації вугілля. У *Матеріалах XIV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна» 2024* (с. 248-249). Дніпро, Україна. Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/166926>
48. Pershad, S., Pistorius, J., & van der Riet, M. (2018). Majuba underground coal gasification project. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 469-502. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00014-1>
49. L'Homme, G.A., Pirard, J.P., & Ledent, P. (1991). Oxy-reactivity of coal at low temperature and high pressure during great depth underground gasification tests. *Fundamental Issues in Control of Carbon Gasification Reactivity*, 107-129. https://doi.org/10.1007/978-94-011-3310-4_6

50. Wang, Z., Xu, X., Cui, Y. (2019). Effect of fixed and removable gas-injection patterns on the expansion of reaction zones during underground coal gasification. *Energy & Fuels*, 33(6). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00037.s001>
51. Saik, P., & Berdnyk, M. (2022). Mathematical model and methods for solving heat-transfer problem during underground coal gasification. *Mining of Mineral Deposits*, 16(2), 87-94. <https://doi.org/10.33271/mining16.02.087>
52. Self, S.J., Reddy, B.V., & Rosen, M.A. (2012). Review of underground coal gasification technologies and carbon capture. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 3(16), 1-18 <https://doi.org/10.1186/2251-6832-3-16>
53. Škvareková, E., Tomašková, M., Wittenberger, G., & Zelenák, Š. (2019). Analysis of risk factors for underground coal gasification. *Management Systems in Production Engineering*, 27(4), 227-235. <https://doi.org/10.1515/mspe-2019-0036>
54. Otto, C., & Kempka, T. (2015). Thermo-mechanical simulations confirm: Temperature-dependent mudrock properties are nice to have in far-field environmental assessments of underground coal gasification. *Energy Procedia*, 76, 582-591. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.875>
55. Khan, M., Mmbaga, J., Shirazi, A., Trivedi, J., Liu, Q., & Gupta, R. (2015). Modelling underground coal gasification – A review. *Energies*, 8(11), 12603-12668. <https://doi.org/10.3390/en81112331>
56. 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>
57. Заєв, В.В. (2015). *Обґрунтування технологічних параметрів тепловідвідних свердловин при підземній газифікації вугільних пластів*. Автореф. дис. на здобуття наук. ступеня кандидата техн. наук. Спец.: 05.15.02. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 21 с.
58. Haiko, H., Stoudenets, V., Li, D., Biletskyi, V., & Desna, N. (2023). Theoretical Substantiation of «The Variable Phase Turbine-Downhole Recuperator» for Underground Coal Gasification. *Petroleum & Coal*, 65(3), 613-622.

https://www.vurup.sk/wp-content/uploads/2023/07/PC-X_Desna_07.pdf

59. Sadovenko, I., Inkin, O., & Zagrytsenko, A. (2016). Theoretical and geotechnological fundamentals for the development of natural and man-made resources of coal deposits. *Mining of Mineral Deposits*, 10(4), 1-10.

<https://doi.org/10.15407/mining10.04.001>

60. Рудаков, Д., Інкін, О., & Дерев'ягіна, Н. (2022). Аналіз типів геотермальних систем для використання теплового ресурсу закритих шахт. *Збірник наукових праць НГУ*, 68, 145-156. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/68.145>

61. Iriguchi, R., Hamaoka, A., Su, F., Sasaoka, T., Shimada, H., Itakura, K., Takahashi, K., Kodama, J., & Deguchi, G. (2024). Effects of water injection on reaction temperature and hydrogen production in horizontal co-axial underground coal gasification. *Scientific Reports*, 14(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-024-76966-x>

62. Dong, X., Zhong, F., Chen, S., Chen, Y., Li, J., Lyu, X., Jiang, L., & Chen, Z. (2024). Potential evaluation of the hydrogen production in underground coal gasification process. *SPE Europe Energy Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/220088-ms>

63. Yin, Z., Xu, H., Chen, Y., Zhao, T., & Wu, J. (2023). Experimental simulate on hydrogen production of different coals in underground coal gasification. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(19), 6975-6985. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.205>

64. Liu, H., Guo, W., & Liu, S. (2022). Comparative techno-economic performance analysis of underground coal gasification and surface coal gasification based coal-to-hydrogen process. *Energy*, 258, 125001. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125001>

65. Salieiev, I., Bondarenko, V., Kovalevska, I., Malashkevych, D., & Galkov, R. (2025). Principles of mining-geological classification for maintaining mine workings in conditions of weakly metamorphosed rocks. *Mining of Mineral Deposits*, 19(1), 26-36. <https://doi.org/10.33271/mining19.01.026>

66. Dychkovskyi, R., Shavarskyi, I., Saik, P., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., & Cabana, E. (2020). Research into stress-strain state of the rock mass condition in

the process of the operation of double-unit longwalls. *Mining of Mineral Deposits*, 14(2), 85-94. <https://doi.org/10.33271/mining14.02.085>

67. Bondarenko, V.I., Kovalevska, I.A., Symanovych, H.A., Sachko, R.M., & Sheka, I.V. (2023). Integrated research into the stress-strain state anomalies, formed and developed in the mass under conditions of high advance velocities of stope faces. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1254(1), 012062. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1254/1/012062>

68. Petlovanyi, M.V., Malashkevych, D.S., Sai, K.S., & Stoliarska, O.V. (2023). Ecological-economic aspects of mining thin coal seams in the Western Donbas. *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, 32(3), 569-580. <https://doi.org/10.15421/112351>

РОЗДІЛ 2

ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВОДНЕВООРІЄНТОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

2.1 Формування основних припущень при дослідженні водневоорієнтованої технології газифікації вугілля

Під час дослідження процесів газифікації вугілля знання про аналітичні припущення допомагають у створенні математичних моделей і проведенні лабораторних досліджень, що можуть бути використані для прогнозування та оптимізації цих процесів. Врахування цих аспектів дає змогу отримати більш точні та надійні результати дослідження, тому необхідно враховувати такі аспекти:

– моделі газифікації вугілля базуються на термодинамічних закономірностях, таких як закони збереження енергії та маси, закони ідеального газу та хімічні реакції [1], [2]. Ці закони стверджують, що енергія і маса не можуть бути втрачені або створені, а лише перетворюються з одного виду в інший. Енергетичні аспекти, що відбуваються під час газифікації вугілля, включають енергію утворення, теплові ефекти та зміни ентальпії. Це означає, що реакції протікають доти, доки не досягнуто термодинамічної рівноваги між реагентами та продуктами газифікації;

– при моделюванні газифікації вугілля важливо враховувати вплив тиску дуттьової суміші та її об'єм на хімічні реакції та термодинамічні процеси, особливо за газифікації вугілля в умовах підвищених тисків [3] – [5]. Сформовані моделі підземних газогенераторів дають змогу оцінити кінетичні швидкості реакцій, що відбуваються під час газифікації вугілля. Ці припущення включають різні кінетичні механізми, такі як кінетика поверхневих реакцій і дифузійні процеси, що дає змогу визначити послідовність і швидкість хімічних перетворень у середовищі «вугілля – газ». Моделі враховують швидкість хімічних реакцій, яка може бути визначена за допомогою експериментальних даних або теоретичних розрахунків відповідно до температури, тиску та концентрації газів як у дутті, так і в генераторному газі;

– при проведенні лабораторних досліджень, що відповідають масштабам реальних умов ведення процесу підземної газифікації параметри окислювально-відновлювальних зон можуть бути відтворені у масштабі вугільного пласта, але це потрібно проводити у контрольованих умовах лабораторії. Тому необхідно передбачати геометрію реакційного простору, що включає канали подачі дуття та вогневий вибій для врахування взаємодії вугілля з реагентами дуття [6], [7];

– параметри вугільного пласта та гірського масиву, що його вміщує, залежать від гірничо-геологічних умов. Тому важливо забезпечувати умови тотожності їх відтворення. Це дасть змогу з високим ступенем достовірності обґрунтовувати параметри ведення процесу щодо реальних умов;

– детальний аналіз основних параметрів процесу газифікації, таких як склад продуктів, температура, тиск, дають змогу обґрунтувати параметри процесу газифікації та проводити порівняння з результатами моделювання, теоретичними розрахунками та лабораторними дослідженнями, вивчати екологічні аспекти та проводити техніко-економічну оцінку запропонованих рішень.

Таким чином, аналіз аналітичних припущень та аспектів, описаних вище, підтверджує важливість розуміння фізико-хімічних процесів у створенні ефективних математичних моделей та подальшу їх адаптацію відповідно до лабораторних та/або натурних досліджень під час дослідження процесів газифікації вугілля, що є важливим для розробки надійних моделей, які можуть оптимізувати та прогнозувати ефективність процесу газифікації вугілля.

2.2 Характеристика лабораторної бази для досліджень процесу газифікації вугілля

Дослідження ефективності процесу підземної газифікації вугілля при системі розробки вугільного пласта вертикальними свердловинами було проведено шляхом серії лабораторних експериментів із використанням спеціально розробленої авторської експериментальної установки [8], [9]. Установка дає можливість моделювати ключові параметри підземного газогенератора, включно з температурою, тиском, геометрією вугільного пласта

і вигазованого простору, подачею дуттьових сумішей (повітря, кисень, водяна пара) за різних режимів. Важливою особливістю експериментальної установки є можливість моделювання режиму прямого пропалення реакційного каналу, що є характерним для початкової фази процесу підземної газифікації вугілля. Такий режим передбачає спрямовану подачу дуттьового агента (повітря або пароповітряної суміші) безпосередньо в зону каналу, викликану локалізованим займанням вугілля з подальшим розвитком фронту горіння вздовж заданого напрямку – від нагнітальної до газовідвідної свердловини. Завдяки цій функціональній можливості установка дає змогу детально вивчати процеси формування активної зони горіння, зміну термогазодинамічних параметрів уздовж каналу, а також особливості ініціації і поширення реакцій високотемпературного окислення в межах вугільного масиву. Проведення такого методу досліджень забезпечує високу точність відтворення умов, наближених до реальних підземних процесів при газифікації вугілля і дає змогу всебічно оцінити вплив технологічних параметрів на ефективність процесу газифікації. При цьому конструкцію установки розроблено таким чином, що моделювати роботу газогенератора можливо за двох способів розробки вугільного пласта: при бурінні вертикальних свердловин і при формуванні шахтного газогенератора за технологією «свердловина – газогенератор». Принципову схему установки наведено на рис. 2.1.

Основною конструктивною складовою експериментальної установки є стенд секційного типу, який складається із зовнішньої термостійкої оболонки 2 і внутрішнього модуля 4, де здійснюється моделювання вугільного пласта з урахуванням його геометричних і фізико-хімічних характеристик. Для забезпечення стабільності температурного режиму та мінімізації теплових втрат по всьому периметру установки передбачена багатошарова теплоізоляція, що містить комбінацію вогнетривких матеріалів і відбивних елементів 3. Така конструкція дає змогу точно імітувати умови, наближені до реальних підземних процесів газифікації, що є критично важливим для отримання достовірних результатів.

До складу елементів подачі дуттьової суміші входять: витратомір 7, що забезпечує точне вимірювання об'єму поданого газу, парогенератор 8, призначений для утворення водяної пари заданих параметрів, а також компресор 9, який забезпечує нагнітання повітря дуття. Узгоджена робота цих елементів дає можливість регулювати склад і витрату дуття відповідно до обраного технологічного режиму газифікації.

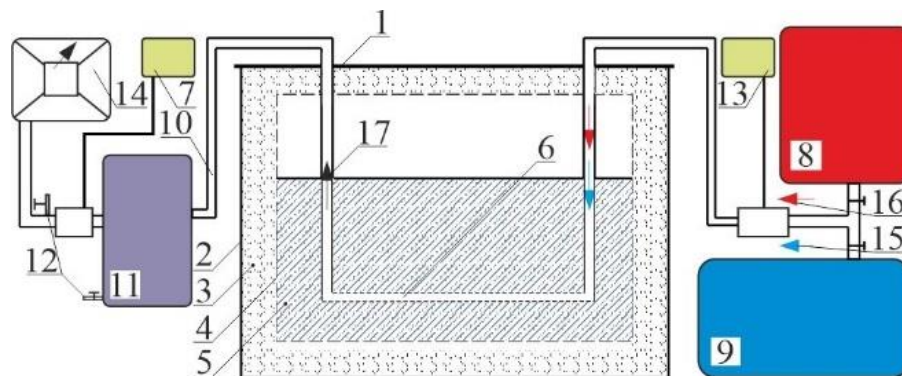


Рисунок 2.1 – Принципова схема лабораторної установки для дослідження процесу газифікації вугілля через вертикальні свердловини: 1 – верхня кришка стенду з досліджень; 2 – зовнішній корпус стенду; 3 – утеплювач; 4 – внутрішній корпус стенду; 5 – вугільний пласт; 6 – вогневий вибій; 7, 13 – витратоміри дуттьової суміші та газовідвідної суміші 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, пари та генераторного газу відповідно

Система відведення генераторного газу має бак-охолоджувач 11, призначений для зниження температури газу до безпечного рівня, витратомір 13 для контролю об'єму відведеного продукту, а також димосос 14, що створює необхідне розрідження для підтримання руху газової суміші по магістралі. Завдяки цій системі забезпечується ефективне транспортування і подальший аналіз складу генераторного газу.

Як еквівалентний модельний матеріал для імітації вугільного пласта використовувалися прямокутні куски вугілля розміром від $100 \times 150 \times 100$ мм до $200 \times 150 \times 100$ мм. Для забезпечення щільного прилягання і структурної цілісності моделі окремі куски укладалися в шаховому порядку та скріплювалися між собою шляхом заштибовки дрібнодисперсною вугільною фракцією. Такий підхід дав можливість імітувати природну пористу структуру вугільного масиву та забезпечити умови, максимально наближені до реального геологічного середовища.

Вугілля, що використовувалося для проведення досліджень, за якісним складом відповідало характеристикам сировини, видобутої на окремих ділянках шахти імені Героїв Космосу, зокрема в межах експлуатаційних пластів c_5 , c_9 , c_{10}^6 та c_{11} . Його параметри, такі як вміст летких речовин, зольність, вологість, теплота згоряння та структура, були попередньо визначені лабораторними методами, що зазначено у відповідних гірничо-геологічних прогнозах. Згідно з ДСТУ 3472-96 марка вугілля – ДГ.

Додатково в межах змодельованого вугільного пласта формувався реакційний канал, який слугував імітацією основної зони термохімічних перетворень під час газифікації. Для забезпечення умов, максимально наближених до реального процесу підземної газифікації, від площини покрівлі вугільного пласта до зони реакційного каналу закладалися дві свердловини: нагнітальна та газовідвідна, які відтворювали відповідні технічні канали для подачі дуття і відведення генераторного газу. Діаметр свердловин становив 25 мм.

Контроль і регулювання тиску в зоні окислення реакційного каналу, де протікають екзотермічні реакції з виділенням тепла, а також ефективно відведення генераторних газів із зони відновлення, що характеризується переважно ендотермічними процесами, здійснювалися за допомогою регульованої подачі повітряного та пароповітряного дуття. Такий підхід дав змогу підтримувати динамічну рівновагу між швидкістю руху газових потоків та кінетикою хімічних перетворень у різних температурно-реакційних зонах газогенератора. Завдяки гнучкому керуванню параметрами дуття стало

можливим оптимізувати тепловий режим усередині реакційної зони, стабілізувати перебіг процесу газифікації та підвищити вихід водню, як основного горючого продукту генераторного газу.

Дослідження параметрів ефективності процесу підземної газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню проводилося з урахуванням змінної потужності вугільних пластів від 0,7 до 1,2 м, що відповідає реальним натурним умовам. Такий підхід обґрунтовано вибрано через те, що значна частина розвіданих запасів вугілля, а саме близько 35%, зосереджена саме в пластах такої потужності [10]. Під час кожного етапу дослідження заміряли концентрації горючих газів (CO , H_2 , CH_4) у вихідній суміші. Теплотворна здатність генераторного газу розраховувалась за «правилом адитивності», враховуючи концентрації кожного горючого газу та теплоту його згоряння [11].

З урахуванням гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів у шахтних умовах, а також геометричних і конструктивних параметрів лабораторної установки, було визначено, що для забезпечення подібності режимів процесу газифікації акцент зроблено на фізико-хімічній та динамічній подібності, що охоплює параметри тиску, співвідношення газів, теплових потоків та швидкості реакцій [12] – [14].

Для визначення параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора, де максимальна довжина реакційного каналу у лабораторних умовах становить 0,8 м було визначено відповідні масштабні коефіцієнти відповідно до натурних умов шляхом застосування коефіцієнтів геометричного масштабування за формулою [15]:

$$C_l = \frac{l_H}{l_M} \left[\frac{M}{M}, \frac{cM}{cM}, \frac{MM}{MM} \right],$$

де l_H і l_M – лінійні розміри стенда й області в натурі.

З огляду на оптимальну довжину реакційного каналу в 30 м параметр $C_l = 42$ м/м.

У досліджуваних нами гірничо-геологічних умовах потужність вугільного пласта варіюється в межах від 0,7 до 1,2 м. Для моделювання цього параметра

при розрахунках матеріально-теплого балансу, а також з метою забезпечення фізичної подібності процесів газифікації, були застосовані критерії кінематичної та теплової подібності. З огляду на природу цих процесів, обрані критерії відповідають гомохронному типу моделювання [16], [17].

Кінематична подібність, тобто подібність між швидкостями вигазовування вугілля в натурі та моделі, виражається виразом:

$$\frac{v_{\text{вуг.}}^{\text{нат.}}}{v_{\text{вуг.}}^{\text{мод.}}} = x_v = \text{const} ,$$

де $v_{\text{нат.}}$, $v_{\text{мод.}}$ – швидкість вигазовування вугілля натурі та моделі, т/доб.

Теплова подібність передбачає подібність температурного поля, що виникає навколо підземного газогенератора в натурі та на моделі за зонами хімічних реакцій, і визначається наступним співвідношенням:

$$\frac{T_{\text{нат.}(x,y)}^{\text{ок.з.}}}{T_{\text{мод.}(x,y)}^{\text{ок.з.}}} = \frac{T_{\text{нат.}(x,y)}^{\text{пер.з.}}}{T_{\text{мод.}(x,y)}^{\text{пер.з.}}} = \frac{T_{\text{нат.}(x,y)}^{\text{від.з.}}}{T_{\text{мод.}(x,y)}^{\text{від.з.}}} = x_{T(x,y)} = \text{const} ,$$

де $T_{\text{нат.}(x,y)}^{\text{ок.з.}}$, $T_{\text{нат.}(x,y)}^{\text{пер.з.}}$, $T_{\text{нат.}(x,y)}^{\text{від.з.}}$, $T_{\text{мод.}(x,y)}^{\text{ок.з.}}$, $T_{\text{мод.}(x,y)}^{\text{пер.з.}}$, $T_{\text{мод.}(x,y)}^{\text{від.з.}}$ – температура окислювальної, перехідної та відновлювальної зон хімічних реакцій відповідно натурі та моделі за заданими координатами, °С.

Таким чином, заданий діапазон потужності вугільних пластів, у лабораторних умовах (0,1 – 0,2 м), дав змогу скоригувати параметри вигазовування та теплові характеристики згідно з визначеними співвідношеннями, що сприяло підвищенню достовірності та прикладної цінності експериментальних результатів.

2.3 Задання та моделювання еквівалентних умов вологості вугільного пласта

У процесі моделювання підземної газифікації особлива увага приділялася відтворенню еквівалентних умов вологості вугільного пласта, оскільки вміст води є одним із ключових факторів, що впливають на термохімічні

характеристики процесу та склад генераторного газу [18] – [20]. Зокрема, вологість вугілля відіграє подвійну роль:

1. За підвищеної вологості частина енергії реакцій витрачається на випаровування води, що знижує ефективність процесу горіння і газифікації
2. Після випаровування вода бере участь в ендотермічних реакціях газифікації, що сприяє збільшенню вмісту водню у складі генераторного газу.

Для відтворення впливу вологості на процес газифікації у лабораторних умовах були задані рівні вологості вугільного пласта, що відповідають типовим значенням для конкретних пластів шахти імені Героїв Космосу (зокрема в межах 1,8 – 12,9%). Попередні лабораторні тести підтвердили, що навіть незначне підвищення вологості на 1 – 2% може вплинути на співвідношення H_2/CO в газі, а також змінити розподіл температур у зоні реакцій [21], [22].

Для моделювання впливу води на процес підземної газифікації вугільного пласта в лабораторних умовах вологість вугілля задавали штучно, з дотриманням контрольованих параметрів. Формування вугільного пласта із заданою вологістю проводилося таким чином:

1. На першому етапі визначали фактичну вологість вугілля шляхом подрібнення відібраних кусків вугілля лабораторним млином з наступним визначенням отриманої подрібненої вологості вологоміром (рис. 2.2).

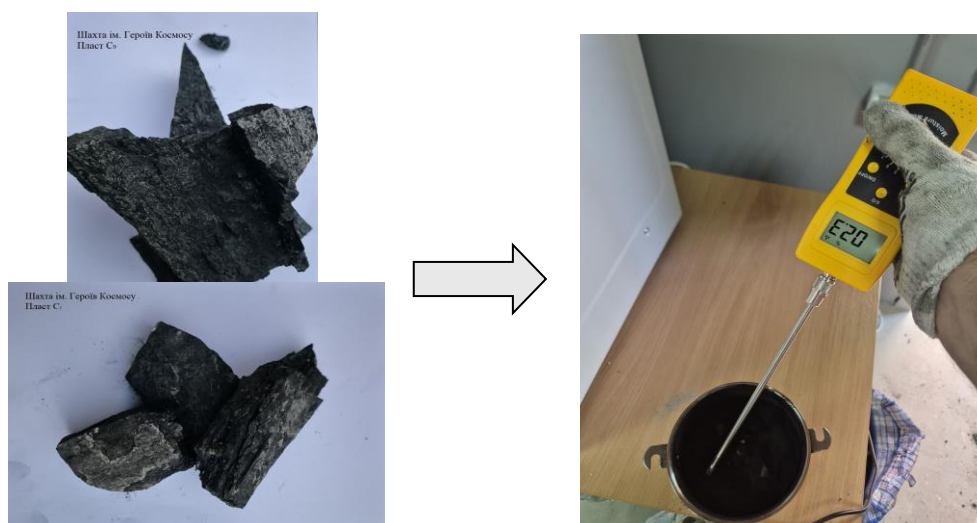


Рисунок 2.2 – Фотофіксація проведення досліджень щодо вологості вугілля

2. На другому етапі підготовки зразків здійснювалося зважування відібраних кусків вугілля у вихідному (сухому) стані для подальшого розрахунку необхідної кількості води відповідно до заданого рівня вологості. Після цього кожен вугільний кусок рівномірно зрошувався водою за допомогою розпилювача, що забезпечувало контрольований і поступовий розподіл вологи по поверхні матеріалу.

Зволоженне вугілля укладали в герметичні пластикові бокси, що запобігало випаровуванню води і забезпечувало стабілізацію внутрішньої вологості в об'ємі матеріалу. Зразки витримували в закритих контейнерах протягом доби за кімнатної температури, що давало змогу воді рівномірно проникнути в пори і капілярну структуру вугілля, наближаючи розподіл вологи до умов природного зволоження вугільного масиву. Після чого відбувалося повторне зважування кусків вугілля і визначалася його вологість за формулою:

$$W = \frac{m_{\text{вол.}} - m_{\text{сух.}}}{m_{\text{вол.}}} \cdot 100, \%,$$

де $m_{\text{вол.}}$ – маса зразка після зволоження, (кг);

$m_{\text{сух.}}$ – маса сухого зразка (кг);

W – вологість у відсотках до робочої маси.

При цьому додатково вологість зазначеного вугілля також визначалась відповідно до вище наведеного першого етапу. Розбіжність між даними видами дослідження становила 8 – 12%.

Такий підхід давав змогу точно задавати і відтворювати умови вологості, що відповідають експлуатаційним характеристикам вугільних пластів у реальних гірничо-геологічних умовах, зокрема на шахтах Західного Донбасу.

2.4 Методика дослідження процесу підземної газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню

Розроблена методика дослідження передбачає експериментальне моделювання процесу підземної газифікації вугілля з акцентом на оптимізацію параметрів, що сприяють максимальному виходу водню у складі генераторного

газу. Основна увага приділяється відтворенню умов, які забезпечують розвиток ендотермічних реакцій взаємодії вуглецю з водяною парою. Характерною особливістю проведених досліджень з газифікації вугілля є визначення параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора, який є критичним елементом у розумінні просторово-часової динаміки процесу газифікації. Геометричні та об'ємні характеристики вигазованого простору, що утворюється в результаті термохімічного перетворення вугілля, мають безпосередній вплив на ефективність роботи газогенератора, тепловий баланс системи та геометрію фронту горіння.

Отримані дані дають можливість оцінити прогнозовані обсяги вугілля, що може бути газифікованим у заданих умовах, а також коректно розрахувати необхідні параметри дуття (тиск, витрату, співвідношення повітря/пари) для підтримання стабільного теплового режиму. Крім того, аналіз параметрів вигазованого простору забезпечує основу для оцінки потенційного виходу генераторного газу, зокрема концентраційної частки водню, та дає змогу адаптувати процес до зміни гірничо-геологічних умов або технологічних режимів.

Моделювання процесу газифікації вугілля здійснювалося у двох технологічних режимах подачі дуттьових сумішей, що дало змогу комплексно дослідити вплив різних умов на ефективність термохімічного перетворення палива. У першому режимі, що відповідав етапу пропалювання вугільного пласта, застосовували повітряне дуття з об'ємною концентрацією кисню 21%, яке подавали з продуктивністю 2,1 м³/год. Цей режим забезпечував ініціацію високотемпературних реакцій окислення і створення активної зони горіння. Другий режим імітував власне процес газифікації, за якого до реакційної зони подавали пароповітряне дуття, що складалося з суміші насиченої водяної пари і повітря. Такий режим сприяв протіканню ендотермічних реакцій взаємодії вуглецю з водяною парою і діоксидом вуглецю з утворенням генераторного газу з підвищеним вмістом водню.

Параметри вугільного пласта, що використовувалися під час моделювання процесу газифікації, відповідали натурним умовам експлуатації

підземних родовищ і варіювалися в межах від 0,7 до 1,2 м. З метою оцінки впливу потужності вугільного пласта на ефективність процесу термохімічного перетворення, було проведено 12 експериментальних досліджень. Досліди були структуровані у 4 групи відповідно до заданих значень потужності пласта: 0,7 м, 0,8 м, 1,0 м та 1,2 м по 3 повторювані експерименти у кожній групі для забезпечення достовірності отриманих результатів. Такий підхід дав змогу виявити закономірності між потужністю вугільного пласта та параметрами процесу газифікації, зокрема обсягами вугілля, що буде газифіковано та часом роботи газогенератора. За кожним експериментом також визначалися усереднені значення концентрацій горючих та баластних газів.

Після завершення експериментального циклу газифікації проводилося розкриття підземного газогенератора з метою детального аналізу сформованого вигазованого простору. Цей етап охоплював розкриття змодельованого газогенератора, що дало змогу здійснити візуальний огляд та заміри геометричних параметрів вигазованого об'єму. Вимірювання проводилися відповідно до встановленої методики, схематично зображеної на рис. 2.3, з урахуванням просторової конфігурації каналу пропалювання, зони активної газифікації та прилеглих зон вторинних змін.

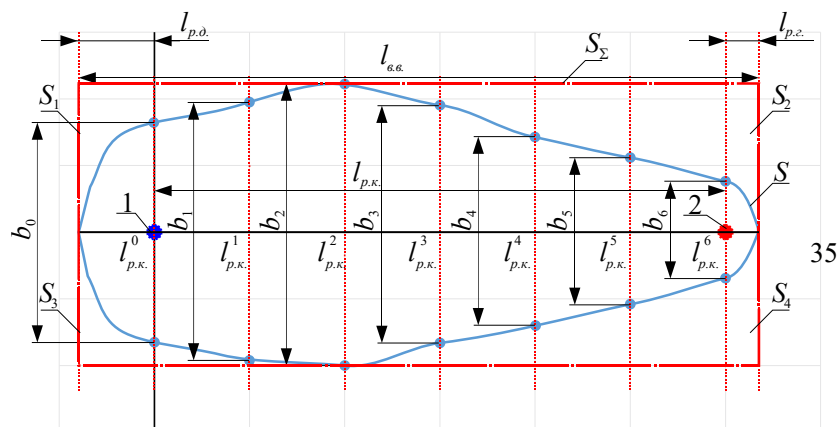


Рисунок 2.3 – Геометризація вигазованого простору при газифікації вугілля:

1, 2 – дуттьова і газовідвідна свердловини; $l_{р.к.}$, $l_{а.в.}$ – довжина реакційного каналу і вогневого вибою; $l_{п.д.}$, $l_{п.г.}$ – величина розширення довжини вогневого вибою зі сторони дуттьової та газовідвідної свердловин; $b_0, b_1, \dots, b_{30}$ – ширина підземного газогенератора за відповідним його перерізом

На подальшому етапі обробки результатів було проведено кількісну оцінку площі вигазованого простору із застосуванням чисельного методу інтегрування – методу трапецій. Для цього було використано дані лінійних замірів поперечних перерізів вигазованої порожнини, отримані в результаті розкриття підземного газогенератора. Площа поперечного перерізу (S) обчислювалася на основі серії вимірних координат із подальшим інтегруванням по довжині каналу газифікації. Після визначення площі вигазованого простору (S), було здійснено розрахунок обсягів вугілля, яке не зазнало повноцінної термoxімічної деструкції в межах реакційної зони. Ці залишки вугілля, які не вступили в режим газифікації через нерівномірний розподіл температури, нестачу окислювача та обмеження зони дії теплового фронту, класифікувалися як втрати вугілля ($Q_{вт.}$). Для оцінки їх кількості використовувалося співвідношення між геометричними параметрами вигазованого простору, розрахунковою потужністю вугільного пласта і щільністю вугілля. Таким чином, отримані результати дали змогу встановити реальні геометричні розміри вигазованої зони, оцінити рівномірність розповсюдження теплового фронту та можливі зони локального перегріву або недостатньої реакційної активності, проаналізувати ефективність процесу газифікації вугілля залежно від параметрів дуття та потужності вугільного пласта. Необхідно зазначити, що пароповітряна суміш у процесі підземної газифікації подається до реакційної зони через керований трубопровід, конструктивні особливості якого наведено у п. 1.3. Однак аналіз експлуатаційних характеристик показав, що існуючі конструкції трубопроводів мають низку технічних недоліків, які значною мірою впливають на ефективність процесу.

Зокрема, одним із критичних недоліків є нерівномірність розподілу дуттєвої суміші в межах окислювальної зони підземного газогенератора. Така нерівномірність призводить до неоднорідного нагріву, утворення локальних зон перегріву та недостатньої реакційної активності, що у також знижує загальний рівень деструкції вугілля та ефективність газифікації.

У зв'язку з цим подальші дослідження спрямовано на вдосконалення конструкцій керованих трубопроводів з метою оптимізації гідродинамічних умов подачі дуття. Заплановано вдосконалення трубопровідної системи шляхом зміни конфігурації каналів та встановлення регульованих насадок для забезпечення рівномірного розподілу пароповітряної суміші.

2.5 Комп'ютерне моделювання руху дуттьових сумішей по керованому трубопроводі

Комп'ютерне моделювання руху дуттьових сумішей передбачає створення комп'ютерної моделі, яка допомагає відтворити поведінку реального процесу подавання суміші по керованому трубопроводі, що спрямовано на встановлення та оптимізацію руху дуття до площини вогневого вибою. Останнім часом зазначається значний прогрес у сфері комп'ютерної техніки та програмного забезпечення, що суттєво розширює можливості числового аналізу за допомогою технологій CAE (Computer Aided Engineering), спрямованих на розрахунковий аналіз конструкцій. Однією з галузей в межах CAE є CFD (Computational Fluid Dynamics) – комп'ютерний аналіз потоків. До цього типу програм відносяться CosmosFloWorks, Fluent, Flowvision тощо. CFD програми успішно зарекомендували себе в наукових дослідженнях потоків у різних галузях промисловості [23] – [25].

На основі аналізу програмних комплексів, що є базою числових методів досліджень, для моделювання аеродинамічних потоків подачі дуттьової суміші по керованому трубопроводі було застосовано пакет Solid Works Flow Simulation, що є програмним забезпеченням для обчислення та аналізу потоків рідини і газу. Воно дає змогу інженерам моделювати й аналізувати різні гідродинамічні та аеродинамічні процеси в інженерних системах. Завдяки інтуїтивному інтерфейсу та інтеграції з іншими інструментами SolidWorks, ця програма дає змогу швидко й ефективно виконувати різноманітні розрахунки та аналізувати результати. Вона має широкий спектр можливостей для моделювання явищ, таких як теплопередача, турбулентність, конвекція тощо, що

робить її потужним інструментом для інженерного проектування.

Під час створення моделі керованого трубопроводу враховано напрацювання інженерної практики, спрямовані на оптимізацію ефективності роботи підземного газогенератора. Отримані результати чисельного аналізу подачі дуття порівнювали з даними, отриманими під час експериментальних досліджень. Це дало змогу перевірити точність і достовірність чисельної моделі. Порівняння результатів чисельного аналізу з експериментальними даними дало змогу оцінити відповідність між ними, виявити можливі розбіжності та зробити необхідні правки в моделі для підвищення її точності. Такий підхід дає змогу підтвердити надійність чисельного аналізу і переконатися у відповідності результатів реальним умовам подачі дуття до площини вогневого вибою. Тому доцільним є виділення основних завдань обчислювального експерименту на етапи:

I етап. Здійснюється визначення геометричних параметрів трубопроводу і характеристик матеріалів, з яких він виготовлений, з урахуванням експлуатаційних умов. Далі встановлюються граничні умови (тиск, температура, продуктивність), після чого виконується побудова чисельної моделі та задання вихідних параметрів для подальших розрахунків.

II етап. На цьому етапі здійснюється вибір оптимального методу чисельного розв'язання, що відповідає характеру задачі (наприклад, стаціонарний або нестаціонарний режим, лінійна або нелінійна постановка). Паралельно виконується налаштування обчислювальних параметрів, таких як сіткова дискретизація, крок інтегрування, точність і критерії збіжності. Після цього проводиться перевірка коректності введених даних і граничних умов з метою запобігання помилкам на етапі моделювання та забезпечення достовірності результатів.

III етап. Після завершення етапу підготовки та налаштувань здійснюється запуск чисельного моделювання руху дуттьових сумішей з метою аналізу характеру потоку як усередині трубопроводу, так і на його виході в зону реакційного каналу. У процесі обчислень здійснюється поетапне визначення

просторово-часових розподілів основних параметрів потоку – зокрема тиску, швидкості, температури, густини та турбулентних характеристик. Результати моделювання зберігаються у вигляді масивів даних і графічних візуалізацій, що дає змогу здійснювати подальший аналіз ефективності подачі дуття і виявляти можливі зони нерівномірного розподілу або гідравлічних втрат.

IV етап. Після завершення обчислювального процесу виконується візуалізація отриманих даних у вигляді графіків, ізоліній, векторних полів і тривимірних розподілів основних параметрів потоку (тиску, швидкості, температури, густини тощо). Здійснюється детальна інтерпретація результатів з урахуванням особливостей геометрії системи та умов подачі дуттьової суміші. Отримані дані порівнюються з результатами лабораторних експериментів для оцінки ступеня відповідності між чисельною моделлю і реальними фізичними процесами. У разі виявлення розбіжностей або локальних відхилень проводиться аналіз причин (наприклад, спрощення геометрії, похибки в граничних умовах, чисельну нестабільність) і вносять відповідні коригування в модель для підвищення її точності та надійності.

V етап. На завершальному етапі здійснюється підготовка детального звіту, який містить опис використаної методології, параметрів чисельної моделі, отриманих результатів моделювання та їх інтерпретації. У документі надаються обґрунтовані практичні рекомендації щодо оптимізації подачі дуттьової суміші, удосконалення конструктивних елементів системи або режимів роботи на основі проведеного аналізу. Окрему увагу приділено забезпеченню повної документації обчислювального експерименту, включно зі схемами моделі, вихідними даними, налаштуваннями, кодами (у разі використання CFD-систем), а також протоколами верифікації та порівняння з експериментальними результатами.

При формуванні вихідних даних для комп'ютерного моделювання руху дуттьових сумішей у керованому трубопроводі важливим етапом є встановлення граничних умов, які поділяються на стаціонарні та динамічні параметри. Стаціонарні параметри мають постійні геометричні характеристики трубопроводу (довжина, діаметр, конфігурація каналів),

фізико-хімічні властивості робочого середовища (щільність, в'язкість, температура суміші на вході), а також тип матеріалу стінок труб. Динамічні параметри охоплюють змінні з часом умови, зокрема швидкість подачі суміші, тиск на вході, температури, а також режим подачі дуття (імпульсний, безперервний, регульований). Розділення цих параметрів дає змогу більш точно відобразити фізичну модель процесу та сформулювати коректні граничні умови для чисельного розв'язання рівнянь руху, теплопереносу і турбулентності в межах трубопровідної системи. Вихідними даними для проведення дослідження з моделювання руху дуттьових сумішей слугували дані розрахунків параметрів матеріального-теплового балансу процесу газифікації (див. Додаток А), а саме: щільність дуттьової суміші (кг/м^3), витрата суміші ($\text{м}^3/\text{кг}$), вміст вологи (%), а також геометричні параметри керованого трубопроводу, що наведено у табл.2.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для моделювання руху дуттьових сумішей по керованому трубопроводу (граничні умови)

№ з/п	Параметри	Одиниці виміру	Показник
1	Діаметр керованого трубопроводу, D	м	0,32
2	Довжина керованого трубопроводу, L	м	2,2
3	Діаметр дуттьових отворів, d	м	0,01
4	Тиск дуття на вході в реакційну зону, P_1	МПа	0,4 – 0,65
5	Продуктивність	$\text{м}^3/\text{год}$	3407
6	Температура суміші	$^{\circ}\text{C}$	120
7	Вміст вологи	%	10 – 30

У загальному вигляді дослідження параметрів подачі дуттьових сумішей на вході (система подачі дуття) і виході керованого трубопроводу (підземний газогенератор) можна зобразити схемою, наведеною на рис. 2.4 [26].

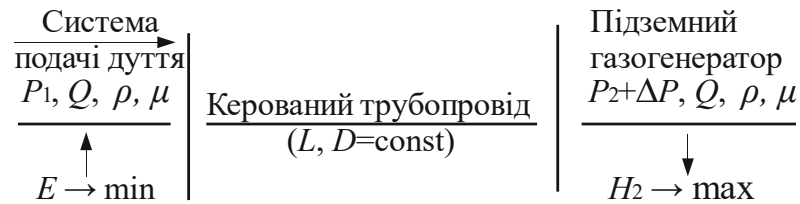


Рисунок 2.4 – Схема взаємозв'язку між параметрами аналітичних і лабораторних досліджень

Схема, наведена на рис. 2.4, показує основну ідею дослідження параметрів на вході та виході керованого трубопроводу. Як ми бачимо конкретні параметри подачі дуття варіюються залежно від потреб у водневій сировині (H_2) та енергетичних можливостях системи подачі дуття (E) з метою досягнення максимальної продуктивності за мінімальних витрат.

Аналітичні та лабораторні дослідження часто взаємодоповнюють один одного і спільно використовуються для глибшого розуміння досліджуваного процесу. Наприклад, у роботі [27] розроблено одновимірну нестационарну кінетичну модель процесу парової газифікації. А кінетичні параметри парової газифікації та реакції конверсії вода – газ оцінено шляхом підгонки розроблених моделей до експериментальних даних. Тому результати, отримані під час аналітичних досліджень, можуть бути використані для валідації та кореляції даних, отриманих під час лабораторних експериментів і навпаки. Це дає змогу підтвердити точність і достовірність отриманих результатів. Аналітичні дослідження можуть надати вихідні дані, які використовуються для планування та організації лабораторних експериментів, а результати, отримані під час лабораторних досліджень, можуть допомогти віднайти невідомі параметри, розв'язання так званої «зворотної задачі».

Під час дослідження ефективності ведення процесу газифікації з орієнтацією на отримання водню витратоміром контролюються об'ємний потік пари (м^3), витрати дуттьової суміші ($\text{м}^3/\text{год}$), тиск подачі дуття (МПа) і температура ($^{\circ}\text{C}$). А аналіз складу вихідної суміші визначає параметри подачі дуття. Введення даних параметрів як граничних умов для моделювання руху дуттьових сумішей по керованому трубопроводі дає змогу визначити втрати

тиску пари на виході з керованого трубопроводу під час проведення аналітичних досліджень.

Для забезпечення достовірності результатів комп'ютерного моделювання нами було сконструйовано металевий керований трубопровід із перфорованою насадкою. У лабораторних умовах, у режимі холостого продування було досліджено динаміку зміни швидкості дуттьової суміші та встановлено основні параметри її розповсюдження по площині вогневого вибою. Довжина керованого трубопроводу становила 2,2 м, діаметр труби 32 мм. Довжина досліджуваної області становила 0,4 м, що відповідало формуванню окислювальної зони підземного газогенератора у лабораторних умовах. Швидкість на виході дуттьової суміші визначалась анемометром типу Flus (див. рис. 2.5).

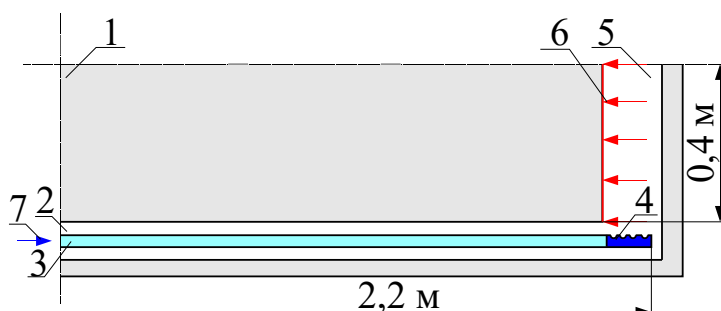


Рисунок 2.5 – Загальний вигляд схеми для вимірювання швидкості дуттьового потоку (основа комп'ютерної моделі): 1 – вугільний пласт, 2 – дуттьова свердловина, 3 – керований трубопровід, 4 – перфорована насадка, 5 – реакційний канал, 6 – точки встановлення зонда анемометра, 7 – напрямок подачу дуття

Згідно з дослідженнями [28], [29] зміна тиску подачі дуттьової суміші залежить від параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора та концентрації газів у генераторному газі. Ця величина знаходиться в діапазоні від 0,4 до 0,65 МПа. Тому важливими є знання про параметри втрат тиску ΔP у кінці керованого трубопроводу, для визначення яких застосовано рівняння Дарсі-Вейсбаха [30]. Його застосування дає змогу розрахувати втрати тиску в керованому трубопроводі для пари на основі різниці між тиском на вході та виході. Це допомагає інженерам оцінити ефективність роботи трубопроводу й оптимізувати його розміри для

забезпечення необхідної швидкості та тиску в підземному газогенераторі. Тому для наших умов рівняння Дарсі-Вейсбаха для потоку пари при газифікації вугілля має такий вигляд:

$$\Delta P = \lambda \frac{L_{к.т.} \rho v^2}{2D_{к.т.}}, \text{ Па}, \quad (2.2)$$

де λ – коефіцієнт опору тертя; $L_{к.т.}$, $D_{к.т.}$ – довжина та діаметр відповідно керованого трубопроводу, м; ρ – густина пари, кг/м³; v – швидкість потоку, м/с.

Для розрахунку коефіцієнта опору тертя λ в трубопроводах при ламінарному режимі ($Re < 2320$) можна скористатися формулою [31], [32]:

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad \text{при перехідному режимі } (2320 \leq Re < 4000) \quad \lambda = \frac{2,7}{Re^{0,53}}; \quad \text{при}$$

$$\text{турбулентному } (Re \geq 4000) \text{ за умови гладкого трубопроводу } \lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \text{ або з}$$

урахуванням шорсткості внутрішньої поверхні керованого трубопроводу

$$\lambda = 0,11 \left(\bar{\Delta} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad \text{де} \quad \bar{\Delta} = \frac{\Delta}{D} - \text{відносна шорсткість керованого}$$

трубопроводу, Δ – абсолютна шорсткість керованого трубопроводу, Re – число

$$\text{Рейнольдса, що визначається як } Re = \frac{\rho v D}{\mu}, \mu - \text{в'язкість пари (кг/м} \cdot \text{с)}.$$

Згідно з параметрами довжини керованого трубопроводу у 2,5 м, значення тиску склали: при виході 0,4 МПа – 0,41 МПа ; при 0,65 – 0,66 МПа.

Вищезазначений алгоритм дає змогу встановити втрати тиску при подачі пароповітряної суміші по керованому трубопроводі. Але проведення аналітичних досліджень вимагає внесення заздалегідь відомих величин. Як ми бачимо з аналізу формули (2.2) усі параметри є змінними. Довжина керованого трубопроводу ($L_{к.т.}$) залежить від гірничо-геологічних умов залягання вугільного пласта, діаметр ($D_{к.т.}$) – від необхідної кількості дуттьової суміші, що підводиться до вогневого вибою, коефіцієнт опору тертя (λ) – від матеріалу з якого виготовлено дуттьовий трубопровід, його внутрішньої шорсткості та швидкості потоку дуттьової суміші (v), щільність пари (ρ) – від температури та тиску її

подачі за умови врахування рівняння ідеального газу. При цьому вищезазначені параметри впливають на площину контакту дуття з вогневим вибоєм.

При тому усереднені значення швидкості руху дуттьових сумішей змінювалися від 2,6 м/с до 0,7 м/с в області 0,1 м довжини реакційного каналу при лабораторних умовах та від 3,0 до 0,9 м/с у аналогічній області при комп'ютерному моделюванні. Розбіжність між отриманими результатами експериментів становила в межах 15 – 23 %.

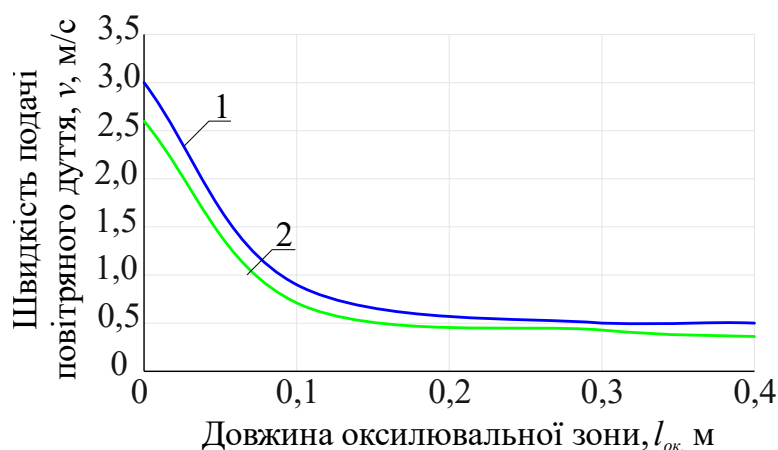


Рисунок 2.6 – Результати вимірювання швидкості руху дуттьових сумішей: 1 – комп'ютерне моделювання; 2 – лабораторні дослідження

В основу дослідження руху дуттьових сумішей у керованому трубопроводі в середовищі SolidWorks Flow Simulation покладено багатофазну модель Ейлера [33], яка дає змогу описати поведінку суміші як безперервного середовища з урахуванням взаємодії між газовою фазою та вологими домішками. Такий підхід забезпечує достовірну оцінку розподілу швидкості, тиску, температури та турбулентних параметрів уздовж довжини трубопроводу.

У моделі враховано геометрію перфорованої насадки, початкові та граничні умови, зокрема змінні параметри вхідного тиску та вологості суміші. Проведено серію симуляцій у різних режимах подачі, що дозволило оцінити вплив діаметра отворів та швидкості подачі на рівномірність розповсюдження потоку по площині вогневого вибою.

2.6 Висновки за розділом

Формування аналітичних припущень, що враховують термодинамічні, кінетичні, гідродинамічні та геометричні аспекти процесу газифікації вугілля, є необхідною умовою для створення достовірних математичних моделей процесу з орієнтацією на отримання водню. Врахування впливу параметрів тиску, температури, складу дуття, а також властивостей вугільного пласта і реакційного середовища дає змогу адаптувати лабораторні дослідження до натурних умов для оптимізації процесу газифікації та підвищення його ефективності в практичному застосуванні.

Моделювання процесу газифікації вугілля за допомогою авторської експериментальної установки дало змогу якісно та кількісно відтворити перебіг цього процесу за вертикальної системи розробки вугільних пластів. Завдяки можливості гнучкого регулювання параметрів дуття, потужності вугільного пласта і його фізико-хімічних характеристик було створено умови, максимально наближені до реальної роботи підземного газогенератора. Це дало змогу всебічно проаналізувати вплив ключових технологічних параметрів на ефективність процесу газифікації.

Запропоновано методику відтворення умов природної вологості вугілля для проведення досліджень процесів його газифікації в лабораторних умовах. Такий підхід забезпечує рівномірний розподіл вологи по всьому об'єму змодельованого вугільного пласта, відтворює умови, наближені до природних і дає змогу з високою точністю імітувати вплив вологості на термохімічні процеси газифікації.

Застосування програмного пакету SolidWorks Flow Simulation забезпечило детальне відтворення аеродинамічних характеристик процесу подачі дуттьової суміші до площини вогневого вибою, що дало змогу обґрунтовано підійти до вибору оптимальних параметрів подачі дуття та визначити напрями конструктивного вдосконалення керованих трубопроводів.

Основні результати, отримані в розділі 2, опубліковані в працях [8], [9], [26].

Список використаних джерел до розділу 2

1. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., & Фальштинський, В.С. (2015). *Зміни гірського масиву при фізико-хімічних геотехнологіях газифікації вугілля*. Дніпро, Україна: Національний гірничий університет. Режим доступу: <https://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/146927>
2. Lan, C., Lyu, Q., Qie, Y., Jiang, M., Liu, X., & Zhang, S. (2018). Thermodynamic and kinetic behaviors of coal gasification. *Thermochimica Acta*, 666, 174-180. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2018.06.019>
3. Tremel, A., Haselsteiner, T., Kunze, C., & Spliethoff, H. (2012). Experimental investigation of high temperature and high pressure coal gasification. *Applied Energy*, 92, 279-285. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.009>
4. Saik, P., & Berdnyk, M. (2022). Mathematical model and methods for solving heat-transfer problem during underground coal gasification. *Mining of Mineral Deposits*, 16(2), 87-94. <https://doi.org/10.33271/mining16.02.087>
5. Лисий, Н., Гелеш, А., & Попович, В. (2024). Термодинамічні дослідження процесів газифікації відходів видобутку вугілля. У *Матеріалах XVII міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 49-50). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme17.049>
6. 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>
7. Дичковський, Р.О. (2015). Формування двошарової штучно створеної оболонки геореактора при свердловинній підземній газифікації вугілля. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, (5), 37-42.
8. 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>
9. Saik, P., Lozynskiy, V., Yankin, D., Lysyy, N., & Cherniaiev, O. (2025). Substantiation into the efficiency of the coal gasification process with a focus on hydrogen production. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3),

85-92. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2025-3/085>

10. Petlovanyi, M.V., Malashkevych, D.S., & Sai, K.S. (2020). The new approach to creating progressive and low-waste mining technology for thin coal seams. *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, 29(4), 765-775.

11. Proto, A. R., Longo, L., Gambella, F., Zimbalatti, G., Macrì, G., Gallucci, F., Caruso, L., Salerno, M., & Colantoni, A. (2016). Energetic characteristics of syngas obtained from gasification of hazelnut prunings. *Procedia – Social and Behavioral Sciences*, 223, 835-840. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2016.05.288>

12. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2011). Дослідження адаптаційних процесів системи «породовугільний масив – підземний газогенератор» на стендовій установці. *Науковий вісник НГУ*, (6), 66-74.

13. Slavinskaya, N.A., Riedel, U., Messerle, V.E., & Ustimenko, A.B. (2013). Chemical kinetic modeling in coal gasification processes: an overview. *Eurasian Chemico-Technological Journal*, 15(1), 1-18. <https://doi.org/10.18321/ectj134>

14. Rosen, M.A., Reddy, B.V., & Self, S.J. (2018). Underground coal gasification (UCG) modeling and analysis. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 329-362. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00011-6>

15. Дичковський, Р. (2013). *Наукові засади синтезу технологій видобування вугілля у слабометаморфізованих породах*. Дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук. Спец.: 05.15.02. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 400 с.

16. Faridi, I. K., Tsotsas, E., & Kharaghani, A. (2024). Advancing Process Control in Fluidized Bed Biomass Gasification Using Model-Based Deep Reinforcement Learning. *Processes*, 12(2), 254. <https://doi.org/10.3390/pr12020254>

17. Саїк П.Б. (2015). *Обґрунтування параметрів технології свердловинної підземної газифікації вугілля зі зближених пластів*. Дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук. Спец.: 05.15.02. Дніпропетровськ: Державний ВНЗ «НГУ», 168 с.

18. Laciak, M., Kačur, J., & Durdán, M. (2022). Modeling and Control of

Energy Conversion during Underground Coal Gasification Process. *Energies*, 15(7), 2494. <https://doi.org/10.3390/en15072494>

19. Perkins, G. (2018). Underground coal gasification – Part II: Fundamental phenomena and modeling. *Progress in Energy and Combustion Science*, 67, 234–274. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.03.002>

20. Ranade, V., Mahajani, S., & Samdani, G. (2019). Laboratory Studies on Underground Coal Gasification. *Computational Modeling of Underground Coal Gasification*, 121-149. <https://doi.org/10.1201/9781315107967-5>

21. Dvornikova, E.V. (2018). The role of groundwater as an important component in underground coal gasification. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 253-281. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00009-8>

22. Akbarzadeh, H., & Chalaturnyk, R.J. (2014). Structural changes in coal at elevated temperature pertinent to underground coal gasification: A review. *International Journal of Coal Geology*, 131, 126-146. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.06.009>

23. Дорошенко, Я.В. (2020). CFD-дослідження газодинамічних процесів у зварних трійниках магістральних газопроводів. *Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: технічні науки*, 31(70(2)), 27-33. <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2020.1-2/06>

24. Остапенко, А., & Ліпунов, Д. (2021). Моделювання багатофазних течій засобами сучасних пакетів прикладних програм. *Наука та виробництво*, (23), 274-287. <https://doi.org/10.31498/2522-9990232020241172>

25. Єгорченко, Р.Р., Оксень, Ю.І., & Ширін, Л.Н. (2022). Моделювання руху метаноповітряної суміші дегазаційними газопроводами складної конфігурації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (2), 54-62. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-54-62](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-54-62)

26. Янкін, Д.В. (2025). Параметризація керованого трубопроводу при підземній газифікації вугілля. У *Матеріалах XV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»* (с. 325-327). Дніпро, Україна. Режим доступу: <https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok->

27. Mandapati, R. N., & Ghodke, P. (2019). Modeling of gasification process of Indian coal in perspective of underground coal gasification (UCG). *Environment, Development and Sustainability*, 22(7), 6171-6186. <https://doi.org/10.1007/s10668-019-00469-3>
28. Bazaluk, O., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., & Cabana, E. (2021). Experimental studies of the effect of design and technological solutions on the intensification of an underground coal gasification process. *Energies*, 14(14), 4369. <https://doi.org/10.3390/en14144369>
29. Wu, F., Huang, S., Jiang, Q., & Jiang, G. (2023). Effects of pressure and heating rate on coal pyrolysis: A study in simulated underground coal gasification. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 175, 106179. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2023.106179>
30. Голіяд, М.Н., & Назарова, І.О. (2021). *Розрахунок схеми постачання стисненим повітрям промислового підприємства*. Київ, Україна: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 50 с.
31. Калюжний, А.П., & Данів, М.М. (2013). Оптимальне визначення коефіцієнта гідравлічного тертя для розрахунку втрат напору по довжині. *Науково-технічний збірник «Комунальне господарство міст»*, (107), 270-275.
32. Малежик, І.Ф., Марценюк О.С., Мельник Л.М. та ін. (2012). *Процеси і апарати харчових виробництв*. Курсове проектування. Київ, Україна: НУХТ, 543 с.
33. Afolabi, E. A., & Lee, J. G. M. (2014). An Eulerian-Eulerian CFD Simulation of Air-Water Flow in a Pipe Separator. *The Journal of Computational Multiphase Flows*, 6(2), 133 – 149. <https://doi.org/10.1260/1757-482x.6.2.133>

РОЗДІЛ 3

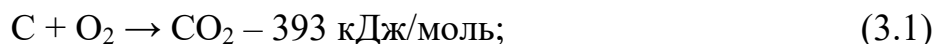
ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВОДНЕВООРІЄНТОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

3.1 Теоретичні аспекти технології газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню

Ефективність процесу підземної газифікації вугілля, в першу чергу, залежить від гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів та від технологічних параметрів. Зокрема, важливими факторами є глибина та потужність вугільного пласта, його геологічна будова, пористість і проникність, а також вміст води та зольність вугілля. Ці характеристики обумовлюють придатність вугільних пластів до розробки геотехнологією підземної газифікації та впливають на вибір оптимальної технології газифікації. Технологічні параметри включають контроль за температурою та тиском у підземному газогенераторі, а також регулювання подачі дуттьових сумішей та реагентів [1], [2]. Високі температури та достатній тиск забезпечують ефективне протікання хімічних реакцій, що зумовлюють перетворення вугілля в генераторний газ, який у своєму складі містить горючі (H_2 , CO , CH_4) та баластні (CO_2 , N_2) газоподібні продукти. Необхідно зазначити, що співвідношення між киснем та парою впливає на склад генераторного газу, зокрема на концентрацію водню (H_2) та монооксиду вуглецю (CO).

Протікання основних хімічних реакцій при газифікації вугілля описується такими рівняннями [3] – [5]:

– окислення вуглецю



– реакція Будуара



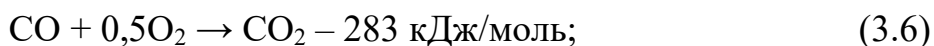
– реакція вуглецю з паром



– реакція утворення метану



– реакція окислення



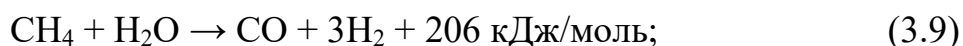
– реакція утворення пари



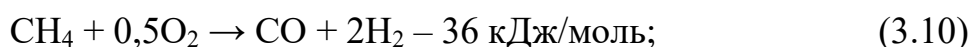
– реакція зсуву води та газу



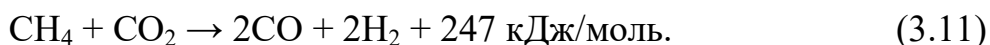
– риформінг метану парою



– часткове окислення метану



– риформінг метану парою



Аналіз ключових хімічних реакцій, що відбуваються під час газифікації вугілля, свідчить про складний характер та тісну взаємозалежність термохімічних процесів, які лежать в основі утворення газу з підвищеним вмістом водню. Реакції (3.1) – (3.11) формують динамічну систему, де зміна одного параметра безпосередньо впливає на тепловий баланс, хімічний склад продуктів та загальну ефективність отримання водню. Зокрема, ендотермічні реакції (реакція Будуара, газифікація вуглецю парою, риформінг метану) відіграють визначальну роль у формуванні складу газової фази, водночас екзотермічні (окислення С, СО, Н₂) забезпечують енергозабезпечення підземного газогенератора. Реакція зсуву водяного газу є критично важливою для підвищення виходу водню шляхом перетворення СО у Н₂ [6], [7]. Таким чином, оптимізація процесу газифікації вимагає точного контролю над температурно-

динамічними параметрами, співвідношенням реагентів і часом контакту фаз. Ці фактори дають змогу досягти максимальної продуктивності водню, знизити викиди CO_2 та забезпечити високу енергетичну ефективність підземного газогенератора як цілісної енерготехнологічної системи. Завдяки оптимальному підбору параметрів процесу – температури, тиску, співвідношення реагентів, а також застосуванню сучасних підходів, таких як хімічне кільцювання або пар-адсорбційне покращення, створюються умови для селективного утворення водню при мінімальному утворенні побічних продуктів. За таких умов особливо важливим є глибоке розуміння матеріального та теплового балансу процесу газифікації, оскільки саме він визначає ефективність перетворення вуглецевмісної сировини у цільові газоподібні продукти, зокрема водень. Матеріальний баланс дає змогу оцінити кількісні співвідношення між вхідними реагентами (вугілля, вода, кисень або повітря) і вихідними газами (H_2 , CO , CO_2 , CH_4 тощо), що є необхідним для точного проєктування і масштабування технології підземної газифікації.

Тепловий баланс, своєю чергою, забезпечує розуміння енергетичних потоків у системі: кількість тепла, що генерується в екзотермічних реакціях, і кількість, необхідна для підтримання ендотермічних процесів, таких як реакція парової конверсії [8]. Збалансований тепловий режим є критично важливим для стабільної роботи установки, мінімізації теплових втрат та досягнення високої термічної ефективності. Врахування матеріально-теплових балансів дає змогу оптимізувати роботу підземного газогенератора, забезпечити максимальний вихід водню, знизити споживання енергії та підвищити загальну економічну доцільність технології.

Основними параметрами для оцінки матеріально-теплового балансу процесу підземної газифікації вугілля є кількісний склад сировини, її вологість, теплота згоряння вугілля, об'єм і склад газу, що утворюється, температура та тиск у зоні реакції, а також енерговитрати на підведення тепла та подачу дуття [9] – [12]. Узагальнену модель матеріально-теплового балансу процесу підземної газифікації вугілля наведено на рис. 3.1 у вигляді структурної схеми,

яка відображає взаємозв'язок між основними компонентами технологічного процесу. Схема ілюструє надходження сировини (вугілля, водяна пара, кисень), перебіг реакцій у зоні газифікації, а також формування основних продуктів (синтез-газ, тепло, зола) та втрати енергії. Такий підхід дає змогу візуалізувати основні енергетичні та матеріальні потоки, що є ключовим для подальшого аналізу ефективності процесу, оптимізації теплового режиму й удосконалення технічних рішень.

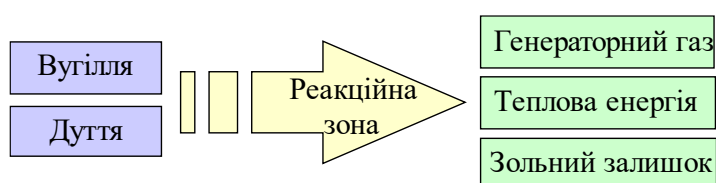


Рисунок 3.1 – Схематичне зображення матеріально-теплової взаємодії компонентів у підземному газогенераторі

У роботі [13] на основі розрахунків матеріально-теплового балансу газифікації зазначено, що при застосуванні кисневого дуття зі співвідношенням $O_2:N_2 = 42:58$ досягається оптимальний вихід генераторного газу в межах $2,1 - 2,3 \text{ м}^3/\text{кг}$ вугілля. Це підтверджує, що навіть за складних геологічних умов енергоефективність процесу може залишатися високою. Також визначено, що теплота згоряння отриманого генераторного газу за цих умов становить $10,5 - 11,0 \text{ МДж}/\text{м}^3$, що наближається до енергетичних показників природного газу низької якості.

Xinying Zhou у своїх дослідженнях [14] приділив значну увагу термодинамічному моделюванню процесу газифікації вугілля для виробництва водню. Аналіз проведено для двох режимів подачі дуттьової суміші: за кімнатної температури та з попереднім нагрівом води до 500°C . Дослідження хімічної рівноваги в реакторі за різних умов – температури, тиску, співвідношення пари до вугілля показали, що нагрівання води значно підвищує ефективність процесу. Зокрема, за однакових витрат вугілля і води новий сценарій дає змогу збільшити вихід водню з $73,43$ до $93,07 \text{ кмоль}/\text{год}$, знизити викиди CO_2 з $74,23$ до

59,47 кмоль/год, а також підвищити ефективність газифікації з 65,14% до 93,08%. Попри вищі енергетичні витрати, новий підхід виявився економічно доцільнішим: вартість виробництва 1 кг водню становить \$8,42 проти \$8,97. Водночас експериментальне дослідження утворення оксидів азоту (NO_x) під час спалювання та газифікації вугілля в реакторі з псевдозрідженим шаром за різних технологічних умов – температури, концентрації кисню, типу газифікованої сировини, параметрів дуття та характеристик вугілля, – вказує, що зниження концентрації кисню в дутті суттєво зменшує утворення NO_x у продуктах реакції. При цьому встановлено, що газифікація з використанням водяної пари забезпечує значно нижчі рівні емісії NO_x порівняно з процесами часткового окислення. Крім того, доведено, що газоподібні продукти, зокрема CO , H_2 і H_2O , відіграють визначальну роль у відновленні оксидів азоту до молекулярного азоту (N_2), що є ключовим для зниження шкідливих викидів у процесі газифікації.

Сьогодні сучасні дослідження зосереджені на вдосконаленні теоретичних засад газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню як основного енергетичного продукту [15] – [17]. Основу процесу складають реакції взаємодії вуглецю з водяною парою ($\text{C} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$) і подальша конверсія водяної пари з чадним газом ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$), що дає змогу суттєво збільшити вихід водню в умовах оптимізації температури, тиску і співвідношення пари до вугілля [18]. Дослідження показують, що газифікація з використанням водяної пари, особливо в присутності адсорбентів CO_2 (наприклад, CaO), або за участю хімічного кільцювання з металевими оксидами, забезпечує високу концентрацію H_2 (>80%) і значне зниження викидів CO_2 . При цьому в умовах підземної газифікації вугілля особливо важливим є визначення параметрів формування вигазованого простору, оскільки саме геометрія та характеристики цього простору безпосередньо впливають на ефективність тепломасообміну, стабільність процесу та рівномірність вигорання палива.

Формування вигазованого простору залежить від низки факторів: типу вугілля, гірничо-геологічних умов, способу ініціації процесу, режимів подачі дуття та тиску в пласті. Оптимальні параметри (ширина, висота і довжина

вигазованого простору, швидкість фронту газифікації) забезпечують сталість температурного поля, повне згоряння вуглецю та рівномірний розподіл газових продуктів. Невірне проектування або недооцінка поведінки гірського масиву можуть призвести до обвалів, утворення «холодних зон» і неконтрольованого витоку газу на поверхню. Тому моделювання та моніторинг динаміки вигазованого простору є критично важливими завданнями для забезпечення безпеки та ефективності підземної газифікації.

3.2 Обґрунтування раціональних параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора

У результаті проведення комплексного циклу лабораторних досліджень було отримано експериментальні дані, що дали змогу виявити закономірності формування вигазованого простору в підземному газогенераторі залежно від потужності вугільного пласта [19]. Зокрема, встановлено, що зі збільшенням потужності пласта спостерігається розширення геометричних параметрів вигазованої порожнини, що також впливає на швидкість фронту вигорання, розподіл температурного поля та інтенсивність утворення водню.

Отримані результати підтверджують наявність прямого зв'язку між потужністю вугільного пласта, характеристиками вигазованого простору та ефективним часом газифікації. Це дає змогу обґрунтовано прогнозувати тривалість і продуктивність процесу для різних геолого-технологічних умов. Такий підхід особливо важливий для реалізації водневоорієнтованих сценаріїв підземної газифікації, де необхідне досягнення максимального виходу H_2 за умов сталого та контрольованого вигорання вуглецевої маси.

За результатами розкриття моделі підземного газогенератора після завершення кожного експериментального циклу здійснювалася побудова геометризованої моделі площини вигазованого простору. Така побудова дала змогу наочно візуалізувати зміни геометрії вигазованого простору, оцінити симетричність її розвитку, визначити основні напрямки поширення фронту газифікації, а також виявити зони з недостатнім вигоранням палива.

Отримані геометризовані моделі стали основою для аналізу просторових закономірностей формування вигазованого об'єму та їх зв'язку з технологічними параметрами процесу – температурою, витратою дуття, потужністю вугільного пласта та часом експозиції. Це дало змогу розробити методичний підхід до оцінки ефективності газифікації в різних зонах генератора і сформувати базу для подальшого математичного моделювання розвитку вигазованого простору в підземних умовах.

Загальний вигляд розкритого змодельованого газогенератора наведено на рис. 3.2.

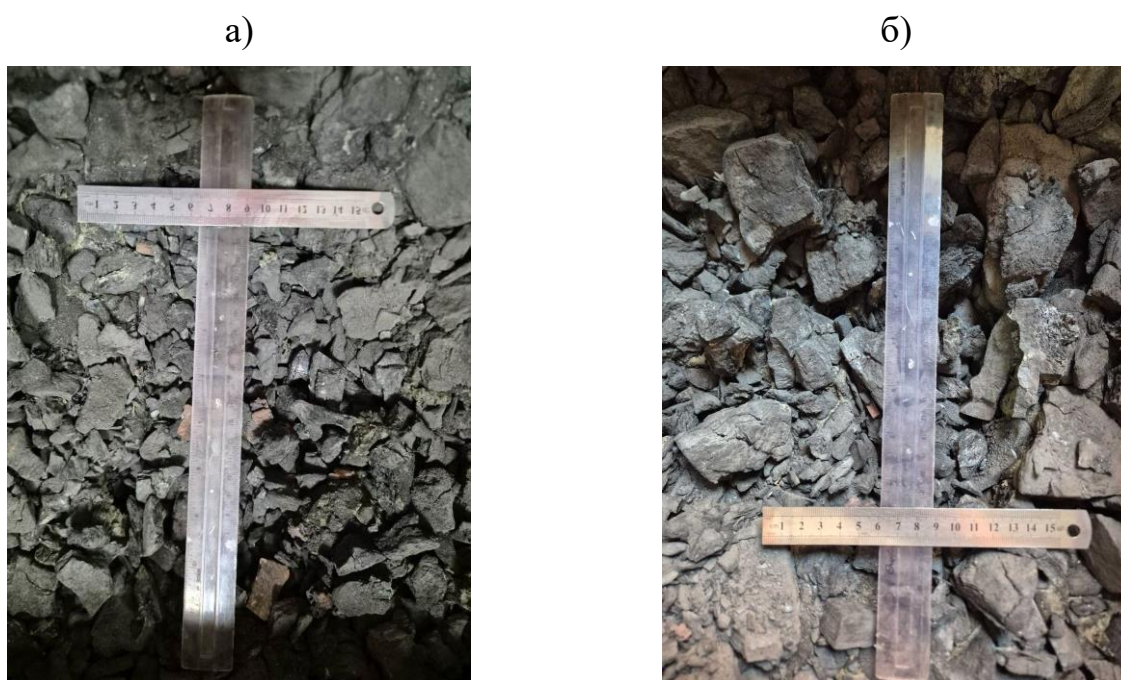


Рисунок 3.2 – Фотофіксація вигазованого простору підземного газогенератора: а – окислювальна зона, б – відновлювальна зона

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. 3.3). Це явище пояснюється тим, що найбільша кількість теплової енергії виділяється безпосередньо у фронті газифікації [20], де відбувається максимальна інтенсифікація окислювальних реакцій.

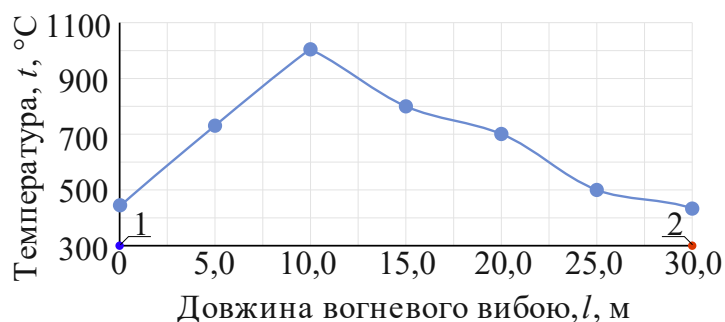


Рисунок 3.3 – Дослідження температурного режиму в активних зонах за довжиною реакційного каналу підземного газогенератора:
1 – дугтьова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина

Аналіз даних, наведених на рис. 3.3, свідчить про формування чіткої зональності температурних режимів за довжиною вогневого вибою підземного газогенератора. Максимальні температурні значення спостерігаються у напрямку дугтьової свердловини. Це пов'язано з підвищеною інтенсивністю хімічних реакцій у цій зоні, які безпосередньо залежать від об'єму та тиску подачі дугтя до реакційної поверхні вугільного пласта. Детальний аналіз також вказує на зростання температурного режиму в межах газогенератора, що зумовлено співвідношенням компонентів у дугтьовій газовій суміші. Важливо зазначити, що розміри активних зон та їх ефективність значною мірою залежать від параметрів взаємодії кисню (O_2) у дугті, складу газів вугілля та тиску в реакційному каналі газогенератора.

Проведення замірів за шириною та довжиною вигазованого простору підземного газогенератора стало важливим етапом у дослідженні процесів підземної газифікації вугілля. Ці вимірювання дали змогу не тільки точно відтворити просторову структуру зони, де відбувалося вигорання вугілля, але й детально проаналізувати особливості її формування у порівнянні з натурними умовами з наступною побудовою моделі даного середовища. Приклад побудови такої моделі при газифікації вугільного пласта 0,7 м наведено на рис. 3.4. Застосування отриманої моделі особливо важливе для розуміння динаміки формування вигазованого простору при змінній потужності вугільних пластів, що газифікуються. Аналіз динаміки є критично важливим для оптимізації

процесів підземної газифікації, оскільки це дає змогу спрогнозувати оптимальні параметри роботи підземного газогенератора, а саме знизити ризики неефективної газифікації вугілля та підвищити загальну продуктивність процесу.

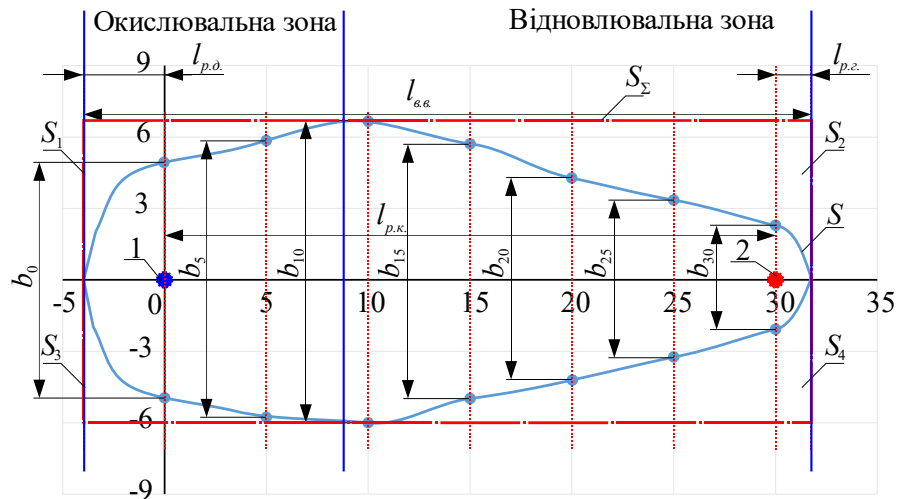


Рисунок 3.4 – Геометризація вигазованого простору при газифікації вугілля:

1, 2 – дуттьова та газовідвідна свердловини; $l_{p.k.}$, $l_{v.v.}$ – довжина реакційного каналу та вогневого вибою; $l_{p.d.}$, $l_{p.z.}$ – величина розширення довжини вогневого вибою зі сторони дуттьової та газовідвідної свердловин; b_0 , b_5 , ..., b_{30} – ширина підземного газогенератора за відповідним його перерізом

Відповідно до рис. 3.4 можна чітко простежити виражену зональність формування експлуатаційних втрат вугілля у приконтурних ділянках підземного газогенератора. Аналіз геометрії вигазованого простору свідчить про нерівномірність вигорання палива, зокрема у зонах, віддалених від основного каналу подачі дуття, де утворюються так звані «мертві зони» з обмеженим доступом реагентів. Ці зони характеризуються пониженою температурою, недостатньою швидкістю тепломасообміну та зниженим ступенем реакційної активності, що призводить до залишків невиворання вугілля й зменшує загальний коефіцієнт корисного використання ресурсу вугільного пласта. Виявлення та просторове оконтурення таких ділянок є важливим етапом для подальшої оптимізації системи подачі реагентів і

керування геометрією вигазованого простору з метою мінімізації втрат палива та підвищення ефективності процесу підземної газифікації.

Зокрема, виділяються окремі ділянки ($S_1 - S_4$), які характеризуються неоднаковим ступенем вигазованості вугільного пласта, що свідчить про вплив локальних гірничо-геологічних та технологічних факторів на хід процесу газифікації. Ділянки S_1 і S_3 демонструють найвищий ступінь вигорання, що може бути пов'язано з їх наближеністю до основного каналу подачі дуття та максимально сприятливими умовами тепломасообміну. А ділянки S_2 і S_4 виявляють середній рівень газифікації, з характерними зонами часткового вигорання палива. Тому вони є менш ефективними, у яких зафіксовано значні залишки невиворілого вугілля. Це є наслідком недостатньої інтенсивності підведення тепла та утрудненого доступу окислювачів. Така просторово-локалізована оцінка ступеня вигазованості дає змогу визначати неефективні зони, формувати рекомендації щодо вдосконалення режимів подачі реагентів, а також покращити конфігурацію підземного газогенератора для рівномірного вигорання палива по всьому об'ємі за рахунок введення реверсного режиму.

Виходячи з цього сумарний обсяг вугілля, який не буде вигазовано, у загальному вигляді можна описати рівнянням (3.12):

$$Q_{вт.} = (\Sigma S - \Sigma S_{виг.})m\gamma = (b_{\max}(l_{p.к.} + l_{p.д.} + l_{p.г.}) - \Sigma S_{виг.})m\gamma \text{ т,} \quad (3.12)$$

де m – потужність вугільного пласта, м;

γ – щільність вугілля, т/м³.

Під час розкриття моделей підземного газогенератора було встановлено, що зміна максимальної ширини зони вигазованого простору $b_{\max}$ тісно корелює з потужністю вугільного пласта. Зі зростанням потужності пласта спостерігається закономірне збільшення $b_{\max}$, що свідчить про розширення фронту газифікації у горизонтальній площині вугільного пласта. Це пов'язано з можливістю більш тривалого підтримання високотемпературного режиму в центральній частині генератора.

Таке співвідношення між геометрією вигазованої зони і параметрами

вугільного пласта дає змогу використовувати показник $b_{\max}$ як критерій для оперативного контролю за розвитком вигазованого простору. Крім того, виявлена кореляція має прикладне значення для прогнозування розмірів вигорілої порожнини, планування розташування технологічних свердловин, а також для оптимізації подачі дуття з урахуванням морфологічних особливостей пласта. Такий підхід сприяє підвищенню однорідності вигоряння та ефективності використання вуглецевого ресурсу. Виявлено, що залежність зміни цієї ширини наближається до експоненціальної функції вигляду (3.13), (рис. 3.5):

$$b_{\max}(m) = 9,3 \cdot \exp(0,58m), \text{ м.} \quad (3.13)$$

Крім того, під час дослідження було встановлено (див. рис. 3.3), що в приконтурних зонах експлуатаційних свердловин відбувається активне формування вигазованого простору з посуванням фронту газифікації вглиб вугільного пласта на характерні відстані $l_{p.d.}$ (у напрямку від дуттьової свердловини) та $l_{p.g.}$ (у напрямку від газовідвідної свердловин). Таке зональне розширення вигазованої порожнини свідчить про наявність асиметрії у розвитку процесу, зумовленої різницею у гідродинамічних умовах, розподілі температури та концентрацій реагентів у межах підземного газогенератора.

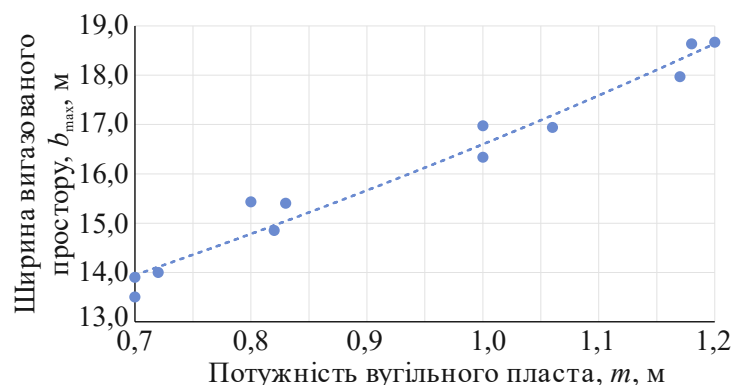


Рисунок 3.5 – Залежність зміни максимальної ширини підземного газогенератора від потужності вугільного пласта

Виявлені відстані посування фронту газифікації мають суттєве значення

для визначення ефективної зони дії кожної свердловини та оптимізації схеми їх розміщення. Зокрема, врахування величин $l_{p.d.}$ і $l_{p.g.}$ дає змогу більш точно моделювати форму вигазованого об'єму, запобігати перехресним зонам неповного вигорання, а також мінімізувати теплові втрати. Зміна величини розширення вогневого вибою на стадії затухання гірничих робіт наведено на рис. 3.6.

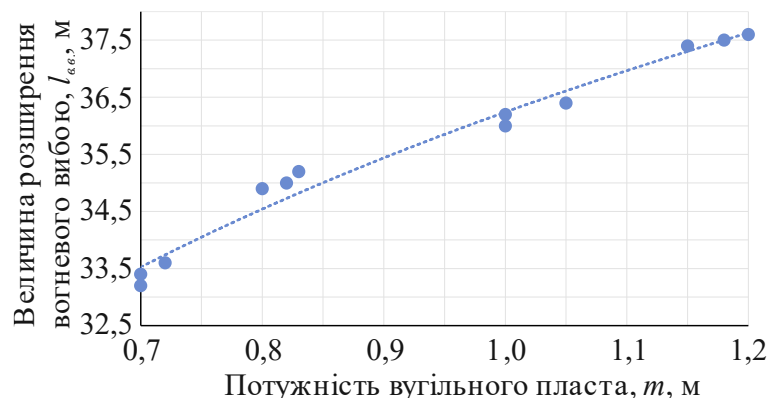


Рисунок 3.6 – Залежність зміни величини розширення довжини вогневого вибою від потужності вугільного пласта

Аналіз наведених на рис. 3.6 експериментальних даних свідчить про наявність чіткої закономірності зміни величини розширення довжини вогневого вибою у процесі підземної газифікації вугілля. Встановлено, що цей параметр змінюється відповідно до логарифмічної залежності від часу та потужності вугільного пласта, що вказує на поступове зниження темпів просування фронту газифікації зі зростанням тривалості процесу.

Подібна логарифмічна динаміка (3.14) свідчить про нелінійний характер термохімічної деструкції перетворень вугілля у реакційній зоні, зумовлений зміною теплофізичних властивостей вугілля, зменшенням концентрації палива у зоні вигорання та утрудненням доступу реагентів у глибші ділянки пласта. Такий підхід до аналізу дає змогу прогнозувати розвиток вогневого вибою, визначати оптимальні моменти для коригування режимів подачі дуття, а за умови направленої дуття керувати переміщенням експлуатаційних

трубопроводів для підвищення ефективності керування процесом через адаптацію до умов, що змінюються в підземному газогенераторі.

$$l_{г.г.}(m) = 7,61 \ln(m) + 36,24, \text{ м.} \quad (3.14)$$

Додатково на основі отриманих геометричних параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора було визначено обсяги вугілля, що фактично піддається газифікації в межах активної зони газогенератора. Одночасно проведено оцінку кількості залишкових запасів, які не беруть участі у процесі та відносяться до експлуатаційних втрат у приконтурних зонах.

Відповідно до проведених досліджень підставивши встановлені залежності (3.13) і (3.14) рівняння (3.12) набуває вигляду:

$$Q_{ет.} = ((9,3 \cdot \exp(0,58m) \cdot (7,61 \ln(m) + 36,24) - \Sigma S_{виг.})m\gamma \text{ т.} \quad (3.15)$$

Обсяг вугілля, що пройшов процес газифікації, визначався на основі розрахунку площі вигазованого простору. Для цього було застосовано чисельний метод інтегрування – метод трапецій, що дав змогу оцінити геометричні параметри зони вигазованого простору та відповідно площу вугільного пласта, яка була газифікована. Застосування цього методу забезпечує досить точну оцінку щодо визначення площі вигазованого простору на основі результатів вимірювання його геометричних параметрів. Залежність зміни площі вигазованого простору від потужності вугільного пласта наведено на рис. 3.7

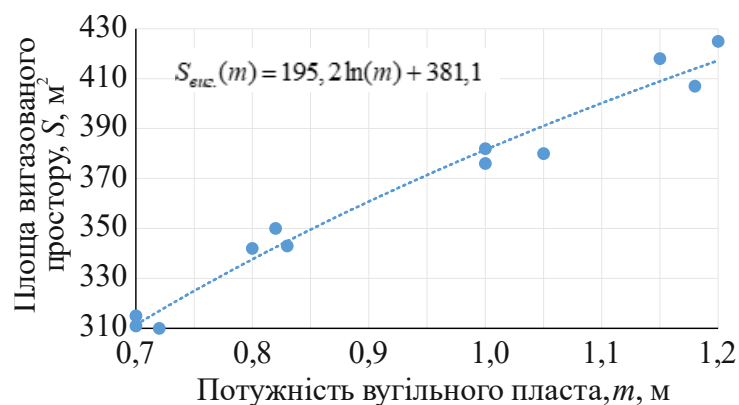


Рисунок 3.7 – Залежність зміни величини розширення довжини вогневого вибою від потужності вугільного пласта

Отримане значення площі використовувалося для обчислення обсягу вугілля, що було газифіковано в межах підземного газогенератора шляхом множення площі на потужність відповідного вугільного пласта та щільність вугілля. Такий підхід забезпечив комплексну оцінку обсягів вугілля, що було газифіковано та дав змогу виявити втрати у приконтурних зонах і слугує надійною основою для аналізу ефективності процесу газифікації як з технічної, так і з економічної точки зору. Отримані дані наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Дані щодо втрат вугілля під час роботи підземного газогенератора

Потужність вугільного пласта, m , м	Обсяг вигазованого вугілля, Q_v , т	Обсяг втрат вугілля у приконтурних зонах підземного газогенератора, $Q_{вт.}$, т
0,7	293,90	144,83
0,72	301,32	155,91
0,7	297,68	125,87
0,8	369,36	211,10
0,83	384,33	223,07
0,82	387,45	189,65
1,0	507,60	323,19
1,05	538,65	335,40
1,0	515,70	276,48
1,2	688,50	450,55
1,18	648,35	462,77
1,15	648,95	396,20

Аналіз даних табл. 3.1 вказує, що зі зростанням потужності пласта від 0,70 до 1,15 м спостерігається майже дворазове збільшення обсягу вигазованого вугілля – з 293,90 до 648,95 т³, що становить приріст на 121%. Це вказує на прямопропорційний зв'язок між товщиною вугільного пласта і продуктивністю підземного газогенератора. Водночас обсяг втрат вугілля ($Q_{вт.}$) у приконтурних зонах також суттєво зростає: від 144,83 т³ при $m = 0,70$ м до 462,77 т³ при $m = 1,10$ м (приріст у 3,2 раза або +219%). Це вказує на те, що при збільшенні товщини пласта не лише зростає корисний об'єм, але й суттєво розширюються

зони з неповним вигоранням палива. Найбільш доцільним, з огляду на співвідношення «вигазоване вугілля/втрати», є інтервал 1,0 – 1,1 м, де забезпечується високий вихід палива за відносно невисокого рівня втрат. Подальше збільшення потужності не забезпечує еквівалентного приросту ефективності, а натомість супроводжується зростанням втрат у приконтурних зонах.

Паралельно з дослідженнями, спрямованими на визначення експлуатаційних втрат вугілля, було проведено комплексний аналіз ефективності функціонування підземного газогенератора. Основою цього аналізу стало встановлення оптимального часу газифікації, що ґрунтувався на безперервному моніторингу об'ємного виходу горючих компонентів генераторного газу. Такий підхід дав змогу не лише оцінити продуктивність процесу у часі, а й своєчасно виявляти фази зміни реакційних режимів.

Особливу увагу в рамках дослідження приділено динаміці концентрації водню в генераторному газі, оскільки саме цей параметр є ключовим індикатором переходу системи від режиму високотемпературного горіння до повноцінного режиму газифікації. Зростання вмісту H_2 свідчить про активізацію реакцій парової конверсії вуглецю та завершення окислювальної фази. Визначення моменту стабілізації концентрації водню дає змогу ідентифікувати оптимальну точку початку основної стадії газифікації, що також є критично важливим для підвищення ефективності процесу, зменшення теплових втрат та формування стабільного складу продуктового газу з високим вмістом горючих компонентів.

Згідно з опублікованими дослідженнями [21], [22], перехід підземного газогенератора до режиму газифікації вважається ефективним при досягненні концентрації водню у вихідних газах 4,6% при повітряному дутті, а при подачі водяної пари – 20,6 – 22,5%. При цьому зі збільшенням швидкості впорскування H_2O концентрація H_2 поступово збільшується, сягаючи 36,0% при молярному співвідношенні H_2O/O_2 – 3,9. Отримання продуктивного складу водню (H_2) у генераторному газі вимагає точного підбору оптимальних параметрів дуття та

тиску, а також гнучкості в регулюванні теплового режиму для ефективної взаємодії між активними зонами реакційного каналу підземного газогенератора. Завдяки адаптації цих параметрів можна досягти оптимальної концентрації водню, що підвищує загальну ефективність газифікації.

Враховуючи складність технології підземної газифікації вугілля реакційний канал підземного газогенератора умовно поділяється на три основні зони: окислювальну, перехідну та відновлювальну. Модель формування основних зон хімічних реакцій наведено на рис. 3.8.

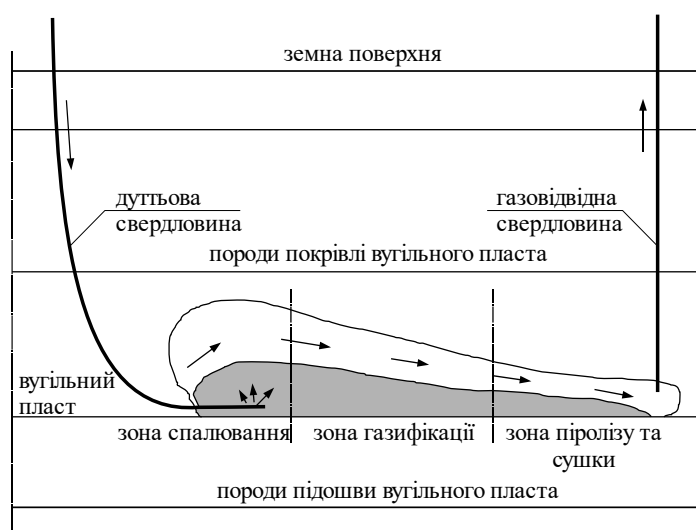
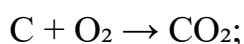


Рисунок 3.8 – Модель формування основних зон хімічних реакцій у підземному газогенераторі [5]

На рис. 3.7 наведено три основні функціональні зони підземного газогенератора: окислювальну, перехідну та відновлювальну, кожна з яких характеризується специфічними фізико-хімічними умовами, які суттєво впливають на термодинаміку та кінетику основних реакцій газифікації.

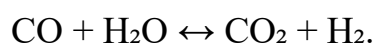
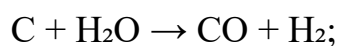
Окислювальна зона розташовується безпосередньо біля дугтьової свердловини і характеризується високими температурами до 1200 °С, активним доступом кисню або повітря і переважанням реакцій повного і часткового згоряння вуглецю:





Це зона генерації тепла, необхідного для підтримання температурного балансу в усьому реакційному об'ємі. Окислювальна зона, де подаються дуттьові суміші, генерує високотемпературні гази, забезпечуючи автотермічність процесу.

Перехідна зона є буфером між окислювальним і відновлювальним середовищами. Гази з окислювальної зони переміщуються у перехідну зону, відому як «нестационарна», де відбувається інтенсивне згоряння кисню. Температура у цій зоні стабілізується, і починають переважати реакції парової газифікації та конверсії чадного газу:



Ця зона надзвичайно важлива для формування синтез-газу з підвищеним вмістом водню.

Відновлювальна зона розташовується у найвіддаленішій частині генератора, де кисень майже повністю відсутній, а температура поступово знижується. Тут відбувається завершення реакцій воднеутворення, а також часткове охолодження отриманого газу. Основними процесами є зворотна конверсія, метанування та стабілізація складу газової суміші.

Ефективне керування цими зонами вимагає адаптивності технологічних параметрів, щоб максимізувати виробництво генераторних газів та зменшити кількість баластних газів, таких як сірководень (H_2S), азот (N_2), діоксид вуглецю (CO_2) та кисень (O_2). Врахування цих аспектів дає змогу оптимізувати процес газифікації вугілля безпосередньо на місці його залягання, підвищуючи не тільки ефективність виробництва, а й екологічну безпеку процесу газифікації.

У результаті проведених експериментальних досліджень було встановлено залежність ефективного часу роботи підземного газогенератора від потужності вугільного пласта. Отримані результати свідчать про наявність чіткої функціональної взаємозалежності між цими параметрами: зі збільшенням

товщини пласта ефективний час роботи генератора зростає за експоненціальною залежністю (рис. 3.9).

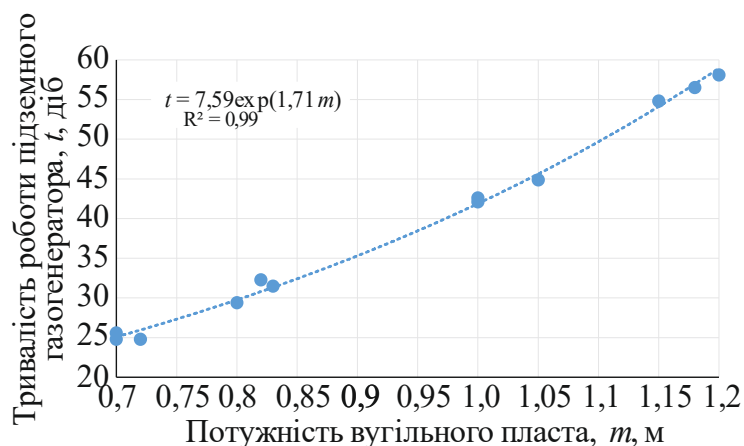


Рисунок 3.9 – Залежність зміни тривалості роботи підземного газогенератора від потужності вугільного пласта

Згідно з отриманими експериментальними даними тривалість процесу газифікації коливається в межах від 24,8 до 55,2 доби. Такий часовий інтервал свідчить про відносно коротку тривалість активної фази газифікації в умовах підземного середовища. У межах зазначеного періоду середня інтенсивність газифікації становить близько 0,5 кг вугілля на годину, що є характерним показником для стабільного функціонування підземного газогенератора. Цей рівень інтенсивності забезпечує поступове утворення генераторного газу з контрольованою динамікою теплових і масообмінних процесів. Тривалість роботи газогенератора зростає експоненційно зі збільшенням потужності вугільного пласта, що означає, що навіть невелике зростання потужності пласта призводить до суттєвого збільшення ефективного часу роботи генератора. Наприклад, при $m = 0,70$ м тривалість газифікації складає близько 25 діб, а вже при $m = 1,15$ м – близько 60 діб. За таких умов збільшення потужності пласта на 64% супроводжується приростом тривалості роботи підземного газогенератора на 140%. З практичного погляду, така закономірність дає змогу обґрунтовано планувати тривалість циклів роботи підземного газогенератора.

3.3 Встановлення оптимальних показників подачі дуттьових сумішей

Процес підземної газифікації вугілля здійснюється безпосередньо у підземних умовах, де сировиною для отримання синтез-газу є вугілля. Необхідно зазначити, що процес газифікації проходить у складних та змінних гірничо-геологічних умовах, які визначаються глибиною залягання пластів, їх структурою та потужністю, газонасиченістю, пористістю та іншими фізико-механічними і фізико-хімічними властивостями вугілля. Зазначені гірничо-геологічні параметри суттєво впливають на стабільність і ефективність підземного процесу газифікації, зокрема на рівномірність подачі дуттьової суміші (повітря, кисню, водяної пари) та стабільність утворення газової суміші. У разі орієнтації процесу підземної газифікації на цільове отримання водню, особливо важливим стає контроль над температурним режимом, співвідношенням реагентів та часом перебування газів у зоні реакції. Ці фактори визначають кінетичні умови реакцій, що сприяють максимальному утворенню водню (наприклад, реакцій водяної газифікації вуглецю та водяного зсуву CO), а також впливають на зниження побічних продуктів, таких як CO_2 . Таким чином, ефективне керування умовами процесу дає змогу підвищити вихід водню та оптимізувати загальний баланс процесу газифікації.

Оскільки температура є одним із ключових факторів, що визначають стабільність та ефективність виходу генераторного газу, її контроль відіграє вирішальну роль у забезпеченні оптимальних умов протікання хімічних реакцій у процесі газифікації. Саме температурний режим впливає на швидкість термохімічних перетворень, співвідношення компонентів синтез-газу та тепловий баланс системи в цілому.

Технологія підземної газифікації вугілля, яка орієнтована на максимальне отримання водню, передбачає цілеспрямоване введення реагентів (кисню, водяної пари або їх суміші) безпосередньо до зони залягання вугільного пласта.

Аналіз наукових досліджень свідчить про те, що максимальний вихід водню забезпечується за умов оптимальної подачі водяної пари, яка повинна

точно регулюватися залежно від температурного режиму, тиску та характеристик вугільного пласта. Контроль співвідношення «вугілля – пара» дає змогу ефективно активізувати реакції водяної газифікації та зсуву водяного газу, що є основними джерелами утворення водню в процесі підземної газифікаційної установки. При цьому вугілля характеризується певним рівнем вологості, який суттєво впливає на теплоту згоряння, ефективність процесу газифікації та тепловий баланс системи. Підвищена вологість сировини призводить до зниження температури реакційної зони, оскільки частина енергії витрачається на випаровування води. Це може зменшувати інтенсивність хімічних реакцій та знижувати концентрацію водню в генераторному газі. З іншого боку, контрольована кількість води у вугіллі або у вигляді додатково поданої пари може бути корисною для активізації реакцій парогазової газифікації та покращення утворення водню.

Таким чином, вологість вугілля повинна враховуватись як один із критичних параметрів при проектуванні та оптимізації режимів підземної газифікації. У ході проведення лабораторних досліджень було виконано низку експериментів, спрямованих на визначення оптимальних об'ємів подачі пароповітряного дуття залежно від рівня вологості вугілля. У процесі підземної газифікації вугілля встановлено, що при збільшенні вологості вугілля потреба в додатковій подачі водяної пари зменшується. Це пояснюється тим, що частина води, вже наявної у складі вугілля, під впливом високих температур випаровується і бере участь у реакціях газифікації. Такі показники природної вологості частково компенсують потребу в зовнішньому постачанні пари, що дає змогу зменшити обсяг пароповітряного дуття. Тому під час газифікації вугілля вода, що міститься у вугіллі та подається додатково, описується реакцією [23]:



де $\text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\text{O}_{\text{вуг.}} + \text{H}_2\text{O}_{\text{пар.}}$

За таких умов виникає необхідність у проведенні комплексних термодинамічних розрахунків, які дають змогу не лише точно оцінити теплові

та матеріальні потоки в системі, але й забезпечити можливість прогнозування оптимальних параметрів подачі дуття. Ці розрахунки враховують вплив природної вологості вугілля на тепловий баланс та хімічний склад продуктів газифікації, що дає змогу адаптувати інтенсивність і склад дуття (кисень, повітря, пара) відповідно до реальних умов процесу. Завдяки цьому досягається підвищення ефективності процесу газифікації, зменшення витрат ресурсів та стабілізація технологічного режиму газифікації.

Витрати пароповітряного дуття для газифікації вугілля в окислювальній зоні газогенератора за одиницю часу можна визначити за формулою [24]:

$$V_{ок.з.} = l_{ок.з.} \cdot b \cdot m \cdot \gamma \cdot q, \text{ м}^3/\text{год}, \quad (3.16)$$

де $l_{ок.з.}$ – довжина окислювальної зони підземного газогенератора, м;

b – ширина окислювальної зони підземного газогенератора, що вигазовується, м/год;

m – потужність вугільного пласта, м;

γ – щільність вугілля, кг/м³;

q – кількість м³ дуття на кг вугілля, м³/кг вугілля.

Теоретичний вихід генераторного газу в окислювальній зоні на 1 м³ дуття становить:

$$V_0 = \frac{N_2^0}{N_2^{ок.з.}}, \quad (3.17)$$

де N_2^0 – концентрація N_2 у дуттьовій суміші, %;

$N_2^{ок.з.}$ – концентрація N_2 в окислювальній зоні підземного газогенератора, %.

Звідси сумарний вихід генераторного газу становить $\Sigma V = V_{ок.з.} V_0$ м³/год.

Загальний вихід генераторного газу становить 3,3 – 3,8 м³/кг вугілля.

Враховуючи параметри матеріально-теплого балансу процесу газифікації, отримані при застосуванні програмного забезпечення МТБ «СПГВ» (див. додаток А), витрати дуття становлять відповідно: O_2 – 1,45 м³/кг вугілля, N_2 – 4,89 м³/кг вугілля, H_2O – 2,34 м³/кг вугілля. При цьому показники природної вологості вугілля знаходилися на рівні 2,3%.

У дисертаційній роботі вихідними даними для розробки технології підземної газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню слугують гірничо-геологічні умови залягання вугільних пластів шахт компанії ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». Відповідно до поставленого завдання, яке стосується дослідження впливу природної вологості вугілля на параметри подачі парового дуття, було проаналізовано взаємозв'язок між вмістом води у сировині та необхідною кількістю водяної пари, що подається в реакційну зону. Збільшення природної вологості дає змогу частково або повністю компенсувати потребу в зовнішній подачі пари, що також впливає на тепловий баланс процесу, швидкість хімічних реакцій та склад генераторного газу.

Аналітичне визначення частки подачі парового дуття за рахунок природної вологості вугілля, що дає змогу кількісно оцінити потенціал заміщення зовнішньої пари вологістю, яка вже міститься у вугіллі, описується формулою:

$$V_{\phi.} = V_{ан.} \left(\frac{1 - W_{пр.}}{1 - W_{ан.}} \right), \text{ м}^3/\text{кг вугілля}, \quad (3.18)$$

де $V_{ан.}$ – аналітична продуктивність пари, $\text{м}^3/\text{кг}$ вугілля;

$W_{ан.}$ – аналітична вологість пари, %;

$W_{пр.}$ – природна вологість вугілля, %.

Тому відповідно до наведеної вище формули чим вища природна вологість вугілля, тим менше необхідно подавати зовнішньої водяної пари в процесі газифікації для забезпечення необхідних умов протікання реакцій парової конверсії. Це пояснюється тим, що внутрішня волога, наявна у вугільній масі, виконує роль джерела водяної пари при нагріванні, сприяючи утворенню водню за реакцією (3.4). Зменшення потреби у зовнішньому пароподаванні призводить до зниження енерговитрат, спрощення технологічної схеми та оптимізації теплового балансу генератора. Таким чином, природна вологість вугілля стає важливим фактором, який не лише впливає на процес газифікації, а й може бути використаний як керований параметр при

проектуванні режимів роботи підземних газогенераторів.

Для оцінки утворення пари з води під час газифікації вугілля застосовуються термодинамічні рівняння, що описують фазовий перехід води з рідкого стану в пару. Нижче наведено формули, які дають змогу оцінити кількість тепла, необхідного для випаровування, а також масу утвореної пари.

Маса пари, яку дає волога у вугіллі:

$$m_{\text{вол.}} = \omega \cdot m_{\text{вуг.}}, \text{ кг}, \quad (3.19)$$

де ω – вологість вугілля, %;

$m_{\text{вуг.}}$ – маса вугілля, кг.

Необхідна кількість зовнішньої пари визначається за формулою:

$$\Sigma m = m_{\text{ном.}} - m_{\text{вуг.}} = m_{\text{ном.}} \cdot m_{\text{вуг.}} - \omega \cdot m_{\text{вуг.}}, \text{ кг}. \quad (3.20)$$

Відповідно до розрахунків, виконаних у програмі «МТБ СПГВ», наприклад, за вологості вугілля 5,6%, із 1,88 кг необхідної пари волога покриває лише 0,056 кг, тож необхідно додатково подати 1,824 кг пари на кожен кілограм сухого вугілля для забезпечення ефективного процесу газифікації. При цьому для того, щоб врахувати енергію, необхідну для отримання пари в загальному тепловому балансі газифікації, потрібно визначити показники енергії на нагрівання води і перетворення її на пару за різної вологості палива або зовнішньому пароподаванні. Загальну формулу для розрахунку енергії пароутворення можна записати у такому вигляді:

$$Q_{\text{пар.}} = m_{\text{H}_2\text{O}} (c_{\text{H}_2\text{O}} (t_{\text{кип}} - t_0) + r), \text{ Дж}, \quad (3.21)$$

де $m_{\text{H}_2\text{O}}$ – маса води, яку потрібно випарити, кг;

$c_{\text{H}_2\text{O}} \approx 4180 \text{ Дж/кг} \cdot ^\circ\text{C}$ – питома теплоємність води;

t_0 – початкова температура води;

$r \approx 2257 \cdot 10^3 \text{ Дж/кг}$ – питома теплота пароутворення.

Показники енергії пароутворення відповідно покладено у модель теплового балансу підземного газогенератора, що дає змогу врахувати основні енергетичні потоки, а саме надходження, витрати та перетворення тепла в

процесі газифікації вугілля і описується формулою:

$$Q_{\text{хім.}} + Q_{\text{дут.}} = Q_{\text{реак.}} + Q_{\text{пар.}} + Q_{\text{газ.}} + Q_{\text{втр.}} + Q_{\text{кор.}}, \quad (3.22)$$

де $Q_{\text{хім.}}$ – теплота, що виділяється при реакціях окислення вуглецю;

$Q_{\text{дут.}}$ – енергія внесена дуттям;

$Q_{\text{реак.}}$ – теплота поглинена та виділена при ендотермічних та екзотермічних реакціях;

$Q_{\text{пар.}}$ – теплота, необхідна для утворення пари;

$Q_{\text{газ.}}$ – теплота, що залишається в продуктах газифікації;

$Q_{\text{втр.}}$ – теплові втрати на нагрів породного масиву;

$Q_{\text{кор.}}$ – теплова енергія, що використана, наприклад для рекуператора тепла чи підігріву дуттьових сумішей.

Для обґрунтування ефективності подачі повітряного дуття з урахуванням вологості вугілля було проведено лабораторні дослідження, спрямовані на встановлення оптимальних параметрів процесу газифікації. Особливу увагу приділено впливу природної вологості вугілля на енергію пароутворення, тривалість процесу газифікації та концентрацію горючих газів. Показники якості вугілля для дослідження наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Показники якості вугілля для дослідження
(шахта ім. Героїв Космосу)

Індекс вугільного пласта	c_{11}	c_{10}^6	c_9	c_5
Марка вугілля за ДСТУ 3472-96	ДГ	ДГ	ДГ	ДГ
Вологість, %	3,9 – 11	3,2 – 12,8	2,2 – 11,0	3,8 – 10,3
Зольність, (A^d), %	13,0	8,3	9,2	6,8
Сірка, (S_t^d), %	2,0	1,5	2,0	1,5
Нижча теплота згоряння, МДж/кг	23,6	24,1	25,3	25,4
Елементний склад органічної маси вугілля, %				
C_0^{daf}	77,0	80,0	80,4	81,5
H_0^{daf}	5,4	5,4	5,2	5,7
$N_0^{daf} + O_0^{daf}$	11,7	13,1	12,5	12,4

Проведеними дослідженнями встановлено, що за підвищеної вологості вугілля необхідно зменшувати інтенсивність подачі повітряного дуття, щоб уникнути надмірного охолодження реакційної зони та втрат тепла на випаровування води. І навпаки, для сухішого вугілля можливе підвищення витрат дуття без зниження температури, що сприяє більш повному перетворенню вуглецю. Таким чином, результати експериментів дали змогу отримати залежності, які враховують вологість вугілля як основний параметр при розрахунку режимів експлуатації підземних газогенераторів, що сприяє підвищенню загальної ефективності процесу газифікації. Тому в лабораторних умовах було проведено дослідження впливу інтенсивності подачі повітряного дуття на процес термічної переробки вугілля з різним вмістом води. Метою експерименту було визначити такі режими подачі дуття, за яких процес прямого спалювання змінюється на режим газифікації. Особливу увагу було приділено умовам, що сприяють переходу вуглецевмісного палива в газоподібний стан з утворенням генераторного газу, теплотворна здатність якого становить не менше 3,5 МДж/м³.

У процесі дослідження встановлено, що параметри вмісту води у вугіллі та інтенсивність дуття відіграють ключову роль у формуванні складу і теплотворної здатності продуктів газифікації та загалом впливають на тепловий баланс газогенератора відповідно до формули (3.22). Зокрема, за певних значень вологості та оптимального співвідношення повітря до палива, знижується надлишок кисню, що запобігає повному згорянню палива і забезпечує активне утворення горючих компонентів у складі генераторного газу, таких як CO, H₂ та CH₄. Аналіз переходу режиму спалювання у газифікацію за лабораторних умов наведено на рис. 3.10.

Відповідно до лабораторних умов маса вугілля за один цикл дослідження становила 7 кг. Його підготовку та особливості проведення досліджень детально розкрито в п. 2.3.

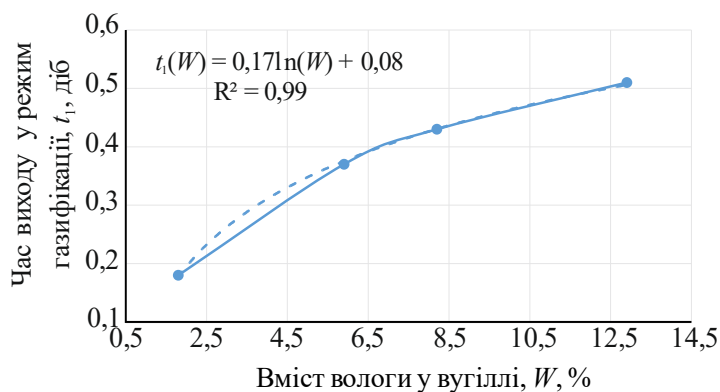


Рисунок 3.10 – Залежність виходу підземного газогенератора в режим газифікації залежно від вологості вугілля

Аналіз отриманих даних показує, що режим спалювання в газифікацію відбувається у часовому проміжку від 0,18 до 0,51 год залежно від вологості вугілля ($W = 1,8 - 12,9\%$) і описується логарифмічною залежністю вигляду:

$$t_1 = 0,17 \ln(W) + 0,08, \text{ год.} \quad (3.23)$$

Продуктивність подачі повітряного дуття становила $3,4 - 4,1 \text{ м}^3/\text{кг}$ вугілля. Час виходу підземного газогенератора в режим газифікації залежно від вологості вугілля за умов експлуатації газогенератора відповідно до технологічної схеми (див. рис. 2.1) та натурних умов з урахуванням масштабних коефіцієнтів герметизації руху вогневого вибою описується за таким алгоритмом.

1. Визначаємо коефіцієнт співвідношення між часом розпалювання і режимом газифікації до маси вугілля залежно від його вологості в лабораторних умовах:

$$k = \frac{M_1}{t_1} \quad (3.24)$$

або

$$k = \frac{M_1}{0,17 \ln(W) + 0,08}, \quad (3.25)$$

де t_1 – час виходу в режим газифікації, год;

M_1 – маса вугілля в лабораторних умовах, кг.

Згідно з умовами експлуатації підземних газогенераторів за довжини вогневого вибою у 30 м і змінної потужності вугільного пласта, обсяг вугілля, що зазнає термічної деструкції та переходить поступово від режиму пропалювання реакційного каналу до газифікації можна описати формулою:

$$M_2 = l_{\text{в.в.}} \cdot m \cdot f \cdot \gamma, \text{ кг}, \quad (3.26)$$

де $l_{\text{в.в.}}$ – довжина вогневого вибою, м;

m – потужність вугільного пласта, м;

f – площа приконтурної зони вогневого вибою, м²;

γ – щільність вугілля, кг/м³. Звідси час переходу підземного газогенератора з режиму пропалювання у режим газифікації знаходиться за формулою:

$$t = \frac{M_2}{24k}, \text{ діб} \quad (3.27)$$

або

$$t_{\text{п.з.}}^{\text{нат.}} = \frac{M_2}{24 \left(\frac{M_1}{0,17 \ln(W) + 0,08} \right)}, \text{ діб}. \quad (3.28)$$

Вихідні дані для досліджуваних наших умов за потужності вугільного пласта від 0,7 до 1,2 м наведено в табл. 3.3.

Підставивши відповідні значення з табл. 3.3 у формулу (3.28) встановлено час, за який підземний газогенератор з режиму пропалювання реакційного каналу до газифікації вугілля, у натурних умовах, змінюється від 1,36 до 8,16 доби залежно від вмісту вологи у вугіллі ($W = 1,8 - 12,9\%$), його щільності ($\gamma = 1,34 \text{ т/м}^3$), параметрів потужності вугільного пласта ($m = 0,7 - 1,2 \text{ м}$) і підземного газогенератора ($l_{\text{в.в.}} = 30 \text{ м}$; $f = 1,4 - 1,7 \text{ м}^2$). Ці результати наведено на рис. 3.11.

Для встановлення залежностей між часом виходу підземного газогенератора в режим газифікації, вологістю вугілля та потужністю вугільного пласта було проведено узагальнення експериментальних даних. Зокрема, здійснено усереднення результатів за різними значеннями потужності

пластів і відповідного часу виходу генератора на стадію стійкої газифікації. Узагальнені результати наведено на рис. 3.12.

Таблиця 3.3 – Вихідні дані для визначення параметра M_2

Потужність вугільного пласта, m , м	Довжина вогневого вибою, $l_{в.в.}$, м	Площа приконтурної зони вогневого вибою, f , м ²	Щільність вугілля, γ , кг/м ³
0,7	30,0	1,4	1340
0,72		1,5	
0,7		1,35	
0,8		1,62	
0,83		1,54	
0,82		1,46	
1,0		1,38	
1,05		1,45	
1,0		1,52	
1,2		1,64	
1,18		1,7	
1,15		1,45	

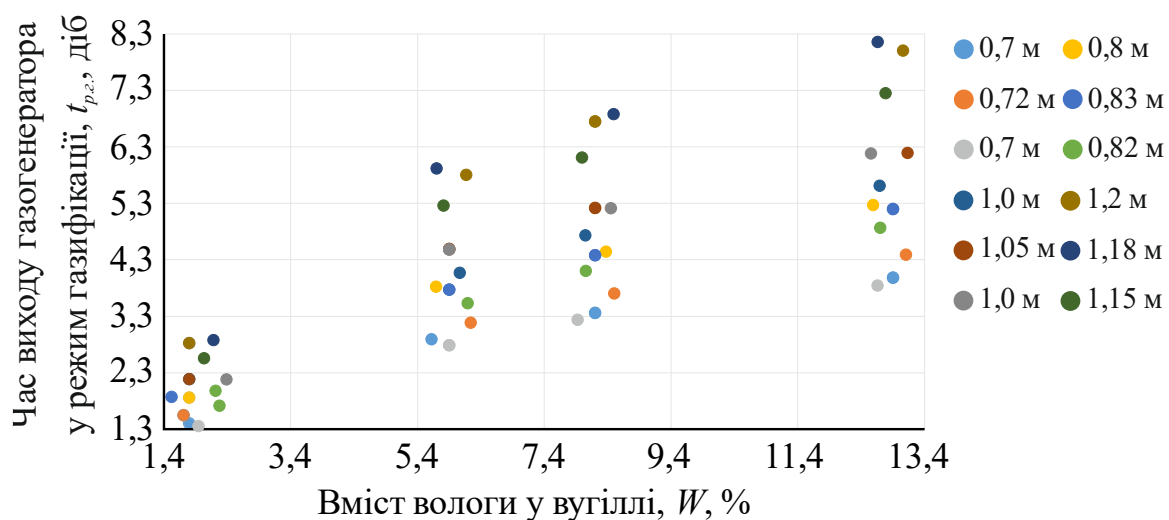


Рисунок 3.11 – Дані щодо зміни часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації від вмісту води у вугіллі та потужності вугільного пласта ($m = 0,7 - 1,2$ м)

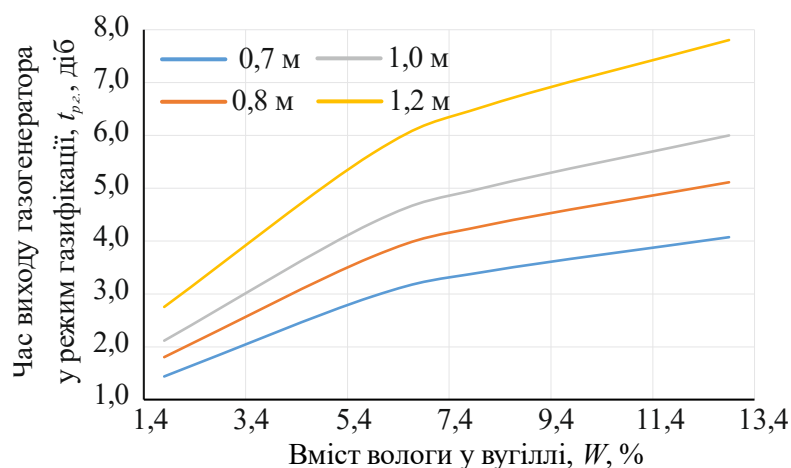


Рисунок 3.12 – Залежності зміни часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації від вмісту води у вугіллі та потужності вугільного пласта

Обґрунтування часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації відбувається з використанням виявлених закономірностей у вигляді графіків на рис. 3.12, але для зручності та систематизації розрахунків побудовано низку рівнянь регресії з визначення параметру t . Отримано такі залежності:

- при $m = 0,7$ м $t_2 = 1,33 \ln(W) + 0,64$ діб;
- при $m = 0,8$ м $t_2 = 1,67 \ln(W) + 0,8$ діб;
- при $m = 1,0$ м $t_2 = 1,96 \ln(W) + 0,9$ діб;
- при $m = 1,2$ м $t_2 = 2,55 \ln(W) + 1,22$ діб.

В подальшому для узагальнення зазначених вище залежностей отримали функцію, яка враховує залежність зміну часу (t) від вологості вугілля (W) та потужності вугільних пластів (m). Узагальнена залежність набуває вигляду:

$$t_2(m, W) = a(m) \cdot \ln(W) + b(m), \text{ діб}, \quad (3.29)$$

де a , b – експоненціальні коефіцієнти, які можна описати лінійними залежностями $a(m) = c_a \cdot m + d_a$ та $b(m) = c_b \cdot m + d_b$. Після чого узагальнена функція (3.29) набуває вигляду:

$$t_2(m, W) = (c_a m^2 + d_a m) \cdot \ln(W) + (c_b m^2 + d_b m), \text{ діб}.$$

Апроксимація результати досліджень для коефіцієнтів c_a , d_a , c_b , d_b дала змогу отримати узагальнену залежність зміни часу виходу підземного газогенератора у режим газифікації від вмісту води у вугіллі та потужності вугільного пласта:

$$t_2(m, W) = (3,16m - 0,88) \cdot \ln(W) + (1,3m - 0,27), \text{ діб.}$$

Таким чином, у результаті проведених досліджень встановлено закономірності зміни часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації (t_2), яка має стабільну тенденцію до зростання за експоненціальними залежностями. Отримані закономірності дають змогу спрогнозувати параметри роботи підземного газогенератора, спрямованого на ефективну його роботу.

3.4 Керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацію на отримання водню

Процес підземної газифікації вугілля може бути ефективно адаптований для отримання генераторного газу з підвищеним вмістом водню за рахунок цілеспрямованого керування технологічними параметрами. Зокрема, особливу увагу необхідно приділяти регулюванню складу дуттьової суміші, температурного режиму, тиску в підземному газогенераторі та іншим чинникам. Такий підхід дає змогу не лише підвищити ефективність процесу газифікації, а й зорієнтувати його на цільове отримання водню. Відповідно до попередніх досліджень, початкове пропалювання реакційного каналу з формуванням активних зон хімічних реакцій здійснювалося шляхом подачі повітряного дуття в реакційну зону змодельованого газогенератора. Процес пропалювання передбачав комбіновану подачу дуття у поєднанні з роботою димососної установки, що забезпечувало стабільне відведення продуктів згоряння та сприяло інтенсифікації процесів окислення.

Застосування такої комбінації технологічних режимів дуття дало змогу суттєво скоротити час виведення газогенератора на ефективний режим газифікації. Вже на 10,8 хв експерименту, коли сумарна концентрація горючих

компонентів у генераторному газі сягнула 10,3%, було ухвалено рішення перейти до подачі повітряного дуття тільки через експлуатаційну свердловину під тиском 0,1 МПа. На момент прийняття цього рішення концентрація горючих газів становила: CO – 5,6%; CH_4 – 2,9%; H_2 – 1,8%.

Отримані результати підтверджують доцільність поетапного керування режимами подачі дуття для прискореного переходу до активної фази газифікації та покращення якості генераторного газу. При цьому низькі показники водню свідчать про відсутність вологи у вугіллі (1,8%), але частина вологи, все ж таки, надходила в змодельований газогенератор, яка потрапляла з повітряним дуттям в окислювальну зону.

Тенденцію зміни показників виходу горючих генераторних газів у режимі пропалювання та за подачі повітряного дуття наведено на рис. 3.12.

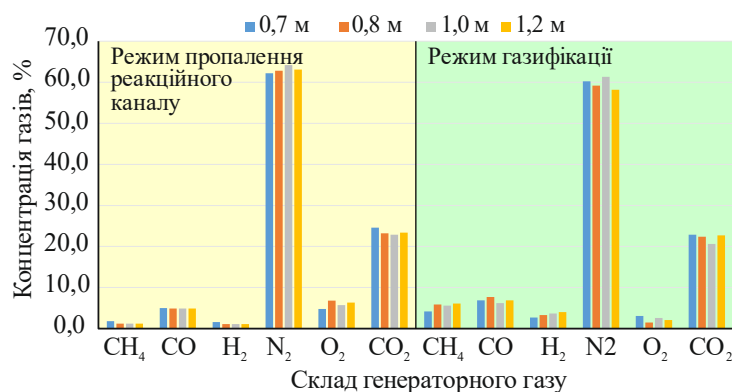


Рисунок 3.13 – Дані щодо зміни концентрації горючих генераторних газів у режимі пропалювання та за подачі повітряного дуття

Аналіз даних, наведених на рис. 3.13, вказує на те, що після режиму пропалювання в змодельованому газогенераторі сформувалися стабільні реакції газоутворення. У подальшому було зафіксовано зростання ефективності видобутку горючих компонентів, що проявлялося у підвищенні концентрацій основних горючих газів у складі генераторного газу: вміст чадного газу (CO) збільшився до 6,9%, метану (CH_4) – до 5,9%, а водню (H_2) – до 2,1% від загального об'єму генераторного газу. Це вказує на оптимізацію умов реакції в середовищі газогенератора, що пов'язано з рівномірною подачею дуттьової

суміші та встановленням оптимального температурного режиму і поліпшеною циркуляцією газів у середині вогневого вибою [25]. Дані термопар вказали на зміну температурного поля вздовж осі вогневого вибою від 450 до 720 °С.

У зв'язку з позитивною динамікою складу генераторного газу було прийнято рішення перейти до другого етапу дослідження, а саме вивчення процесу підземної газифікації вугілля за умови варіювання рівня вологості вугільного пласта при подачі повітряного дуття. Загалом було проведено дев'ять експериментів, у ході яких вологість вугілля змінювалася в межах від 1,8 до 12,9 %. Під час досліджень прагнули забезпечити стабільність показників вологості з максимально допустимим відхиленням не більше $\pm 10\%$. На основі цього було сформовано три інтервали вологості: 1,8 – 2,0 %; 5,3 – 5,9 %; 11,6 – 12,9 %. Дані щодо зміни концентрації H_2 від вологості вугілля при подачі повітряного дуття наведено на рис. 3.14

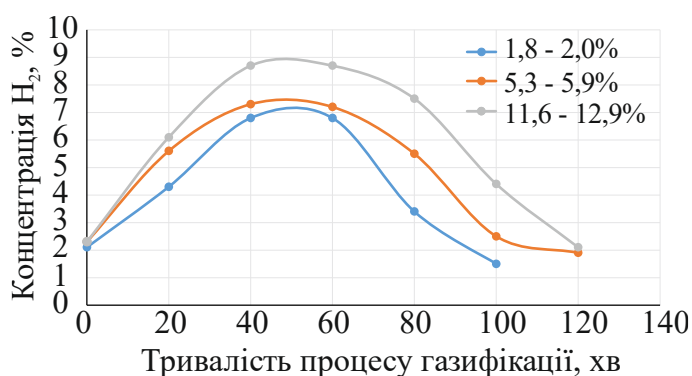


Рисунок 3.14 – Дані щодо зміни виходу водню від вологості вугілля

Проведення такого виду досліджень дало змогу оцінити вплив не лише вплив дуттьової суміші, а й початкових фізико-хімічних властивостей вугілля на ефективність утворення водню під час газифікації.

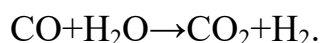
При збільшенні показників вологості у змодельованому вугільному пласті (5,6 %) було зафіксовано збільшення температурного поля на 150 °С в окислювальній зоні вогневого вибою та на 92 °С у відновлювальній зоні. Це збільшення температури вказує на більш інтенсивне протікання окислювальних та відновних реакцій, що підвищує ефективність процесу газифікації. Вища температура в окислювальній зоні сприяє швидкому протіканню екзотермічних

реакцій окислення вуглецю до монооксиду вуглецю та діоксиду вуглецю, тоді як підвищення температури у відновлювальній зоні сприяє кращому перетворенню оксидів вуглецю у водень та метан.

Аналіз даних, наведених на рис. 3.14, вказує, що у перші 20 хв подачі до площини вогневого вибою повітряного дуття відбулося різке підвищення концентрації водню у генераторному газі з 2,1 до 4,3% при зміні середньої вологості вугілля з 1,9% до 5,6 %. Це пов'язано зі збільшенням інтенсивності реакції взаємодії водяної пари з вуглицем, відомої як реакція водяного газу. При тому наявна волога у вугіллі сприяє підвищенню температури реакційного середовища та забезпечує додаткове джерело кисню, що призводить до активізації хімічних процесів і, відповідно, збільшення утворення водню.

Протягом наступних 40 хв спостерігалось подальше поступове зростання концентрації водню до середнього значення у 6,8 %, що свідчить про стабілізацію процесу та досягнення оптимальних умов для протікання реакції. За вологості 1,9 % максимальна концентрація водню підвищилась до значень у 6,8%, при 5,6% – 7,3%; при 12,2% – 8,7%.

Паралельно з цим відбулося незначне зниження концентрації монооксиду вуглецю, що може бути пов'язано з протіканням зворотної реакції та утворенням діоксиду вуглецю:



Цей процес додатково підвищує вміст водню в генераторному газі та покращує його енергетичні характеристики.

Теплота згорання генераторного газу, що визначалась за «правилом адаптивності» становила відповідно при вологості вугільного пласта 1,9 % – 3,1 МДж/м³, при 12,2 % – 4,3 МДж/м³.

Таким чином, результати експериментальних досліджень підтверджують, що введення водяної пари до процесу підземної газифікації вугілля сприяє суттєвому підвищенню виходу водню та покращенню якісного складу генераторного газу.

3.5 Висновки за розділом

Аналіз термохімічних процесів, що лежать в основі підземної газифікації вугілля, свідчить про складну взаємодію ендотермічних і екзотермічних реакцій, які формують динамічну систему підземного газогенератора. Досягнення високого виходу водню можливе тільки за умови комплексної оптимізації температури, тиску, складу дуттьової суміші та часу контакту дуттьових сумішей із площиною вогневого вибою. Особливо важливими в цьому контексті є реакції вугілля з парою, які забезпечують формування водню як основного енергетичного компонента.

Проаналізовано температурний режим у реакційному каналі підземного газогенератора, встановлено параболічний розподіл температури з максимумом у напрямку дуттьової свердловини, що підтверджує інтенсивність тепловиділення у зоні окиснення та необхідність контролю співвідношення дуттьових компонентів для забезпечення рівномірного тепломасообміну.

Встановлено закономірності формування вигазованого простору в підземному газогенераторі залежно від потужності вугільного пласта, що описують зміну максимальної ширини вигазованого простору ($b_{\max}$) і довжини вогневого вибою (l). На основі чого визначено втрати вугілля в приконтурних зонах, які значно зростають зі збільшенням потужності пласта. Найоптимальнішим з погляду співвідношення «вигазоване вугілля/втрати» є інтервал товщини пласта 1,0 – 1,1 м, що забезпечує найкращий баланс між продуктивністю та ефективністю застосування технології газифікації.

Встановлено ефективний час роботи підземного газогенератора, що описується експоненціальною залежністю і характеризується закономірностями формування вигазованого простору залежно від потужності вугільного пласта.

У ході експериментальних та розрахункових досліджень встановлено, що природна вологість вугілля є критичним фактором, який суттєво впливає на тепловий баланс, динаміку реакцій та загальну ефективність процесу підземної газифікації. Зокрема, підвищення вологості сировини призводить до зростання часу виходу генератора в режим стійкої газифікації, що пов'язано з витратами

енергії на випаровування води та зниженням температури реакційної зони. Водночас вода, наявна у вугіллі, може частково замінювати зовнішнє паропостачання, що дає змогу оптимізувати подачу дуття, зменшити енерговитрати та підвищити концентрацію води у складі генераторного газу.

Отримані узагальнені регресійні залежності часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації від вмісту води у вугіллі та потужності вугільного пласта. Встановлено, що характер цієї залежності є експоненціальним, причому збільшення потужності пласта та вологості вугілля призводить до значного зростання часу переходу від режиму пропалювання до стабільної газифікації.

Експериментальними дослідженнями встановлено, що концентрація води в генераторному газі закономірно зростає зі збільшенням вологості вугільного пласта. Зокрема, при вологості 5,9 % максимальна концентрація H_2 склала 6,8 %, при 8,2 % – 7,3 %, а при 12,9 % – 8,7 %. Це підтверджує факт впливу пари як засобу підвищення орієнтації процесу газифікації на отримання води.

Основні результати, отримані в розділі 3, опубліковані в працях [8]; [15]; [18]; [19], [25].

Список використаних джерел до розділу 3

1. Żogała, A. (2021). Equilibrium simulations of coal gasification – factors affecting syngas composition. *Journal of Sustainable Mining*, 13(2). <https://doi.org/10.46873/2300-3960.1265>
2. Śpiewak, K., Czerski, G., & Bijak, K. (2021). The effect of temperature-pressure conditions on the RDF gasification in the atmosphere of steam and carbon dioxide. *Energies*, 14(22), 7502. <https://doi.org/10.3390/en14227502>
3. Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Фальштинський В.С., & Демидов, М.С. (2017). До питання дослідження процесу газифікації вугілля. *Вісті Донецького гірничого інституту*, 2(41), 94-101. Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/151217>

4. Khan, M., Mmbaga, J., Shirazi, A., Trivedi, J., Liu, Q., & Gupta, R. (2015). Modelling underground coal gasification – A review. *Energies*, 8(11), 12603-12668. <https://doi.org/10.3390/en81112331>
5. Perkins, G., & Sahajwalla, V. (2007). Modelling of heat and mass transport phenomena and chemical reaction in underground coal gasification. *Chemical Engineering Research and Design*, 85(3), 329-343. <https://doi.org/10.1205/cherd06022>
6. 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.
7. Laouafa, F., Farret, R., Vidal-Gilbert, S., & Kazmierczak, J.B. (2016). Overview and modeling of mechanical and thermomechanical impact of underground coal gasification exploitation. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 21(4), 547-576.
8. Янкін, Д.В. (2024). Синтез-газ – продукт водневоорієнтованої технології газифікації вугілля. У *Матеріалах XIV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна» 2024* (с. 248-249). Дніпро, Україна. Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/166926>
9. Mandapati, R.N., & Ghodke, P. (2019). Modeling of gasification process of Indian coal in perspective of underground coal gasification (UCG). *Environment, Development and Sustainability*, 22(7), 6171-6186. <https://doi.org/10.1007/s10668-019-00469-3>
10. Lozynskyi, V., Saik, P., Petlovanyi, M., Sai, K., Malanchuk, Z., & Malanchuk, Y. (2018). Substantiation into mass and heat balance for underground coal gasification in faulting zones. *Inżynieria Mineralna*, 20(2), 289-300. <http://doi.org/10.29227/IM-2018-02-36>
11. Yang, L. (2004). Study on the model experiment and numerical simulation for underground coal gasification. *Fuel*, 83(4-5), 573-584. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2003.08.011>

12. Гайко, Г.І., Заєв, В.В. & Шульгін, П.М. (2012). *Утилізація теплової енергії при підземній термохімічній переробці вугільних пластів*. Алчевськ, Україна: ДонДТУ, 141 с.
13. Lozynskyi, V., Dichkovskiy, R., Saik, P., & Falshtynskyi, V. (2018). Coal seam gasification in faulting zones (heat and mass balance study). *Solid State Phenomena*, 277, 66-79. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.277.66>
14. Zhou, X. (n.d.). Chemical equilibrium in the coal gasification process for hydrogen production. In *School of Mechanical and Mining Engineering: Master's Thesis*. The University of Queensland. <https://doi.org/10.14264/f2830c1>
15. Саїк, П.Б., & Янкін, Д.В. (2023). Аналіз технологій отримання водню та перспективи розвитку в Україні. *Збірник наукових праць НГУ*, (73), 56-67. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/73.056>
16. Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Табаченко, М.М., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2015). До питання підвищення концентрації газу метану та варіація складом синтез-газу при підземній газифікації вугілля. У *Матеріалах міжнародної конференції «Форум гірників»* (с. 48-57). Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет.
17. Shoko, E., McLellan, B., Dicks, A.L., & da Costa, J.C.D. (2006). Hydrogen from coal: Production and utilisation technologies. *International Journal of Coal Geology*, 65(3-4), 213-222. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.05.004>
18. Янкін, Д.В., & Бабій, Ю.В. (2024). До питання отримання водню при підземній газифікації вугілля. У *Матеріалах XVII міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 85-86). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme17.085>
19. Saik, P., Lozynskyi, V., Yankin, D., Lysyy, N., & Cherniaiev, O. (2025). Substantiation into the efficiency of the coal gasification process with a focus on hydrogen production. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3), 85-92. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2025-3/085>

20. Дичковський, Р.О. (2015). Формування двошарової штучно створеної оболонки геореактора при свердловинній підземній газифікації вугілля. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, (5), 37-42.

21. Wei, Z., Jiang, L., Hassanpouryouzband, A., Chen, S., Chen, Y., Ju, Y., & Ali, S.F. (2025). Enabling large-scale enhanced hydrogen production in deep underground coal gasification in the context of a hydrogen economy. *Energy Conversion and Management*, 325, 119449. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119449>

22. Iriguchi, R., Hamanaka, A., Su, F.Q., Sasaoka, T., Shimada, H., Itakura, K. I. & Deguchi, G. (2024). Effects of water injection on reaction temperature and hydrogen production in horizontal co-axial underground coal gasification. *Scientific Reports*, 14(1), 25551. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-76966-x>

23. Saik, P., Lozynskyi, V., Anisimov, O., Akimov, O., Kozhantov, A., & Mamaykin, O. (2023). Managing the process of underground coal gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 25-30. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-6/025>

24. Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., Saik, P., & Lozynska, M. (2025). Substantiation of the parameters for underground gasifier combustion face advance considering the influence of magnetic fields on the gasification process intensification. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1491(1), 012041. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1491/1/012041>

25. Saik P., & Yankin, D. (2025). Substantiation of production technology parameters for hydrogen as a non-traditional mineral raw material. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1481(1), 012017. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1481/1/012017>

РОЗІДІЛ 4

ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З ОРІЄНТАЦІЄЮ НА ОТРИМАННЯ ВОДНЮ

4.1 Обґрунтування технологічних параметрів подачі дуттьових сумішей

На сьогодні розроблено інноваційні конструкції підземних газогенераторів, що дають змогу суттєво активізувати процес газифікації вугілля, зокрема з тонких і надтонких вугільних пластів. Ці конструкції забезпечують ефективну та надійну герметизацію техногенного породного середовища, що сприяє мінімізації втрат генераторного газу та зниженню екологічних ризиків. Одночасно відбувається вдосконалення процесів утилізації енергетичного потенціалу вигазованого простору, що дає змогу підвищити загальну енергоефективність технології.

У проектуванні та експлуатації підземних газогенераторів враховуються складні гірничо-геологічні умови, властиві різним вугільним родовищам, а також багатофакторність самого процесу. Застосування сучасних підходів до оптимізації температурно-газодинамічних параметрів процесу, автоматизація систем управління та контроль за геометрією вигазованого простору створюють передумови для безпечного, стабільного та рентабельного видобутку енергетичних ресурсів без традиційного шахтного способу [1] – [3].

Аналіз досвіду експлуатації як промислових, так і експериментальних підземних газогенераторів з підготовкою через вертикальні свердловини свідчить про характерні закономірності формування реакційного каналу в процесі вигазовування вугільного пласта. Під час руху зони горіння відбувається поступове розростання реакційного каналу в бічні напрямки в межах пласта, що зумовлює значне збільшення об'єму вигазованого простору.

Такий розвиток вигазованої зони супроводжується деформацією профілю реакційного каналу, що впливає на стабільність температурного поля, напрямку руху дуттьових потоків і рівномірність протікання хімічних реакцій. Зміна геометрії каналу може також призводити до утворення зон нерівномірного

вигоряння, порушення умов герметизації та погіршення ефективності вилучення генераторного газу.

З огляду на ці особливості, важливим напрямом удосконалення технології є постійний моніторинг розвитку вигазованого простору та впровадження адаптивних рішень щодо керування процесом газифікації, включно зі зміною режимів подачі дуття, корекцією розташування свердловин і використанням засобів математичного моделювання для прогнозування деформацій реакційного каналу [4] – [6]. Незважаючи на часткове або повне заповнення вигазованого простору обваленими породами покрівлі, здиманням порід і утворенням зольного залишку, у зоні високих температур поблизу реакційного каналу зберігається активне горіння. Зокрема, у розігрітих породах, прилеглих до реакційної зони між вертикальними свердловинами, триває допалювання горючих газів, що надходять із зони первинного горіння. Цей процес допалювання в окислювальній зоні призводить до підвищення локальної температури, що також спричиняє інтенсифікацію термохімічних реакцій і прискорене вигоряння вугілля навколо дуттьової свердловини. Внаслідок цього відбувається подальше розширення реакційного каналу та зростання напруженості в гірському масиві [7].

Розвиток вигазованої порожнини і порушення структурної цілісності вугленосного пласта і прилеглих порід призводять до втрати стійкості покрівлі. У разі обвалення порід навколо дуттьової свердловини відбувається її деформація або навіть руйнування, що значно ускладнює керування технологічним процесом і знижує його ефективність.

За таких умов неконтрольований рух дуттьової суміші, що супроводжується деформацією профілю реакційного каналу та збільшенням об'єму вигазованого простору, призводить до втрати ефективної взаємодії дуття з вогневим вибоєм. Це в свою чергу спричиняє порушення температурного режиму в зоні активного горіння, нерівномірне протікання термохімічних реакцій і, як наслідок, – отримання низькоякісного генераторного газу з підвищеним вмістом баластних компонентів (CO_2 , H_2O , N_2) та зменшеним вмістом цінного водню та монооксиду вуглецю.

Як зазначено в роботі [8], забезпечення збалансованої подачі дуття в зону газифікації можливе шляхом використання гнучких керованих трубопроводів, оснащених на кінці перфорованими насадками. Така конструкція дає змогу цілеспрямовано розподіляти потік дуттьової суміші в межах реакційної зони, враховуючи змінну геометрію вигазованого простору.

Альтернативне технологічне рішення, описане в джерелі [9], передбачає подачу дуття через перфорований канал, розташований уздовж усієї довжини вогневого вибою. Це забезпечує рівномірний розподіл газоподібних агентів у зоні горіння, сприяє стабілізації фронту газифікації та підвищує ефективність використання паливного ресурсу.

Вищезазначені технологічні рішення орієнтовані на забезпечення ефективної подачі дуттьових сумішей під час процесу підземної газифікації вугілля шляхом формування так званих стовпів газифікації. Суть цієї технології полягає у цілеспрямованій організації фронту газифікації вздовж підготовленого горизонтального або слабо похилого вугільного стовпа, в межах якого здійснюється контрольований рух дуття та горіння вугільної маси.

Впровадження такого підходу є особливо доцільним у разі значних геометричних параметрів шахтного поля, де існує можливість формування протяжних стовпів газифікації. За результатами аналітичних і техніко-економічних розрахунків, раціональна довжина такого стовпа, що забезпечує ефективне використання ресурсу та контрольований розвиток вигазованого простору, становить від 320 до 480 м [10]. У межах цієї довжини досягається оптимальний баланс між стабільністю технологічного процесу, економічною доцільністю буріння свердловин і якістю отриманого генераторного газу.

Таким чином, застосування підготовлених стовпів газифікації в комбінації з гнучкими керованими трубопроводами або перфорованими каналами дає змогу реалізувати адаптивну схему подачі дуття, що враховує специфіку геометрії пласта і змінні гірничо-геологічні умови, підвищуючи загальну ефективність технології.

З огляду на те, що значна частина залишкових вугільних запасів розташована в умовах надробки та/або підробки, а також у зонах, що не були

відпрацьовані з технологічних або технічних причин, доцільним є застосування технології підземної газифікації вугілля з використанням вертикальних свердловин. Такий підхід дає змогу ефективно залучати до освоєння важкодоступні або раніше недоцільні до видобутку запаси, мінімізуючи потребу у розкритті нових шахтних горизонтів. Використання вертикальних свердловин забезпечує оперативне буріння і доступ до вугільних пластів без суттєвого впливу на навколишнє середовище, що особливо актуально для нестійких гірничо-геологічних умов. Крім того, ця схема дає змогу адаптувати конфігурацію свердловинної системи під просторову структуру залишених запасів, знижуючи капітальні витрати на підготовчі роботи та підвищуючи енергоефективність процесу.

За таких умов, згідно з технологічними схемами, наведеними на рис. 1.7 і 1.8, довжина гнучких керованих трубопроводів, які прокладаються в експлуатаційних свердловинах, визначається з урахуванням гірничо-геологічних параметрів залягання вугільного пласта, глибини розміщення підземного газогенератора, просторової конфігурації вигазованого простору, а також очікуваної протяжності зони активного горіння.

У загальному вигляді довжина гнучких керованих трубопроводів описується аналітичними виразами (4.1) і (4.2) [11]:

– рис. 1.7

$$L_{к.м.}^1 = H - 0,2m, \text{ м}, \quad (4.1)$$

де H – глибина залягання вугільного пласта, м;

m – потужність вугільного пласта, м;

– рис. 1.8

$$L_{к.м.}^2 = L_1 + L_{р.} + L_{ст.}, \text{ м}, \quad (4.2)$$

де L_1 – довжина керованого трубопроводу до радіуса його кривизни, м;

$L_{р.}$ – довжина кривизни керованого трубопроводу, м;

$L_{ст.}$ – довжина стовпа газифікації, м.

Схему для визначення параметра $L_{к.м.}^2$ наведено на рис. 4.1.

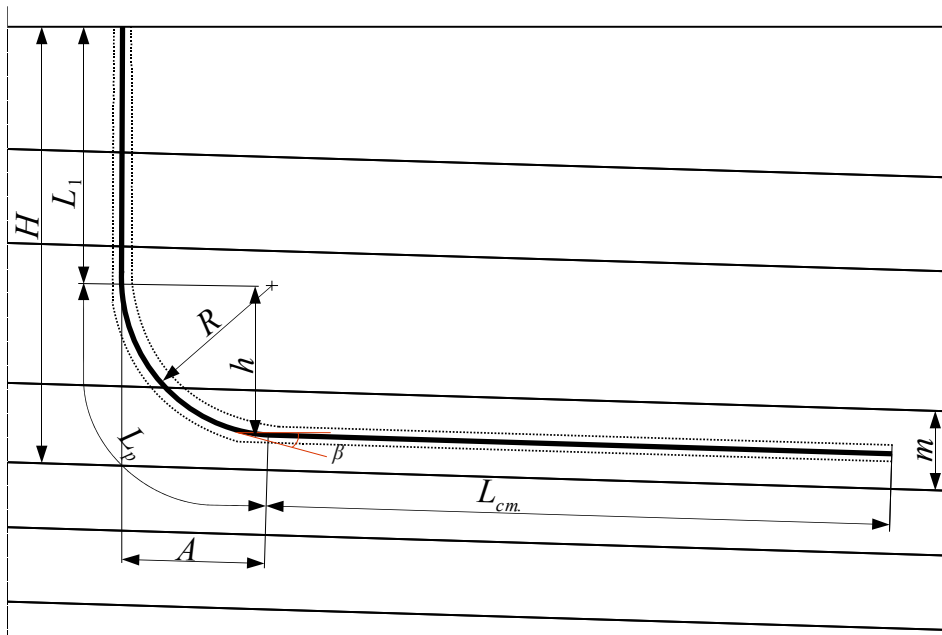


Рисунок 4.1 – Принципова схема для визначення довжини керованого трубопроводу [12]

Вертикальна складова трубопроводу (L_1) визначається за формулою:

$$L_1 = H - km - h, \text{ м}, \quad (4.3)$$

де H – глибина залягання вугільного пласта, м;

m – потужність вугільного пласта, м;

$h = R \sin \beta$ – вертикальна проєкція набору зенітного кута свердловини [13], м;

k – показник положення керованого трубопроводу відповідно до потужності вугільного пласта (0,2 – 0,3 м).

Кривизна керованого трубопроводу (L_p) визначається за формулою:

$$L_p = \frac{2\pi R}{4}, \text{ м}, \quad (4.4)$$

де π – число Пі (3,14);

$R = \frac{A}{(1 - \cos \beta)}$ – радіус кривизни ділянки профілю керованого трубопроводу, м;

A – зміщення траєкторії закладання керованого трубопроводу від вертикалі, м;

β – зенітний кут входу керованого трубопроводу в експлуатаційну свердловину, град.

Механізм подачі дуттьових сумішей у площину вогневого вибою є складною багатофакторною термогазодинамічною задачею, розв'язання якої має на меті забезпечення стабільного, ефективного та контрольованого перебігу процесу підземної газифікації вугілля. Ефективність цього процесу значною мірою залежить від цілого комплексу взаємопов'язаних параметрів, зокрема:

- швидкості потоку дуття, яка визначає глибину проникнення дуттьової суміші в реакційні зони вогневого вибою і впливає на розподіл температур;

- тиску подачі, що забезпечує подолання опору газодинамічного середовища і стабілізує фронт горіння;

- складу дуттьової суміші (вміст кисню, водяної пари, інертних компонентів), який прямо впливає на тип реакцій (окислення, газифікація, допалювання) і вихід горючих газів у складі генераторного;

- геометрії подачі дуття, зокрема кута, напрямку і конфігурації вихідного отвору трубопроводу, що формує просторову структуру горіння і теплового поля.

У зв'язку з цим, для досягнення оптимального режиму газифікації необхідне точне моделювання і динамічне регулювання параметрів дуття з урахуванням змінної геометрії реакційного каналу, гірничо-геологічних умов і складу вугільної маси. Застосування сучасних методів чисельного моделювання (наприклад, CFD-аналізу) дає змогу прогнозувати поведінку дуттьового потоку і формувати рекомендації щодо конструктивних і технологічних рішень системи подачі дуття.

Визначення ключових параметрів подачі дуттьових сумішей здійснювалося шляхом чисельного моделювання руху газових потоків у межах керованого трубопроводу з використанням програмного забезпечення SolidWorks Flow Simulation. Застосування цього програмного комплексу дало змогу врахувати вплив геометричних характеристик трубопроводу, а також фізико-хімічних властивостей дуттьового середовища на розподіл швидкості, тиску і температури в зоні подачі.

У рамках моделювання було побудовано тривимірну модель керованого трубопроводу з кінцевою секцією у вигляді змінної перфорованої насадки. Було

розроблено та проаналізовано дві геометричні конфігурації насадки, що відрізняються за формою дуттьових отворів, з метою оцінки їхнього впливу на характеристики потоку в зоні виходу дуття. Такий підхід дав змогу визначити оптимальну конструкцію насадки, яка забезпечує рівномірний розподіл потоку в площині вогневого вибою, мінімізує локальні турбулентності та сприяє стабілізації фронту газифікації. Просторово-геометричну модель ділянки керованого трубопроводу, через яку здійснюється нагнітання дуттьової суміші в зону вогневого вибою, наведено на рис. 4.2.

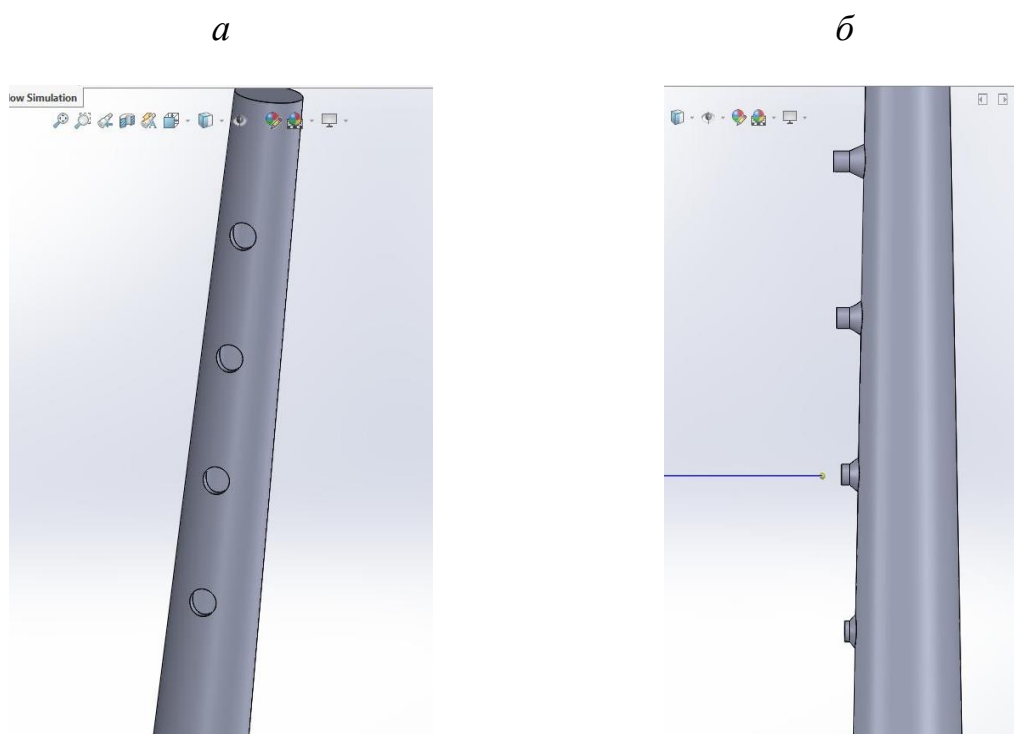


Рисунок 4.2 – Частина моделі керованого трубопроводу
без форсунок (а) та з форсунками (б)

У моделі відображено ключові конструктивні елементи системи подачі, а саме перфоровану насадку, канали розподілу потоку та зону взаємодії дуття. Така побудова дає змогу проаналізувати умови формування швидкісного та температурного профілю в межах вихідного перерізу трубопроводу, а також оцінити ефективність розсіювання дуттьової суміші в об'ємі вигазованого простору.

У подальших етапах дослідження було проведено аналіз розподілу та зміни швидкості дуттьового потоку вздовж довжини окислювальної зони вогневого вибою (рис. 4.3 і 4.4). Основною метою дослідження було виявлення закономірностей зміни швидкісного профілю в умовах дії перфорованої насадки, а також оцінка ефективності проникнення дуття в зону активного горіння. Результати моделювання дали змогу простежити нерівномірність розподілу швидкостей уздовж осі трубопроводу, виявити зони можливого зниження турбулентності дуттьового потоку. Це в свою чергу дало змогу уточнити параметри конструкції трубопроводу і конфігурації перфорацій з метою досягнення більш рівномірної подачі дуття і покращення термогазодинамічних умов процесу газифікації.

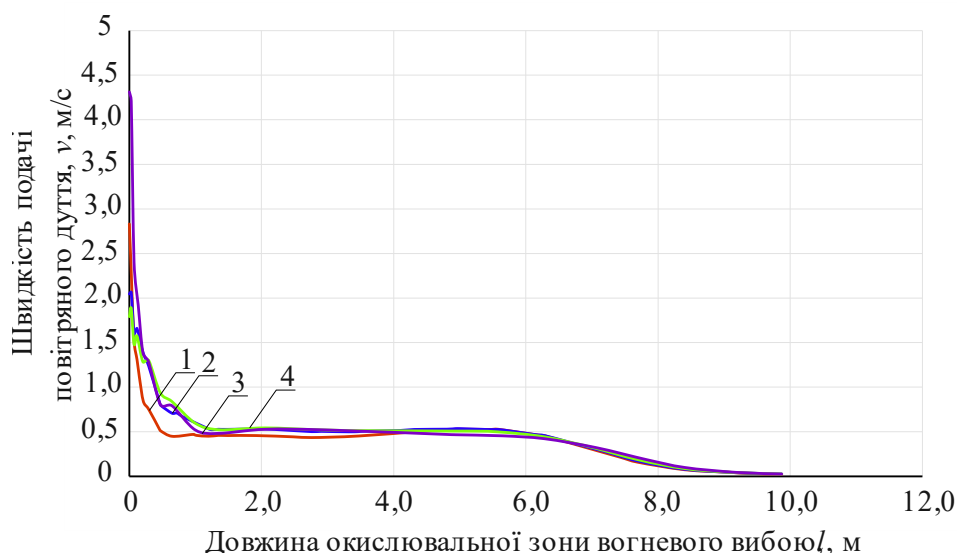


Рисунок 4.3 – Залежності зміни швидкості дуттьового потоку

за довжиною окислювальної зони вогневого вибою

без застосування направлених форсунок: 1 – 4 – перфорований отвір

Аналіз результатів моделювання, наведених на рис. 4.3, свідчить про рівномірний розподіл швидкості руху дуттьових сумішей через усі отвори перфорованої насадки. Згідно з отриманими даними, дуттьова суміш поширюється на відстань від 1,0 до 6,0 м у напрямку реакційної зони із середньою швидкістю близько 0,5 м/с. Це вказує на те, що дуття охоплює

значну частину вигазованого простору, створюючи суцільне середовище для окислювальних реакцій у площині вогневого вибою. Особливістю зафіксованої картини є те, що дуттьова суміш, завдяки стабільному потоку та направленості, проходить вздовж межі між площиною вогневого вибою та вигазованим простором без глибокого її проникнення в зону активної газифікації.

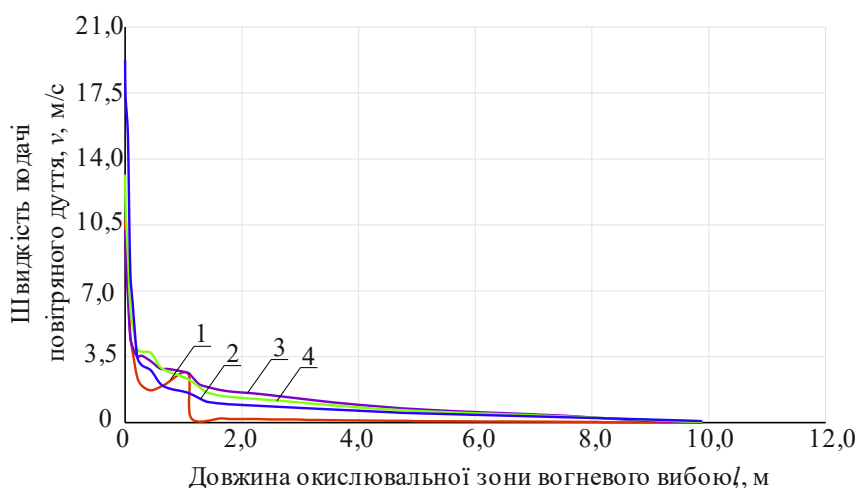


Рисунок 4.4 – Залежності зміни швидкості дуттьового потоку за довжиною окислювальної зони вогневого вибою із застосуванням направлених форсунок: 1 – 4 – перфорований отвір

Паралельний аналіз результатів моделювання, наведених на рис. 4.4, вказує на те, що максимальна інтенсивність подачі дуттьової суміші спостерігається безпосередньо в зоні входу експлуатаційної свердловини у вугільний пласт. Саме в цій ділянці формується основна окислювальна зона вогневого вибою, де зосереджені інтенсивні термохімічні процеси, що визначають ефективність загальної реакції газифікації. Таке локалізоване нагнітання дуття є природним результатом аеродинамічного потоку в межах трубопроводу з рівномірно перфорованою частиною.

Аналіз отриманих результатів дає змогу зробити висновок, що найбільш ефективним технічним рішенням для забезпечення стабільного і контрольованого режиму подачі дуттьової суміші є використання керованого трубопроводу із перфорованою частиною, оснащеною направленими

форсунками. Така конструкція дає змогу регулювати орієнтацію потоку, посилювати його у визначених напрямках, зменшувати турбулентність у неактивних зонах і тим самим забезпечувати рівномірний розподіл теплового поля та підвищену ефективність вигорання вугілля.

Підтвердженням вищезазначеного твердження слугують результати чисельного моделювання, зокрема отримана комп'ютерна модель аеродинамічного розподілу дуттьового потоку вздовж довжини окислювальної зони підземного газогенератора. Змодельована картина потоків дає змогу детально проаналізувати динаміку переміщення дуття в обмеженому вигазованому просторі, виявити зони зосередження максимальних швидкостей, а також ділянки можливого зниження інтенсивності подачі (рис. 4.5.)

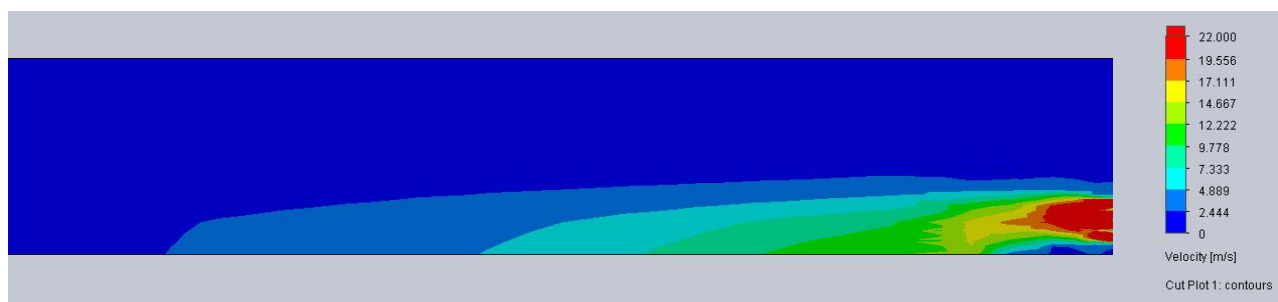


Рисунок 4.5 – Аеродинамічна модель руху дуттьового потоку за довжиною окислювальної зони підземного газогенератора

Відповідно до результатів чисельного моделювання на рис. 4.5 ефективна зона подачі дуттьової суміші за обраною конфігурацією керованого трубопроводу становить орієнтовно 2 м. У межах цієї зони формується стабільне газодинамічне середовище, в якому підтримується постійний тиск, а також відбувається контрольоване розширення об'єму поданого дуття за рахунок рівномірного виходу через форсунки перфорованої насадки. Такий режим забезпечує оптимальний тепловий баланс в окислювальній зоні вогневого вибою, що є критично важливим для стабільного протікання термохімічних реакцій та підтримання температур, необхідних для газоутворення. Крім того, конструкція перфорованої насадки, яка передбачає

спрямовані форсунки з рівномірним розміщенням уздовж трубопроводу, дає змогу усунути явище «проскакування» кисню (O_2) в зони, де газифікація ще не завершена або має низьку інтенсивність. Це запобігає неефективному використанню окислювача, знижує теплові втрати, а також виключає ризик утворення локальних зон із надлишком кисню, що можуть призвести до небажаних реакцій або руйнування структур порід.

Таким чином, результати моделювання підтверджують доцільність використання такої конструкції керованого трубопроводу з перфорованою насадкою для забезпечення стабільної, рівномірної та контрольованої подачі дуттьової суміші, що є ключовим чинником ефективного ведення процесу газифікації.

4.2 Адаптація технології підземної газифікації вугілля на збалансоване отримання водневої сировини

Для забезпечення високої концентрації водню (H_2) у складі генераторного газу під час газифікації тонких вугільних пластів процес повинен бути чітко орієнтований на оптимізацію параметрів подачі дуття, регулювання робочого тиску, а також адаптацію теплового режиму відповідно до просторової структури та динаміки вигазованого простору. Ефективність отримання горючих компонентів газу значною мірою залежить від здатності системи адаптуватися до змін гірничо-геологічних умов, неоднорідності вугільного пласта та розвитку геометрії реакційного каналу. Враховуючи багатофакторність процесу складної підземної газифікації вугілля, реакційний канал підземного газогенератора умовно поділяється на три зони: окислювальну, перехідну і відновлювальну [14]. Окислювальна зона за рахунок подачі на її вогневий вибір дуттьових сумішей забезпечує автотермічність процесу та утворює високотемпературні гази, які в основному складаються з вуглекислого газу CO_2 , парів води та кисню O_2 . По реакційному каналу гази спрямовуються у перехідну, «нестационарну» зону, яка змінює свої параметри залежності від режимів процесу і параметрів активних зон газогенератора, де

під дією високих температур на вогневому вибої відбувається допалювання кисню. Після проходження цієї зони газ потрапляє до відновлювальної зони, де під дією привнесеного тепла, виробленого окислювальною зоною, і тепла вибою забезпечуються відновлювальні процеси (ендотермічні реакції) з отриманням складу паливних газів водню H_2 , оксиду вуглецю CO і метану CH_4 .

Для забезпечення високих якісних показників генераторного газу в процесі підземної газифікації вугілля необхідною умовою є адаптивність термохімічного процесу безпосередньо на місці залягання вугільного пласта. Такий підхід передбачає гнучке керування параметрами горіння та газоутворення з метою досягнення максимального вмісту горючих компонентів, зокрема водню (H_2), монооксиду вуглецю (CO) та метану (CH_4), одночасно мінімізуючи частку небажаних баластних та токсичних домішок, таких як азот (N_2), діоксид вуглецю (CO_2), кисень (O_2) та сірководень (H_2S) у складі генераторного газу.

Ключовим чинником у досягненні зазначеної мети є контроль і адаптація температурного режиму в активних зонах реакційного каналу газогенератора, оскільки температура безпосередньо впливає на рівновагу і швидкість хімічних реакцій, що відбуваються у різних термодинамічних умовах. З цією метою було проведено усереднені експериментальні та аналітичні дослідження температурного профілю вздовж довжини реакційного каналу підземного газогенератора. Аналіз здійснювався при застосуванні двокомпонентної ($O_2 + H_2O$) та трикомпонентної ($O_2 + H_2O + CO_2$) дуттьової суміші, що дало змогу оцінити вплив кожного компонента на теплоутворення, формування зони горіння та вихід водню у кінцевому продукті.

Отримані результати дають змогу встановити раціональні температурні інтервали для кожної із зон реакційного каналу (окислювальної, перехідної та відновлювальної) з урахуванням типу дуття (рис. 4.6). Це створює передумови для розробки адаптивних технологічних схем газифікації, орієнтованих на підвищення виходу H_2 та зниження питомих втрат на утворення баластних газів.

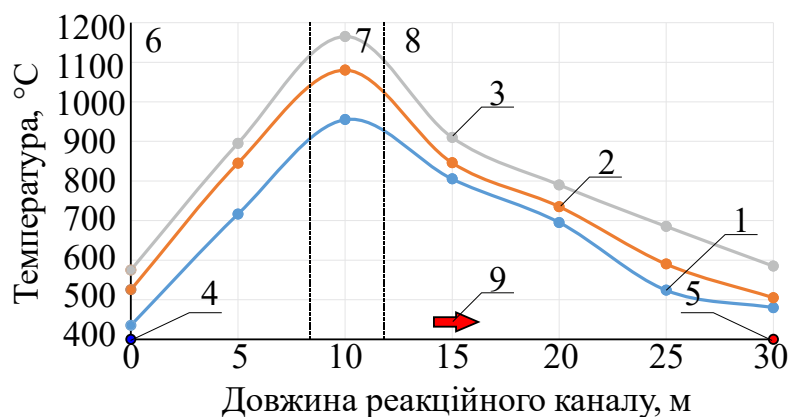


Рисунок 4.6 – Залежність зміни температури в реакційному каналі:

- 1 – пароповітряне дуття; 2 – кисень + вуглекислий газ + пара; 3 – киснево-парове дуття, 4, 5 – дуттьова і газовідвідна свердловини відповідно;
6, 7, 8 – окислювальна, перехідна, відновлювальна зони відповідно;
9 – напрямок руху генераторного газу

Розміри активних зон і їх ефективність значною мірою залежать від параметрів реагування кисню (O_2) у складі дуттьових сумішей, хімічного складу генераторного газу і тиску в реакційному каналі газогенератора. Взаємодія цих факторів визначає інтенсивність хімічних реакцій, тепловий режим та стабільність процесу газифікації. Для отримання продуктивного складу водню застосовуються суміші дуття зі складом кисню в діапазоні 21 – 54% і складом пари в діапазоні 28 – 34%, що призводить до горіння кисню і вуглецю на вогневому вибої окислювальної зони. Потік газів окислювальної зони спрямовується в зону переходу, де відбувається допалювання O_2 . Далі процес горіння «тління» вогневого вибою у відновлюваній зоні відбувається за рахунок кисню, що знаходиться у складі летучих вугільного пласта. У складі летучих кам'яновугільних пластів шахти ім. Героїв Космосу марки ДГ склад O_2 знаходиться в діапазоні 14,6 – 17,5%. Цей показник, тиск і тріщинуватість вугілля в опорній зоні вогневого вибою впливає на формування та експлуатацію активних зон у масиві.

Необхідну концентрацію O_2 у дутті, що поступає на дзеркало вогневого вибою окислювальної зони реакційного каналу, можна визначити за формулою:

$$C_{o.з.} = C_0 \left(1 + \frac{K_t \cdot l_{o.з.п.к.}}{v_{\phi.o.з.}} \right), \% \quad (4.5)$$

де $C_{o.з.}$ – концентрація O_2 в окислювальній зоні, %;

C_0 – концентрація O_2 в атмосферному повітрі, %;

K_t – константа швидкості хімічних реакцій O_2 з вугіллям за температури $T_{в.о.з.}$ на вогневому вибої окислювальної зони реакційного каналу підземного газогенератора;

$l_{o.з.п.к.}$ – довжина окислювальної зони реакційного каналу, м;

$v_{\phi.o.з.}$ – швидкість фільтрації вугілля вогневого вибою окислювальної зони, м/с.

Концентрація O_2 у вугіллі опорної зони вогневого вибою відновлювальної зони реакційного каналу визначається за формулою:

$$C_{в.в.з.} = C_{o.з.} \left(1 + \frac{K_t \cdot l_{o.з.п.к.}}{v_{\phi.o.з.} \cdot K_T} \right), \% \quad (4.6)$$

де $C_{в.в.з.}$ – концентрація O_2 у відновлювальній зоні, %;

$C_{o.з.}$ – концентрація O_2 на вибої окислювальної зони, %;

K_t – константа швидкості хімічних реакцій O_2 з вугіллям за температури $T_{в.о.з.}$ на вогневому вибої окислювальної зони реакційного каналу;

$l_{o.з.п.к.}$ – довжина окислювальної зони реакційного каналу, м;

$v_{\phi.o.з.}$ – швидкість фільтрації вугілля відновлювальної зони, м/с;

K_T – коефіцієнт тріщинуватості вугілля відновлювальної зони реакційного каналу.

Відповідно до зазначених вище даних, тиск при орієнтації газифікації на отримання водню, враховуючи склад дуття, його температуру і тріщинуватість вугілля в опорній зоні, визначається за формулою:

$$P = \sqrt{\left(\frac{K_{p.c.} \cdot V_{\phi}}{2\rho \cdot P_0} \right) + V_{\phi} \cdot \frac{2\rho \cdot P_0}{K_{p.c.} \cdot \gamma}}, \text{ Па}, \quad (4.7)$$

де V_{ϕ} – швидкість фільтрації вугільного пласта, м/с,

$K_{p.c.}$ – газова проникність вугільного пласта,

ρ – динамічна в'язкість генераторного газу, Па·с;

γ – щільність генераторного газу кг/м³,

P_0 – атмосферний тиск, Па;

P – тиск тріщинуватій зоні опірному тиску вогневого вибою газогенератора, Па.

Важливим параметром, що визначає ефективність підземної газифікації вугілля, є робочий тиск у підземному газогенераторі, оскільки він суттєво впливає на швидкість і напрямки термохімічних реакцій, зокрема тих, що відповідають за утворення водню (H₂) у складі генераторного газу. В рамках проведених досліджень було проаналізовано вплив тиску на концентрацію водню у продуктах газифікації вугілля марки ДГ при застосуванні двокомпонентної дуттьової суміші (O₂ + H₂O) та трикомпонентної суміші (O₂ + H₂O + CO₂). Залежності між тиском і вмістом водню наведено на рис. 4.7.

Отримані результати показують, що за помірного підвищення тиску (в межах до 0,1 – 0,6 МПа) спостерігається зростання частки H₂ у складі генераторного газу. Це зумовлено інтенсифікацією реакцій водяної газифікації ($C + H_2O \rightarrow CO + H_2$) та зсуву водяного газу ($CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$), які є ключовими механізмами воднеутворення в умовах високої температури.

Водночас при надмірному підвищенні тиску понад оптимальні межі ефект утворення водню знижується через зменшення інтенсивності масообміну. Дослідження також показали, що трикомпонентна дуттьова суміш за рахунок присутності CO₂ має складніший вплив на утворення H₂, оскільки CO₂ бере участь у реакціях, наприклад, $C + CO_2 \rightarrow 2CO$), що призводить до зниження частки водню у відновлювальній зоні підземного газогенератора.

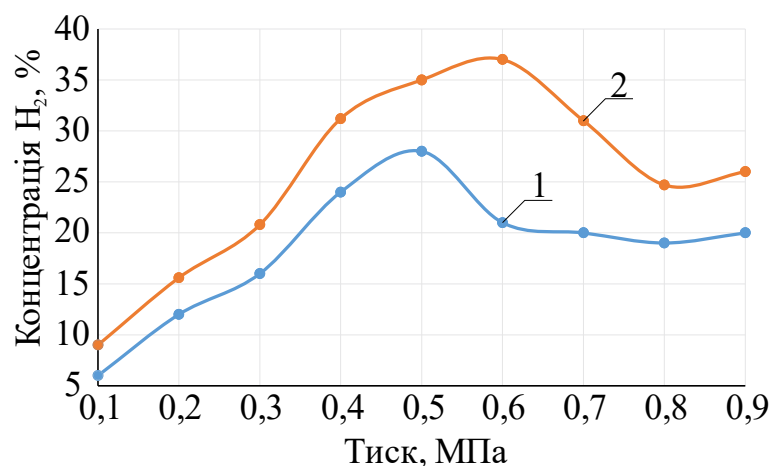


Рисунок 4.7 – Залежності зміни концентрації H₂ у генераторному газі від тиску та типу дуття: 1 – кисень + вуглекислий газ + пара;
2 – кисень + пара

Усереднені значення показників щодо подачі дуттьових сумішей та виходу генераторного газу наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Усереднені значення параметрів дуттьових сумішей при газифікації вугілля з орієнтацією на отримання H₂

Тип дуття	Компоненти дуття	Кількісні параметри дуття			Вихід г/г газу	Вихід водню, H ₂
		%	м ³ /год	Всього	м ³ /год	
Киснево-парове дуття	O ₂	54,1	1844,81	3407	7427,26	3781
	N ₂	12,5	426,25			
	пара	33,4	1135,53			
Кисень + вуглекислий газ + пара	O ₂	50,8	1859,8	3665	7989,2	2203,4
	CO ₂	21	769			
	пара	28,2	1036,4			

Застосування дуттьових сумішей, що містять водяну пару, є поширеною технологічною практикою при підземній газифікації вугілля [15]. Однак у випадках підвищеної вологості породо-вугільного масиву, а також за наявності значного водоприпливу в зону газифікації, спостерігається помітне зниження температурного режиму процесу. Недостатній рівень теплової енергії, що

формується в зоні окислення реакційного каналу підземного газогенератора, призводить до недостатнього прогріву відновлювальної зони, яка безпосередньо відповідає за утворення цільових компонентів генераторного газу, зокрема водню (H_2) та монооксиду вуглецю (CO). У разі, коли температура у відновлювальній зоні опускається нижче $700\text{ }^\circ\text{C}$, значно знижується інтенсивність основних ендотермічних реакцій.

Водночас, як зазначено у дослідженнях [16], з визначення впливу швидкостей подачі дуття і потоку газів у реакційному каналі в ламінарному режимі з урахуванням аеродинамічного спротиву системи тиск у підземному газогенераторі знаходиться у діапазоні $P = 0,36 - 0,65\text{ МПа}$ за фіксованої подачі дуттєвої суміші. За таких умов важливим є наявність кисню O_2 у перехідній зоні від дуттєвої свердловини, що свідчить про зростання зони горіння і вплив на ефективність процесу газифікації

Звідси випливає, що при збільшенні параметрів дуття треба збільшувати тиск у реакційному каналі для забезпечення взаємодії потоків дуття і газів із вогневим вибоєм зон: окислювальної, перехідної та відновлювальної. За умов збільшення дуття та утримання росту тиску P відносно кількісних параметрів дуттєвої суміші Q , настає ефект проскакування дуття, що призводить до збільшення окислювальної зони, нівелювання роботи відновлювальної зони та зниження якості генераторного газу і затухання процесу газифікації. Рациональні кількісні параметри дуття при газифікації вугільного пласта марки ДГ, наприклад потужністю $m = 0,82\text{ м}$, рекомендуються: $P = 0,32 - 0,5\text{ МПа}$ при $Q = 3260 - 4930\text{ м}^3/\text{год}$.

Довжина реакційного каналу підземного газогенератора має забезпечувати продуктивне отримання генераторного газу і теплової енергії в зоні окислення вуглецю (горіння) для збалансованості та ефективності протікання ендотермічних реакцій у зоні відновлення. Енергетична збалансованість процесу газифікації тонкого вугільного пласта настає коли довжина окислювальної зони відповідає умовам: $l_{ок.з.} = 0,3...0,4\ l_{р.к.}$. Задані таким чином параметри реакційного каналу підземного газогенератора дають

можливість забезпечити збалансованість активних зон у процесі газифікації вугілля тонкого пласта, які характеризуються енергетичними показниками взаємодії окислювальної і відновлювальної зони реакційного каналу. Енергетичні параметри основних активних зон підземного газогенератора при подачі дуття та виходу водню H_2 наведено на рис. 4.8.

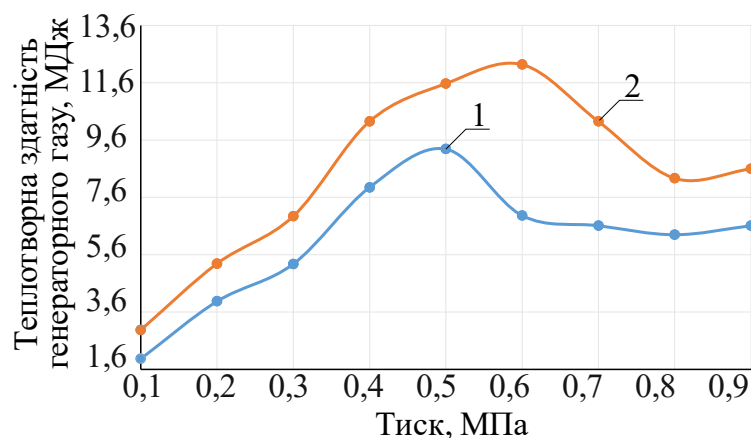


Рисунок 4.8 – Залежність зміни теплотворної здатності генераторного газу від тиску та типу дуття: 1 – кисень + вуглекислий газ + пара;
2 – кисень + пара

Необхідно зазначити, що за наявності вологи в генераторному газі відбувається зниження його теплотворної здатності. Так у діапазоні вологості $230 - 650 \text{ г/м}^3$ теплотворна здатність змінюється в діапазоні $2,74 - 6,93 \text{ МДж/м}^3$. При цьому процес виділення водню H_2 від решти газів СПГВ пов'язаний з наявністю конденсату, температури газів і їх складу та тиску на виході з газовідвідної свердловини підземного газогенератора. Виділення водню з генераторного газу традиційними способами кріогенним і адсорбційним в умовах поверхневого хімічного комплексу очистки і переробки продуктів підземної газифікації вугільного пласта, доволі громіздке і неефективне. Розділення генераторних газів термохімічного видобутку та переробки вугілля в пласті мембранним способом є на сучасному етапі розвитку технології більш ефективним, простим, надійним і мобільним.

Технологічну схему підготовки продуктів СПГВ на виході з підземного генератора з виділенням технічних і горючих газів та окремо водню, наведено на рис. 4.9.

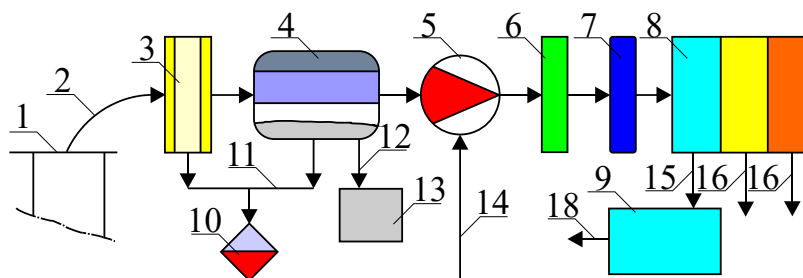


Рисунок 4.9 – Технологічна схема підготовки продуктів підземної газифікації вугілля: 1 – підземний газогенератор; 2 – напрямок подачі генераторного газу; 3 – блок сіркоочистки; 4 – блок охолодження продуктів газифікації; 5 – компресорний блок; 6 – блок очистки скруббером генераторного газу від пилу; 7 – ресивер; 8 – блок мембранного розділення генераторних газів; 9 – блок зберігання водню; 10 – парогенератор; 11 – напрямок руху тепла від продуктів газифікації; 12 – напрямок руху рідких продуктів газифікації; 13 – резервуар-збірник; 14 – напрямок передачі електроенергії на компресорний блок 5; 15 – спрямованість виходу H_2 ; 16 – спрямованість виходу технічних газів N_2 , CO_2 і O_2 ; 17 – спрямованість виходу горючих газів CO і CH_4 ; 18 – спрямованість подачі H_2 до споживача

Відповідно до технологічної схеми ініціювання конверсії монооксиду вуглецю: $CO + H_2O = CO_2 + H_2 + 41,8 \text{ кДж/моль}$ у блоці переробки забезпечується підвищенням складу водню H_2 . Для отримання H_2 1 кг ($11,9 \text{ м}^3$) потрібно витрати 5,6 кг ($3,04 \text{ м}^3$) CO . Парова конверсія метану в умовах даного комплексу потребує витрат CH_4 4 кг ($5,96 \text{ м}^3$).

Технологічний процес теплової конверсії CO і CH_4 відбувається під тиском у діапазоні $P = 0,6 - 3,8 \text{ МПа}$ при продуктивності водню $1313,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ і чистоті отриманого водню у 98,9% [17]. Коефіцієнт корисної дії процесу конверсії метану і монооксиду вуглецю у блоці переробки знаходиться у

діапазоні 72 – 75%. Собівартість водню, отриманого при паровій конверсії CH_4 і CO , знаходиться у діапазоні 2,51 – 3,94 грн/м³.

Зберігання H_2 можливе в газоподібному стані в балонах під тиском 20 МПа за такого тиску на 1 м³ припадає на зберігання 16 кг [18]. Безпечнішим є зберігання і транспортування H_2 в рідкому стані за щільності 70 кг/м³, що в 1,67 раза більше ніж у газоподібному, об'ємна енергетична щільність рідкого водню за таких умов становитиме 3,5 МДж/л. За наявності технічних газів, таких як N_2 , можливо отримати шляхом зниження за кімнатної температури та тиску в 1 МПа аміак $2\text{NH}_3 \rightarrow \text{N}_2 + 3\text{H}_2$. Така рідка хімічна субстанція дає змогу легко зберігати та транспортувати хімічно зв'язаний водень.

4.3 Обґрунтування способу інтенсифікації гірничих робіт при підземній газифікації вугілля

Одним із ключових та 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 відпрацювання запасів 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 термодинамічних процесів у підземному газогенераторі.

На основі отриманих раніше даних було виконано аналітичну оцінку експлуатаційних втрат вугілля в умовах змінної потужності пласта, що надалі стало підґрунтям для оптимізації режимів роботи підземних газогенераторів, зниження втрат корисної копалини та підвищення загальної ефективності процесу газифікації в межах шахтного поля.

За результатами проведених досліджень встановлено, що значна частина втрат вугілля припадає на межі самого підземного газогенератора [19]. Таким

чином, раціональне планування схеми розкриття вугільного пласта із заданням місцями закладання експлуатаційних свердловин є важливим науково-практичним результатом, який обґрунтовує параметри системи розробки вугільного пласта під час підземної газифікації вугілля. При проєктуванні місця закладання експлуатаційних свердловин необхідно, перш за все, враховувати параметри ціликів між підземними газогенераторами. Враховуючи результати дослідження [20] між суміжними підземними газогенераторами параметри захисних ціликів становлять $b_{\max}=3,75$ м.

Таким чином, з огляду на встановлені раніше геометричні розміри вигазованого простору і захисних ціликів, запропоновано дві системи розробки вугільного пласта (див. рис. 4.10 і 4.11). Перша має паралельне розташування підземних газогенераторів, друга являє собою систему розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів. Для порівняльної оцінки цих двох схем за основу взято розміри шахтного поля за простяганням $S = 70,5$ м, за падінням $H = 41,1$ м.

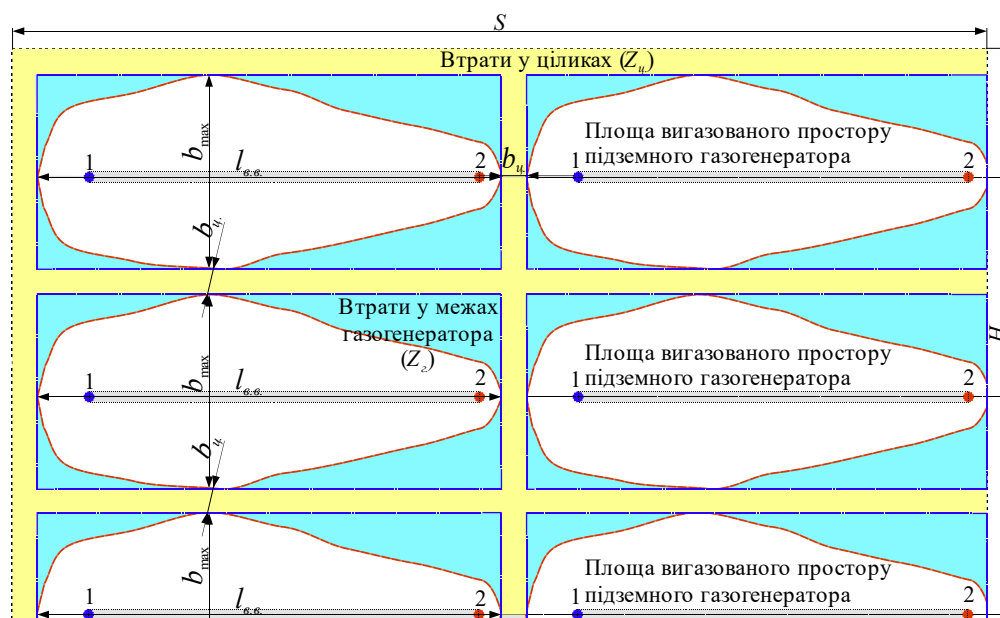


Рисунок 4.10 – Система розробки вугільного пласта з паралельним розташуванням підземних газогенераторів: 1 – дуттьова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина

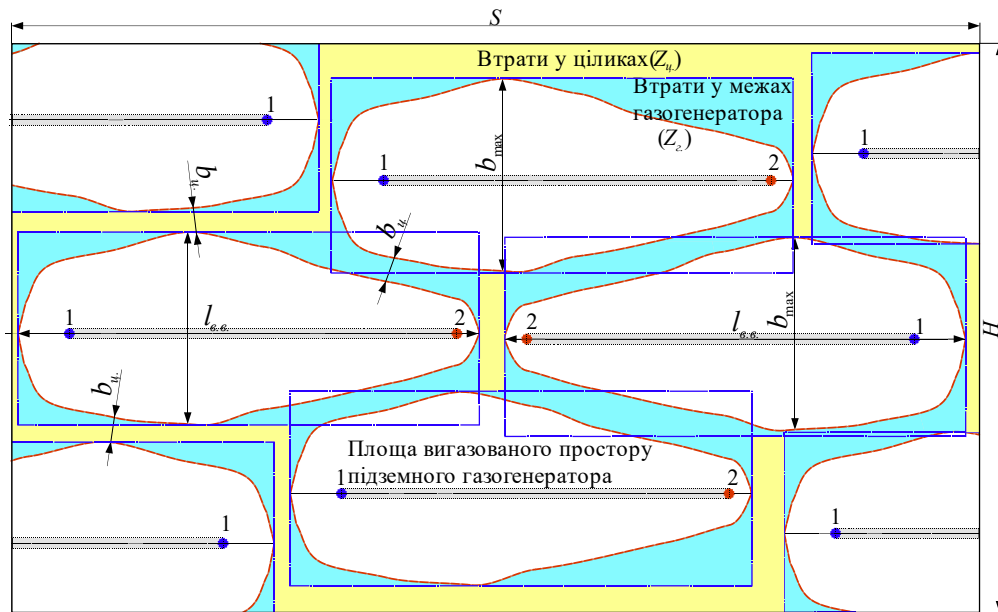


Рисунок 4.11 – Система розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів: 1 – дуттьова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина

При газифікації вугілля за технологічними схемами, наведеними на рис. 4.10 і 4.11, експлуатаційні втрати охоплюють втрати в ціликах між підземними газогенераторами (Z_u) та втрати в межах самого підземного газогенератора ($Z_c = Q_{b.l.} - Q$) і визначаються за формулою:

$$Z = Q_{b.l.} - Q + Z_u, \text{ т.} \quad (4.8)$$

де $Q_{b.l.} = ((9,3 \cdot \exp(0,58m) \cdot (7,61 \ln(m) + 36,24))m\gamma$ – обсяг вугілля за максимальним значеннями ширини ($b_{\max}$) підземного газогенератора та величини розширення довжини вогневого вибою ($l_{g.g.}$) від потужності вугільного пласта (m), т;

$Q = (196,46 \ln(m) + 381,48)m\gamma$ – обсяг вугілля, який буде газифіковано в межах одного газогенератора, т;

$$Z_u = \sum l_u b_{\max} m\gamma - \text{обсяг вугілля у ціликах, т;}$$

де l_u – сумарна довжина ціликів між підземними газогенераторами, м;

$b_{\max}$ – максимальна ширина між підземними газогенераторами, м;

m – потужність вугільного пласта, м;

γ – щільність вугілля, т/м³.

Отже, отримане рівняння (4.8) 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 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 3,75 м, виникає необхідність залишення частини вугільного пласта невигазованою. Це зумовлює суттєві експлуатаційні втрати вугілля, які за розрахунками змінюються в межах від 1025,33 до 1757,70 тис. т залежно від геометрії шахтного поля, глибини залягання та кількості генераторів, що працюють одночасно.

Такий рівень втрат пояснюється тим, що вугілля, розміщене в межах ціликів, залишається невигазованим з міркувань техногенної безпеки, зокрема:

- для підтримання стійкості покрівлі і запобігання обваленню порід у межах вигазованого простору;
- для ізоляції газодинамічних процесів між суміжними газогенераторами.

Аналіз системи розробки, наведеної на рис. 4.10, вказує на те, що за такого розташування підземних газогенераторів загальні експлуатаційні втрати відповідно за потужності вугільного пласта 0,7 – 1,2 м змінюються від 1570,21 до 2162,16 тис. т. Водночас при веденні процесу газифікації вугілля за схемою, наведеною на рис. 4.11, показник даних втрат зменшується відповідно на 45,3 – 48,5% і становить 896,1 – 1182,7 тис. т.

4.4 Економічна ефективність запропонованих технологічних рішень

З метою обґрунтування практичного застосування технології СПГВ з орієнтацією на отримання водню розглянуто техніко-економічні аспекти технологічних рішень та оцінено їхню економічну ефективність у процесі

термохімічного видобутку та переробки вугільних пластів на місці їхнього залягання.

У рамках реалізації цього дослідження основні результати спрямовані на дослідження параметрів процесу підземної газифікації вугілля з орієнтацією на отримання водню. Тому в основу визначення економічної ефективності від впровадження технології та встановлених параметрів покладено аналіз ефективності роботи підземного газогенератора залежно від гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів. Для прикладу розглянуто роботу підземного газогенератора в умовах змінної потужності вугільних пластів від 0,7 до 1,2 м. Технологія розкриття вугільного пласта проводиться вертикальними свердловинами. Довжина вогневого вибою становить 30 м.

Економічну ефективність процесу підземної газифікації вугілля зазвичай встановлюють, виходячи зі співвідношення між отриманим прибутком за реалізацію товарної продукції та сумарними витратами на підготовку підземного газогенератора, що враховують також капітальні та експлуатаційні. При цьому стаття сумарних витрат визначається на основі гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів і спрямованості процесу підземної газифікації на отримання цільового продукту: генераторного газу зі змінними концентраціями горючих газів, хімічної сировини і можливості відбору теплової енергії. Такий підхід в умовах невизначеності процесу зумовлює розробку універсальної методики з оцінки ефективності процесу газифікації. В основу даної методики покладено визначення коефіцієнта співвідношення між площею вигазованого простору та загальними запасами в межах ділянки шахтного поля і описується формулою:

$$k_q = \frac{SHm\gamma}{n((196,46\ln(m) + 381,48)m\gamma)}, \quad (4.9)$$

де n – кількість підземних газогенераторів у межах шахтного поля, шт.

Згідно з проведеними дослідженнями в межах визначених параметрів шахтного поля за простяганням $S = 70,5$ м, за падінням $H = 41,1$ м значення

показника відповідно до технологічної схеми (рис. 4.11), яка є найбільш раціональною за рахунок зменшення експлуатаційних витрат змінюється залежно від потужності вугільних пластів 0,7 – 1,2 м у діапазоні від 1,14 до 1,47. Зміну даного коефіцієнта наведено на рис. 4.12.

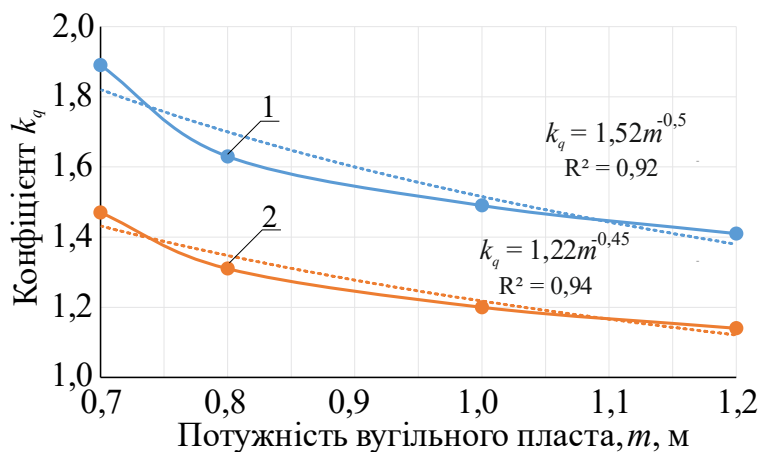


Рисунок 4.12 – Залежність зміни коефіцієнта (k_q) від потужності вугільного пласта (m) за системою розробки з паралельним розташуванням підземних газогенераторів (1) та з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів (2)

Для технологічної схеми, наведеної на рис. 4.10, коефіцієнт (k_q) змінюється від 1,41 за потужності вугільного пласта 1,2 м до 1,83 за потужності 0,7 м. Необхідно зазначити, що зменшення значення коефіцієнта (k_q) свідчить про підвищення ефективності процесу газифікації, оскільки це означає, що більша частка вугілля залучена до процесу термохімічної деструкції з утворенням генераторного газу. Інакше кажучи, чим менше значення коефіцієнта (k_q), тим вище рівень повноти вигазовування вугілля в межах підземного газогенератора. Оскільки цей коефіцієнт характеризує співвідношення об'єму або маси вугілля, яке залишається невивгазованим, до його загального ресурсу в межах зони газифікації. Зниження (k_q) свідчить про кращу керованість процесом і зменшення втрат у зонах з обмеженим доступом дуття або недостатнім тепловим режимом.

Таким чином, мінімізація коефіцієнта (k_q) має бути одним із ключових критеріїв оцінки ефективності конструктивних і технологічних рішень при проєктуванні та експлуатації підземних газогенераторів, особливо при газифікації тонких і складних за умовами залягання пластів.

У результаті подальших досліджень було визначено показники очікуваного доходу від реалізації генераторного газу, отриманого в процесі підземної газифікації вугілля за формулою [16]:

$$D_1 = V_{г.г.} \cdot \frac{Q_{г.г.}}{Q_{пр.г.}} B_{пр.г.}, \text{ тис грн}, \quad (4.10)$$

де $V_{г.г.}$ – об’єм генераторного газу, тис. м³;

$Q_{г.г.}$ – теплота згоряння генераторного газу, МДж/м³;

$Q_{пр.г.}$ – теплота згоряння природного газу; МДж/м³;

$B_{пр.г.}$ – вартість природного газу за даними компанії ТОВ ГК «Нафтогаз України», наприклад, для непобутових споживачів станом на 01.01.2025 року становить 19,5 грн.

Вихід горючого генераторного газу змінюється від 3,34 до 4,46 м³/кг вугілля, де частка горючих газів становить 48 – 54%. За таких показників середній вихід горючих газів становить 1,98 м³/кг вугілля. Враховуючи дані табл. 3.1 додатково встановлено обсяг вугілля, яке буде направлено саме на процес газифікації, оскільки на початковому етапі присутні втрати на пропалювання та формування реакційного каналу, що визначаються за формулою:

$$Z_{пр.} = l_{р.к.} \cdot m \cdot b_{р.к.} \cdot \gamma,$$

де $l_{р.к.}$ – довжина реакційного каналу, м;

m – потужність вугільного пласта, м;

$b_{р.к.}$ – зона розширення реакційного каналу, м;

γ – щільність вугілля, т/м³.

Показники даних втрат відповідно до потужності вугільних пластів 0,7 – 1,2 м змінюються від 8,44 до 14,74 т. Тому загальний обсяг вугілля, що буде

піддано газифікації, буде змінюватися від 289,19 до 632,45 т. На дану величину обсягу вугілля припадає від 572,59 до 1252,25 тис м³ горючого генераторного газу. Таким чином, до зазначених вище параметрів шахтного поля (S , H) з урахуванням потужності вугільних пластів (0,7 – 1,2 м), щільності вугілля – 1,34 т/м³ було встановлено дохід від реалізації отриманого горючого газу і проведено його співставлення з коефіцієнтом k_q . Отримані результати наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Дані щодо економічної оцінки запропонованих рішень

Система розробки	Потужність вугільного пласта, m , м	Обсяг вигазованого вугілля, Q , тис кг	Об'єм горючого генераторного газу, $V_{г.г.}$, тис м ³	Дохід від реалізації генераторного газу, D_m , тис грн
рис. 4.10	0,7	1445,94	2862,96	14746,95
	0,8	1853,66	3670,25	18905,23
	1,0	2542,95	5035,04	25935,21
	1,2	3237,29	6409,83	33016,69
рис. 4.11	0,7	1792,97	3550,07	18286,22
	0,8	2298,54	4551,11	23442,49
	1,0	3153,26	6243,45	32159,66
	1,2	4014,24	7948,19	40940,70

Розглядаючи умови можливості практичного втілення технології підземної газифікації вугілля, ключовим об'єктом для дослідження було обрано шахтне поле шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». Оскільки ділянкам шахтного поля, де відбувається впровадження технології підземної газифікації вугілля, притаманні різні розміри за простяганням та падінням, то така ситуація спонукає до розробки універсального підходу до визначення доходу від реалізації отриманого генераторного газу в межах шахтного поля. В основу цього підходу запропоновано використовувати показники k_q із заданням його відношення до параметрів, наведених у табл. 4.2 з подальшим перетворенням формул (4.9) і (4.10) у вираз (4.11):

$$D_{\phi} = \frac{S_{\phi} H_{\phi}}{S_{\phi} H_{\phi}} D_m^{\phi}, \quad (4.11)$$

де $S_{\phi} = 70,5$ м, $H_{\phi} = 41,1$ м – базові розміри шахтного поля за простяганням та падінням;

S_{ϕ}, H_{ϕ} – фактичні розміри шахтного поля за простяганням та падінням, м;

D_m^{ϕ} – дохід від реалізації генераторного газу за відповідної потужності вугільного пласта, грн.

У результаті проведених досліджень встановлено, що за системи розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів показники виходу генераторного газу підвищуються на 24% порівняно з системою розробки вугільного пласта за паралельного їх розташування. Це призводить до збільшення доходу від реалізації продукції в середньому на 3539,27 – 7924,00 тис грн на площу шахтного поля у 2827 м².

4.5 Висновки за розділом

У результаті проведених досліджень були встановлені залежності зміни швидкості руху дуттьових потоків залежно від геометричних та конструктивних параметрів перфорованих насадок, установлених на кінцевій частині керованих трубопроводів. Отримані дані дали змогу обґрунтувати раціональні конструкції насадок, які забезпечують рівномірний розподіл дуттьової суміші в зоні вогневого вибою, зокрема в окислювальній, що сприяє активному надходженню дуття в цю зону та важливим для підтримання ефективного та контрольованого режиму процесу підземної газифікації вугілля.

Встановлено усереднені значення параметрів подачі дуттьових сумішей, які забезпечують оптимальні умови перебігу процесу підземної газифікації вугілля з орієнтацією на підвищене утворення водню (H₂) при використанні киснево-парової та киснево-вуглекисло-парової подачі. Отримані результати становлять науково обґрунтовану основу для розробки ефективних режимів подачі дуття, спрямованих на підвищення теплоти згоряння генераторного газу

та покращення його енергетичних характеристик.

Запропоновано систему розробки вугільних пластів з урахуванням зональності втрат вугілля в межах підземних газогенераторів, що дає змогу підвищити ефективність їх освоєння в межах шахтного поля і забезпечує зниження непродуктивних втрат вугілля та підвищення загальної рентабельності технології підземної газифікації.

Запропоновано алгоритм оцінки доходу від частини процесу підземної газифікації вугілля, що враховує як обсяги реалізації генераторного газу, так і гірничо-геологічні умови залягання вугільних пластів, а саме потужність вугільних пластів і розміри ділянки шахтного поля, на якій заплановано ведення процесу.

Основні результати, отримані в розділі 3, опубліковані в працях [7]; [12]; [19].

Список використаних джерел до розділу 4

1. Maev, S., Blinderman, M.S., & Gruber, G.P. (2018). Underground coal gasification (UCG) to products: Designs, efficiencies, and economics. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 435-468. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00013-x>
2. Фальштинський, В.С. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., & Саїк, П.Б. (2011). Способи рекуперації тепла порід при підземній газифікації вугілля. *Гірничо електромеханіка і автоматика*, (86), 184-190.
3. Кошка, Д.О. (2009). Перспективи та недоліки свердловинної підземної газифікації вугілля. *Екологія і природокористування*, (12), 131-134.
4. Дичковський, Р.О. (2015). Встановлення кроку посадки порід при свердловинній підземній газифікації вугілля. *Науковий вісник НГУ*, (6), 30-36.
5. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2013). Визначення параметрів порожнин розшарування над підземним газогенератором. *Збірник наукових праць НГУ*, (42), 114-124.

6. Derbin, Y.G., Walker, J., & Wanatowski, D. (2018). Modelling surface subsidence during underground coal gasification. *Deep Rock Mechanics: From Research to Engineering*, 3-9. <https://doi.org/10.1201/9781351042666-1>

7. Saik, P., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., & Yankin, D. (2022). To the question of research into the rock mass stress-strain state around the underground gas generator. In *XXII International Scientific and Practical Conference "Multidisciplinary academic research, innovation and results"* (pp. 682-685). Prague, Czech Republic. <https://doi.org/10.46299/ISG.2022.1.22>

8. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., & Лозинський, В.Г. (2021). *Спосіб підземної газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №149211, Опубл. 27.10.2021. Бюл. №43. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1635240/>

9. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., & Кожушок, О.Д. (2013). *Спосіб підземної газифікації твердого палива*. Патент на винахід UA №103856, Опубл. 25.11.2013. Бюл. №22. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/257948/>

10. 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>

11. Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2016). *Свердловинна підземна газифікація вугілля в умовах Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну*. Дніпро, Україна: Національний гірничий університет, 243 с. ISBN 978-966-350-633-3

12. Янкін, Д.В. (2025). Параметризація керованого трубопроводу при підземній газифікації вугілля. У *Матеріалах XV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»* (с. 325-327). Дніпро, Україна. Режим доступу https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/naukova-vesna-2025/Scientific_Spring_2025.pdf

13. Ігнатов, А.О., Коровяка, Є.А., Расцветаєв, В.О., Яворська, В.В., Дмитрук, О.О., & Шипунов, С.О. (2021). Основні особливості бурових робіт при спорудженні викривлених свердловин. *Збірник наукових праць НГУ*, (65), 142-154. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/65.142>
14. Gür, M., & Canbaz, E.D. (2020). Analysis of syngas production and reaction zones in hydrogen oriented underground coal gasification. *Fuel*, 269, 117331. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117331>
15. Huang, W., Wang, Z., Duan, T., & Xin, L. (2021). Effect of oxygen and steam on gasification and power generation in industrial tests of underground coal gasification. *Fuel*, 289, 119855. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119855>
16. Саїк П.Б. (2025). *Наукові основи підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу*. Дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук. Спец.: 05.15.02. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 342 с.
17. Bhattacharyya, S., Fan, L., Azam, S., & Liu, S. (2023). Advances in coal mining technology and sustainable mining techniques. *The Coal Handbook: Towards Cleaner Coal Supply Chains*. In Woodhead Publishing Series in Energy, 1, 263-321. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-824328-2.00011-x>
18. Isaac, T. (2019). HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project. *Clean Energy*, 3(2), 114-125. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>
19. Саїк, П.Б., & Янкін. Д.В. (2025). До питання раціонального планування гірничих робіт при підземній газифікації вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (80), 81-92. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/80.081>
20. 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>

ВИСНОВКИ

Представлена дисертація є завершеною науково-дослідною роботою, у якій вирішено актуальну науково-технічну задачу з обґрунтування параметрів водневоорієнтованої технології підземної газифікації вугілля, на основі встановлених нових закономірностей, які характеризують режими роботи підземних газогенераторів та раціональне їх розташування в межах шахтного поля при забезпеченні максимальних концентрацій водню у генераторному газі.

Основні наукові та практичні результати і висновки, отримані під час виконання роботи, полягають у такому:

1. Оцінено та обґрунтовано доцільність впровадження водневоорієнтованої технології підземної газифікації вугілля як перспективного методу ефективного відпрацювання запасів вугілля у межах шахтних полів Західного Донбасу.

2. Обґрунтовано методику дослідження параметрів технології підземної газифікації вугілля в лабораторних умовах, яка передбачає поетапне відтворення основних факторів термохімічних реакцій у зоні підземного газогенератора із застосуванням спеціально розробленої лабораторної установки, що дає змогу моделювати умови водневоорієнтованої газифікації за параметрами вологості й потужності вугільного пласта, складу дуттьової суміші, з метою прогнозування тривалості виходу генератора у стійкий режим газифікації, параметрів формування вигазованого простору та концентрації водню в генераторному газі.

3. Встановлено, закономірності формування вигазованого простору в підземному газогенераторі залежно від потужності вугільного пласта, які описують зміну максимальної ширини вигазованого простору ($b_{\max}$) і довжини вогневого вибою (l) за експоненціальною та логарифмічною залежностями відповідно для прогнозування втрати вугілля у приконтурних зонах газогенератора.

4. Визначено, що найбільш доцільною для реалізації процесу газифікації є потужність вугільного пласта в діапазоні 1,0 – 1,1 м, яка забезпечує оптимальне

співвідношення вигазованого вугілля до втрат та дає змогу досягти високої ефективності технології при збереженні достатнього рівня продуктивності.

5. Встановлено експоненційну залежність зміни тривалості роботи підземного газогенератора (t) від потужності вугільного пласта (m) у межах 0,7 – 1,2 м, згідно з якою час газифікації змінюється від 24,8 до 55,2 доби. Це забезпечує можливість раціонального планування підготовчих робіт, зокрема оптимального розміщення вертикальних експлуатаційних свердловин та своєчасного виконання збійки між ними.

6. Встановлено логарифмічні залежності часу виходу підземного газогенератора в режим газифікації (t_z) від вологості вугілля ($W= 1,8 - 12,9 \%$) та потужності вугільного пласта (m), за яких початок процесу газифікації змінюється від 1,44 до 7,81 доби. Це дає змогу прогнозувати параметри роботи підземного газогенератора, спрямованого на ефективну його роботу.

7. Встановлено, що при вологості вугільного вологості 1,9 % максимальна концентрація водню підвищується до значень у 6,8%, при 5,6% – 7,3%; при 12,2% – 8,7% за умови подачі повітряного дуття.

8. Встановлено взаємозв'язок між параметрами подачі дуттьової суміші та виходом генераторного газу, який за оптимальних умов характеризується максимальною концентрацією H_2 до 35 %. Це сприяє покращенню енергетичних показників процесу газифікації, забезпечуючи підвищення теплоти згоряння генераторного газу до 11,9 МДж/м³.

9. Розроблено конструкцію перфорованої насадки керованого трубопроводу, що дає змогу оптимізувати надходження дуттьової суміші до окислювальної зони на відстань до 9,8 м підземного газогенератора. Це дає змогу ефективно регулювати подачу дуття для підтримання стабільності термохімічних реакцій у зоні газифікації та підвищення концентрації H_2 .

10. Запропоновано систему розробки вугільних пластів з урахуванням зональності втрат вугілля в межах підземних газогенераторів, що дає змогу підвищити ефективність відпрацювання запасів вугілля в межах ділянки шахтного поля.

11. Встановлено, що при системі розробки вугільного пласта з формуванням зональності втрат у межах підземних газогенераторів показники виходу генераторного газу підвищуються на 24% порівняно з системою розробки вугільного пласта при паралельному їх розташуванні, що призводить до збільшення доходу від реалізації генераторного газу у середньому на 3539,27 – 7924,00 тис грн на площу шахтного поля у 2827 м².

Додаток А

Результати дослідження матеріально-теплого балансу процесу газифікації вугілля пластів c_{11} , c_{10}^6 , c_9 і c_5 шахти ім. Героїв Космосу

Пласт c_{11} Склад дуття, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м ³	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, м ³ /кг вугілля	об'ємні %
O ₂	21	1,42904	1,89	1,32	17,8
N ₂	69	1,2505	6,21	4,97	67,1
CO ₂	0	1,9768	0	0	0
H ₂ O	10	0,8041	0,9	1,12	15,1
Усього	100	1,2433534	9	7,41	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
вугілля: 100 кг повітря: 900 кг Усього: 1000 кг	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м ³	%	енергія реакцій
	CO ₂	44	5,1592	227	114,83	14,66	2037,9
	H ₂ O	18	7,5311	135,56	168,59	21,52	525,1
	SO ₂	64	0,0503	3,22	1,1	0,14	14,9
	N ₂	28	22,2785	623,8	498,84	63,68	
	Усього	—	35,0191	989,58	783,36	—	
	зола	—	—	13,1	—	—	
	Разом	—	—	1002,68	—	—	2577,9

Матеріальний баланс відновлювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
Продукти горіння окислювальної зони: 989,58 кг вугілля: 245,98 кг Усього: 1235,56 кг	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м ³	%	енергія реакцій
	H ₂	2	5,0101	10,02	111,49	10,75	209,4
	CH ₄	16	4,2904	68,65	95,77	9,23	879,5
	CO	28	8,549	239,37	191,5	18,46	-1111,4
	N ₂	28	22,2785	623,8	498,84	48,1	
	H ₂ S	34	0,1703	5,79	3,76	0,36	-3,6
	CO ₂	44	5,0101	220,44	111,51	10,75	-26,5
	O ₂	32	1,0854	34,73	24,3	2,34	
	Усього	—	46,39	1202,8	1037,17	—	
	зола	—	—	32,22	—	—	
	Разом	—	—	1235,02	—	—	-52,6

Показники процесу газифікації

Вихід газу з газогенератора, м ³ /кг вугілля	3
Нижча температура згорання, МДж/м ³ вугілля	6,83
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	3,28
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	71,72
Енергія окислювальної зони, МДж	1095,64
Енергія відновлювальної зони, МДж	-772,91
Вміст води продуктів СПГВ, кг/м ³	0,06
Інтенсивність газифікації, т/год	7,55

Пласт с₁₀⁶ Склад дугтя, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м ³	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, м ³ /кг вугілля	об'ємні %
O ₂	21	1,42904	2,05	1,43	17,8
N ₂	69	1,2505	6,74	5,39	67
CO ₂	0	1,9768	0	0	0
H ₂ O	10	0,8041	0,98	1,22	15,2
Усього	100	1,2433534	9,77	8,04	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
вугілля: 100 кг повітря: 977 кг Усього: 1077 кг	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м ³	%	енергія реакцій
	CO ₂	44	5,585	245,74	124,31	14,65	2206,1
	H ₂ O	18	8,1489	146,68	182,42	21,5	546,9
	SO ₂	64	0,0394	2,52	0,86	0,1	11,7
	N ₂	28	24,1543	676,32	540,84	63,75	
	Усього	—	37,9276	1071,26	848,43	—	
	зола	—	—	8,23	—	—	
	Разом	—	—	1079,49	—	—	2764,7

Матеріальний баланс відновлювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
Продукти горіння окислювальної зони: 1071,26 кг вугілля: 245,91 кг Усього: 1317,17 кг	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м ³	%	енергія реакцій
	H ₂	2	5,5202	11,04	122,84	10,97	230,7
	CH ₄	16	4,5696	73,11	101,99	9,11	936,8
	CO	28	9,2291	258,41	206,73	18,46	-1199,8
	N ₂	28	24,1543	676,32	540,84	48,29	
	H ₂ S	34	0,1394	4,74	3,08	0,27	-2,9
	CO ₂	44	5,5202	242,89	122,87	10,97	-11,5
	O ₂	32	0,9691	31,01	21,7	1,94	
	Усього	—	50,1	1297,52	1120,05	—	
	зола	—	—	20,24	—	—	
	Разом	—	—	1317,76	—	—	-46,7

Показники процесу газифікації

Вихід газу з газогенератора, м ³ /кг вугілля	3,24
Нижча температура згоряння, МДж/м ³ вугілля	6,81
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	12,41
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	66,31
Енергія окислювальної зони, МДж	740,01
Енергія відновлювальної зони, МДж	-856,38
Вміст вологи продуктів СПГВ, кг/м ³	0,06
Інтенсивність газифікації, т/год	7,65

Пласт с₉
Склад дугтя, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м ³	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, м ³ /кг вугілля	об'ємні %
O ₂	21	1,42904	2,03	1,42	17,8
N ₂	69	1,2505	6,67	5,33	67
CO ₂	0	1,9768	0	0	0
H ₂ O	10	0,8041	0,97	1,21	15,2
Усього	100	1,2433534	9,67	7,96	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
вугілля: 100 кг повітря: 967 кг Усього: 1067 кг	склад	молекулярна маса	кіломоляр	кг	м ³	%	енергія реакцій
	CO ₂	44	5,7142	251,42	127,19	15,26	2257,1
	H ₂ O	18	7,6056	136,9	170,25	20,43	447,7
	SO ₂	64	0,0525	3,36	1,15	0,14	15,6
	N ₂	28	23,8863	668,82	534,84	64,17	
	Усього	—	37,2586	1060,5	833,43	—	
	зола	—	—	9,26	—	—	
	Разом	—	—	1069,76	—	—	2720,4

Матеріальний баланс відновлювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
Продукти горіння окислювальної зони: 1060,5 кг вугілля: 233,1 кг Усього: 1293,6 кг	склад	молекулярна маса	кіломоляр	кг	м ³	%	енергія реакцій
	H ₂	2	4,6494	9,3	103,48	9,51	194,3
	CH ₄	16	3,9719	63,55	88,66	8,15	814,2
	CO	28	10,4127	291,56	233,25	21,44	-1353,7
	N ₂	28	23,8863	668,82	534,84	49,15	
	H ₂ S	34	0,1725	5,86	3,81	0,35	-3,6
	CO ₂	44	4,6494	204,57	103,49	9,51	-189,5
	O ₂	32	0,9188	29,4	20,57	1,89	
	Усього	—	48,66	1273,06	1088,1	—	
	зола	—	—	21,59	—	—	
	Разом	—	—	1294,65	—	—	-538,3

Показники процесу газифікації

Вихід газу з газогенератора, м ³ /кг вугілля	3,27
Нижча температура згоряння, МДж/м ³ вугілля	6,69
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	7,76
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	70,1
Енергія окислювальної зони, МДж	1004,44
Енергія відновлювальної зони, МДж	-961,76
Вміст вологи продуктів СПГВ, кг/м ³	0,05
Інтенсивність газифікації, т/год	7,68

Пласт с₅ Склад дугтя, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м ³	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, м ³ /кг вугілля	об'ємні %
O ₂	21	1,42904	2,07	1,45	17,9
N ₂	69	1,2505	6,8	5,44	67
CO ₂	0	1,9768	0	0	0
H ₂ O	10	0,8041	0,99	1,23	15,1
Усього	100	1,2433534	9,86	8,12	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
вугілля: 100 кг повітря: 986 кг Усього: 1086 кг	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м ³	%	енергія реакцій
	CO ₂	44	5,8533	257,55	130,29	15,31	2312,1
	H ₂ O	18	7,7839	140,11	174,24	20,47	458,6
	SO ₂	64	0,0403	2,58	0,88	0,1	12
	N ₂	28	24,3776	682,57	545,84	64,12	
	Усього	—	38,0551	1082,81	851,25	—	
	зола	—	—	6,81	—	—	
	Разом	—	—	1089,62	—	—	2782,7

Матеріальний баланс відновлювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
Продукти горіння окислювальної зони: 1082,81 кг вугілля: 232,98 кг Усього: 1315,79 кг	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м ³	%	енергія реакцій
	H ₂	2	4,8443	9,69	107,82	9,69	202,5
	CH ₄	16	4,0646	65,03	90,72	8,16	833,2
	CO	28	10,5816	296,28	237,02	21,31	-1375,6
	N ₂	28	24,3776	682,57	545,84	49,07	
	H ₂ S	34	0,1303	4,43	2,88	0,26	-2,7
	CO ₂	44	4,8443	213,15	107,83	9,69	-179,6
	O ₂	32	0,9054	28,97	20,27	1,82	
	Усього	—	49,75	1300,12	1112,38	—	
	зола	—	—	15,87	—	—	
	Разом	—	—	1315,99	—	—	-522,2

Показники процесу газифікації

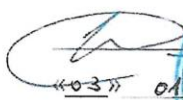
Вихід газу з газогенератора, м ³ /кг вугілля	3,34
Нижча температура згоряння, МДж/м ³ вугілля	6,7
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	9,96
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	68,84
Енергія окислювальної зони, МДж	920,62
Енергія відновлювальної зони, МДж	-991,43
Вміст води продуктів СПГВ, кг/м ³	0,05
Інтенсивність газифікації, т/год	7,73

Додаток Б

Міністерство освіти і науки України
 Міністерство енергетики України
 Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»
 ТОВ «ДТЕК Енерго»

ПОГОДЖЕНО:

Проректор з науково-педагогічної
 та навчально-виховної роботи

 Ігор НІКІТЕНКО
 «03» 01 2025 р.


ЗАТВЕРДЖУЮ:

Генеральний директор

ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»

 Сергій ВОРОНІН
 «11» 01 2025 р.


МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ФОРМУВАННЯ ПОРОЖНИН ВИГАЗОВАНОГО ПРОСТОРУ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА

Дніпро

2025

УДК 622.278

Методика визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору підземного газогенератора / Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Янкін Д.В. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2025. – 16 с.

Розроблена методика на основі аналітичних та лабораторних досліджень дає змогу визначити параметри формування техногенних порожнини підземного газогенератора з метою встановлення ефективності ведення процесу підземної газифікації вугілля.

Методика призначена для широкого кола співробітників науково-дослідних інститутів і проєктних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств, а також може бути корисним викладачам, аспірантам, магістрам і студентам гірничих спеціальностей закладів вищої освіти.

Друкується у редакційній обробці авторів.

© Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Янкін Д.В., 2025

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2025

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1. Загальні відомості	5
2. Вихідні дані для проведення розрахунків.....	7
3. Приклад розрахунку параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора.....	8
4. Параметри керування процесом підземної газифікації вугілля.....	10
4.1. Дослідження параметрів керування процесом підземної при подачі повітряного дуття.....	10
4.2. Дослідження параметрів керування процесом підземної при подачі повітряно-вуглекислотного дуття.....	13
Висновки	15
Перелік посилань.....	16

Додаток В

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
 МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ
 НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
 «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
 ПрАТ «ДТЕК ПАВЛОГРАДВУГІЛЛЯ»

ПОГОДЖЕНО:



Перший проректор
 НТУ «Дніпровська політехніка»

 Артем ПАВЛИЧЕНКО

 2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ:



Директор ПУ ім. Героїв Космосу
 ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»

 Василь СНИГУР

 2025 р.

**РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПІДЗЕМНОЇ
 ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З ОРІЄНТАЦІЄЮ ПРОЦЕСУ НА
 ПІДВИЩЕННЯ КОНЦЕНТРАЦІЇ ВОДНЮ У ГЕНЕРАТОРНОМУ ГАЗІ**

Керівник:

Доцент кафедри
 гірничої інженерії та світи,
 к.т.н.

Павло САЇК

Відповідальний виконавець:

Аспірант кафедри
 гірничої інженерії та світи

Дмитро ЯНКІН

Дніпро
 2025

УДК 622.278

Рекомендації щодо керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацією процесу на підвищення концентрації водню у генераторному газі / Саїк, П.Б., Янкін, Д.В. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2025. – 24 с.

Рекомендації спрямовані на забезпечення ефективного керування процесом підземної газифікації вугілля з орієнтацією на підвищення концентрації водню в складі генераторного газу. Вони базуються на результатах лабораторних досліджень та моделюванні матеріально-теплого балансу процесу газифікації, які дають змогу визначити оптимальні технологічні параметри та режими подачі дуттьових сумішей для реалізації водневоорієнтованої технології в умовах Західного Донбасу.

Друкується за авторською редакцією.

© Саїк П.Б., Янкін Д.В., 2025

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1. Загальні відомості про процес газифікації вугілля.....	5
2. Наявні технічні та технологічні рішення щодо підвищення концентрації водню у складі генераторного газу.....	8
3. Дослідження матеріально-теплого балансу газифікації вугілля.....	10
4. Обґрунтування раціональних параметрів водневоорієнтованої технології підземної газифікації вугілля.....	16
Висновки та рекомендації.....	22
Перелік посилань.....	22