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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЛОЗИНСЬКИЙ ВАСИЛЬ ГРИГОРОВИЧ

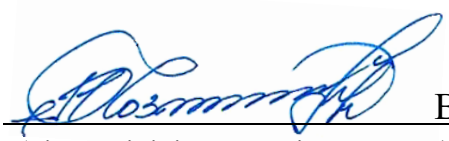
УДК 622.012.2:622.278.004.82:662.769

ДИСЕРТАЦІЯ
«НАУКОВІ ОСНОВИ ВОДНЕВО-ОРІЄНТОВАНОЇ ПІДЗЕМНОЇ КОГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ»

05.15.02 – підземна розробка родовищ корисних копалин

Подається на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело, всі частини тексту дисертації, під час написання яких використовувалися технології штучного інтелекту, перевірені та відредаговані особисто.



В.Г. Лозинський
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Дніпро – 2025

АНОТАЦІЯ

Лозинський В.Г. Наукові основи воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.02 – «Підземна розробка родовищ корисних копалин». – Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Міністерство освіти і науки України, Дніпро, 2025.

Представлена дисертація є завершеною науково-дослідною роботою, в якій вирішено актуальну науково-технічну проблему формування наукових основ воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля. Запропоновані у дослідженні методичні та технологічні підходи ґрунтуються на встановлених закономірностях зміни параметрів високотемпературної зони окислення підземного газогенератора та впливу зовнішніх фізичних факторів на кінетику термохімічних процесів, що дає змогу підвищити ефективність процесу газоутворення, забезпечити термохімічну стабільність геореакторної системи та обґрунтувати перспективність використання вугільних ресурсів для отримання стратегічно важливого енергоносія – водню.

На основі бібліометричного аналізу встановлено, що інтенсивність наукових досліджень у сфері газифікації вугілля характеризується вираженою циклічністю, зумовленою глобальними енергетичними викликами. Проведене дослідження публікацій у базі даних Scopus за 1970 – 2025 рр. показало хвилеподібну динаміку наукового інтересу, де піки дослідницької активності збігаються з періодами світових енергетичних криз і різкого підвищення цін на нафту, що підтверджує чутливість наукової спільноти до змін енергетичного ринку. З 2005 року спостерігається стале підвищення кількості публікацій, що свідчить про відновлення інтересу до технології підземної газифікації як інноваційної розробки вугільних пластів. Таким чином, підтверджено, що газифікація вугілля залишається затребуваною технологією, здатною підвищити рівень енергетичної безпеки та забезпечити стратегічний напрям у розвитку низьковуглецевої енергетики.

Процес підземної газифікації вугілля розглянуто як багатостадійне термохімічне перетворення, яке охоплює піроліз, горіння, газифікацію та вторинні реакції, що визначають склад і теплотворну здатність генераторного газу. Основними є реакції взаємодії вуглецю з киснем, водяною парою та продуктами згоряння, рівновага яких суттєво залежить від температури, тиску й складу дуття. Встановлено, що за температури 950 – 1000°C інтенсифікується відновлення CO_2 у CO, тоді як підвищений тиск сприяє утворенню CH_4. Доведено, що зольні компоненти вугілля каталізують реакції водяного газу, підвищуючи енергетичний вихід. Водночас обмеженість відновлювальної зони ускладнює завершення реакцій, що знижує ефективність процесу та актуалізує завдання оптимізації теплового режиму.

Експериментальні дослідження довели, що впровадження ін’єкційного закладання деформованих порід покрівлі зменшує втрати дуття й газу, а використання гнучких трубопроводів з активаторами забезпечує рівномірне посування вогневого вибою, скорочує час досягнення активного режиму й знижує потребу у реверсуванні. Конструкція газогенератора з направленою подачею дуття дозволила збільшити ступінь вигазовування до 12% та підвищити теплотворну здатність газу на 18%, що розширює можливості застосування підземної газифікації на тонких пластах.

Порівняння експериментальних, напівпромислових і розрахункових даних показало високу збіжність результатів щодо складу генераторного газу. Програмне забезпечення MT Balance надає адекватне прогнозування концентрацій CO, H_2 і CH_4 з точністю 85 – 95%, що підтверджує релевантність лабораторного моделювання для оцінки ефективності ПГВ.

Аналітичний аналіз впливу кисню у дутті виявив нелінійну залежність швидкості посування вогневого вибою, що описується моделлю Міхаеліса–Ментена. Встановлено, що оптимальна концентрація O_2 у дутті становить 42%, оскільки саме на цьому рівні досягається максимальний баланс між продуктивністю процесу та його економічною доцільністю, оскільки швидкість посування вибою збільшується суттєво до цього порогу, але подальше підвищення концентрації до 65% призводить до насичення та незначного

приросту швидкості. Отримані результати сформували науково обґрунтовану базу для визначення раціональних режимів роботи підземних газогенераторів залежно від складу дуття.

Досліджено механізм активації пароповітряного дуття із застосуванням магнітних полів, який полягає в інтеркомбінаційних переходах молекул кисню та води зі стійкого синглетного стану у збуджений триплетний за рахунок переорієнтації спінів електронів у неоднорідному магнітному полі. Ефективна активація дуття може бути реалізована за допомогою постійних магнітних полів невисокої напруженості при контакті газоподібних продуктів із твердими намагніченими поверхнями. Аналітичні розрахунки на основі рівняння Арреніуса підтвердили експериментальні результати, вказуючи на збільшення швидкості реакцій газифікації за рахунок додаткової внутрішньої енергії молекул.

Встановлено, що застосування магнітних полів у процесі газифікації вуглецевмісної сировини в температурному діапазоні 800 – 1000°C забезпечує зниження енергії активації на 10% під дією магнітного поля напруженістю 500 Е. Це також спричиняє експоненціальне збільшення константи швидкості реакції у 6,74 – 7,11 разів, що відображається у підвищенні частки участі вуглецю в реакціях газифікації до 51,5 – 58,9%. Отримані залежності кількісно підтверджують значний вплив магнітних полів на кінетику процесів та дають змогу обґрунтувати доцільність їхнього використання як одного з перспективних напрямів інтенсифікації підземної газифікації вугілля. Таким чином, застосування магнітної активації дуття не лише підвищує ефективність процесу, а формує наукову основу для розробки інноваційних технологічних рішень у сфері підземної когазифікації.

Розроблено чисельно-аналітичну методику моделювання процесу спалювання вугільного пилу в реакційному каналі вугільного пласта з урахуванням геометричних, фізико-хімічних і термогідродинамічних параметрів середовища. Застосування CFD-підходу на базі Ansys Fluent дало можливість адекватно описати багатофазну турбулентну течію, теплообмін, дифузію та хімічні реакції, забезпечивши високу точність просторово-часового прогнозування температурних полів, концентрацій газових компонентів і

динаміки потоку. Розроблена обчислювальна модель відтворює фактичну конфігурацію реакційного каналу, а використання моделі незмішуваного горіння та PDF-моделі для турбулентних флуктуацій забезпечило коректне моделювання процесів дифузійного згоряння. Встановлено, що максимальні температури (1400 – 1540°C) формуються у вхідній частині каналу протягом перших 12 год роботи газогенератора, після чого настає квазістаціонарний режим із поступовим зниженням температури до 490 – 520°C у віддаленій зоні реакційного каналу (10 – 30 м). Ефективний температурний інтервал для когазифікації (900 – 1200°C) досягається після 12 год горіння та зберігається протягом усього циклу роботи.

Досліджено закономірності просторово-часового розподілу хімічного складу газової фази та динаміки потоку. Встановлено, що кисень інтенсивно споживається в межах перших 3 – 6 м каналу, тоді як зона активного горіння обмежується довжиною близько 10 м. Основні продукти реакцій формуються поблизу входу, де масова частка CO сягає максимуму на відстані 6 – 8 м, тоді як CH_4 і H_2 утворюються на відстані 0 – 7 м уздовж каналу та знижуються далі внаслідок вторинних реакцій.

Розроблено аналітичну модель поширення температури в анізотропному породному масиві з урахуванням теплопровідності. Для аргіліту ($\alpha = 0{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с) температура на глибині 0,5 м не перевищує 300°C навіть за 48 год, тоді як для пісковика ($\alpha = 1{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с) вона сягає 700 – 800°C вже за 12 год. Отримані результати забезпечили комплексне уявлення про взаємодію теплових і газодинамічних процесів у реакційному каналі та створили основу для прогнозування ефективності роботи підземних газогенераторів.

Розроблено та протестовано математичну модель теплового балансу реакційного каналу на основі встановлених закономірностей теплової взаємодії високотемпературної зони окислення з вміщуючими породами, які виражаються експоненціальним зниженням безрозмірної температури θ зі збільшенням критерію Фур'є Fo, збільшенням кумулятивних теплових втрат ΔQ з часом τ та зменшенням відносних втрат тепла η.

Аналіз матеріально-теплового балансу дав змогу встановити, що застосування парокисневого дуття (O_2 – 42%, H_2O – 10%) забезпечує нижчу теплоту згоряння генераторного газу 9,27 – 9,70 МДж/м^3, тоді як збільшення частки вуглецю в шихті підвищує вихід газу та сумарну теплоту згоряння, але знижує хімічний ККД.

Визначено критичні межі додаткового залучення вуглецю (ΔC), за яких ефективність процесу не знижується нижче 2/3 максимального значення з урахуванням стандартної похибки і становить 7,5% для повітряного, 52,0% для кисневого і 63,0% для парокисневого дуття. Побудовано номограму оптимізації складу шихти для забезпечення максимального енергетичного виходу і стабільного протікання процесу когазифікації.

На основі комп'ютерного моделювання в програмному середовищі ANSYS Fluent вперше встановлено кількісні залежності між складом паливної шихти, типом дуття, енергією активації реакцій і ключовими параметрами генераторного газу в умовах підземної когазифікації. Показано, що заміщення вугільного пилу біомасою (до 75%) і перехід до парокисневого дуття (O_2 – 42%, H_2O – 10%) забезпечують підвищення вмісту водню з 4,0 до 8,25%, сумарної концентрації горючих компонентів з 28,0 до 37,8% і LHV з 6,36 до 7,7 МДж/м^3. Моделювання ефекту зниження енергії активації з 200,0 до 179,8 кДж/моль, як еквівалент впливу магнітного поля, виявило подальше підвищення H_2 до 10,56%, CO до 17,60%, LHV до 7,98 МДж/м^3.

Встановлено, що когазифікація вугільного пилу з біомасою у співвідношенні 25/75 забезпечує стабілізацію температури окислювальної зони понад 1000°C протягом 2,3 год, що перевищує аналогічні показники при газифікації вугілля. Запропоновано концепцію циклічного чергування режимів дуття (парокисневе/кисневе) для підтримання робочого температурного інтервалу 1000 – 1050°C.

Встановлено, що магнітна активація парокисневого дуття під час підземної когазифікації вугілля інтенсифікує термохімічні реакції за рахунок зниження енергії активації у високотемпературній зоні окислювання. Показано, що вплив

неоднорідного магнітного поля на молекули кисню і водяної пари сприяє утворенню триплетних станів, підвищенню їхньої реакційної здатності та збільшенню швидкості вигазовування. За магнітної активації дуття посування вогневого вибою збільшується з 1,37 до 1,54 м/добу. Це дає змогу скоротити інтервали реверсування з 2,6 до 2,0 діб при збереженні стабільності геореакторної системи, запобігаючи надмірному видовженню реакційного каналу.

Запропонована технологічна схема орієнтована на підвищене виробництво водню, за якої вихід H_2 збільшується вдвічі (з 0,174 до 0,364 $м^3$/кг), що супроводжується скороченням тривалості експлуатації газогенератора на 11,5%. Це зумовлює збільшення доходу від реалізації водню з 114 до 239 млн грн та підвищення сумарного виробництва електроенергії з 44,2 до 87,4 тис МВт·год.

Інкрементальний економічний аналіз підтвердив інвестиційну привабливість інноваційної технології. Індекс переваги становить 1,66 із запасом економічної міцності 175,9 млн грн на один газогенератор. У найгіршому варіанті (–10% ціни продажу продукції та +10% витрат на сировину та/або енергоносії) зберігається індекс 1,53 і додатковий ефект понад 110 млн грн.

Проведено комплексну оцінку придатності пластів шахти «Західно-Донбаська» до впровадження когазифікації з використанням методу PSI, який усуває суб’єктивність вагових оцінок і дає можливість точніше ранжувати пласти вугілля. На відміну від стандартного середньозваженого методу, який показав відносно рівномірну придатність обраних пластів (0,67 – 0,74), застосування PSI забезпечило більш чітке ранжування та виявило найбільш перспективні пласти для впровадження технології когазифікації. Найвищі інтегральні оцінки отримали пласти c_9 (0,908) і $c_{10}^{в}$ (0,876), що зумовлює доцільність їхнього першочергового відпрацювання. Максимальна розбіжність між методами становила близько 21%, а середня – 10,5%.

Ключові слова: підземна когазифікація, підземна газифікація, вугілля, водень, генераторний газ, вогневий вибій, підземний газогенератор

ABSTRACT

Lozynskyi V.H. Scientific foundations of hydrogen-oriented underground coal co-gasification. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation submitted for the Doctorate Degree in Technical Sciences in the specialty 05.15.02 – Underground Mining of Mineral Deposits. – Dnipro University of Technology, Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro, 2025.

The presented dissertation is a completed scientific research that addresses an urgent scientific and technical problem – the development of scientific foundations of underground coal co-gasification with an orientation towards hydrogen production. The methodological and technological approaches proposed in the research are based on the identified patterns of parameter variations in the high-temperature oxidation zone of the underground gasifier and the influence of external physical factors on the kinetics of thermochemical processes. This provides an opportunity to increase gas generation efficiency, ensure the georeactor system thermochemical stability, and substantiate the prospects of utilizing coal resources to produce a strategically important energy carrier – hydrogen.

Based on bibliometric analysis, it has been found that the intensity of scientific research in coal gasification is characterized by pronounced cyclicity, caused by global energy challenges. An analysis of publications in the Scopus database for the period of 1970 – 2025 demonstrates a wave-like dynamics of scientific interest, where peaks of research activity coincide with periods of global energy crises and sharp increases in oil prices, confirming the sensitivity of the scientific community to changes in the energy market. Since 2005, a steady growth in the number of publications has been observed, indicating a renewed interest in underground coal gasification as an innovative technology for coal seam mining. Thus, it is confirmed that coal gasification remains a highly demanded technology capable of enhancing energy security and providing a strategic pathway for developing low-carbon energy.

The underground coal gasification process is considered a multi-stage thermochemical transformation that encompasses pyrolysis, combustion, gasification, and secondary reactions, which determine the composition and calorific value of the producer gas. The key reactions involve the interaction of carbon with oxygen, water

vapor, and combustion products, the equilibrium of which strongly depends on temperature, pressure, and the composition of the oxidizing agent. It has been revealed that at a temperature of 950 – 1000°C, the reduction of CO_2 to CO intensifies, whereas elevated pressure promotes CH_4 formation. It has been proven that the ash components of coal catalyze water-gas reactions, thereby increasing the energy yield. At the same time, the limited extent of the reduction zone complicates the completion of reactions, reducing the process efficiency and highlighting the need for optimization of the thermal regime.

Experimental studies demonstrate that applying injection backfilling of deformed roof rocks reduces losses of oxidizing agents and gas. At the same time, using flexible pipelines with activators ensures uniform advancement of the combustion face, shortens the time to achieve the active regime, and decreases the need for flow reversal. The gasifier design with directed oxidant injection made it possible to increase the degree of coal conversion by up to 12% and enhance the gas calorific value by 18%, thereby expanding the applicability of underground gasification in thin seams.

A comparison of experimental, semi-industrial, and calculated data has revealed a high convergence of results regarding producer gas composition. The MT Balance software provides adequate predictions of CO, H_2, and CH_4 concentrations with an accuracy of 85 – 95%, which confirms the relevance of laboratory-scale modeling for assessing the efficiency of underground coal gasification.

An analytical analysis of the influence of oxygen in the oxidant stream has revealed a nonlinear dependence of the combustion face advance rate, which the Michaelis-Menten model can describe. It has been determined that the optimal O_2 concentration in the oxidant stream is 42%, since this level ensures the maximum balance between process productivity and economic feasibility. The advance rate of the combustion face increases significantly up to this threshold. However, a further rise in oxygen concentration to 65% leads to saturation and only a marginal increase in velocity. The obtained results provide a scientifically substantiated basis for determining rational operating regimes of underground gasifiers depending on the oxidant composition.

The activation mechanism of steam–air oxidant using magnetic fields has been investigated. It is based on intercombination transitions of oxygen and water molecules from the stable singlet state to the excited triplet state due to electron spin reorientation in an inhomogeneous magnetic field. Effective oxidant activation can be achieved by applying low-intensity permanent magnetic fields in contact with gaseous products and magnetized solid surfaces. Analytical calculations based on the Arrhenius equation confirm the experimental findings, indicating an increase in the gasification reaction rate due to the additional internal energy of molecules.

It has been found that applying magnetic fields in the gasification of carbonaceous feedstock within the temperature range of 800 – 1000°C provides a 10% reduction in activation energy under the influence of a magnetic field with an intensity of 500 E. This also leads to an exponential increase in the reaction rate constant by a factor of 6.74 – 7.11, which is reflected in the higher participation of carbon in gasification reactions, reaching 51.5 – 58.9%. The obtained dependences quantitatively confirm the significant influence of magnetic fields on process kinetics and substantiate their application as a promising direction for the intensification of underground coal gasification. Thus, magnetic activation of the oxidant enhances process efficiency and forms a scientific basis for the development of innovative technological solutions in underground co-gasification.

A numerical–analytical methodology has been developed for modeling the combustion of coal dust in the reaction channel of a coal seam, taking into account the geometric, physicochemical, and thermohydrodynamic parameters of the medium. Applying a CFD-based approach using Ansys Fluent made it possible to adequately describe multiphase turbulent flow, heat transfer, diffusion, and chemical reactions, ensuring high accuracy of spatial-temporal prediction of temperature fields, gas component concentrations, and flow dynamics. The developed computational model reproduces the actual configuration of the reaction channel. In contrast, using the non-premixed combustion and PDF model for turbulent fluctuations ensured the correct simulation of diffusion combustion processes. The determined maximum temperatures (1400 – 1540°C) are formed in the inlet part of the channel during the

first 12 hours of gasifier operation, after which a quasi-stationary regime occurs with a gradual decrease in temperature to 490 – 520°C in the distal section of the reaction channel (10 – 30 m). The effective temperature interval for co-gasification (900 – 1200°C) is reached after 12 hours of combustion and is maintained throughout the entire operational cycle.

The patterns of the spatial-temporal distribution of the chemical composition of the gas phase and flow dynamics have been investigated. Oxygen is found to be consumed intensively within the first 3 – 6 m of the channel, while the active combustion zone is limited to 10 m in length. The main reaction products are formed near the inlet, where the mass CO fraction reaches its maximum (≈11%) at a distance of 6 – 8 m, whereas CH_4 and H_2 are generated within 0 – 5 m along the channel and subsequently decrease due to secondary reactions.

An analytical model of temperature propagation in an anisotropic rock mass has been developed, considering thermal conductivity. For argillite ($\alpha = 0.3 \cdot 10^{-6}$ m^2/s), the temperature at a depth of 0.5 m does not exceed 300°C even after 48 hours, while for sandstone ($\alpha = 1.3 \cdot 10^{-6}$ m^2/s) it reaches 700 – 800°C within only 12 hours. The results obtained provide a comprehensive understanding of the interaction between thermal and gas-dynamic processes in the reaction channel. They create a basis for predicting the efficiency of underground gasifier operation.

A mathematical model of the reaction channel thermal balance has been developed and tested, based on the identified patterns of thermal interaction between the high-temperature oxidation zone and the surrounding rocks. These are expressed by the exponential decrease in the dimensionless temperature θ with increasing Fourier number Fo, the growth of cumulative heat losses ΔQ with time τ, and the reduction of relative heat losses η.

The analysis of the material and thermal balance shows that the application of steam–oxygen oxidant (O_2 – 42%, H_2O – 10%) provides a lower calorific value of the producer gas of 9.27 – 9.70 MJ/m^3. In contrast, an increase in the carbon fraction in the feedstock enhances the gas yield and total calorific value but reduces the chemical efficiency.

Critical limits of additional carbon input (ΔC) have been determined, at which the process efficiency does not decrease below two-thirds of the maximum value, taking into account the standard error, and amount to 7.5% for air-blown, 52.0% for oxygen-blown, and 63.0% for steam–oxygen-blown gasification. A nomogram for optimizing the feedstock composition has been constructed to ensure maximum energy yield and stable operation of the co-gasification process.

Based on computer modeling in the ANSYS Fluent software environment, for the first time, quantitative dependences have been determined between feedstock composition, oxidant type, activation energy of reactions, and key parameters of producer gas under underground co-gasification conditions. It has been proven that substitution of coal dust with biomass (up to 75%), combined with steam-oxygen oxidant (O_2 – 42%, H_2O – 10%), provides an increase in hydrogen content from 4.0% to 8.25%, the total concentration of combustible components from 28.0% to 37.8%, and LHV from 6.36 to 7.7 MJ/m^3. Modeling the effect of reducing the activation energy from 200.0 to 179.8 kJ/mol, as an equivalent to the influence of a magnetic field, has revealed a further increase in H_2 to 10.56%, CO to 17.60%, and LHV to 7.98 MJ/m^3.

It has been found that co-gasification of coal dust with biomass at a 25/75 ratio ensures stabilization of the oxidation zone temperature above 1000°C for 2.3 hours, which exceeds the corresponding indicators for coal gasification alone. A cyclic alternation of oxidant regimes (steam-oxygen/oxygen) are proposed to maintain the operating temperature range of 1000 – 1050°C.

It has been determined that magnetic activation of steam-oxygen oxidant during underground coal co-gasification intensifies thermochemical reactions by lowering the activation energy in the high-temperature oxidation zone. It is shown that the influence of an inhomogeneous magnetic field on oxygen and water vapor molecules promotes the formation of triplet states, increases their reactivity, and accelerates the rate of coal conversion. With magnetic activation of the oxidant, the combustion face advance rate increases from 1.37 to 1.54 m/day. This allows for a reduction of reversal intervals from 2.6 to 2.0 days while maintaining the stability of the georeactor system, preventing excessive elongation of the reaction channel.

The proposed technological scheme is oriented toward enhanced hydrogen production, under which the H_2 yield doubles (from 0.174 to 0.364 m^3/kg), accompanied by a reduction in gasifier operating time by 11.5%. This results in increased in revenue from hydrogen sales from 114 to 239 million UAH and an increase in total electricity production from 44.2 to 87.4 thousand MWh.

Incremental economic analysis confirms the attractiveness of investment in innovative technology. The preference index is 1.66 with an economic resilience margin of 175.9 million UAH per gasifier. Even in the worst-case scenario (–10% in product sale price and +10% in raw material and/or energy costs), the index remains at 1.53 with an additional effect exceeding 110 million UAH.

A comprehensive assessment of the suitability of coal seams at the “Zakhidno-Donbaska” mine for the implementation of co-gasification was carried out using the PSI method, which eliminates the subjectivity of weight coefficients and enables more accurate ranking of coal seams. Unlike the standard weighted average method, which indicates relatively uniform suitability of the selected seams (0.67 – 0.74), the use of PSI provides a clearer ranking and identifies the most promising seams for introducing co-gasification technology. The highest integral scores obtained for seams c_9 (0.908) and c_{10}^v (0.876) confirm their mining priority. The maximum discrepancy between the methods is about 21%, with an average of 10.5%.

Keywords: underground co-gasification, underground gasification, coal, hydrogen, producer gas, combustion face, underground gasifier

НАУКОВІ ПРАЦІ, В ЯКИХ ОПУБЛІКОВАНІ ОСНОВНІ НАУКОВІ РЕЗУЛЬТАТИ ДИСЕРТАЦІЇ

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

1. **Lozynskyi, V.** (2025). Multi-criteria assessment of coal seams suitability for co-gasification using the preference selection index. *Heliyon*, *11*(10). https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2025.e43368

2. 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

3. 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), 9075. https://doi.org/10.1038/s41598-025-93611-3

4. **Lozynskyi, V.** (2024). Numerical simulation of carbonaceous raw material combustion in a coal seam channel. *Mining of Mineral Deposits*, *18*(4), 109-124. https://doi.org/10.33271/mining18.04.109

5. **Lozynskyi, V.H.,** & Falshtynskyi, V.S. (2024). Analytical justification of the thermochemical interaction between blast reagents and carbon-containing products under the influence of magnetic fields. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 30-36. https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-5/030

6. Bazaluk, O., Sobolev, V., Molchanov, O., Burchak, O., Bezruchko, K., Holub, N., Tereshkova, O., Kulivar, V., Fedorenko, E., & **Lozynskyi, V.** (2024). Changes in the stability of coal microstructure under the influence of weak electromagnetic fields. *Scientific Reports*, *14*, 1304. https://doi.org/10.1038/s41598-024-51575-w

7. Koveria, A., Kieush, L., Saik, P., **Lozynskyi, V.** (2024). Metallurgical Coke Production with Biomass Additives. Part 2. Production and Characterization of Laboratory Biocokes. *Studies in Systems, Decision and Control*, (510), 287-306. https://doi.org/10.1007/978-3-031-44351-0_15

8. **Lozynskyi, V.** (2023). Critical review of methods for intensifying the gas generation process in the reaction channel during underground coal gasification (UCG). *Mining of Mineral Deposits*, *17*(3), 67-85. https://doi.org/10.33271/mining17.03.067

9. Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Anisimov, O., Akimov, O., Kozhanov, 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

10. **Lozynskyi, V.,** Falshtynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., Zhautikov, B., & Cabana, E. (2022). Use of magnetic fields for intensification of coal gasification process. *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik*, *37*(5), 61-74. https://doi.org/10.17794/rgn.2022.5.6

11. Falshtynskyi, V., Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Toleulov, B., Sulaiev, V., & Buketov, V. (2022). Determining the parameters of stratification cavity in rock mass to extract mine methane. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 30-35. https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-6/030

12. 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

13. Saik, P., Dychkovskyi, R., **Lozynskyi, V.,** Falshtynskyi, 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

14. Saik, P.B., Falshtynskyi, V.S., **Lozynskyi, V.H.,** Cabana, E.C., Demydov, M.S., & Dychkovskyi, R.O. (2020). Efficiency of underground gas generator in consideration of the reverse mode. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 39-46. https://doi.org/10.33271/nvngu/2020-4/039

15. Pivnyak, G., Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Cabana, E., & Koshka, O. (2020). Conditions of Suitability of Coal Seams for Underground Coal Gasification. *Key Engineering Materials*, (844), 38-48. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.844.38

16. **Lozynskyi, V.,** Medianyk, V., Saik, P., Rysbekov, K., & Demydov, M. (2020). Multivariance solutions for designing new levels of coal mines. *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik, 35*(2), 23-32. https://doi.org/10.17794/rgn.2020.2.3

17. Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Sulaiev, V., & Cabana, E.C. (2019). The Concept of Mining Enterprises Progress on the Basis of Underground Coal Gasification Method Characteristic. *Solid State Phenomena*, (291), 155-172. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/SSP.291.137

18. **Lozynskyi, V.,** Saik, P., Petlovanyi, M., Sai, K., Malanchuk Z., & Malanchyk, Ye. (2018). Substantiation into mass and heat balance for underground coal gasification in faulting zones. *Inzynieria Mineralna*, *19*(2), 289-300. http://doi.org/10.29227/IM-2018-02-36

19. **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

20. Petlovanyi, M.V., **Lozynskyi, V.H.,** Saik, P.B., & Sai, K.S. (2018). Modern experience of low-coal seams underground mining in Ukraine. *International Journal of Mining Science and Technology*, *28*(6), 917-923. https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.05.014

21. Dychkovskyi, R.O., **Lozynskyi, V.H.,** Saik, P.B., Petlovanyi, M.V., Malanchuk, Ye.Z., & Malanchuk, Z.R. (2018). Modeling of the disjunctive geological fault influence on the exploitation wells stability during underground coal gasification. *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, *18*(4), 1183-1197. https://doi.org/10.1016/j.acme.2018.01.012

22. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Saik, P.B., **Lozynskyi, V.H.,** & Cabana, E.C. (2018). Substantiation into "rock massive – underground gasifier" system adaptability of Solenovskyi site in the Donetsk coal basin. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3), 14-21. https://doi.org/10.29202/nvngu/2018-3/5

23. Saik, P., Petlovanyi, M., **Lozynskyi, V.,** Sai, K., & Merzlikin, A. (2018). Innovative approach to the integrated use of energy resources of underground coal

gasification. *Solid State Phenomena*, (277), 221-231. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/SSP.277.221

24. 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

25. **Lozynskyi, V.,** Saik, P., Petlovanyi, M., Sai, K., & Malanchyk, Ye. (2018). Analytical Research of the Stress-Deformed State in the Rock Massif Around Faulting. *International Journal of Engineering Research in Africa*, (35), 77-88. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/JERA.35.77

26. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Saik, P.B., **Lozynskyi, V.G.,** & Cabana, E.C. (2017). Formation of thermal fields by the energy-chemical complex of coal gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 36-42.

27. Saik, P.B., Dychkovskyi, R.O., **Lozynskyi, V.G.,** Malanchuk, Z.R, & Malanchuk, Ye.Z. (2016). Revisiting the underground gasification of coal reserves from contiguous seams. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 60-66.

28. **Lozynskyi, V.G.,** Dychkovskyi, R.O., Falshtynskyi, V.S., Saik, P.B., & Malanchuk, Ye.Z. (2016). Experimental study of the influence of crossing the disjunctive geological fault on thermal regime of underground gasifier. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 21-29.

29. Tabachenko, M., Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Falshtynskyi, V., & Dychkovskyi, R. (2016). Features of setting up a complex, combined and zero-waste gasifier plant. *Mining of Mineral Deposits*, *10*(3), 37-45. https://doi.org/10.15407/mining10.03.037

30. Falshtynskyi, V., **Lozynskyi, V.,** Saik, P., Dychkovskyi, R., & Tabachenko, M. (2016). Substantiating parameters of stratification cavities formation in the roof rocks during underground coal gasification. *Mining of Mineral Deposits*, *10*(1), 16-24. https://doi.org/10.15407/mining10.01.016

31. Saik, P., Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., & **Lozynskyi, V.** (2015). Revisiting the preservation of uniformity advance of combustible face. *Mining of Mineral Deposits*, *9*(4), 487-492. https://doi.org/10.15407/mining09.04.487

Статті у матеріалах міжнародних конференцій, що індексуються наукометричними базами даних Scopus та/або Web of Science

1. **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

2. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., Saik, P., & **Lozynskyi, V.** (2025). Aspects of co-utilization of solid waste and coal through underground gasification. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1457*(1), 012002. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1457/1/012002

3. **Lozynskyi, V.,** Falshtynskyi, V., Kozhantov, A., Kieush, L., & Saik, P. (2024). Increasing the underground coal gasification efficiency using preliminary electromagnetic coal mass heating. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1348*(1), 012045. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1348/1/012045

4. Saik, P., Dychkovskyi, R., **Lozynskyi, V.,** Falshtynskyi, V., & Ovcharenko, A. (2024). Achieving climate neutrality in coal mining regions through the underground coal gasification. *E3S Web of Conferences*, (526), 01004. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202452601004

5. Saik, P., Falshtynskyi, V., **Lozynskyi, V.,** Dychkovskyi, R., Berdnyk, M., & Cabana, E. (2023). Substantiating the operating parameters for an underground gas generator as a basic segment of the mining energy-chemical complex. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1156*(1), 012021. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1156/1/012021

6. Bukreieva, D., Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Cabana, E., & Stoliarska, O. (2022). Assessing the effectiveness of innovative projects implementation in the development of coal deposits by geotechnology of underground gasification. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, (970), 012031. https://doi.org/10.1088/1755-1315/970/1/012031

7. Saik, P., Maksymova, E., **Lozynskyi, V.,** Cabana, E., & Petlovanyi, M. (2021). Synergistic approach as an innovative basis for obtaining a natural gas substitute. *E3S Web of Conference*, (230), 01022. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001022

8. Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Chemeriachko, Y., & Cabana, E. (2020). Basics of the approach formation to substantiate the temperature field distribution during experimental research on the coal gasification processes. *E3S Web of Conferences*, (201), 01037. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020101037

9. Saik, P., Dychkovskyi, R., **Lozynskyi, V.,** Falshtynskyi, V., Cabana, E., & Hrytsenko, L. (2020). Studying the features of the implementation of underground coal gasification technology in terms of Lvivvuhillia SE. *E3S Web of Conferences*, (168), 00036. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016800036

10. Petlovanyi, M., **Lozynskyi, V.,** Saik, P., & Sai, K. (2019). Predicting the producing well stability in the place of its curving at the underground coal seams gasification. *E3S Web of Conferences*, (123), 01019. https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912301019

11. Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., **Lozynskyi, V.,** & Saik, P. (2015). Analytical, laboratory and bench test researches of underground coal gasification technology in National Mining University. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 97-106. https://doi.org/10.1201/b19901-19

12. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., **Lozynskyi, V.,** & Saik, P. (2015). Development the concept of borehole underground coal gasification technology in Ukraine. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 91-95. https://doi.org/10.1201/b19901-18

13. Bondarenko, V., **Lozynskyi, V.,** Sai, K., & Anikushyna, K. (2015). An overview and prospectives of practical application of the biomass gasification technology in Ukraine. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 27-32. https://doi.org/10.1201/b19901-6

Статті в наукових фахових виданнях, включених до переліку наукових фахових видань України

1. **Лозинський, В. (**2024). Чисельний аналіз температури стінки підземного каналу при спалюванні вугільного пилу. *Збірник наукових праць НГУ*, 79. 69-86. https://doi.org/10.33271/crpnmu/79.069

2. Саїк, П.Б., **Лозинський, В.Г.,** Малашкевич, Д.С., & Черняєва, О.В. (2022). До питання підземної газифікації малопотужних некондиційних запасів вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (71), 91-103. https://doi.org/10.33271/crpnmu/71.091

3. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., & **Лозинський, В.Г.,** & Демидов, М.С. (2022). Аспекти впровадження акумулюючих енергосистем у техногенному просторі вугільних шахт. *Збірник наукових праць НГУ*, (69), 94-104. https://doi.org/10.33271/crpnmu/69.094

4. 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

5. Саїк, П.Б., **Лозинський, В.Г.,** Петльований, М.В., Сай, К.С., & Стрижаков, Є.М. (2018). Сучасний підхід до освоєння енергетичних ресурсів залишених та некондиційних запасів вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (54), 152-168. Режим доступу: http://znp.nmu.org.ua/pdf/2018/54/17.pdf

6. 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: https://jdmi.donntu.edu.ua/wp-content/uploads/2018/06/Saik_JDMI_2_17.pdf

Монографії (розділи монографій), виданих вітчизняними та міжнародними видавництвами

1. **Лозинський, В.,** Фальштинський, В., Саїк, П., & Дичковський, Р. (2024). *Інтенсифікація процесу газифікації вуглецевмісної сировини фізичними полями.* Дніпро, Україна: Герда, 104 с. ISBN 978-617-8185-18-3. https://doi.org/10.33271/DUT.008

2. Falshtynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., & **Lozynskyi, V.** (2021). Optimization of energy efficiency of heat recuperator on the basis of underground coal gasification. *Energy- and resource-saving technologies of developing the raw-material base of mining regions*, 276-293. Petroșani, Romania: Universitas Publishing. https://doi.org/10.31713/m1017

3. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., Фальштинський, В.С., **Лозинський, В.Г.,** & Саїк, П.Б. (2017). *Адаптація технології свердловинної підземної газифікації вугілля*. Дніпро, Україна: Національний гірничий університет, 189 с. ISBN 976-966-350-678-4. Режим доступу: http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/152333

4. **Лозинський, В.Г.,** & Саїк, П.Б. (2016). *Свердловинна підземна газифікація тонких вугільних пластів Львівсько-Волинського басейну.* Дніпро, Україна: Національний гірничий університет, 243 с. ISBN 978-966-350-633-3

Патенти України на винахід та корисну модель

1. Саїк, П.Б., **Лозинський, В.Г.,** & Янкін, Д.С. (2024). *Трубопровід для підземної газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №159882, Опубл. 16.07.2025. Бюл. №25. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1866376/

2. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., & **Лозинський, В.Г.** (2024). *Спосіб підземної газифікації твердого палива*. Патент на винахід UA №127929, Опубл. 14.02.2024. Бюл. №7. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1784136/

3. **Лозинський, В.Г.,** Саїк, П.Б., Фальштинський, В.С., & Дичковський, Р.О. (2023). *Спосіб підземної газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №152841, Опубл. 19.04.2023. Бюл. №16. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1733061/

4. Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., **Лозинський, В.Г.,** & Фальштинський, В.С. (2021). *Стенд для дослідження процесів газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №148572, Опубл. 25.08.2021. Бюл. №34 Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1612463/

5. 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/

6. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., **Лозинський, В.Г.,** & Дичковський, Р.О. (2021). *Спосіб утилізації відходів при підземній газифікації твердого палива*. Патент на винахід UA №124678, Опубл. 27.10.2021. Бюл. №43. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1635210/

7. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., **Лозинський, В.Г.,** & Кабана, Е.К. (2020). *Спосіб утилізації відходів при газифікації вугілля*. Патент на винахід UA №121987, Опубл. 25.08.2020. Бюл. №16. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1449306/

8. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., **Лозинський, В.Г.,** & Дичковський, Р.О. (2020). *Спосіб утилізації відходів при підземній газифікації твердого палива*. Патент на винахід UA №140150, Опубл. 10.02.2020. Бюл. №3. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1414530/

9. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., **Лозинський, В.Г.,** & Кабана, Е.К. (2018). *Спосіб утилізації відходів при газифікації вугілля*. Патент на винахід UA №125703, Опубл. 25.05.2028. Бюл. №10. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/362235/

10. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Руських В.В., Саїк, П.Б., & **Лозинський, В.Г.** (2016). *Стенд для дослідження процесів газифікації пластів твердого палива*. Патент на винахід UA №112375, Опубл. 25.08.2016. Бюл. №16. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/726852/

Тези доповідей у матеріалах всеукраїнських та міжнародних конференцій

1. **Lozynskyi, V.,** Lozynska, M., & Bas, I. (2024). Modeling the material and heat balance of the co-gasification process. In *Ukrainian School of Mining Engineering*, (pp. 39-42). Skhidnytsia, Ukraine. https://doi.org/10.33271/usme17.039

2. Saik, P., **Lozynskyi, V.,** & Yankin, D. (2024). On the question of sorption processes in underground gasification of coal. In *Information society: technological, economic and technical aspects of formation* (pp. 130-132). Ternopil, Ukraine – Opole, Poland. Retrieved from http://www.konferenciaonline.org.ua/ua/article/id-1545/

3. Lozynskyi, V., & Kieush, L. (2023). Prospective directions in thermochemical conversion of coal into syngas. In *Ukrainian School of Mining Engineering*, (pp. 9-10). Skhidnytsia, Ukraine. https://doi.org/10.33271/usme16.009

4. Saik, P., **Lozynskyi, V.,** & Demydov, M. (2023). Prerequisites of the production of low-rank coal. In *Proceedings of the XV International Scientific and Practical Conference "Distance education as the main problem of young people"* (pp. 287-289) Madrid, Spain. Retrieved from https://isg-konf.com/wp-content/uploads/2023/12/DISTANCE-EDUCATION-AS-THE-MAIN-PROBLEM-OF-YOUNG-PEOPLE.pdf

5. 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

6. Саїк, П., & **Лозинський, В.** (2021). До питання відбору тепла при газифікації вугілля. У *Сучасні виклики і актуальні проблеми науки, освіти та виробництва: Міжгалузеві диспути,* (с. 306-310). Київ, Україна. https://openscilab.org/wp-content/uploads/2021/03/suchasni-vikliki-i-aktualni-problemi-nauki-osviti-ta-virobnictva-mizhgaluzevi-disputi_2021_02_26.pdf

7. Saik, P., **Lozynskyi, V.,** & Lozynska, T. (2020). On the issue of temperature gradient distribution in the rock massif during the study of coal gasification processes. In *Ukrainian School of Mining Engineering*, (pp. 81-82). Berdiansk, Ukraine. https://doi.org/10.33271/usme14.081

8. Saik, P., & **Lozynskyi, V.** (2020). Prerequisites for creation mining and chemical enterprise. In *International Scientific Conference Priority Development Fields of the European Research Area* (pp. 70-73). Riga, Latvia. https://doi.org/10.30525/978-9934-588-84-6-20

9. Саїк, П., Дичковський, Р., **Лозинський, В.,** & Фальштинський, В. (2020). До питання моделювання системи підземного газогенератора. У *Матеріалах міжнародної конференції «Український гірничий форум»* (с. 54-59). Дніпро, Україна. https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/63a33236-f900-4572-9b1f-8e9e4ed8c3e8

10. Saik, P., **Lozynskyi, V.,** Babii, Yu., & Teodorovych, V. (2019). Features of georeactor systems formation in the underground coal mine. In *Materials of the International Scientific and Practical Conference "Physical and Chemical Geotechnologies-2019"* (pp. 12-14). Dnipro, Ukraine.

11. Saik, P., Smoliar, M., & **Lozynskyi, V.** (2019). Facility for research into gasification processes of solid fossil fuels. In *Ukrainian School of Mining Engineering* (pp. 77-78). Berdiansk, Ukraine. https://doi.org/10.33271/usme13.077

12. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., Lozynskyi, V, & Saik, P. (2018). Physical & chemical processes for coal destruction in underground gas generator. In *Materials of the International Scientific and Practical Conference "Physical and Chemical Geotechnologies-2018"* (pp. 16-18). Dnipro, Ukraine. https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/e7014fdf-6042-4025-aff0-97ae4ccc5517

13. Саїк, П, **Лозинський, В.,** & Демидов, М. (2018). Формування концепції розвитку гірничодобувних підприємств. У *Матеріалах XII міжнародної науково-практичної конференції "Школа підземної розробки",* (с. 93-94). Бердянськ, НТУ «Дніпровська політехніка». https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/b9f6eb19-795e-4041-a783-9d6e1d08c8df

14. Saik, P.B., **Lozynskyi, V.G.,** & Cabana, E.C. (2017). Innovative prospects for domestic waste utilization in underground gasifiers. In *II International Scientific and Technological Internet-Conference "Innovative Development of Mining Industry"* (p. 112). Kryvyi Rih, Ukraine. https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/ed203c29-2181-4768-ae57-0800db571512

15. Саїк, П., **Лозинський, В.,** & Болишева, К. (2017). До питання утилізації твердих побутових відходів у підземних газогенераторах. У *Матеріалах XI міжнародної науково-практичної конференції "Школа підземної розробки",* (с. 53-54). Бердянськ, Україна. https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/cfe31ad5-7975-4c81-a419-e26221648f3b

16. Саїк, П., & **Лозинський, В.** (2016). Генераторний газ як альтернатива природному газу. У *Матеріалах II міжнародної науково-технічної конференції «Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі, геотехніці та енергетиці»* (с. 34-35). Бердянськ, Україна. Режим доступу: https://ir.nmu.org.ua/server/api/core/bitstreams/d682ca56-09e4-49a3-bf9d-5e232fea7047/content

17. Саїк, П., & **Лозинський, В.** (2016). Розвиток та впровадження технології підземної газифікації вугілля. У *Матеріалах X міжнародної науково-практичної конференції «Школа підземної розробки»* (с. 17-18). Бердянськ, Україна. Режим доступу: http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/153791

18. **Lozynskyi, V.,** & Saik, P. (2015). Experimental studies of crossing the disjunctive geological faults with underground gasifier. In *XXII Międzynarodową Konferencję Naukowo-Techniczną Górnicze "Zagrożenia Naturalne 2015",* (pp. 16-17). Targanice k/Żywca, Poland. https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/8721a00a-1ad6-40cb-a523-c6e0cfd3f350

ЗМІСТ

ВСТУП 32
Розділ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ 43
1.1 Передумови розвитку технології підземної газифікації вугілля 43
1.2 Аналіз наукової активності в галузі підземної газифікації вугілля 47
1.2.1 Бібліометричний аналіз наукових публікацій 47
1.2.2 Виявлення чинників наукової активності дослідження підземної газифікації вугілля 50
1.2.3 Аналіз регіональної структури публікаційної активності та наукових колаборацій 53
1.2.4 Наукові тренди інтенсифікації процесу газифікації 59
1.3. Критичний аналіз способів інтенсифікації процесу підземної газифікації вугілля 66
1.3.1 Комбінування дуттям 72
1.3.2 Варіювання тиском 74
1.3.3 Застосування пульсуючого дуття 76
1.3.4 Реверсування дуттьових потоків 79
1.3.5 Закладання виробленого простору 82
1.3.6 Використання каталізаторів 85
1.3.7 Використання магнітних полів 86
1.3.8 Оптимізація конструкції газогенератора 88
1.3.9 Керування припливом води 90
1.3.10 Когазифікація 92
1.4 Мета дослідження, обґрунтування та систематизація завдань 94
1.5 Висновки за розділом 98
Розділ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ТЕРМОХІМІЧНОГО ПЕРЕТВОРЕННЯ ВУГІЛЛЯ НА ГЕНЕРАТОРНИЙ ГАЗ 100
2.1 Хімізм процесу підземної газифікації вугілля 100

2.2 Експериментальні дослідження впливу конструкторських та технологічних рішень на інтенсифікацію процесу підземної газифікації вугілля 106
2.2.1 Методика проведення експериментальних досліджень 109
2.2.1.1 Визначення достатньої герметичності газогенератора 110
2.2.1.2 Визначення впливу теплообміну 112
2.2.1.3 Експериментальна стендова установка 113
2.2.1.4 Елементний та технічний склад вугілля 116
2.2.1.5 Реагенти дуття 116
2.2.1.6 Матеріально-тепловий баланс 117
2.2.1.7 Критерії подібності 118
2.2.2 Результати експериментальних досліджень інтенсифікації процесу підземної газифікації 121
2.2.2.1 Вплив герметичності газогенератора на процес підземної газифікації вугілля 121
2.2.2.2 Вплив системи підведення дуття на процес підземної газифікації вугілля 126
2.3 Порівняльний аналіз даних експериментальних досліджень 133
2.4 Аналіз швидкості посування вогневого вибою газогенератора при зміні параметрів насичення дуття киснем 141
2.5 Висновки за розділом 145
Розділ 3 АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИКОРИСТАННЯ МАГНІТНИХ ПОЛІВ ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРОЦЕСУ ГАЗИФІКАЦІЇ 147
3.1 Використання магнітних полів для інтенсифікації процесу газифікації вугілля 147
3.1.1 Постановка проблеми інтенсифікації процесу газифікації вугілля фізичними полями 147
3.1.2 Теоретичне обґрунтування дії магнітних полів 151
3.1.2.1 Механізм збудження молекул пароповітряної суміші дуття 151
3.1.2.2 Активація молекул води у магнітному полі 152

3.1.2.3 Активація молекул кисню у магнітному полі 154
3.1.3 Експериментальна реалізація впливу магнітних полів на інтенсифікацію процесу газифікації вугілля 155
3.2 Аналітичне обґрунтування термохімічної взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів 164
3.2.1 Аналіз стану досліджень газифікації вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів 164
3.2.2 Теоретичні основи газифікації при взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів 167
3.2.2.1 Термохімічна взаємодія магнітних полів під час газифікації 167
3.2.2.2 Магнітні поля та молекулярна активація під час газифікації 169
3.2.3 Методика дослідження взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів 172
3.2.4 Результати аналітичного обґрунтування взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів 176
3.3 Використання електромагнітного нагрівання вугільного масиву для інтенсифікації процесу газифікації вугілля 182
3.3.1 Постановка проблеми електромагнітного нагрівання вугільного масиву 182
3.3.2 Методика дослідження електромагнітного нагрівання вугільного масиву 187
3.3.3 Результати дослідження впливу електромагнітного нагрівання вугільного масиву на ефективність газифікації вугілля 191
3.4 Висновки за розділом 197
Розділ 4 МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ СПАЛЮВАННЯ ВУГЛЕЦЕВМІСНОЇ СИРОВИНИ В КАНАЛІ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА 199
4.1 Обґрунтування застосування методу CFD для моделювання спалювання вуглецевмісної сировини 199
4.2 Методика комп’ютерного моделювання спалювання вуглецевмісної сировини 205

4.2.1 Геометрія моделі і побудова сітки 205
4.2.2 Налаштування моделі 207
4.2.2.1 Рівняння енергії, моделей в'язкості та горіння 207
4.2.2.2 Властивості вугілля та характеристики частинок вугільного пилу 211
4.2.2.3 Створення таблиці густини розподілу ймовірностей 213
4.2.2.4 Граничні умови 216
4.2.2.5 Налаштування транзитивного моделювання 216
4.2.2.6 Вибір основного параметра визначення температури стінки 218
4.3 Результати комп'ютерного моделювання 222
4.3.1 Розподіл температури та питомої теплоємності 222
4.3.2 Вплив довготривалого процесу горіння на розподіл температур у каналі та стінках 226
4.3.3 Розподіл негорючих газоподібних компонентів 230
4.3.4 Розподіл горючих газоподібних компонентів 233
4.3.5 Зіставлення розподілу горючих і негорючих газоподібних компонентів 236
4.3.6 Аналіз динаміки газового потоку 238
4.4 Аналітичне визначення розповсюдження температури в анізотропному породному масиві 241
4.5 Висновки за розділом 245
Розділ 5 КОГАЗИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ ТА ВУГЛЕЦЕВМІСНОЇ СИРОВИНИ В РЕАКЦІЙНОМУ КАНАЛІ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА 248
5.1 Основи когазифікації вугілля 248
5.2 Сировино-технологічні аспекти когазифікації 253
5.3 Тепловий баланс підземної когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини в реакційному каналі 259
5.4 Основи складання матеріально-теплового балансу когазифікації 269

5.5 Методична основа визначення параметрів матеріально-теплового балансу процесу когазифікації 273
5.6 Результати визначення матеріально-теплового балансу процесу когазифікації 276
5.7 Результати комп'ютерного моделювання підземної когазифікації 285
5.8 Визначення часових параметрів комбінування дуття 298
5.9 Висновки за розділом 306
Розділ 6 ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПІДЗЕМНОЇ КОГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ 309
6.1 Обґрунтування параметрів посування вогневого вибою підземного газогенератора з урахуванням впливу магнітних полів 309
6.1.1 Особливості інтенсифікації посування вогневого вибою підземного газогенератора 309
6.1.2 Визначення швидкості посування вогневого вибою підземного газогенератора 313
6.1.3 Коригування параметрів посування вогневого вибою з урахуванням впливу магнітних полів 318
6.1.4 Розробка способу підготовки газогенератора з інтенсифікацією процесу когазифікації магнітними полями 324
6.1.5 Прикладна реалізація у технічних і технологічних рішеннях 327
6.2 Багатокритеріальна оцінка придатності вугільних пластів до когазифікації з використанням вибору індексу переваг 330
6.2.1 Постановка проблеми оцінка придатності вугільних пластів 330
6.2.2 Характеристика об'єкта дослідження 332
6.2.3 Визначення критеріїв придатності вугільних пластів до підземної газифікації вугілля 336
6.2.4 Обґрунтування вибору методу багатокритеріального прийняття рішення 338
6.2.5 Алгоритм застосування методу вибору індексу переваг 343

6.2.6 Результати визначення критерії придатності стандартним методом 350
6.2.7 Результати застосування методу вибору індексу переваг 356
6.3 Рекомендації щодо практичної реалізації технології підземної когазифікації вугілля 362
6.3.1 Розробка технологічної схеми розкриття та відпрацювання ділянки вугільного пласта 362
6.3.2 Поверхневий комплекс станції підземної когазифікації вугілля 366
6.3.3 Побудова діаграми Ганта вигазовування вугільного пласта 372
6.4 Економічна ефективність розробленої технології та технологічних параметрів процесу когазифікації 376
6.5 Висновки за розділом 386
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 388
ПЕРЕЛІК ПОССИЛАНЬ 393
Додаток А Результати розрахунків матеріально-теплового балансу 449
Додаток Б Документи, що підтверджують практичну цінність 453
Додаток В Документи, що підтверджують впровадження результатів 458

ВСТУП

Актуальність теми. Вугілля залишається одним із найпоширеніших енергетичних ресурсів, на який припадає значна частка виробництва електроенергії у багатьох країнах. Незважаючи на активний розвиток відновлюваних джерел енергії, вугілля продовжує бути надійним енергетичним ресурсом завдяки відносній доступності, значним запасам і можливості використання в металургії та хімічній промисловості.

В умовах глобальних економічних та екологічних викликів, пов’язаних зі зміною клімату та підвищенням вимог до екологічної стійкості, вугільна промисловість потребує модернізації та впровадження інноваційних технологій. Одним із перспективних напрямів є підземна газифікація вугілля (ПГВ). Дана технологія дає змогу залучати до використання важкодоступні та малопридатні для традиційного видобутку вугільні пласти. ПГВ не тільки знижує витрати на видобуток, а й дає змогу отримувати генераторний газ, який є цінним енергетичним продуктом для промислових і побутових потреб. Переваги цієї технології полягають у зменшенні обсягів гірничих робіт, скороченні техногенного навантаження на навколишнє середовище та підвищенні ефективності використання запасів вугілля. Водночас ефективність ПГВ значною мірою залежить від інтенсивності термохімічних реакцій у підземному газогенераторі. Однією з ключових проблем є недостатня активність окислювально-відновних процесів у зв’язку зі значною втратою тепла у вміщуючі породи, що призводить до зниження теплотворної здатності газу. Традиційні способи інтенсифікації мають певні обмеження, збільшують енерговитрати і, відповідно, собівартість отриманого газу.

У контексті переходу до низьковуглецевої енергетики особливої уваги набуває підземна когазифікація вугілля з орієнтацією на отримання водню як висококалорійного та екологічно чистого енергоносія. Такий підхід поєднує переваги використання вугільних ресурсів із виробництвом стратегічно важливого енергоносія майбутнього, що має широке промислове застосування та відповідає цілям декарбонізації.

Тому актуальною ***науковою проблемою*** є розробка наукових основ воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля, які ґрунтуються на закономірностях зміни параметрів термохімічних процесів у реакційному каналі при формуванні високотемпературної зони окислення підземного газогенератора, що дає можливість інтенсифікувати вигазовування вугільних пластів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана на кафедрі гірничої інженерії та освіти НТУ «Дніпровська політехніка» відповідно до плану держбюджетних робіт Міністерства освіти і науки України на період 2016 – 2025 рр.:

– ГП-487 «Наукове обґрунтування та розробка енергоефективних маловідходних технологій видобування вуглеводневої та мінеральної сировини», 2016 – 2018 рр., № держреєстрації 0116U008041 (основний виконавець);

– ГП-489 «Наукові основи формування єдиної системи збереження та генерації енергії об'єктів паливно-енергетичного комплексу України», 2017 – 2019 рр., № держреєстрації 0117U001127 (основний виконавець);

– ГП-500 «Синтез, оптимізація та параметризація інноваційних технологій освоєння ресурсів газовугільних родовищ», 2019 – 2021 рр., № держреєстрації 0119U000248 (основний виконавець);

– ГП-503 «Геотехнологічні основи формування енергохімічних комплексів вугледобувних регіонів», 2020 – 2022 рр., № держреєстрації 0120U102084 (основний виконавець);

– ГП-511 «Науково-практичні засади структурних трансформацій вугледобувних підприємств на основі інноваційних технологій раціонального природокористування», 2022 – 2024 рр., № держреєстрації 0122U001301 (відповідальний виконавець);

– ГП-512 «Когазифікація вуглецевмісної сировини при вигазовуванні надтонких вугільних пластів з орієнтацією на отримання водню», 2023 – 2025 рр., № держреєстрації 0123U100985 (керівник);

– ГП-516 «Науково-практичні засади технології газифікації низькосортного вугілля», 2023 – 2025 рр., № держреєстрації 0123U101757 (основний виконавець).

Дисертаційна робота відповідає основним напрямам розвитку паливно-енергетичного комплексу України на період до 2030 року, а також цілям Паризької кліматичної угоди, прийнятої в межах Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (UNFCCC).

Мета роботи – обґрунтування та розробка наукових основ воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля шляхом інтенсифікації процесу газоутворення та оптимізації умов взаємодії вуглецевмісної сировини з реагентами дуття в реакційному каналі газогенератора із забезпеченням термохімічної стабільності геореакторної системи при формуванні високотемпературної зони окислення.

Поставлену мету реалізовано розв'язанням таких основних наукових ***завдань дослідження***:

1. Виконано бібіліометричний аналіз та систематичний огляд літературних джерел технології підземної газифікації для визначення перспективних напрямів інтенсифікації процесу.

2. Встановлено вплив концентрації кисню у дутті на швидкість посування вогневого вибою та основні параметри процесу газифікації.

3. Визначено вплив використання магнітних полів для інтенсифікації процесу газифікації.

4. Розроблено та адаптовано чисельно-аналітичний підхід до моделювання процесу когазифікації для оцінки розподілу температури та концентрацій газів у реакційному каналі.

5. Розроблено математичну модель теплового балансу реакційного каналу на основі встановлених закономірностей теплової взаємодії високотемпературної зони окислення з вміщуючими породами та методику прогнозування теплового режиму процесу когазифікації.

6. Встановлено залежності між складом і теплотою згоряння генераторного газу при різних комбінаціях вуглецевмісної сировини в шихті і типів дуття, у тому числі за умов зниження енергії активації.

7. Обґрунтовано параметри технології підземної когазифікації вугілля, що враховує попереднє намагнічування парокисневого дуття та оптимізацію складу вуглецевмісної сировини для підвищення виходу водню.

8. Розроблено інтегрований підхід до багатокритеріальної оцінки (MCDM) удосконалених критеріїв придатності вугільних пластів із використанням методу індексу переваг (PSI).

9. Розроблено технологічну схему підземної когазифікації вугілля з орієнтацією на підвищене виробництво водню.

10. Визначено економічну ефективність технології підземної когазифікації вугілля на основі інкрементального порівняння показників та аналізу чутливості з розрахунком індексу переваг.

Ідея роботи полягає у використанні виявлених нових закономірностей зміни параметрів високотемпературної зони окислення підземного газогенератора для інтенсифікації процесу газоутворення та оптимізації умов взаємодії вуглецевмісної сировини з реагентами дуття, що забезпечує підвищення виходу водню та термохімічну стабільність геореакторної системи і формує засади нової науково обґрунтованої концепції перетворення твердого палива на генераторний газ.

Об'єкт дослідження – термохімічні та термодинамічні процеси підземної когазифікації вугілля, спрямовані на підвищення виходу водню шляхом інтенсифікації газоутворення та оптимізації умов взаємодії вуглецевмісної сировини з реагентами дуття.

Предмет дослідження – закономірності зміни параметрів високотемпературної зони окислення підземного газогенератора, які забезпечують ефективне газоутворення при комбінуванні дуттям та зміні вмісту вуглецевмісної сировини.

Методи дослідження. Для розв'язання поставлених завдань у роботі було використано комплексний метод теоретичних, експериментальних, аналітичних і чисельних методів дослідження, спрямованих на обґрунтування та розробку наукових основ воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля. Аналіз

літературних джерел і результатів попередніх досліджень способів інтенсифікації процесу підземної газифікації виконано з використанням методологічного підходу PRISMA 2020. Систематизацію та семантичний аналіз проведено із використанням інструменту Elicit (Systematic Review Pro), а результати бібліометричного аналізу візуалізовано за допомогою програмного забезпечення VOSviewer. Лабораторні дослідження виконано на авторській запатентованій установці UA №112375 з дотриманням інваріантів та критеріїв подібності. Матеріально-тепловий баланс процесів газифікації та когазифікації визначено із застосуванням програмного продукту MT Balance. Аналітичні методи використано для визначення швидкостей посування вогневого вибою, впливу намагнічування дуття на вихід генераторного газу, розповсюдження температури в анізотропному породному масиві та теплообміну між вугільним пластом і вміщуючими породами під час підземної когазифікації вугілля. Дослідження розподілу температури, концентрацій компонентів і швидкостей газових потоків у реакційному каналі підземного газогенератора за різних складів дуття та умов когазифікації проведено за допомогою чисельного моделювання в середовищі Ansys Fluent. Придатність вугільних пластів до підземної когазифікації обґрунтовано із застосуванням методу багатокритеріального прийняття рішень PSI (метод індексу переваг). Економічну оцінку здійснено за методологією інкрементального порівняння показників з визначенням індексу переваг та проведенням аналізу чутливості.

Наукові положення, що виносяться на захист:

1. Концентрація водню в генераторному газі процесу підземної когазифікації при застосуванні парокисневого дуття (O_2 – 42%, $H_2O_{пара}$ – 10%) зі зниженням енергії активації з 200,0 до 179,8 кДж/моль змінюється лінійно, досягаючи максимуму (10,56%) при вмісті біомаси в шихті ≥75%, забезпечуючи оптимальне співвідношенням H_2/CO на рівні 0,6. Це дає можливість спрогнозувати теплотворну здатність генераторного газу (LHV) і ефективність ведення процесу воднево-орієнтованої підземної когазифікації, а також адаптувати синтез-газ до потреб хімічних технологій без зміни базових параметрів процесу когазифікації.

2. Ефективний час (t) подачі парокисневого дуття (O_2 – 42%, $H_2O_{пара}$ – 10%) у газогенератор при підземній когазифікації визначається циклічністю активізації окислювальної зони кисневим дуттям (O_2 – 42%) і залежить від теплового ефекту залучених органічних компонентів (суміш вугільного пилу і біомаси у співвідношенні 1:3) із сумарним внеском 63% вуглецю до базового значення вугілля як граничне значення. Це дає змогу прогнозувати режим роботи підземного газогенератора в температурному діапазоні 1000 – 1050°С.

3. Застосування намагніченого парокисневого дуття підвищує лінійну швидкість посування вогневого вибою з 1,37 до 1,54 м/добу, збільшуючи площу вигазовування на 12,4%, що забезпечує скорочення інтервалу реверсування з 2,6 до 2,0 діб при віддалені середини окислювальної зони на довжину 5,0 м від початкового значення. Врахування параметрів реверсування дає змогу запобігти надмірному видовженню реакційного каналу і забезпечить стабільну роботу геореакторної системи при інтенсифікації процесу когазифікації.

Наукова новизна отриманих результатів:

Вперше:

– встановлено залежність впливу концентрації кисню у дутті на швидкість посування вогневого вибою газогенератора, апроксимовану за моделлю насичення типу Міхаеліса-Ментена;

– встановлено залежність зниження енергії активації реакцій газифікації під дією магнітного поля, яка спричиняє експоненціальне підвищення константи швидкості реакції, що відображається у значенні фактора F;

– адаптовано чисельно-аналітичний підхід до моделювання процесу когазифікації вуглецевмісної сировини в реакційному каналі підземного газогенератора із використанням k–ε турбулентної моделі та методу незмішуваного горіння з урахуванням густини розподілу ймовірностей (PDF);

– встановлено закономірності теплової взаємодії високотемпературної зони окислення з вміщуючими породами, які виражаються експоненціальним зниженням безрозмірної температури θ зі збільшенням критерію Фур'є Fo, збільшенням кумулятивних теплових втрат ΔQ з часом τ та зменшенням відносних втрат тепла η;

– розроблено та протестовано математичну модель теплового балансу реакційного каналу з урахуванням теплопровідності вугілля і вміщуючих порід, яка дає змогу визначати тепловий режим когазифікації та прогнозувати термостабільність високотемпературної зони окислення;

– встановлено залежності зміни нижчої теплоти згоряння генераторного газу процесу підземної когазифікації за різних поєднань вуглецевмісної сировини в шихті і типів окислювача;

– встановлено залежності зміни мольних часток складових генераторного газу процесу підземної когазифікації при магнітній активації парокисневого дуття за різних поєднань вуглецевмісної сировини;

– визначено граничні умови ефективного часу подачі парокисневого дуття з урахуванням циклічної активізації високотемпературної зони окислення та теплового ефекту компонентів вуглецевмісної сировини;

– встановлено залежності впливу намагніченого парокисневого дуття на динаміку посування вибою та зміну періодичності реверсування дуттьових потоків.

Отримала подальший розвиток концепція воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля як інтегрованого термохімічного процесу, в якій враховано вплив складу вуглецевмісної сировини, типу дуття, параметрів високотемпературної зони окислення і зовнішніх фізичних впливів на тепловий баланс, кінетику реакцій і стабільність роботи геореакторної системи.

Обґрунтованість і достовірність наукових положень, висновків та рекомендацій підтверджується використанням апробованих методів теоретичних, експериментальних та чисельних досліджень, застосуванням основних положень теорії теплообміну, термодинаміки та кінетики хімічних реакцій, принципів математичної статистики, достатнім обсягом виконаних експериментів і високою достовірністю результатів аналітичних та експериментальних досліджень (збіжність отриманих результатів становить 82 – 96%).

Наукове значення роботи полягає у встановленні закономірностей протікання термохімічних процесів когазифікації вугілля, що враховують вплив складу вуглецевмісної сировини, типу дуття, параметрів високотемпературної зони окислення і зовнішніх фізичних впливів на тепловий баланс, кінетику реакцій і стабільність роботи геореакторної системи.

Практичне значення отриманих результатів:

1. Обґрунтовано вибір пріоритетних способів інтенсифікації процесу підземної газифікації на основі методологічного підходу PRISMA з подальшим семантичним зіставленням термінів.

2. Визначено та обґрунтовано оптимальні параметри концентрації кисню у дутті, що забезпечують оптимальну швидкість вигазовування вугілля.

3. Обґрунтовано оптимальні режими роботи підземного газогенератора залежно від складу шихти, типу дуття та впливу магнітного поля для підвищення виходу водню.

4. Розроблено методику прогнозування теплового режиму газогенератора на основі математичної моделі теплового балансу реакційного каналу процесу когазифікації.

5. Розроблено методику визначення граничних умов ефективного часу подачі парокисневого дуття з урахуванням циклічної активізації високотемпературної зони окислення, що забезпечує стабільну роботу підземного газогенератора.

6. Обґрунтовано параметри керування процесом когазифікації для запобігання надмірному видовженню реакційного каналу та забезпечення стабільності геореакторної системи.

7. Розроблено технологічну схему підземної когазифікації вугілля з орієнтацією на підвищене виробництво водню, яка враховує попереднє намагнічування парокисневого дуття та оптимізацію складу вуглецевмісної сировини.

8. Обґрунтовано економічну ефективність технології підземної когазифікації на основі інкрементального порівняння показників з визначенням індексу переваги.

9. Удосконалено критерії придатності вугільних пластів до підземної газифікації вугілля з урахуванням коефіцієнта інтенсифікації (когазифікація).

10. Запропоновано інтегрований підхід для оцінки придатності вугільних пластів до впровадження технології підземної когазифікації на основі багатокритеріального аналізу з використанням методу індексу переваг (PSI).

Реалізація результатів роботи. Результати дисертаційної роботи протягом 2016 – 2025 рр. були впроваджені у навчальні програми підготовки бакалаврів та магістрів за дисциплінами: «Фізико-хімічна геотехнологія», «Інноваційні технології розробки родовищ корисних копалин», «Спеціальні способи добування корисних копалин» у НТУ «Дніпровська політехніка». На основі виконаних досліджень розроблено низку методик і рекомендацій, а також отримано акт впровадження: «Методика прогнозу ефективності процесу підземної когазифікації з орієнтацією на отримання водню» (ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»), «Методика багатокритеріальної оцінки придатності вугільних пластів шахти «Західно-Донбаська» до підземної когазифікації (ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»), «Методика оцінки високоефективного використання техногенних родовищ вуглезбагачення України» (ПАТ «Львівська вугільна компанія»), «Рекомендації з оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля» (ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»), «Рекомендації щодо технічного та технологічного удосконалення комплексної утилізації відходів вуглезбагачення на техногенних об’єктах ПАТ «Львівська вугільна компанія» (ПАТ «Львівська вугільна компанія»), акт впровадження «Наукові засади технології воднево орієнтованої когазифікації вугілля» (ПАТ «Львівська вугільна компанія»).

Особистий внесок здобувача полягає у формулюванні проблеми, мети, ідеї, завдань досліджень, наукових положень, висновків і рекомендацій щодо їх практичної реалізації; особисто проведено бібліометричний аналіз і систематичний огляд літератури з технології підземної газифікації та когазифікації вугілля; встановлено вплив параметрів дуття і магнітного поля на швидкість посування вогневого вибою і склад генераторного газу; розроблено чисельно-аналітичний підхід і математичну модель теплового балансу реакційного каналу; визначено закономірності зміни генераторного газу при зміні складу вуглецевмісної сировини; виконано економічну оцінку ефективності технології та вдосконалено критерії придатності вугільних пластів для технології підземної когазифікації вугілля. Автор безпосередньо

здійснював чисельне моделювання, брав участь у проведенні експериментальних досліджень, апробації та впровадженні результатів роботи. Текст дисертації викладено автором особисто.

Апробація результатів роботи. Основні положення і наукові результати дисертаційної роботи доповідалися та висвітлені на міжнародних науково-технічних конференціях: «Українська школа гірничої інженерії» / "Ukrainian School of Mining Engineering" (Бердянськ, 2019; Східниця, 2020, 2023, 2024); "Essays of Mining Science and Practice" (Дніпро, Україна, 2023, 2024); "Information Society: Technological, Economic and Technical Aspects of Formation" (Тернопіль, Україна – Ополе, Польща, 2024); "Distance Education as the Main Problem of Young People" (Мадрид, Іспанія, 2023); "Multidisciplinary academic research, innovation and results" (Прага, Чехія, 2022); «Сучасні виклики і актуальні проблеми науки, освіти та виробництва: Міжгалузеві диспути» (Київ, Україна, 2021); "Priority Development Fields of the European Research Area" (Рига, Латвія), «Український гірничий форум» (Дніпро, Україна, 2020); "Physical & Chemical Geotechnologies" (Дніпро, Україна, 2018, 2019); «Школа підземної розробки» (Бердянськ, Україна, 2016 – 2018); "Innovative Development of Mining Industry" (Кривий Ріг, Україна, 2017); «Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі, геотехніці та енергетиці» (Дніпро, Україна, 2016); "Zagrożenia Naturalne" (Тарганіце, Польща).

Публікації. Основні результати досліджень опубліковані у 82 наукових працях, у тому числі: 31 стаття у журналах, що індексуються наукометричними базами даних Scopus та/або Web of Science, з яких 11 відносяться до квартилів Q1-Q2; 13 статей у матеріалах міжнародних конференцій, що індексуються наукометричними базами даних Scopus та/або Web of Science; 6 статей у періодичних виданнях, включених до переліку наукових фахових видань України; 3 монографії, видані вітчизняними видавництвами; частина розділу монографії, видана міжнародним видавництвом; 10 патентів України на винаходи та корисні моделі; 18 тез доповідей у матеріалах всеукраїнських і міжнародних конференцій.

Структура й обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 6 розділів, висновків, списку використаних джерел із 467 найменувань, 3 додатків на 27 сторінках. Загальний обсяг дисертації – 475 сторінок, у тому числі 121 рисунок та 23 таблиці.

РОЗДІЛ 1
АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1. Передумови розвитку технології підземної газифікації вугілля

Протягом останніх століть людство задовольняло свої енергетичні потреби різними способами – від використання традиційної енергетики, сонячної енергії до застосування ядерної енергетики [1 – 3]. Серед цих способів широкого поширення набула технологія спалювання викопного палива як засобу отримання енергії, зокрема вугілля, нафти та природного газу [4 – 6]. Залежно від технологічного підходу, ці види палива можуть використовуватися шляхом прямого спалювання або ж піддаватися попередньому перетворенню, що дає змогу отримати більш зручні у використанні форми енергетичних ресурсів. Наприклад, вугілля може бути конвертоване на генераторний газ, який слугує паливом для подальшого застосування [7 – 10].

Непряме спалювання викопного палива, зокрема перетворення вугілля на генераторний газ, має низку переваг і специфічних сфер застосування. Генераторний газ, отриманий із вугілля, може використовуватися як паливо для опалення, освітлення, а також як сировина для хімічних процесів. Завдяки конверсії вугілля в газ енергетичний потенціал цього палива можна використовувати ефективніше за розвиненої інфраструктури, що сприяє ширшому використанню різних форм енергії, отриманих з викопного палива, що відповідає енергетичним потребам суспільства [11 – 13]. Однак варто зазначити, що спалювання викопного палива, зокрема вугілля, нафти та природного газу, викликає занепокоєння через його вплив на навколишнє середовище та зміну клімату внаслідок викидів парникових газів [14 – 16]. У зв’язку з глобальним прагненням до переходу на більш чисті та стійкі джерела енергії постійно розробляються альтернативні методи та технології, спрямовані на зменшення залежності від викопного палива та мінімізацію його негативного впливу на навколишнє середовище [17 – 20].

Історія підземної газифікації вугілля (ПГВ) бере свій початок ще у XIX столітті, коли з’явилися перші концепції та ідеї цієї технології. Вперше ідею підземної газифікації вугілля запропонував Сіменс у 1868 році. Його метою було використання значних запасів вугілля, видобуток якого був економічно недоцільним, для виробництва газу. У 1914 році Рамсей провів експерименти з підземної газифікації в місті Дарем, проте подальший розвиток цієї технології у Великій Британії був призупинений до 1950 року. У 1930-х роках у СРСР проводилися широкомасштабні випробування ПГВ, а наприкінці 1940-х років аналогічні експерименти здійснювалися в Європі та США [21 – 26].

Попри початкові очікування, практичні переваги підземної газифікації вугілля так і не були широко реалізовані. Однак підвищений інтерес до цієї технології в останні роки сприяв відновленню досліджень у цій галузі. Спроби реалізації підземної газифікації вугілля мають тривалу історію, з періодом активного розвитку між 1945 і 1965 роками. Основні дослідження та експериментальні проєкти в цей час зосереджувалися переважно в СРСР, Великій Британії та США, хоча реалізація окремих проєктів також відзначалася в Бельгії, Польщі, Чехословаччині, Італії та Марокко. Основні проєкти підземної газифікації вугілля у світі наведено в Таблиці 1.1 [27 – 38].

У процесі підземної газифікації вугілля реакції відбуваються всередині вугільного пласта каналом через який подається повітря. У результаті утворюється суміш генераторного газу що містить у собі як горючі так і баластні гази. Вугілля піддається газифікації безпосередньо в пласті, що забезпечує вивільнення його енергетичного потенціалу у формі горючого газу, гарячого газового потоку і пари. Водночас частина тепла втрачається через теплопровідність, передаючись у прилеглі гірські породи [39 – 41].

Для забезпечення проходження повітря через вугільний пласт і вилучення утвореного газу необхідно створити шлях від денної поверхні до вугілля. Для цього зазвичай використовують традиційні методи, такі як буріння свердловин, які слугують точками доступу до вугільного пласта. Існує кілька підходів до формування каналів для подачі повітря та відведення газу через пласт [42].

Таблиця 1.1 – Основні проєкти підземної газифікації вугілля у світі [27 – 38]

Дослідна ділянка	Країна	Рік ↓	Тип вугілля*	Потужність пласта, м	Глибина залягання, м	Калорійність синтез-газу, МДж/м^3	Конфігурація свердловин**	Реагенти дуття
Лисичанськ	Україна	1934 – 1936	B	0,75	24	3 – 4	SDS	Повітря
Лисичанськ	Україна	1943 – 1963	B	0,4	400	3,2	SDS	Повітря
Горлівка	Україна	1935 – 1941	B	1,9	40	3,9 – 10,3	SDS	O_2/H_2O
Підмосковна	СРСР	1940 – 1962	L/SB	2 – 3	40 – 55	3,4 – 6	LVW	Повітря
Буа-ла-Дам	Бельгія	1948	A	1	–	2,5	–	–
Ньюман Спінні	Велика Британія	1949 – 1959	SB	1	75	1,4 – 2,6	–	Повітря
Південно-Абінська	СРСР	1955 – 1989	B	2 – 3	100 – 138	4,1 – 12,1	LVW	Повітря
Шацька	СРСР	1959	L	2	50	3,2	LVW	Повітря
Ангренська	Узбекистан	1961 – ongoing	L/SB	4 – 9	110 – 150	3,4 – 3,9	LVW	Повітря
Ханна 1	США	1973 – 1974	HVB	9	120	3,4	LVW	Повітря
Ханна 2	США	1975 – 1976	HVB	9	85	4,2 – 5,3	LVW	Повітря
Ханна 2	США	1977	HVB	9	85	4,1	LVW	Повітря
Хое Крик 1	США	1976	HVB	7,5 – 8	40	3,6	LVW	Повітря
Ханна 3	США	1977	HVB	9,1	84	4,1	–	Повітря
Хое Крик 2А	США	1977	HVB	7,5 – 8	40	3,4	LVW	Повітря
Хое Крик 2Б	США	1977	HVB	7,5 – 8	40	9,0	LVW	O_2/H_2O
Ханна 4	США	1977 – 1979	HVB	9,1	40	4,1	–	Повітря
Хое Крик 3А	США	1979	HVB	7,5 – 8	40	3,9	LVW	Повітря
Хое Крик 3Б	США	1979	HVB	7,5 – 8	40	6,9	LVW	O_2/H_2O
Прісттаун	США	1979	B	1,8 – 2	270	6,1	LVW	Повітря
Роллінс 1А	США	1979	SB	18	105	5,6	SDS	Повітря
Роллінс 1Б	США	1979	SB	18	105	8,1	SDS	O_2/H_2O
Роллінс 2	США	1979	SB	18	130 – 180	11,8	–	O_2/H_2O
Броуї-ан-Артуа	Франція	1981	A	–	1200	–	–	–
Тулін	Бельгія	1982 – 1984	SA	6	860	7,0	LVW	Повітря
Централія А	США	1984 – 1985	SB	6	75	9,7	CRIP	O_2/H_2O
Централія Б	США	1984 – 1985	SB	6	75	8,4	LVW	O_2/H_2O
От-Дьєль	Франція	1985 – 1986	A	2	880	–	–	–
Thulin	Франція	1986 – 1987	SA/A	6	860	7,0	LVW	Повітря
Рокі Маунтін1А	США	1987 – 1988	SB	7	110	9,5	CRIP	O_2/H_2O
Рокі Маунтін 1Б	США	1987 – 1988	SB	7	110	8,8	LVW	O_2/H_2O
Сіньхе	Китай	1994	B	3,5	80	11,8	LT	Повітря/H_2O
Лючжуан	Китай	1996	HVB	3	100	12,2	LT	Повітря/H_2O
Ель Тремедаль	Іспанія	1997	SB	2	580 – 600	6,6 – 10,9	CRIP	O_2/H_2O
Сіньвень	Китай	2000	HVB	1,8	100	10,4	LT	Повітря/H_2O
Шиншила 1	Австралія	2000	SB	10	132	4 – 5	LVW	Повітря
Фейчан	Китай	2001	B	1,5	90	5,1	LT	Повітря
Сіянь	Китай	2001	A	6	190	11,9	LT	Повітря/H_2O
Сунцянь	Китай	2002	B	2	80	8,5	Tunnel	Повітря
Шиншила 3	Австралія	2007	SB	10	132	4 – 5	LVW	Повітря
Маюба	ПАР	2007	B	3,5 – 4,5	285	6,2	LVW	Повітря
Шиншила 4	Австралія	2009	SB	10	132	4 – 8	CRIP	Повітря
Бладвуд Панель 1	Австралія	2009	SB	8 – 10	200	5 – 12	CRIP	O_2/H_2O
Шиншила 5	Австралія	2011	SB	5,5	132	4 – 11	CRIP	O_2/H_2O
Бладвуд Панель 2	Австралія	2011	SB	8 – 10	200	5 – 6	CRIP	O_2/H_2O
Свон Хіллс	Канада	2011	HVB	4,5	1400	16	CRIP	O_2/H_2O
Аляска SHR	США	2012	L/SB	1 – 12	50 – 650	3,3 – 5	LVW	Повітря
Вєчорек	Польща	2014	SB	5,5	464	3,4	SM	Повітря, O_2, CO_2

*A – антрацит; B – бітумінозне (кам'яне); L – лігніт (буре вугілля); SA – напівантрацит; SBB – суббітумінозне; HVC – високолетке бітумінозне

**CRIP – контрольована точка подачі дуття; LT – довгий тунель; LVW – сполучені вертикальні свердловини; SDS – крутопадаючі пласти; SM – шахтний метод

До 1952 року більшість міжнародних випробувань підземної газифікації ґрунтувалися на будівництві підземних виробок, де процес газифікації відбувався безпосередньо в цих виробках або в свердловинах, пробурених із них у вугільний пласт. Випробування здебільшого проводилися на крутопадаючих пластах. У середині 1950-х років було розроблено дві альтернативні технології створення каналів у вугільному пласті без залучення ручної праці та масштабної підготовки підземних виробок. В одному з методів формували канал шляхом його випалювання під дією подачі повітря під високим тиском. В іншому методі використовували потужний електричний струм для займання вугілля, що спричиняло утворення тріщин, через які могло проходити повітря. У Великій Британії проводили випробування щодо створення каналів у вугільному пласті методом направленого буріння. Найтривалішу та наймасштабнішу програму з підземної газифікації вугілля реалізовували в СРСР, де дослідження розпочалися на початку 1930-х років і тривали до 1990-х років. Вони дійшли до комерційної стадії, коли отриманий газ використовувався для виробництва електроенергії. З 1946 по 1958 рік Бюро шахт США проводило комплексні польові дослідження підземної газифікації в місті Горгас, штат Алабама. Подібні дослідження здійснювалися в місті Честерфілд (Велика Британія). Однак обидві програми було припинено через те, що зібрані дані вказували на економічну недоцільність процесу на той час. Попри це, з моменту перших експериментів технологія підземної газифікації вугілля зазнала суттєвого розвитку [43 – 46].

Останнім часом значна увага приділяється реалізації проєктів підземної газифікації вугілля у таких країнах, як Китай, Австралія та Південна Африка, де синтез-газ, отриманий методом ПГВ, використовується для забезпечення роботи електростанцій та хімічних підприємств. Крім того, проєкти ПГВ знаходяться на стадії планування в Канаді та США. Зокрема, Китай став світовим лідером у розвитку технології підземної газифікації, розпочавши з 1991 року 16 пілотних проєктів. На сьогодні група Xin Wen Coal Mining у провінції Шаньдун експлуатує шість реакторів ПГВ, які виробляють синтез-газ для побутових потреб населення. Ще один проєкт у провінції Шаньсі використовує

генераторний газ для виробництва аміаку та водню. За межами країн колишнього СРСР одним із найбільш масштабних проєктів підземної газифікації був об’єкт Chinchilla в австралійському штаті Квінсленд. Цей проєкт діяв у період з 1997 по 2003 рік, газифікуючи близько 30 тис. т бурого вугілля [47 – 53].

На сьогодні дослідники з різних країн, зокрема Китаю, США, Індії, Австралії, України, Польщі, Бразилії, Канади, Бангладешу та Великої Британії, активно працюють над удосконаленням технології підземної газифікації вугілля [54 – 58]. Якщо сучасні програми підземної газифікації вугілля будуть успішними, це дасть змогу залучити до використання значні запаси вугілля, які наразі вважаються економічно недоцільними для видобутку [59]. Безпосереднє використання низькокалорійного газу, отриманого в процесі підземної газифікації, для виробництва електроенергії або задоволення потреб промислових підприємств усуває необхідність проведення метанізації, яка зазвичай потрібна для перетворення газу в синтетичний природний газ або навіть для отримання водню [60 – 63]. Таким чином, існує потенціал для прямого виробництва синтетичного природного газу і водню. Загалом пул поточних польових, маломасштабних та великомасштабних експериментальних досліджень вказує на економічні та екологічні переваги підземної газифікації порівняно з традиційними методами використання вугілля.

1.2 Аналіз наукової активності в галузі підземної газифікації вугілля

1.2.1 Бібліометричний аналіз наукових публікацій

Попри глобальний перехід до відновлюваних джерел енергії, традиційна вугільна енергетика продовжує відігравати важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки багатьох країн. Щільне поширення вугілля, наявність розвиненої інфраструктури його видобутку та споживання, а також значні розвідані запаси зумовлюють збереження його частки в глобальному енергетичному балансі. Водночас інтенсивне спалювання вугілля супроводжується викидами парникових газів, передусім діоксиду вуглецю, що викликає підвищену критику з боку екологічної спільноти. У відповідь на ці

виклики активно розвиваються так звані «чисті» вугільні технології (Clean Coal Technologies), які спрямовані на зниження негативного впливу на навколишнє середовище. Серед них одне з провідних місць займає газифікація вугілля – процес, що дає змогу перетворювати вугілля на генераторний газ (синтез-газ) для подальшого використання в енергетичних або хімічних технологіях. Порівняно з прямим спалюванням, газифікація забезпечує вищу енергоефективність та нижчий рівень викидів. Особливу увагу дослідників привертає технологія ПГВ, яка дає змогу залучати до розробки забалансові запаси без потреби у створенні традиційної інфраструктури, з мінімальним впливом на земну поверхню.

Аналіз публікаційної активності є важливим інструментом для вивчення динаміки змін в тенденціях наукових досліджень та визначення актуальних напрямів. Для обґрунтування актуальності теми даного дослідження було здійснено бібліометричний аналіз публікаційної активності напряму «газифікації», з особливим акцентом на підземну газифікацію та новітній напрям – когазифікацію. Джерелом для аналізу обрано реферативну базу даних Scopus, яка забезпечує якість індексації рецензованих наукових публікацій і дає змогу гнучко працювати з розширеними пошуковими фільтрами. Пошук охоплював період з 1970 по 2025 рік з прогнозом динаміки до 2030 року, і виконувався за полями “Title, Abstract, Keywords” з використанням таких пошукових комбінацій:

– *“coal gasification”* – для визначення загальної динаміки публікацій, присвячених технології газифікації вугілля;

– *“underground coal gasification”* OR “*in-situ coal gasification”* OR *“insitu coal gasification”* OR *“in situ coal gasification”* – для ідентифікації публікацій, пов’язаних із підземною газифікацією вугілля;

– *“co-gasification”* OR *“cogasification”* – для виділення праць, присвячених когазифікації, як інноваційному напряму отримання генераторного газу.

Зібрані дані були агреговані за роками та напрямами і піддані кількісному аналізу. Отримані результати подано у вигляді графіка (Рисунок 1.1), який відображає зміну кількості публікацій за кожним із обраних напрямів протягом досліджуваного періоду.

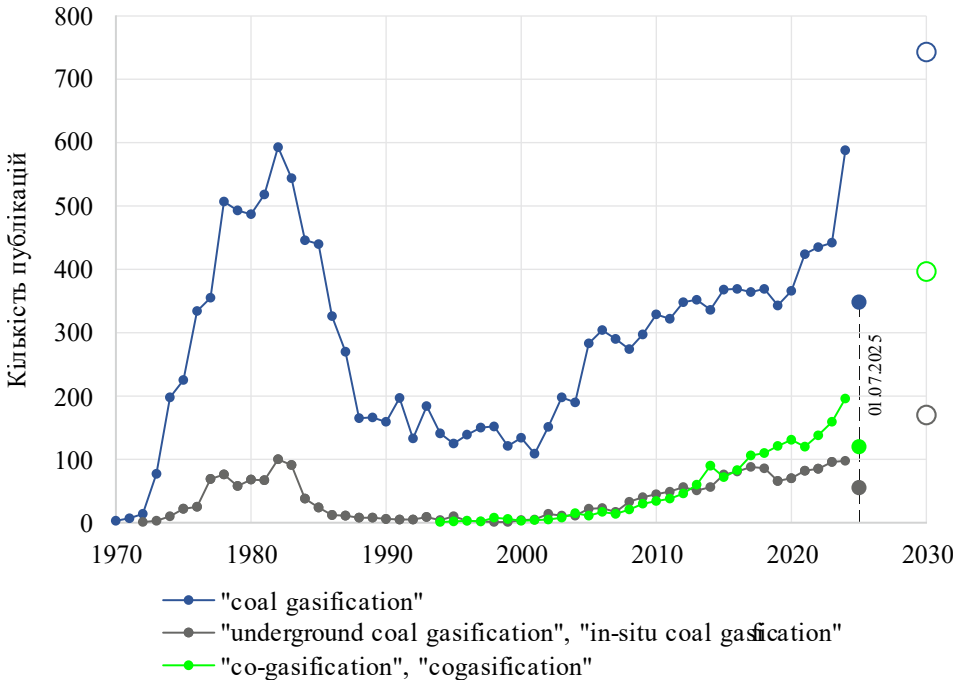


Рисунок 1.1 – Динаміка публікаційної активності за напрямами *“coal gasification”, “underground coal gasification”* та *“co-gasification”* за період 1970 – 2025 рр. з прогнозом до 2030 р.

Аналіз отриманих результатів засвідчив, що напрям газифікації вугілля має чітко виражену хвилеподібну динаміку розвитку. Перший пік наукової активності зафіксовано в 1982 році (593 публікації на рік), після чого спостерігалося поступове зниження. Проте з початку 2000-х років, а особливо у 2023 – 2025 роках, відбувається стрімке збільшення кількості публікацій, що ймовірно пов’язане з підвищеною увагою до питань декарбонізації та розвитку низьковуглецевих технологій.

Підземна газифікація вугілля продемонструвала короткочасне підвищення наукового інтересу у 1970 – 1980-х роках, після чого активність знизилась. Починаючи з 2005 року, спостерігається стійке збільшення кількості досліджень помірними темпами. Така стабільність свідчить про збереження інтересу до ПГВ як до потенційно безпечної та економічно доцільної альтернативи традиційним способам видобутку вугілля.

Напрям когазифікації, перші згадки про який почали з’являтися після 1994 року, демонструє експоненційне підвищення публікаційної активності.

Починаючи з 2016 року, кількість публікацій за цим напрямом перевищує аналогічні показники підземної газифікації. Така динаміка пояснюється інтеграцією когазифікації у концепцію циркулярної економіки, її адаптивністю до різних видів відновлюваної сировини та високим потенціалом щодо зменшення вуглецевого сліду.

Очікується, що у коротко- та середньостроковій перспективі, щонайменше до 2030 року, збережеться тенденція збільшення кількості публікацій за всіма трьома розглянутими напрямами. Проведений бібліометричний аналіз підтверджує збереження актуальності підземної газифікації вугілля в поєднанні з потужним розвитком когазифікаційних технологій, що обґрунтовує доцільність подальших досліджень у цьому напрямі в рамках даної дисертаційної роботи.

1.2.2 Виявлення чинників наукової активності дослідження підземної газифікації вугілля

З метою глибшого розуміння закономірностей підвищення або зниження публікаційної активності напрямку газифікації вугілля доцільно проаналізувати зовнішні макроекономічні чинники, зокрема зміни на світовому енергетичному ринку. Вартість традиційних енергоносіїв, насамперед нафти, виступає важливим індикатором енергетичних тенденцій, що суттєво впливає на формування стратегічних пріоритетів як у державній енергетичній політиці, так і в науково-дослідній діяльності.

Науково-технічний прогрес у галузі енергетики нерозривно пов’язаний із соціально-економічними процесами. Підвищення світових цін на нафту, як правило, стимулює активний пошук альтернативних джерел енергії, здатних забезпечити енергетичну незалежність і знизити залежність від імпорту вуглеводнів. Саме в такі періоди підвищується інтерес до вугілля, зокрема технології газифікації, яка може слугувати основою для створення стійких енергетичних систем.

На Рисунку 1.2 наведено динаміку зміни середньої щомісячної ціни на нафту марки Brent у 1970 – 2025 роках у двох форматах: за фактичними (номінальними) значеннями та з урахуванням індексу споживчих цін (CPI), що дає змогу оцінити зміну реальної купівельної спроможності долара США. Такий підхід дає змогу адекватно порівнювати цінові рівні в різних історичних періодах і більш точно ідентифікувати фази реального подорожчання нафти. Як видно з графіка, з урахуванням інфляції реальна вартість нафти під час нафтових криз 1970 – 1980-х років була значно вищою, ніж це відображено в номінальних цінах.

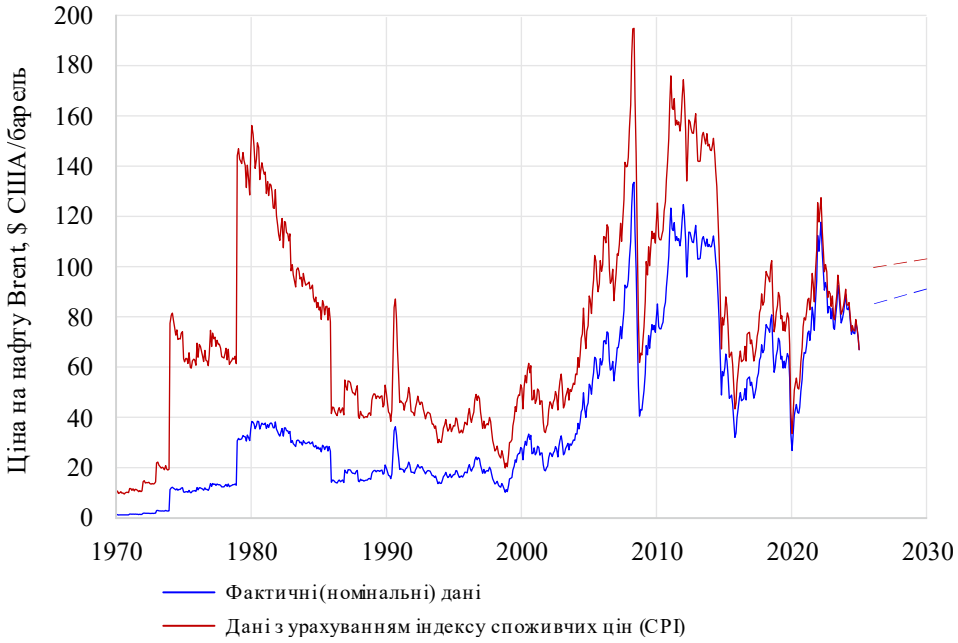
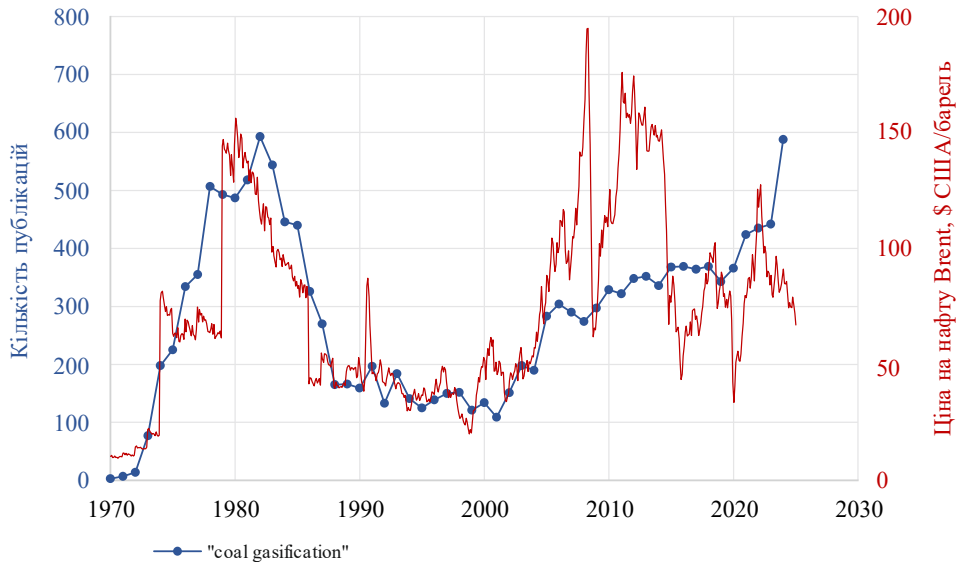


Рисунок 1.2 – Зміна середньої щомісячної вартості нафти Brent за фактичними даними та з урахуванням індексу споживчих цін (CPI) з прогнозом до 2030 р.

Щоб встановити потенційний зв’язок між динамікою цін на нафту та розвитком альтернативних енергетичних технологій, зокрема газифікації вугілля, доцільно здійснити порівняльний аналіз бібліометричних та економічних показників. На Рисунку 1.3а, б наведено суперпозицію кількості наукових публікацій (за даними Scopus) зі зміною реальної вартості нафти марки Brent, скоригованої за індексом споживчих цін.

(а)



(б)

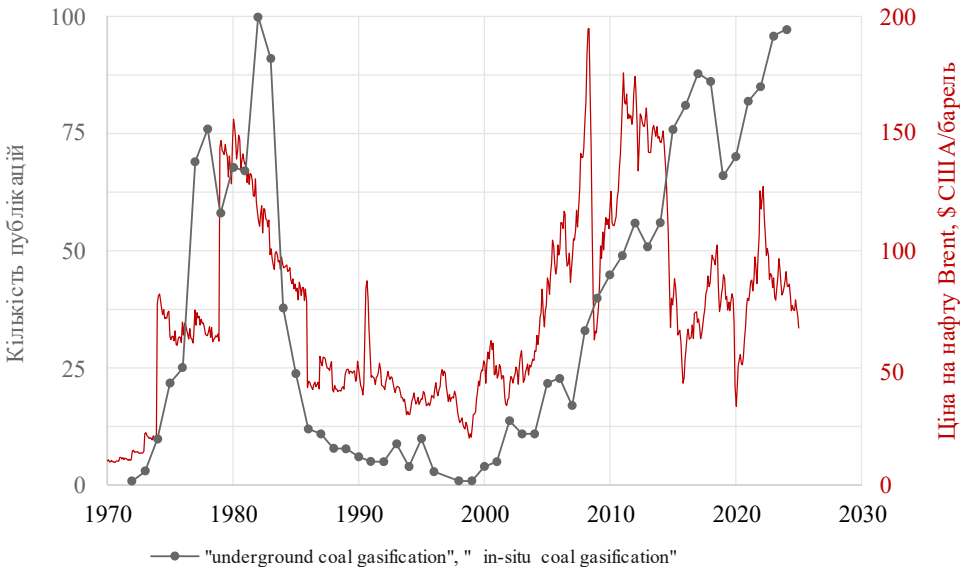


Рисунок 1.3 – Порівняння динаміки зміни цін на нафту Brent з урахуванням CPI з кількістю публікацій: (а) – за напрямом *“coal gasification”*; (б) – за напрямом *“underground coal gasification”*

Як видно з Рисунка 1.3а, пік наукової активності з газифікації вугілля у 1982 році (593 публікації) майже повністю збігається з періодом другої нафтової кризи (1979 – 1983 рр.), коли реальна вартість нафти перевищила 140 $/барель у цінах 2025 року. Це підтверджує гіпотезу про чутливу реакцію наукової спільноти на підвищення цін на нафту, що стимулює інтенсифікацію досліджень у сфері альтернативних джерел енергії, включно з газифікацією вугілля.

У 1990-х роках, на тлі стабілізації нафтових котирувань, відбулося поступове зниження інтересу до цієї тематики. Водночас нова хвиля енергетичних викликів у 2005 – 2014 роках, зокрема підвищення цін на нафту та геополітична напруженість, знову спричинила збільшення кількості публікацій з напрямку газифікації вугілля.

Аналогічна залежність простежується і для напряму підземної газифікації вугілля (Рисунок 1.3б). Початкове підвищення публікаційної активності у 1970 – 1980-х роках, викликане світовими нафтовими кризами, змінилося періодом спаду у 1990-х роках. Однак з 2005 року спостерігається поступове, але стійке відновлення інтересу до цієї технології. Це підвищення добре корелює з черговими фазами підвищення цін на нафту (2007 – 2008 рр., 2011 – 2014 рр.), а також із сучасними тенденціями на децентралізацію енергопостачання та розвиток локальних джерел енергії. У цьому контексті підземна газифікація розглядається як безпечна та ефективна стратегія залучення вугілля в енергетичний баланс світової економіки.

Проведений аналіз підтверджує, що наукова активність у сфері альтернативних технологій, зокрема газифікації, є чутливою до глобальних коливань на енергетичних ринках. Періоди різкого підвищення цін на нафту, особливо в реальному обчисленні з урахуванням інфляції, виступають потужним зовнішнім тригером для активізації наукових досліджень, орієнтованих на розробку енергонезалежних і технологічно адаптивних рішень.

1.2.3 Аналіз регіональної структури публікаційної активності та наукових колаборацій

З метою визначення регіональних особливостей розвитку наукових досліджень у сфері підземної газифікації вугілля було проведено аналіз географічного розподілу публікацій за країнами та авторами. Такий аналіз дає змогу виявити не лише країни-лідери за кількістю наукових праць, а й характер міжнародної співпраці, що є важливим чинником для формування глобальних дослідницьких кластерів.

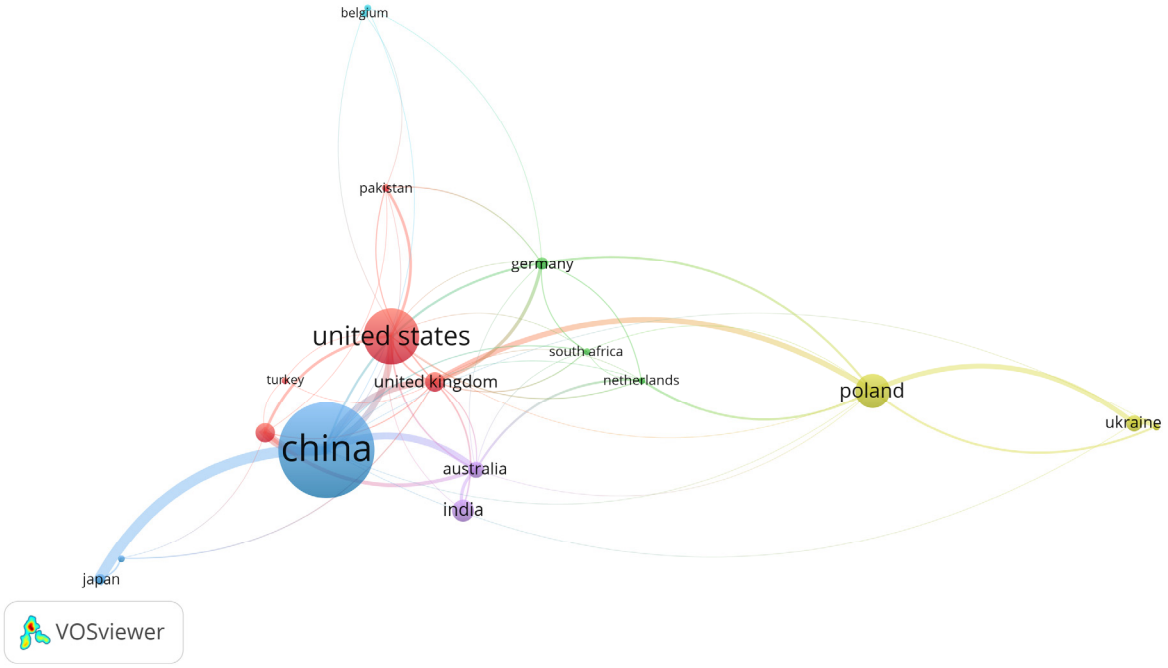
Для побудови карти співпраці використано дані бази Scopus із застосуванням фільтра TITLE-ABS-KEY (*“underground coal gasification”* OR *“in-situ coal gasification”* OR *“insitu coal gasification”* OR *“in situ coal gasification”*), що забезпечує релевантність добірки саме для підземної газифікації. Бібліографічні дані було оброблено у програмі VOSviewer Лейденського університету [64], яка дає змогу візуалізувати структуру співпраці між країнами за типом аналізу *“*Co-authorship – Countries*”*, із використанням повного підрахунку (full counting). Пороговим критерієм відбору було встановлено щонайменше 10 документів на країну.

На Рисунку 1.4а наведено мережеву кластерну карту співпраці між країнами, що беруть участь у дослідженнях з підземної газифікації. Розмір вузлів (кіл) відображає кількість публікацій, пов’язаних з авторами з відповідної країни, а товщина ліній між вузлами – інтенсивність наукової взаємодії між ними. На Рисунку 1.4б наведено темпоральну візуалізацію яка ілюструє в який період найбільш активно формувалася наукова співпраця тієї чи іншої країни. Кольорова шкала відображає середній рік публікацій для кожного вузла.

Аналіз показує, що Китай є абсолютним лідером за кількістю публікацій (536 документів), а також має найвищий показник загальної сили зв’язків (total link strength = 87), що свідчить про активну міжнародну наукову співпрацю. США, хоча і поступаються Китаю за обсягом документів (277 документів), утримують сильну позицію як центр співавторства у глобальній мережі. Значну активність демонструють також Польща (153), Індія (87), Велика Британія (78), Канада (77), а також Україна та Австралія (60).

Помітно, що Польща та Україна, хоча й мають менші абсолютні показники порівняно з провідними країнами, формують відокремлений субкластер, що вказує на активну взаємодію в рамках регіонального наукового співробітництва. Наявність таких зв’язків свідчить про формування Європейської школи ПГВ-досліджень, що має потенціал для посилення своєї позиції у глобальному науковому просторі.

(а)



(б)

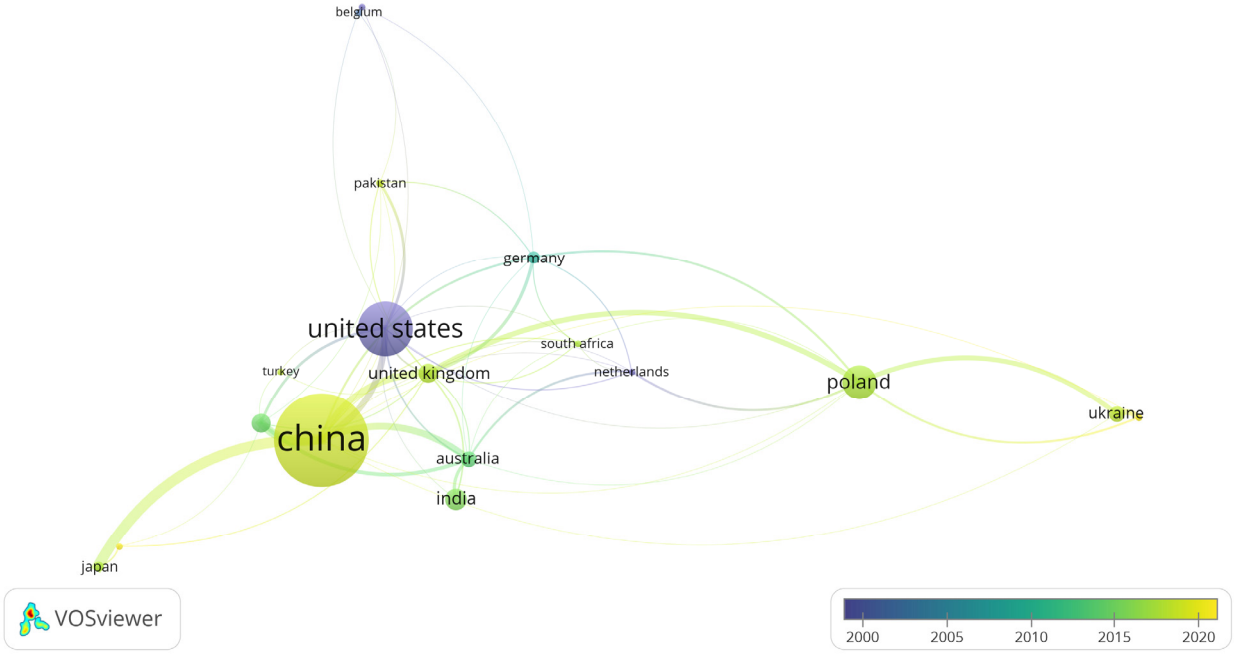


Рисунок 1.4 – Візуалізація співпраці між країнами за напрямом *“underground coal gasification”*: (а) – мережева кластерна карта; (б) – мережева темпоральна карта

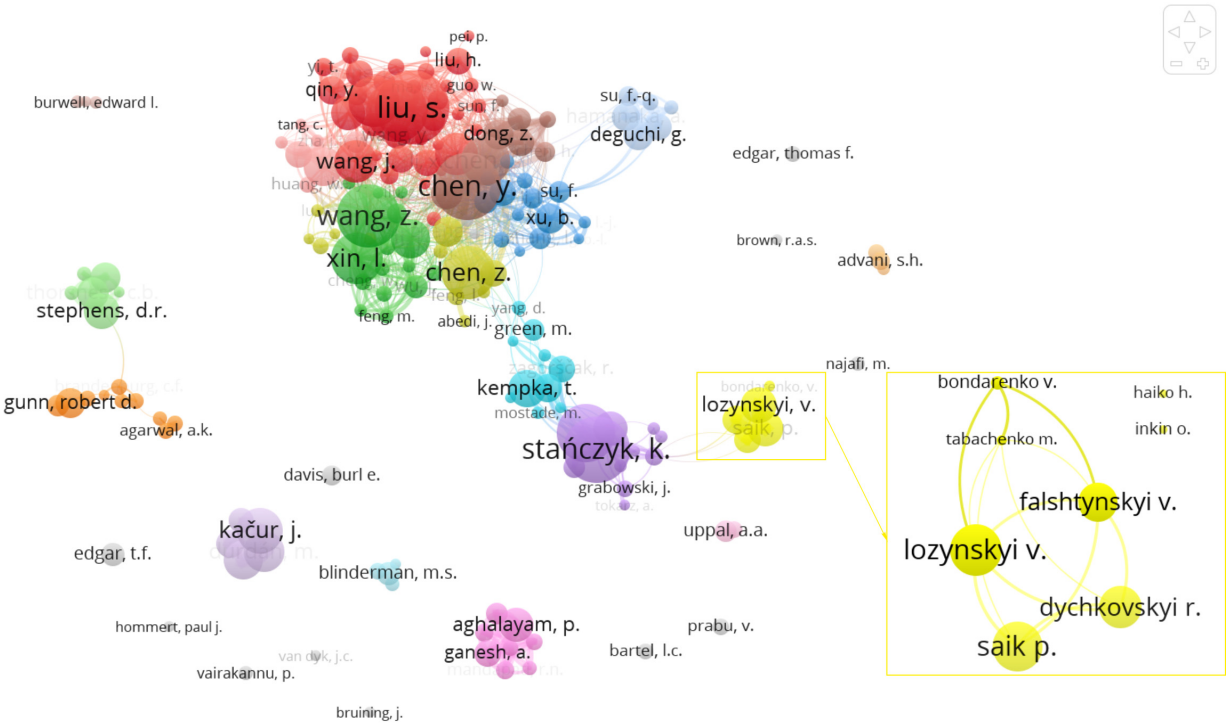
Темпоральна динаміка (Рисунок 1.4б) демонструє, що США, Бельгія та Велика Британія були особливо активними учасниками досліджень до 2000-х років. У той час як Китай, Польща, Україна, Індія та Австралія продемонстрували значну активізацію дослідницької діяльності протягом останніх 10 – 15 років, що відповідає сучасному сплеску інтересу до низьковуглецевих технологій.

Особливо варто відзначити Китай, який не лише зберігає лідерство у кількісному вимірі, а й є одним із найновіших драйверів інновацій у сфері ПГВ. Україна, у свою чергу, входить до пулу країн, що активно нарощують наукову присутність у тематиці підземної газифікації, переважно з 2008 року.

Окрім аналізу національного розподілу публікаційної активності, важливим є ідентифікація ключових авторів і дослідницьких груп, які формують ядро глобальної наукової спільноти у сфері підземної газифікації вугілля. Для цього було проведено бібліометричне дослідження з використанням даних бази Scopus за аналогічним пошуковим фільтром: TITLE-ABS-KEY(*“underground coal gasification”* OR *“in-situ coal gasification”* OR *“insitu coal gasification”* OR *“in situ coal gasification”*). Зібрані дані були оброблені у програмному забезпеченні VOSviewer, із застосуванням методу співавторства за авторами (co-authorship, full counting), при цьому порогове значення становило не менше 5 публікацій на одного автора. На Рисунку 1.5а наведено мережеву кластерну візуалізацію співпраці між окремими дослідниками, а на Рисунку 1.5б мережеву темпоральну візуалізацію їхньої публікаційної активності.

Як видно з мережевої кластерної карти (Рисунок 1.5а), центральне місце у світовій науковій спільноті займають дослідники з Китаю, Польщі, Словаччини та України, які формують щільні національні й трансконтинентальні кластери. Найбільші групи пов’язані між собою через активне співавторство та міжінституційну співпрацю.

(а)



(б)

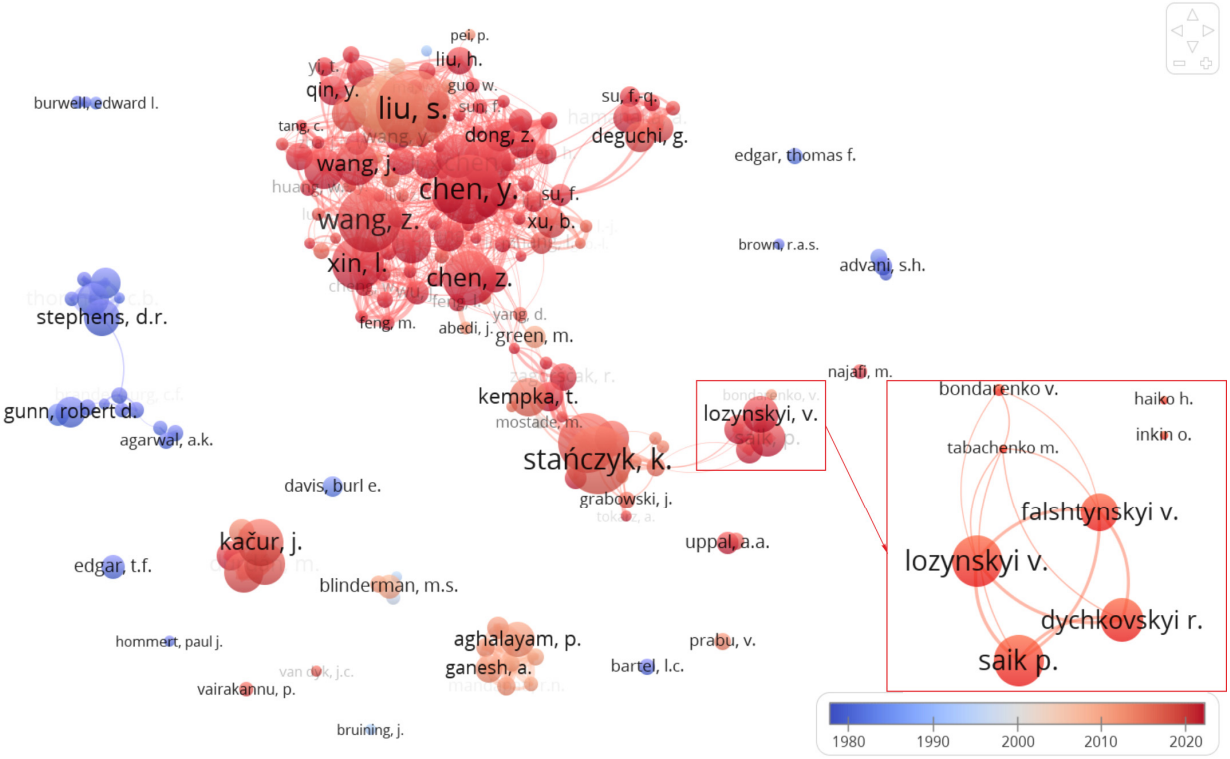


Рисунок 1.5 – Візуалізація співпраці між авторами за напрямом *“underground coal gasification”*: (а) – мережева кластерна карта; (б) – мережева темпоральна карта

Зокрема, до провідних дослідників належать:

– Kapusta K., Stańczyk K. (Польща) – понад 40 публікацій; очолюють один із найстабільніших наукових кластерів у Європі;

– Chen Y., Liang J., Liu S., Xin L., (Китай) – понад 30 публікацій кожен; утворюють густу мережу співавторства, що охоплює більшість китайських дослідницьких інститутів у сфері ПГВ;

– Durdán M., Kačur J., Laciak M. (Словаччина) – понад 25 публікацій; формують ізольований, але добре організований науково-технічний кластер;

– Бондаренко В., Гайко Г., Дичковський Р., Інкін О., Фальштинський В., Саїк П. (Україна) – активна дослідницька група, що виокремлена на карті як український кластер.

Темпоральна візуалізація (Рисунок 1.5б) дає змогу оцінити динаміку появи наукових груп у цій сфері. Згідно з кольоровим шкалуванням, найактивніші дослідники з Китаю, Польщі та України публікують переважно у період після 2008 року, що відповідає новому витку інтересу до технологій підземної газифікації в контексті енергетичного переходу.

Цікавою особливістю є змістове групування. Китайські науковці домінують у напрямі фундаментальних та прикладних досліджень, польські та словацькі науковці – в експериментальних дослідженнях, тоді як українська група приділяє значну увагу геомеханічним аспектам ПГВ та адаптації технологій до складних гірничо-геологічних умов.

Важливим доповненням до карти наукового впливу є аналіз джерел фінансування. За даними бази Scopus, ключовими спонсорами досліджень у сфері підземної газифікації вугілля є National Natural Science Foundation of China, Ministry of Science and Technology of the People’s Republic of China, Research Fund for Coal and Steel, European Commission, Ministry of Education of the People’s Republic of China, що підтверджує високий рівень підтримки досліджень у Китаї й системну фінансовану політику Європейського Союзу, щодо досліджень альтернативних технологій видобування вугілля.

1.2.4 Наукові тренди інтенсифікації процесу газифікації

З метою виявлення провідних напрямів наукових досліджень, спрямованих на інтенсифікацію процесів газифікації вугілля, було проведено систематичний огляд публікацій із використанням методологічного підходу PRISMA 2020 (Preferred Reporting Items for Systematic Reviews and Meta-Analyses / Бажані елементи звітності для систематичних оглядів і мета-аналізів). Застосування PRISMA дає змогу формалізувати процедуру відбору джерел, забезпечити її відтворюваність, прозорість та об'єктивність, а також сформувати узагальнену картину наукових трендів [65].

PRISMA передбачає послідовне проходження етапів: ідентифікація публікацій у базах даних, первинне фільтрування, перевірка на відповідність критеріям включення та тематичний аналіз. Такий підхід є особливо доречним у техніко-технологічних галузях, де інтенсивний науковий розвиток призводить до великої кількості джерел, які потребують фокусного перегляду для виділення сутнісних дослідницьких напрямів. Для систематизації огляду було побудовано PRISMA-діаграму (Рисунок 1.6) з використанням онлайн інструменту [65], яка візуалізує кількісні етапи фільтрації джерел.

На першому етапі ідентифікації у базі даних Scopus було виявлено 2037 наукових записів, що містили ключові слова, пов'язані з підземною газифікацією вугілля в заголовках, анотаціях та ключових словах. Після перевірки доступності через НБД Scopus не було отримано доступу до повних метаданих 220 документів, унаслідок чого для скринінгу залишилося 1817 документів. На наступних етапах відбору було виключено документи за низкою попередньо визначених критеріїв:

– 516 документів було виключено як застарілі (опубліковані до 2000 р.);

– 25 документів вилучено через походження із терористичної держави;

– 56 документів не відповідали вимогам до типу публікації;

– 102 документи належали до неперіодичних джерел;

– 203 документи опубліковані іншими мовами, ніж англійська, без перекладу;

– 291 документ не містив повного тексту;

– 520 документів було виключено після ручного перегляду як нерелевантні.

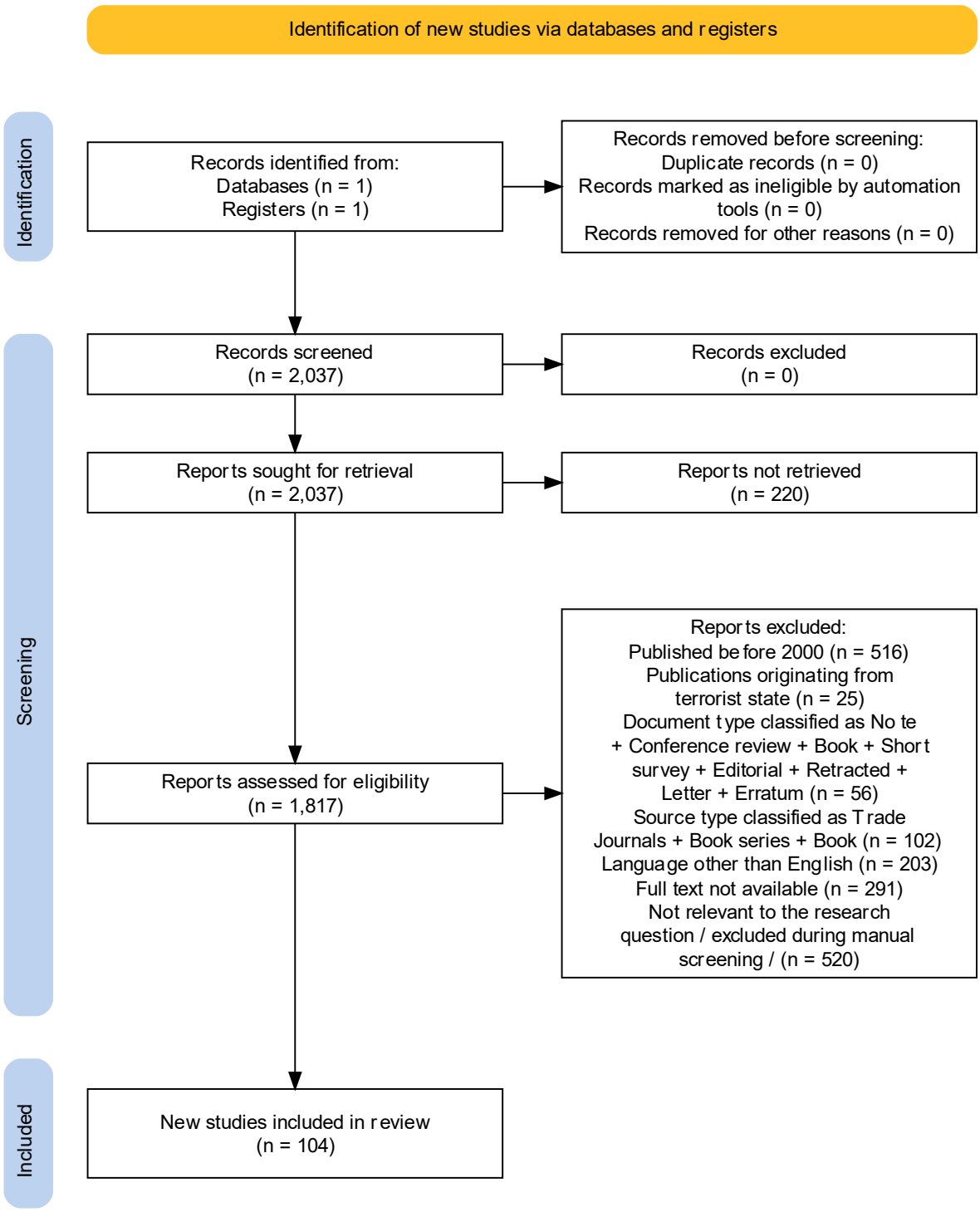


Рисунок 1.6 – PRISMA-діаграма відбору публікацій для систематичного огляду за напрямом інтенсифікації процесу газифікації вугілля

У результаті виконання всіх етапів фільтрації до остаточного аналізу було включено 104 документи, які повністю відповідали критеріям включення. На основі зазначеного пулу документів було здійснено тематичне групування наукових підходів до інтенсифікації процесу газифікації вугілля.

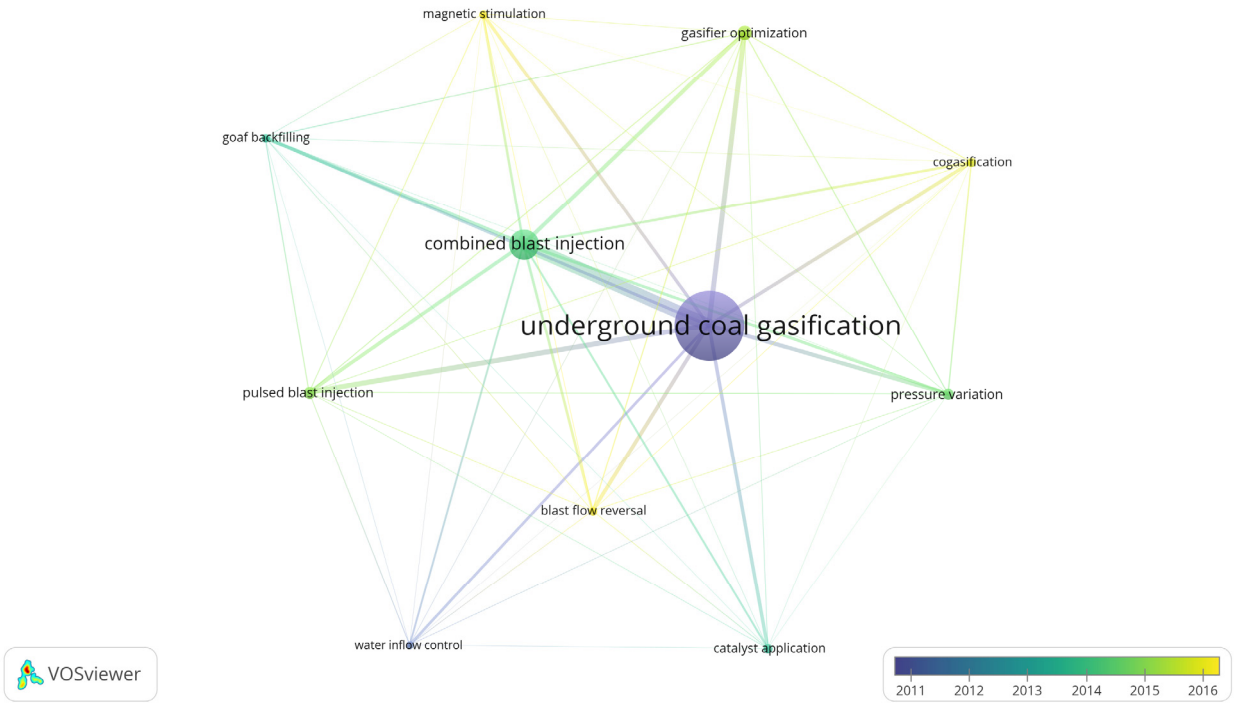
Для тематичного групування було застосовано інструмент Elicit (Systematic Review Pro) [66] – платформу, яка використовує штучний інтелект для проведення систематичних оглядів на основі релевантних джерел. Її використання дало змогу пришвидшити семантичне зіставлення формулювань із різних публікацій, виявити повторювані технічні рішення та класи функціональних підходів, а також сформувати логічно-обґрунтовану класифікацію трендів. Результатом стало виокремлення 10 ключових способів інтенсифікації процесу газифікації вугілля (Таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Основні способи інтенсифікації процесу газифікації вугілля, визначені на основі систематичного огляду публікацій (2000 – 2025 роки)

№ з/п	Англійською	Українською
1	Combined blast injection	Комбінування дуттям
2	Pressure variation	Варіювання тиском
3	Pulsed blast injection	Застосування пульсуючого дуття
4	Blast flow reversal	Реверсування дуттьових потоків
5	Goaf backfilling	Закладання виробленого простору
6	Catalyst application	Використання каталізаторів
7	Magnetic stimulation	Використання магнітних полів
8	Gasifier optimization	Оптимізація конструкції газогенератора
9	Water inflow control	Керування припливом води
10	Co-gasification	Когазифікація

Для глибшого розуміння структури взаємозв’язків між визначеними способами інтенсифікації процесу газифікації вугілля було проведено аналіз семантичного співвживання термінів за допомогою програмного забезпечення VOSviewer. Джерелом слугували 104 відібрані публікації, де виконано аналіз появи ключових термінів наведених у Таблиці 1.2. Результати візуалізації термінологічних зв’язків між способами інтенсифікації підземної газифікації вугілля наведено на Рисунку 1.7а, б.

(а)



(б)

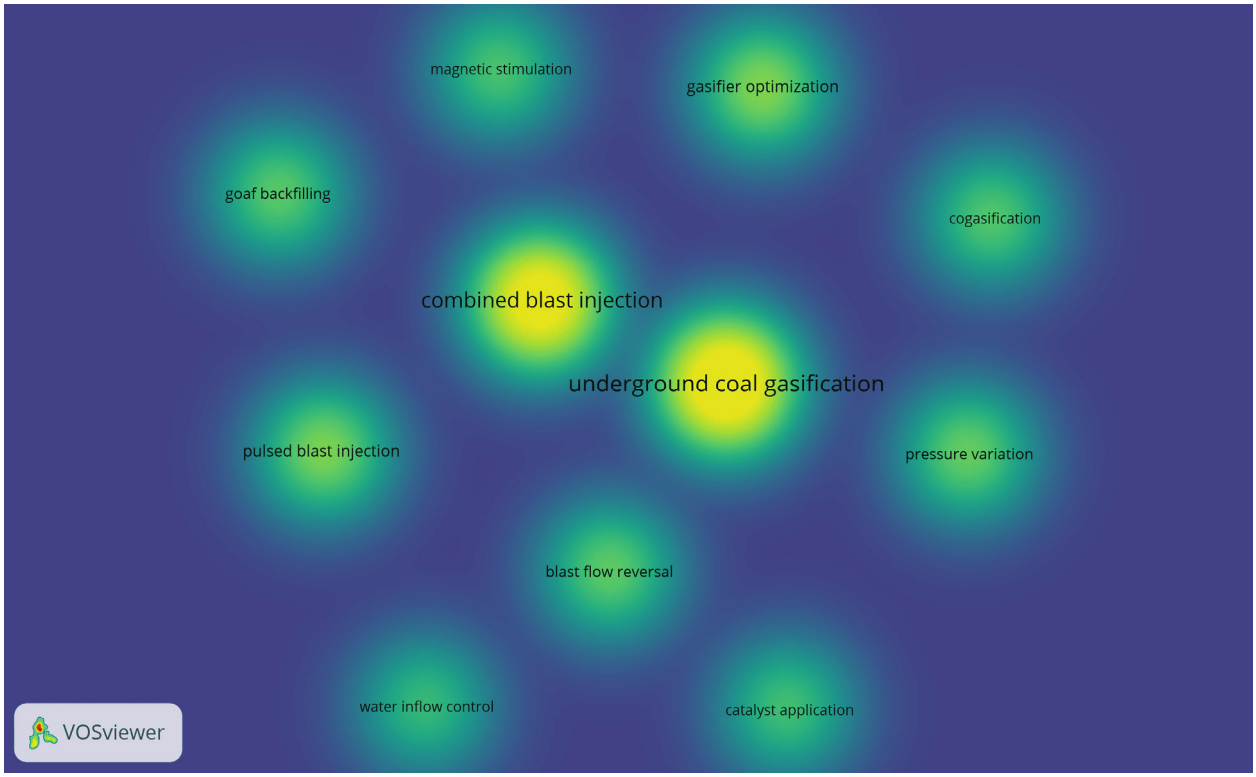


Рисунок 1.7 – Візуалізація термінологічних зв’язків між способами інтенсифікації підземної газифікації вугілля: (а) – мережева кластерна карта; (б) – мережева карта щільності

На Рисунку 1.7а зображено темпоральну карту зв'язків між концептами, де колір відображає середній рік появи термінів у вибраних публікаціях. Центральне місце в мережі посідає *"underground coal gasification"*, з яким безпосередньо пов'язані всі десять способів інтенсифікації.

Аналіз вказує на те, що найчастіше у зв'язку з ПГВ зустрічаються такі технології:

– *Combined blast injection* – один із найбільш цитованих і багатозв'язкових термінів, що відображає його значущість як базового елементу інтенсифікації;

– *Pressure variation*, *goaf backfilling* та *gasifier optimization* – утворюють вузли з високою кількістю спільних згадувань;

– *Combined blast injection*, *pulsed blast injection* та *blast flow reversal* – кластер керування подачею дуття;

– *Water inflow control*, *goaf backfilling*, *gasifier optimization* – кластер технологічного втручання в геотехнічне середовище;

– *Catalyst application* та *magnetic stimulation* – кластер реакційної модифікації середовища;

– *Co-gasification* та *magnetic stimulation* – розташовані на периферії, однак мають найвираженішу тенденцію до новизни (жовте забарвлення на Рисунку 1.7а), що вказує на відносне активне підвищення інтересу до них з 2015 року.

Кожен із визначених способів становить окремий науково-технологічний підхід, спрямований на підвищення ефективності процесу газифікації. У розділі 1.3 ці способи інтенсифікації розглянуто детальніше з наведенням конкретних прикладів їх реалізації, що представлені в наукових дослідженнях.

Таким чином, подальші дослідження доцільно зосередити на найбільш прогресивних напрямах інтенсифікації підземної газифікації вугілля, а саме *co-gasification* (когазифікація) та *magnetic stimulation* (використання магнітних полів). Обидва ці підходи демонструють ознаки новизни й підвищеного наукового інтересу, що підтверджується проведеним аналізом. Зокрема,

когазифікація за своєю суттю спрямована на отримання генераторного газу з підвищеним виходом водню, що є стратегічно важливим для розвитку сучасної водневої енергетики. В свою чергу, використання магнітних полів – це сучасний і перспективний напрям, спрямований на інтенсифікацію хімічних реакцій в окислювальній зоні газогенератора, що дає змогу створити високотемпературну зону окислення, яка є особливо актуальною під час газифікації пластів вугілля середньої та малої потужності.

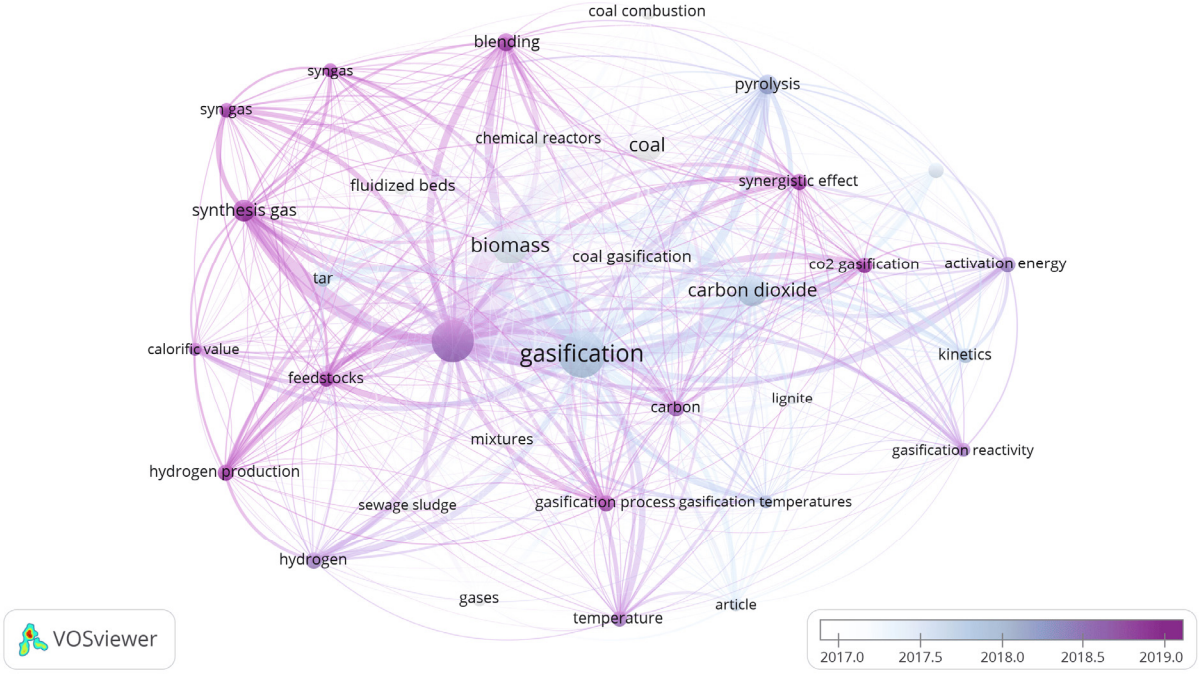
Щоб проілюструвати роль напряму когазифікації у контексті отримання водню, доцільно звернутися до термінологічної мережі, побудованої за результатами аналізу публікацій. На Рисунку 1.8а-в наведено візуалізацію ключових зв'язків між *co-gasification*, *hydrogen production* та *hydrogen*, що дає змогу виявити структурну важливість цього підходу в сучасних наукових дослідженнях.

На Рисунку 1.8а наведено мережу термінів, асоційованих із *co-gasification*, яка займає центральне місце серед досліджень з газифікації. Вона тісно пов'язана з такими ключовими термінами, як *biomass*, *feedstocks*, *synthesis gas* та *hydrogen production*, що свідчить про її багатофункціональність.

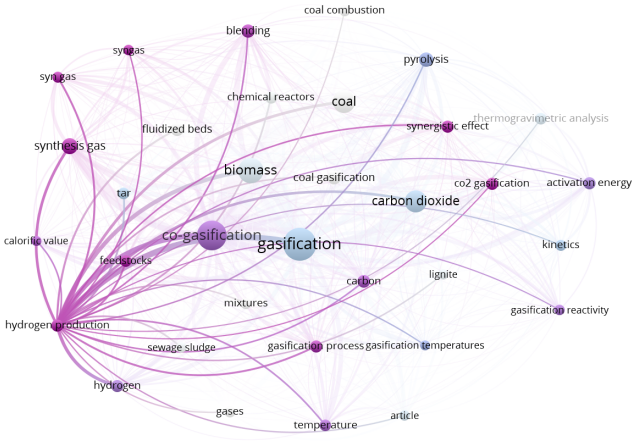
Потужна зв'язка *hydrogen production* з *co-gasification*, яка візуально підтверджена кількістю зав'язків, свідчить про те, що саме цей напрям є одним із найперспективніших для отримання водню з використанням змішаних сировинних потоків, зокрема вугілля та біомаси (Рисунок 1.8б). Утворена зв'язка підтверджується також частими згадками про *synthesis gas*, *syngas* та *syn gas*, які є основними продуктами процесу когазифікації.

Рисунок 1.8в деталізує позицію терміна *hydrogen* у загальній концептуальній мережі. Його тісна пов'язаність з *co-gasification* та *gasification process* вказує на підвищену увагу до оптимізації умов процесу когазифікації з метою збільшення виходу водню. Скупчення фіолетового забарвлення в цій зоні карти свідчить про високу частоту згадок цього напряму в публікаціях останніх років, тоді як класична газифікація, порівняно, відходить від основних трендів.

(а)



(б)



(в)

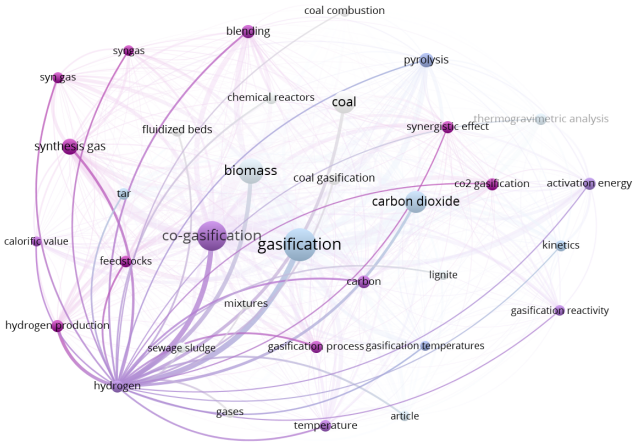


Рисунок 1.8 – Візуалізація термінологічних зв’язків напряму когазифікації: (а) – термін *co-gasification*; (б) – термін *hydrogen production*; (в) – термін *hydrogen*

Отже, аналіз термінологічної мережі на Рисунку 1.8а-в підтверджує важливість когазифікації у контексті отримання водню. Поєднання вугілля з біомасою або іншими вуглецевмісними відходами не лише сприяє зменшенню викидів CO_2, а й забезпечує підвищений вихід водню – ключового енергоресурсу майбутнього оскільки воднева енергетика набуває дедалі більшої актуальності у зв’язку з глобальними енергетичними трансформаціями та переходом до декарбонізованої економіки.

1.3 Критичний аналіз способів інтенсифікації процесу підземної газифікації вугілля

Експериментальні дослідження процесу ПГВ, які проводилися протягом останніх десятиліть підтверджують описаний у попередньому розділі хід газифікації. Водночас слід зазначити, що в природних умовах на загальну закономірність процесу газифікації вугілля впливає ціла низка дуже важливих факторів, таких як різноманітні фізичні умови, температура, тиск, властивості вугілля, склад підошви та покрівлі, кількість і якість реагентів дуття тощо. Ці фактори можуть взаємодіяти і додатково впливати на реакції та загальний перебіг газифікації [67 – 70].

Горіння вугілля складається з послідовності стадій, таких як сушка, сублімація летючих речовин, займання та горіння твердого коксового залишку, які взаємодіють один з одним [71]. Основною стадією процесу горіння є спалення коксового залишку вугілля, а саме вуглецю. Первинні хімічні реакції, взаємодія вуглецю з киснем, призводять до утворення монооксиду вуглецю і діоксиду вуглецю. Цей процес супроводжується вторинними реакціями відновлення. Процес газифікації вугілля дуже складний, оскільки поєднує в собі хімічні та фізичні процеси, такі як газоутворення, змішення та теплообмін. Ці процеси характеризують гідродинамічні, газодинамічні та термодинамічні явища, що впливають на процес газифікації твердого палива [72 – 74].

Під час нагрівання деяка частина органічних продуктів вугільного масиву розкладається і виділяється у вигляді пари і газів, що є летючою частиною. Частково ці летючі речовини встигають виділитися і згорають разом з вуглецем. Варто зазначити, що при повільному нагріванні спостерігається послідовне виділення летючих речовин і їх займання, а потім спалення коксового залишку, що містить органічну і мінеральну частини палива, а також золу [75 – 77].

Для збільшення виходу монооксиду вуглецю можна здійснити два підходи. По-перше, можна зменшити роль реакції його взаємодії з киснем шляхом посилення обдування поверхні вогневого вибою. Це сприяє підвищенню концентрації монооксиду вуглецю в продуктах газифікації. По-

друге, можна до дуття додати незначну кількість гальмуючих присадок (інгібіторів), які зменшать активність горіння монооксиду вуглецю. Також це призведе до підвищення швидкості горіння вуглецю, а відповідно і збільшення виходу монооксиду вуглецю у газових продуктах. Обидва підходи можуть бути застосовані для оптимізації процесу газифікації вугілля та збільшення виходу бажаних газових продуктів, таких як монооксид вуглецю.

Інтенсифікація процесу газифікації вугілля потребує деяких важливих умов. Для досягнення ефективності в газифікації насамперед важливо мати достатньо розвинену поверхню вугільного масиву, на якій відбуваються хімічні реакції. Крім того, необхідне безперервне підведення кисню (дуття) до поверхні вогневого вибою з дуттьових свердловин для збалансованого протікання хімічних реакцій газифікації [30, 78, 79].

Визначення ступеня перетворення вугільної речовини під час газифікації є дуже складним завданням, оскільки воно залежить від багатьох факторів та параметрів. Серед цих параметрів важливими є склад дуттьового потоку, тривалість контакту між дуттям і паливом, тиск, температура, елементарний склад вугілля, структура його пор, гідрогеологічні умови тощо. Крім того, велике значення має швидкість розкладання твердого палива під впливом термічної обробки. Цей процес також впливає на ступінь перетворення вугілля та склад газових продуктів, що утворюються під час газифікації. З урахуванням зазначених факторів і параметрів можна отримати більш точну і повну картину процесу газифікації вугілля і зрозуміти, які фактори мають найбільший вплив на ступінь перетворення палива та як досягти більш ефективного та оптимального результату [80].

Основний напрям інтенсифікації підземної газифікації пов’язаний з підвищенням інтенсивності гетерогенних процесів, що відбуваються на інтерфейсі між твердою і газоподібною фазами. Під час здійснення інтенсифікації цих процесів необхідно уважно розглядати і змінювати певні фактори, які суттєво впливають на швидкість процесу і вихід продуктів газоутворення (1.1 – 1.6).

$$C + 1/2O_2 = CO + q, \quad (1.1)$$

$$C + H_2O = CO + H_2 - q, \quad (1.2)$$

$$C + CO_2 = 2CO - q, \quad (1.3)$$

$$CO_2 \leftrightarrow CO + 1/2O_2 - q, \quad (1.4)$$

$$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O + q, \quad (1.5)$$

$$C + 2H_2 = CH_4 + q. \quad (1.6)$$

Швидкість хімічних реакцій залежить від різноманітних факторів, таких як характер взаємодіючих молекул та умови проведення процесу. Ці умови можуть охоплювати варіювання дуттьовими потоками, температури, тиску, гідродинаміки процесу (параметри пульсації та турбулізації дуття), стан поверхні розділу фаз (пористість і зольність вугілля, наявність водоприпливів, вологи), стійкість бокових порід та гірського тиску, а також особливості закладання (герметизації) виробленого простору.

Інтенсивність газифікації визначається активністю хімічних реакцій і прямо залежить від швидкості подачі кисню до маси вугілля та відведення продуктів газифікації. Взаємодія кисню з вугіллям відбувається досить повільно, за допомогою процесу дифузії. За підвищених температур, які мають місце під час газифікації (1100 – 1300°С), швидкість горіння визначається переважно інтенсивністю дифузії кисню до поверхні вугільного масиву, що бере участь у реакціях [81 – 84]. Якщо збільшити швидкість руху повітря на поверхні вогневого вибою до десятків метрів в секунду, то процес газифікації буде відбуватись зі значною інтенсивністю. При цьому швидкість горіння також збільшиться з підвищенням температури, тиску і концентрації кисню.

Відомо, що підвищення температури зовнішньої поверхні вугільного пласта сприяє збільшенню швидкості гетерогенних процесів. При цьому вплив температури на швидкість реакції визначається величиною теплового ефекту (q) цих реакцій [85].

Температура в реакційному каналі найсильніше впливає на ендотермічні реакції, за яких згідно з принципом Ле Шательє збільшується швидкість реакції, а час, необхідний для досягнення рівноваги, скорочується [86, 87]. Однак досягнення цього є складним завданням, оскільки традиційні методи підземної газифікації вугілля ґрунтуються на компенсації ендотермічного ефекту реакцій вуглецю з вуглекислим газом, водяною парою і дисоціацією вуглекислого газу лише за рахунок фізичного тепла газового потоку, що поступає з окислювальної зони (зони горіння) у відновлювальну зону.

Досвід показує, що за таких умов ендотермічні реакції не встигають завершитися через низьку температуру вугільного масиву у відновлювальній зоні. Це призводить до низького ступеня перетворення CO_2 і H_2O і, відповідно, до низького енергетичного ККД процесу. В даному випадку ККД визначається як відношення різниці потоків речовини на вході та виході з газогенератора до величини потоку на вході. Крім того, монооксид вуглецю CO, який знаходиться в вогневому вибої, сильно гальмує взаємодію CO_2 і H_2O з вугільним пластом тим самим ускладнюючи процес газифікації. На Рисунку 1.9 наведено залежність вмісту CO і CO_2 у продуктах газифікації з підвищенням температури.

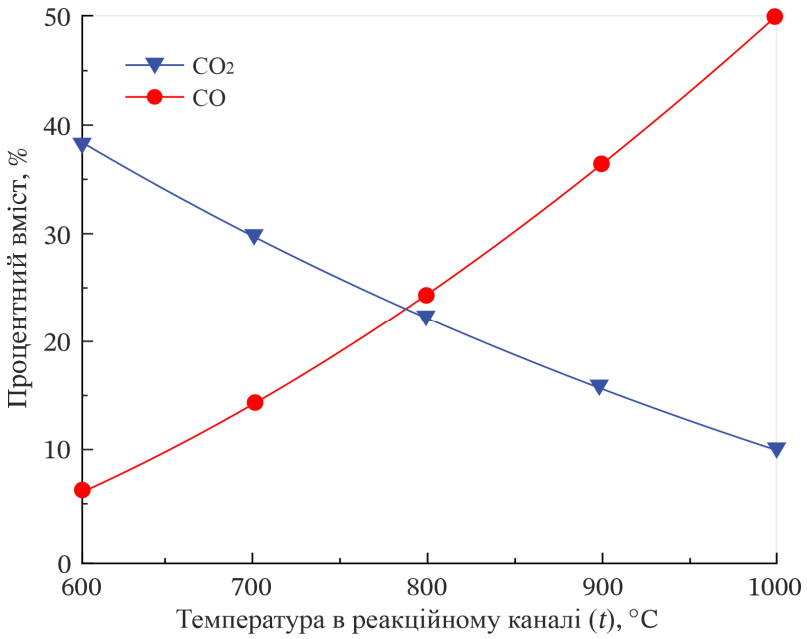


Рисунок 1.9 – Температурна залежність вмісту CO і CO_2 в продуктах газифікації

Під час процесу підземної газифікації екзотермічні та ендотермічні реакції протікають в неізотермічних умовах. Неізотермічність гетерогенних процесів проявляється у відмінності температур газу і твердої фази, де температура газу (температура дуття) значно нижча, ніж температура стінок вугільного пласта, що є основним недоліком традиційних методів підземної газифікації вугілля, оскільки ця різниця в температурах ускладнює отримання висококалорійного синтетичного генераторного газу.

Зі збільшенням температури газифікації швидкість реакції відновлення (1.3) прискорюється в таких співвідношеннях:

– при 850°С, якщо прийняти швидкість за одиницю, то при 1000°С інтенсивність відновлення збільшується у 20 – 22 рази;

– при 1200°С інтенсивність відновлення збільшується у 150 – 170 разів порівняно з 850°С;

– при 1500°С інтенсивність відновлення збільшується в 1600 разів порівняно з 850°С.

Графічну залежність швидкості реакції (ω) від температури (t) наведено на Рисунку 1.10.

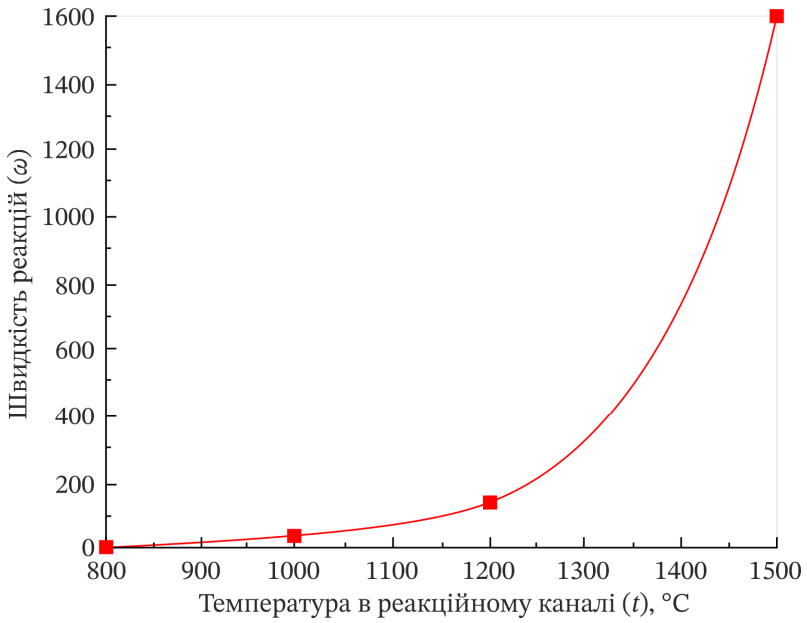


Рисунок 1.10 – Залежність швидкості реакції відновлення CO_2 на поверхні вугілля від температури

Процес відновлення діоксиду вуглецю залежить не тільки від температури, а й від часу контакту CO_2 з поверхнею вугілля. Інтервал температур від 850°C до 900°C потребує 35 – 65 хв контакту CO_2 з розпеченим вугіллям для встановлення рівноваги реакції (1.3), за температури 1000°C це займає 2 – 3 хв, а за температури вище за 1000°C – лише кілька секунд. За температури 1100°C, вміст CO у газовій суміші може сягати 90 – 95% через декілька секунд контакту діоксиду вуглецю з розпеченою поверхнею вугілля. Теоретичний склад газу на повітряному дутті за температури 1000 – 1100°C становить 35 – 65% CO і 0,1% CO_2.

Важливо зазначити, що хоча потужні вугільні пласти можуть мати перевагу з погляду отримання газу та ефективності процесу термохімічної конверсії, оскільки потужні вугільні пласти можуть розподіляти тепло ефективніше завдяки своєму більшому об'єму, що може призвести до більш рівномірного розподілу температури в пласті, що сприятиме ефективнішим реакціям газифікації. Рисунок 1.11 показує яким чином потужність вугільного пласта впливає на теплоту згоряння генераторного газу.

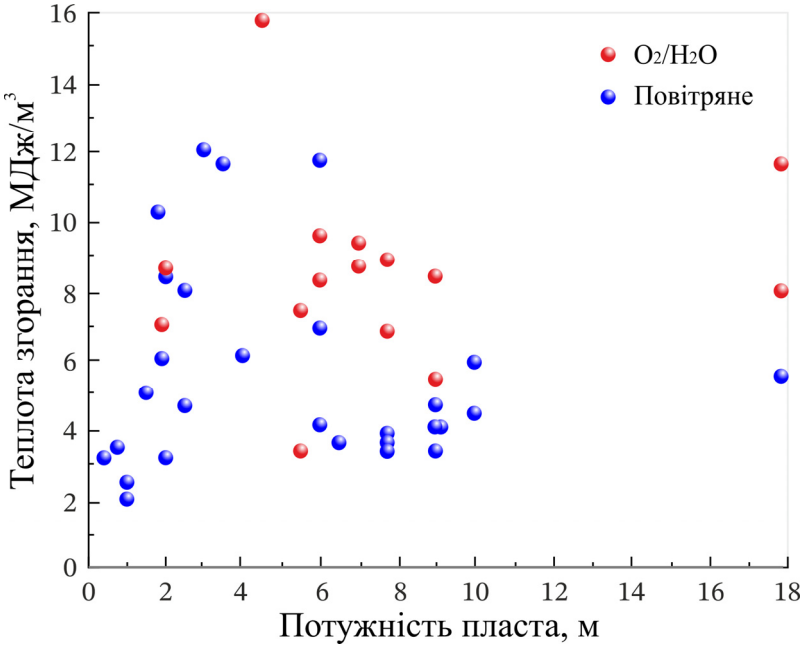


Рисунок 1.11 – Вплив потужності вугільних пластів на середню теплоту згоряння генераторного газу [27 – 38]

З вищевикладеного можна зробити висновок, що для підвищення ефективності процесу підземної газифікації вугілля необхідно підтримувати високу температуру в реакційному каналі, зокрема у відновлювальній зоні. Важливо зазначити, що йдеться про температуру на поверхні контакту та на певній глибині всередині вугільного пласта оскільки окислювач (кисень) має здатність проникати в поровий простір вугілля.

Існує кілька ефективних способів як забезпечити підвищення температури в реакційному каналі газогенератора, зокрема підігрів дуття що подається в реакційний канал. У наступному підрозділі розглянемо технічні можливі прийоми, що дають змогу інтенсифікувати процеси отримання горючих газів під час підземної газифікації вугілля.

1.3.1 Комбінування дуттям

Одним із факторів, що збільшує інтенсивність процесу ПГВ, є комбінування різним типом дуття що подається в газогенератор. Водночас наявність водяної пари має значний вплив на механізм і швидкість реакції окислення монооксиду вуглецю, що обмежує процес ПГВ [88 – 91]. Тому вибір типу дуття (з використанням або без використання пари) визначатиметься кінцевою метою підземної газифікації, а вміст пари та об’єм дуття підбираються як за допомогою аналітичних методів, так і експериментально.

Традиційна технологія ПГВ передбачає нагнітання повітряного дуття в підземний газогенератор і забезпечує стабільне виробництво низькокалорійного газу з теплотою згоряння до 4.5 МДж/м^3 [92 – 96]. Цей газ застосовується для виробництва електроенергії, пари та гарячої води для потреб споживачів. Однак з економічних міркувань газ ПГВ може транспортуватись на відстань до 30 км [21].

Сучасні тенденції розвитку підземної газифікації вугілля базуються на використанні різноманітних дуттьових сумішей. Ці потоки можуть бути комбінацією повітря з киснем, парою або вуглекислим газом, а також паро-вуглекислими або киснево-вуглекислими сумішами [97 – 100]. Таке різноманіття дуттьових сумішей дає змогу отримувати продуктивний генераторний газ з

теплотою згоряння до 13 – 15 МДж/м^3, що в 3 – 4 рази перевищує показники, досягнуті на промислових станціях підземної газифікації.

Рисунок 1.12 ілюструє зміни у складі синтез-газу, що спостерігалися під час польового випробування технології ПГВ на вугільній шахті Чжун-Лян-Шань (Китай) залежно від вмісту кисню у дутті, яке подавалося в газогенератор [101]. Тут спостерігається значне покращення якості генераторного газу зі збільшенням процентного вмісту O_2.

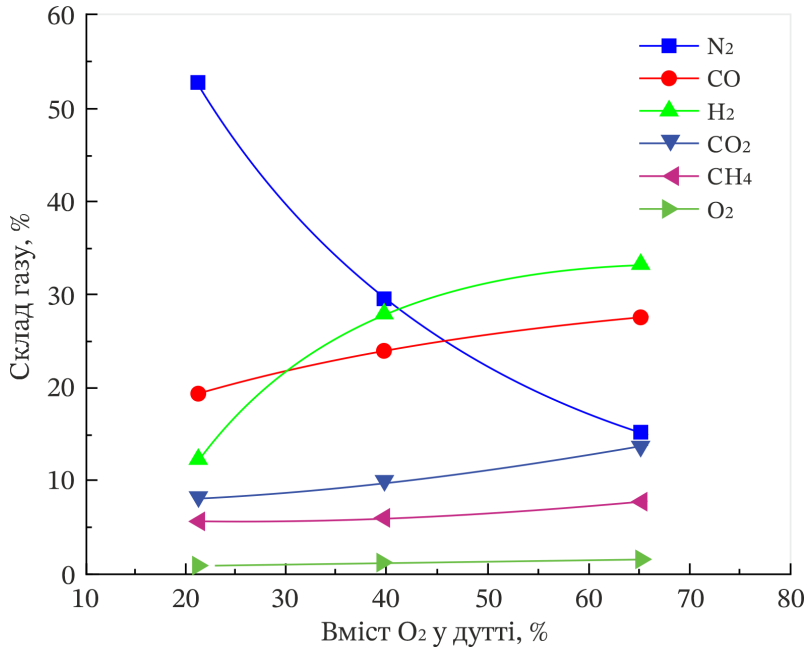


Рисунок 1.12 – Вплив вмісту кількості кисню (O_2) в дутті на вихід генераторного газу

Застосування збагаченого киснем дуття в процесі підземної газифікації вугілля сприяє поліпшенню згоряння вугілля. Як наслідок, підвищене виділення тепла посилює реакції газифікації, що призводить до прискореного виділення летких речовин і розкладання вищих вуглеводнів на H_2 і CH_4.

У перспективі розвитку технології ПГВ, завдяки використанню збагаченого киснем дуття, можна буде отримувати генераторний газ із вугілля, теплота згоряння якого буде близькою до теплоти згоряння природного газу (20 – 30 МДж/м^3), що відкриє нові можливості та перспективи для використання генераторного газу, як замінника природного газу.

1.3.2 Варіювання тиском

Традиційна технологія підземної газифікації вугілля заснована на протіканні термохімічних реакцій в реакційному каналі під тиском 0,2 – 0,3 МПа [80]. Однак інтенсивність гетерогенних процесів підвищується при використанні в підземному газогенераторі більш високого тиску [102 – 106]. Таким чином, підвищення тиску в газогенераторі дає змогу досягти більш ефективних та продуктивних газифікаційних процесів.

Підвищений тиск в герметичному підземному газогенераторі разом з наявністю пластової води у вугіллі, з якої утворюється водень, створює сприятливі умови для отримання замінника природного газу, а саме метану, шляхом реакцій (1.5) та (1.6). Як результат, підвищується вихід метану, що позитивно впливає на споживчі характеристики газу, отриманого в результаті підземної газифікації вугілля. Під час газифікації на підвищеному тиску термохімічні процеси в газогенераторі можуть підтримуватися на досить високому рівні, але важливо, щоб не було перевищення гідростатичного тиску.

Підвищення тиску створює більш високу густину газу, що, в свою чергу, покращує умови для ефективного контакту газу і поверхні вугілля. Посилений контакт призводить до помітного збільшення швидкості реакції газифікації [107]. Рисунок 1.13 відображає результати польових випробувань, проведених для вивчення впливу тиску на процес ПГВ, з першочерговим акцентом на оцінку якості виробленого газу [101].

Польові випробування показують, що при циклічній зміні тиску відбувається значне зниження тепловтрат. Крім того, швидкість нагрівання і швидкість газифікації приблизно в 1,2 і 1,6 раза вищі, відповідно, порівняно з роботою в умовах фіксованого тиску. Отже, теплотворна здатність газу збільшується більш ніж на 25% порівняно з роботою за постійного тиску.

Підвищення тиску в підземному газогенераторі сприяє збільшенню утворення метану (прямого гідрування вуглецю і відновлення окису вуглецю), і обидві ці реакції відбуваються з виділенням тепла. Це призводить до збільшення вмісту CH_4 і H_2O, а одночасно до зниження концентрації CO і H_2 у відповідності до реакцій (1.5) та (1.6).

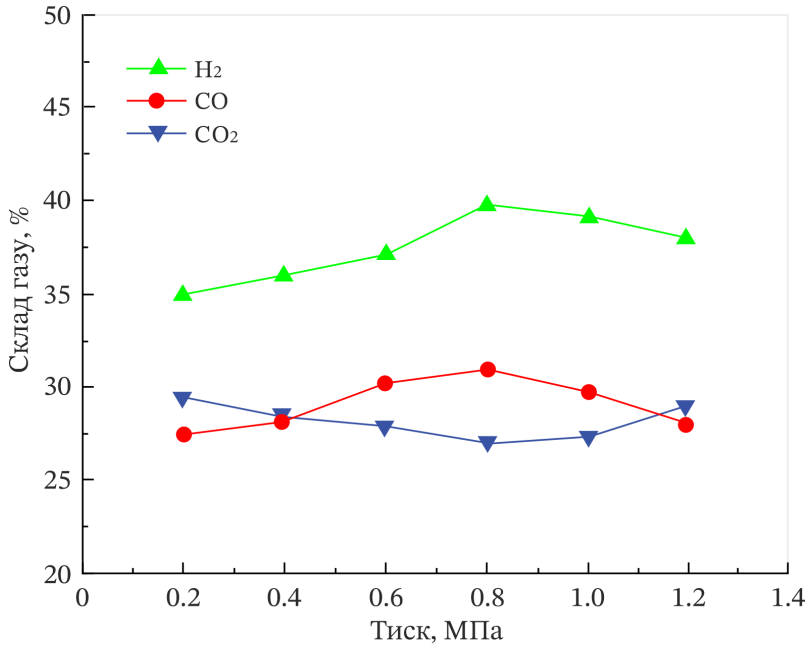


Рисунок 1.13 – Вплив тиску на склад генераторного газу

На середніх глибинах залягання вугільних пластів можна здійснювати газифікацію за тиску 2 – 3 МПа, не стикаючись із ризиком гідравлічного розриву породної товщі та розгерметизації підземного газогенератора. З використанням парокисневого дуття за такого тиску можна отримати сирий газ із теплотою згоряння в діапазоні 9,0 – 10,0 МДж/м. Після очищення від CO_2, генераторний газ може мати теплоту згоряння в діапазоні 12,5 – 15,0 МДж/м^3. Застосування такого тиску під час газифікації дає змогу забезпечити високу якість отриманого газу для різних галузей промисловості.

Збільшення тиску в 10 разів (з 0,3 до 3,0 МПа) дає змогу зменшити діаметр свердловин наполовину при збереженні витрати нагнітального дуття. Така оптимізація дає змогу досягти ефективної роботи системи та знизити витрати на будівництво й утримання свердловин. Крім того, підтримування тиску, що перевищує тиск підземних вод, дає змогу проводити процес підземної газифікації вугілля у створеній порожнині і практично повністю запобігає витоку газів із газогенератора. Такі інженерні рішення сприяють ефективному та безпечному використанню технології підземної газифікації вугілля забезпечуючи високий рівень виробничої продуктивності та контролю над процесом термохімічного перетворення вугілля.

1.3.3 Застосування пульсуючого дуття

Одним із методів інтенсифікації роботи підземного газогенератора може бути застосування пульсуючого дуття з циклами, що чергуються. Пульсуюче дуття може бути організовано завдяки встановленню на повітропідвідному і газовідвідному трубопроводах спеціальних пульсаторів, що забезпечують переривчасту структуру газодинамічних імпульсів. Основною ознакою такого імпульсу є суттєва амплітуда тиску і швидкості потоку. Вплив кожного наступного імпульсу на газогенеруючу систему має відбуватися не раніше, ніж закінчиться перехідний процес у системі газоутворення, викликаний попереднім імпульсом [108 – 111]. Вуглець пласта взаємодіє з CO_2, H_2O, O_2 та H_2 як на зовнішній контурній поверхні, так і на внутрішній поверхні макро- та мікропор. Глибина, на яку проникають газоподібні речовини у пори вугільного пласта, залежить від співвідношення швидкостей хімічної реакції та перенесення газів до реагуючої поверхні. Тобто, крім швидкості хімічної реакції, також важливим фактором є швидкість переміщення газоподібних речовин у порах пласта.

В результаті чисельних експериментальних досліджень було помічено, що зола у вугіллі негативно впливає на процес газифікації. Утворена оплавлена кірка золи на зовнішній поверхні горючого вугілля перешкоджає контакту газоподібних реагентів з твердим вугіллям, що ускладнює процес газифікації [112 – 115]. З метою усунення негативного впливу зольної кірки та регулювання якості отриманого газу, застосовують пульсуюче дуття з елементами турбулізації газодуттьових потоків. Цей метод дає змогу зробити процес газифікації більш ефективним, забезпечуючи отримання висококалорійного газу із меншим впливом зольної кірки на процес, адже застосування пульсуючого турбулентного дуття призводить до виникнення пульсуючої поштовхоподібної швидкості, що сприяє ефективному транспорту газів до поверхні вугільного масиву [116, 117]. Зазначений метод допомагає видалити небажану кірку з поверхні вугільного пласта, зменшити коефіцієнт гідравлічного опору і вирівняти швидкість потоку газів по всьому перерізу каналу. Сумарний вихід горючих газів при застосуванні пульсуючого та звичайного дуття наведено на Рисунок 1.14.

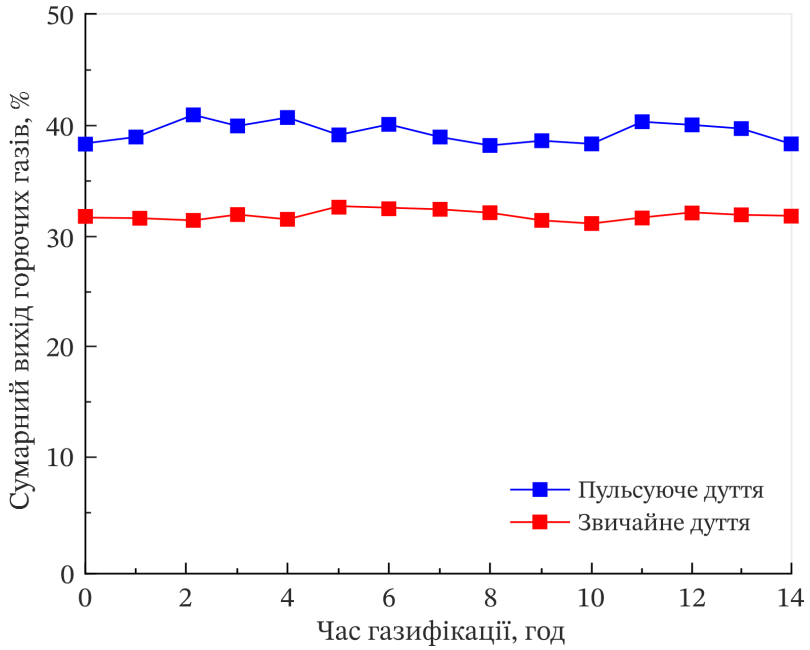


Рисунок 1.14 – Вплив пульсуючого дуття на вихід горючих газів

Гідродинамічні процеси, що відбуваються в підземному газогенераторі під час пульсуючого дуття, можуть бути описані за допомогою системи квазілінійних гіперболічних рівнянь (1.7) – (1.9) [118]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho w)+\frac{\partial}{\partial x}\left(p+\rho w^2\right)+\frac{\lambda}{2D}\rho w\,/\,w/=0\,, \tag{1.7}$$

$$p=\rho c^2\,, \tag{1.8}$$

$$0<x<1;\ t>0\,, \tag{1.9}$$

де: x – координата вздовж осі реакційного каналу, м;

t – час, с;

p, w, ρ – середні по перерізу тиск (Па), швидкість (м/с) і густина газу (кг/м^3);

D – діаметр каналу, м;

λ – коефіцієнт тертя;

c – швидкість звуку, м/с.

На Рисунку 1.15 наведено графік пульсуючого режиму газифікації вугільного пласта.

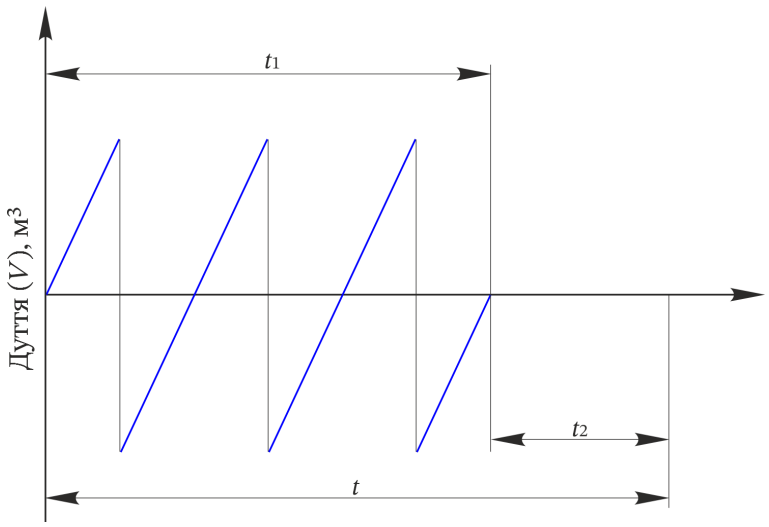


Рисунок 1.15 – Графік пульсуючого режиму газифікації вугільного пласта

У підземний газогенератор спочатку подають невелику кількість дуття (V), наприклад повітря, пари чи діоксиду вуглецю для підігрівання вугільного пласта. Крива пульсацій за час (t), складається із кількох гармонічних синусоїдальних складових. Процес дуття припиняється на відрізку часу (t_1), а потім знову цикл ($t = t_1 + t_2$) повторюється. Очевидно, в даному випадку, якість газу буде залежати від співвідношення фаз у часі, тобто чим більшою буде фаза розрідження (t_2), тим калорійнішим буде генераторний газ, тому необхідно застосовувати зміни швидкостей газодуттьових потоків.

Пульсуючий турбулентний потік викликає поштовхоподібну зміну швидкості газоподібних реагентів, які будуть здувати золу з реакційної поверхні відновлення. Це підвищить інтенсивність газовиділення, оскільки реакційна поверхня вугільного масиву стане доступною дуттьовим реагентам (кисню, пари, діоксиду вуглецю). До того ж пульсуюче дуття розпушує поверхню вугільного масиву і призводить до значного збільшення газовиділення. Одночасно реакції взаємодії вуглецю пласта з газами (CO_2, H_2O, O_2) відбуваються не тільки на зовнішній контурній поверхні, а й на внутрішній поверхні макро- і мікротріщин. Внаслідок термічної деструкції (піролізу) вугільного масиву і під впливом гідростатичного тиску, а також виділення летких речовин з часом збільшується тріщинуватість і пористість вугілля. Після

цього через певний проміжок часу можна починати подавати пульсуюче дуття, до того ж процес газифікації можна проводити на принципово новій основі – шляхом газифікації не тільки на поверхні вогневого вибою, а й у новоутворених мікротріщинах.

Таким чином, застосування пульсуючого дуття сприяє відкриттю реакційної поверхні для доступу газоподібних речовин, що призводить до збільшення інтенсивності процесу газифікації. Крім того, пульсуюче турбулентне дуття забезпечує розпушування поверхні вугільного масиву, що призводить до ще більшої інтенсифікації виділення газу. У такому випадку може виявитися корисним застосування безперервного турбулентного способу подачі дуття, наприклад, з використанням повітродувок або витяжних димососів. Це дозволить забезпечити сталу інтенсивність газифікаційного процесу та максимально використовувати потенціал ефективності пульсуючого дуття.

1.3.4 Реверсування дуттьових потоків

Результати стендових досліджень механізму, кінетики і термодинаміки реакцій (1.1) – (1.6) показали, що організація процесу газифікації вугілля з високою інтенсивністю і високим енергетичним ККД можливі при підвищенні температури вугільного масиву у відновлювальній зоні за рахунок застосування реверсування дуттьових потоків.

Реверсування напрямку потоків газу відображає періодичну зміну напрямів подачі та відведення. Ця взаємодія потоків дає змогу здійснювати перетворення окислювальної зони на відновлювальну і навпаки [119 – 122]. Коли за рахунок теплових ефектів ендотермічних реакцій (1.2) – (1.4) температура у відновлювальній зоні знижується до 600 – 800°С, газодуттьовий потік реверсується. У результаті відновлювальна зона, що вистигла, перетворюється в окислювальну (знову розігрівається), а розігріта окислювальна зона знову стає відновлювальною.

Температуру T розрахункової ділянки відновлювальної зони можна розрахувати за формулою:

$$T = \frac{\gamma\lambda_0 t - kWq}{\gamma\lambda}, \tag{1.10}$$

де: γ – густина вугілля;

λ_0 – теплоємність вугілля;

T_0 – початкова температура газу, що реагує;

k – константа швидкості процесу газифікації у кінетичній області;

C – концентрація газоподібного реагенту в розрахунковому обсязі пласта вугілля, що газифікується;

q – тепловий ефект реакції;

λ – питома теплоємність вугілля.

За допомогою обернення напрямку газових потоків можна підвищити швидкість газового потоку в каналі газифікації, що у свою чергу сприяє ефективному виведенню монооксиду вуглецю (CO) від реакційної поверхні [123 – 126]. Це призводить до підвищення швидкості реакцій (1.2) – (1.4), оскільки створюються більш сприятливі умови. Якщо газовий потік рухається з великою швидкістю та відзначається значною нетермічністю, тобто з низькою температурою подачі, продуктивність підземної газифікації може зменшуватися через швидке охолодження поверхні реакцій. Однак цей недолік легко компенсується попереднім підігрівом подачі на поверхні шляхом використання фізичної теплоти вихідних газів із підземного газогенератора. Ймовірно, при високій загальній швидкості потоку концентрація CO на стіні реакційного каналу буде настільки низькою, що в умовах цього процесу можна ігнорувати гальмівну дію CO.

Аналіз термодинамічних властивостей реакцій, що відбуваються в ділянці відновлення, показує, що за підвищених температур (1000 – 1300°C), які виникають у відновлювальній зоні при зміні напрямку газодинамічних потоків, діоксид вуглецю (CO_2) та водяна пара (H_2O) практично можуть повністю перетворитися на монооксид вуглецю (CO) та водень (H_2). Однак у підземних

газогенераторах ступінь перетворення газоподібних реагентів (CO_2 і H_2O) зазвичай обмежується показником 30%. Об'ємний вміст перетвореного діоксиду вуглецю можна розрахувати за допомогою формули (11):

$$\mu = \left(PW - P_{CO_2} \left(1 + \psi_\rho \right) \right) \frac{1}{\rho}, \tag{1.11}$$

де: P – тиск газової суміші, Па;

W – початкова концентрація CO_2 в газовому потоці, %;

P_{CO2} – парціальний тиск CO_2 в обсязі газової фази, Па;

ψ – концентрація компонентів рівноважної газової суміші з урахуванням зміни обсягу газової фази в одиницях парціального тиску, %;

ρ – об'ємна частка перетворення CO_2 при рівноважному стані на одиниці площі вогневого вибою, кг/м^2.

Ступінь дисоціації CO_2 (4) обчислюється за зміною тиску в системі:

$$d = \frac{2\left(P_2 - P_1 \right)}{P_1}, \tag{1.12}$$

де: P_1 і P_2 – початковий і кінцевий тиск в системі, Па.

На Рисунку 1.16 наведено графіки зміни параметрів розповсюдження температур вогневого вибою до та після режиму реверсування [127].

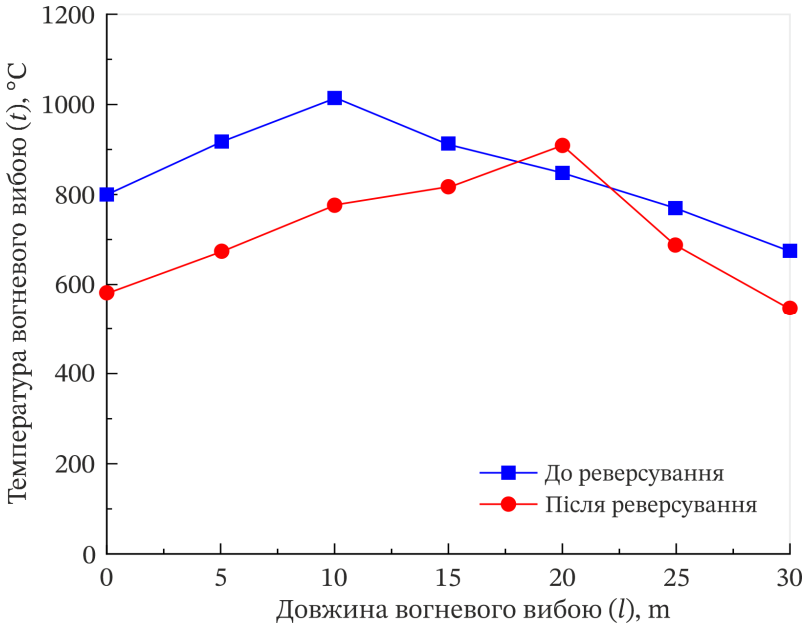


Рисунок 1.16 – Розповсюдження температур вздовж вогневого вибою

Дестабілізація процесу газифікації, як показують результати досліджень, настає при випередженні окислювальної зони відносно відновлювальної більше ніж на 50% [128]. Це призводить до передачі теплової енергії від термохімічних реакцій у відновлювальну зону газогенератора. Впровадження реверсу вирівнює вогневий вибій, активізує процеси газифікації і створює умови балансу процесу газифікації.

Здійснення відновних реакцій CO_2 і H_2O в умовах, близьких до термодинамічної рівноваги, має потенціал суттєво підсилити процес газифікації, що в свою чергу призведе до збільшення продуктивності газогенератора до 4 разів. Крім того, це дасть змогу підвищити теплову видачу газу до 8 разів порівняно зі стандартними умовами. Інтенсифікація реакцій (1.2) – (1.4) з високим ступенем перетворення можлива за допомогою додаткового теплового підведення в зону відновлення в підземному газогенераторі, що досягається шляхом комбінування різних зон газифікації.

З огляду на вищесказане можна стверджувати, що процес підземної газифікації вугілля в природних умовах може бути організовано на абсолютно новому технологічному рівні. Для досягнення цього необхідно здійснювати періодичну (з інтервалом до декількох днів) зміну напрямку руху подачі дуття та газу. Цим досягається два важливі результати: по-перше, підтримується висока температура в зоні відновлення і з цим пов’язані сприятливі фізико-хімічні умови для процесу підземної газифікації, а по-друге, забезпечується рівномірність фронту горіння та однорідність вигазовування пласта.

1.3.5 Закладання виробленого простору

Для вугільної промисловості питання охорони довкілля має особливе значення, тому що гірничі роботи збільшують негативні зміни у навколишньому світі. Вони значною мірою проявляються через: відчуження земель; відсипання відвалів породи; спорудження шламових відстійників; негативний вплив гірничих робіт на рельєф поверхні землі [129 – 133].

Підземна газифікація вугілля передбачає обвалення верхніх шарів порід покрівлі в утворений простір. Розмір зони обвалення верхньої частини покрівлі залежить від характеристик вугільного пласта та порід над ним. Окрім тиску гірських мас, на інтенсивність обвалення впливає висока температура, що супроводжує процес підземної газифікації [134]. Унаслідок проникнення нагрітих газів у тріщини, породи покрівлі нагріваються, розширюються та руйнуються [135 – 138]. Обвалені породи змінюють геометрію каналу газифікації вздовж вогневого вибою, а також негативно впливають на гетерогенні процеси в реакційному каналі. Внаслідок хаотичного обвалення верхніх порід утворюються додаткові шляхи для газів, які ухиляються від контакту з поверхнею вугільного пласта. Розширення каналів газифікації за рахунок цих потоків призводить до зниження ефективності процесу підземної газифікації [139 – 142].

Під час організації процесу газифікації вугільних пластів із закладанням виробленого простору забезпечується постійний контакт газодуттьових потоків з реакційною поверхнею вугільного масиву і забезпечуються необхідні теплові умови для протікання реакцій газоутворення. Це в свою чергу забезпечує збільшення виходу горючих газів, що сприяє інтенсифікації процесу ПГВ [143]. Таким чином, ефективність роботи підземних газогенераторів в основному залежить від інтенсифікації процесів, що протікають у реакційному каналі окислювальної та відновлювальної зони, а також від наявності або відсутності не менш важливих гірничо-геологічних, гідрогеологічних та технічних факторів. Теплова енергія, що виділяється в процесі генерації газу, частково транспортується разом з ним і може утилізуватися в газовідвідних свердловинах або на поверхні за допомогою спеціальних теплообмінників [144, 145]. У той же час значна частина тепла залишається у виробленому просторі підземного газогенератора (акумулюється в обвалених породах покрівлі) і поширюється на прилеглий масив. Таким чином застосування закладання виробленого простору глиною, золошлаками або хвостами вуглезбагачення може змінити таку ситуацію на краще.

Як зазначається в наукових працях [144, 145], при збільшенні тиску з 1,0 до 3,0 МПа на вогневий вибій втрати повітряної суміші і газу збільшуються і складають 7,3 – 24,6% при довжині вогневого каналу 30 м. Ці параметри різко знижуються при герметизації тріщинуватих порід покрівлі ін'єкційним закладанням [143]. Так, при зміні тиску в газогенераторі на 1,0 – 3,0 МПа втрати сягають 2,5 – 11,6% (Рисунок 1.17).

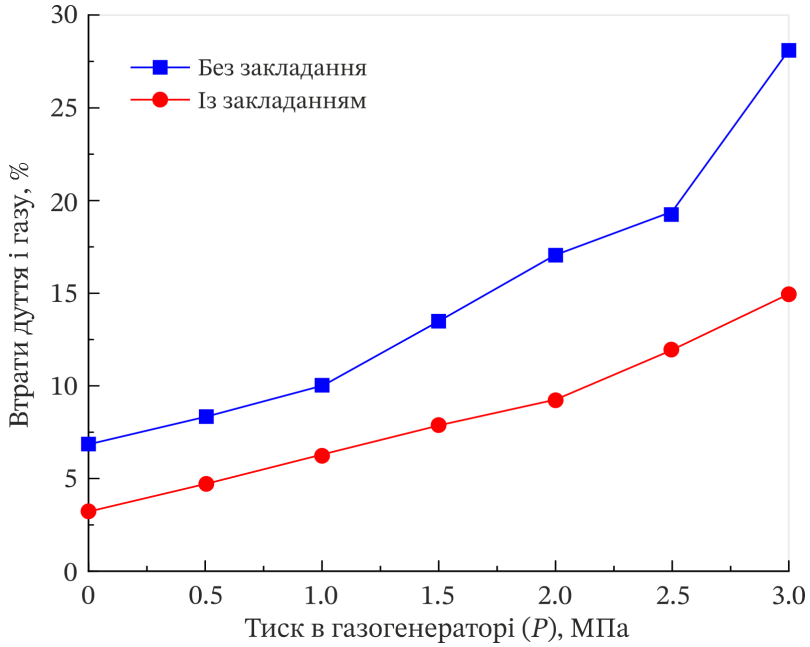


Рисунок 1.17 – Залежність втрат повітряної суміші і газу за різних значень тиску

Уникнути цілком втрат дуття і газу у підземному газогенераторі неможливо у зв'язку з неоднорідністю порід і зміною цілісності їх в часі і просторі при вигазовуванні вугільного пласта [146]. Таким чином, зменшення тріщинуватості шаруватої товщі порід, шляхом ін'єкції в зону зрушення глиняних розчинів, дасть змогу зменшити міграцію високотемпературних продуктів ПГВ у породи, що вміщують підземний газогенератор.

Застосування у конструкції підземного газогенератора ін'єкційного закладання дасть змогу зменшити втрати дуття, газів і конденсату у підземній частині від 4 до 8%, зменшити опускання земної поверхні над вигазованим простором підземного газогенератора на 70 – 76% від потужності вугільного

пласта [147, 148]. Забезпечення ведення процесу газифікації за високого тиску від 1 до 6 МПа, без розривів порідної товщі, за малих і середніх глибин залягання вугільних пластів (70 – 350 м), що газифікуються, забезпечуючи при цьому керованість процесу [149]. В свою чергу герметизація підземної частини газогенератора дасть змогу сконцентрувати витоки продуктів ПГВ, що забезпечить ефективність «вимивання» при доочистці газогенератора після загасання робіт із газифікації вугілля.

1.3.6 Використання каталізаторів

Використання каталізаторів для інтенсифікації процесу газифікації є одним із методів підвищення ефективності та контролю над цим процесом [150 – 152]. Каталізатори прискорюють хімічні реакції, не входячи в реакційний продукт і не змінюючи своєї хімічної структури. В контексті газифікації вугілля, каталізатори можуть впливати на реакційний процес, підвищуючи швидкість реакцій перетворення вуглець на гази, при цьому суттєво збільшується вихід продуктів газифікації [153]. Відповідно каталізатори, під час газифікації слугують для прискорення хімічних реакцій, зменшення енергії активації реакцій та покращення вибірковості формування бажаних продуктів. Одним з основних завдань є збільшення виходу газів (зокрема, метану) за умови мінімізації утворення відходів [154, 155].

Існують різні типи каталізаторів, включно з гетерогенними (де каталізатор і реагенти перебувають у різних фазах, наприклад, металічний каталізатор у твердому стані та газоподібні реагенти) і гомогенними (де каталізатор розчинений у реакційному середовищі) [156]. Каталізатори можуть змінювати механізм реакції, прискорюючи певні кроки або знижуючи енергію активації. Вони можуть активувати поверхні реагентів, сприяючи їх реакції та формуванню бажаних продуктів. Часто каталізатори підбирають для конкретних реакцій щоб перетворити генераторний газу у синтез-газ (H_2 і CO), або в метан (CH_4) [157]. У роботі [158] автор поставив за мету визначити технологічність цього процесу при застосуванні заліза (Fe) як каталізатора (Рисунок 1.18).

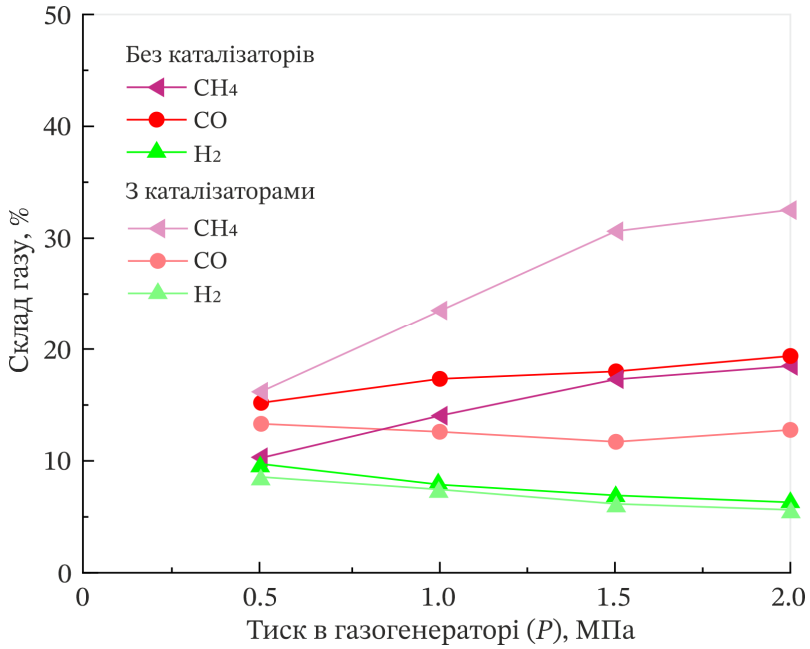


Рисунок 1.18 – Графік зміни складу горючих газів при зміні тиску в газогенераторі

Використання каталізаторів вимагає вивчення їх впливу на основні параметри процесу, такі як температура, тиск, елементний та технічний склад вугілля тощо. Вони можуть допомогти покращити ефективність процесу газифікації, знизити емісії забруднюючих речовин та зменшити кількість утворених відходів. Використання каталізаторів для газифікації вугілля є активним напрямом досліджень, оскільки вивчення ефективності каталітичних процесів може значно покращити продуктивність газогенераторів.

1.3.7 Використання магнітних полів

Використання магнітних полів для інтенсифікації процесу газифікації вугілля є одним із інноваційних технологічних рішень, що може суттєво впливати на різні аспекти газифікації, зокрема швидкість реакцій та зниження температурного порогу реакцій [159 – 161].

Відомо, що магнітні поля можуть сприяти збільшенню масопереносу в реакційному середовищі, що може призвести до підвищення швидкості хімічних реакцій [162 – 164]. Крім цього знижується температурний поріг реакцій, що дає змогу використовувати менше енергії для газифікації. Окрім

цього магнітні поля можуть впливати на молекулярні зв’язки у вуглеводневих сполуках, збільшуючи їх розщеплення під час газифікації. Варто зазначити, що даний метод інтенсифікації сприяє зменшенню утворення твердого залишку (тару) в результаті реакцій газифікації, що в свою чергу може призвести до збільшення виходу синтез-газу.

У роботі [165] розглянуто один із можливих способів інтенсифікації процесу підземної газифікації за рахунок впливу магнітними полями на дуття, що подається в реакційний канал газогенератора. Проведенні експериментальні дослідження на стендовій установці підтверджують ефективність активації дуття в магнітному полі шляхом створення неоднорідності магнітного поля за рахунок розміщення у спеціальному пристрої постійних магнітів і дискретної твердої намагніченої фази.

Проведеними дослідженнями було встановлено, що доля участі вуглецю в процесі газифікації змінюється не лише від напруженості магнітного поля, а й від температури газифікації. Отриманні результати зміни дольової участі вуглецю від зміни температури в зоні газифікації при намагнічуванні дуття 500 Е наведено на Рисунку 1.19.

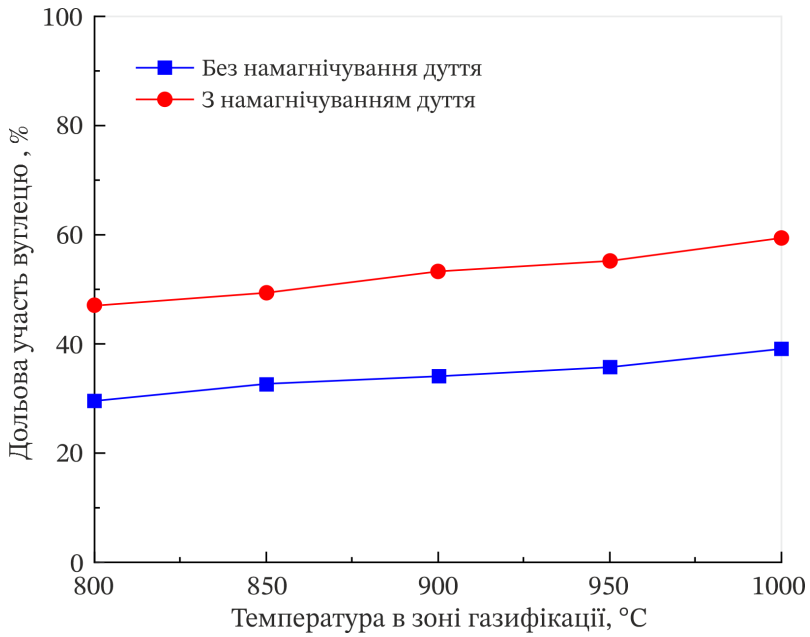


Рисунок 1.19 – Дольова участь вуглецю твердого палива при зміні температури в зоні газифікації та магнітній обробці дуттьових сумішей

Необхідно підкреслити, що дослідження в цьому напрямі все ще тривають і на сьогодні практична реалізація цієї технології може бути обмеженою. Досягнення позитивних результатів вимагає глибокого розуміння фізико-хімічних аспектів взаємодії магнітних полів із реагентами дуття та вуглецем.

1.3.8 Оптимізація конструкції газогенератора

Оптимізація конструкції газогенератора може забезпечити кращу тепло- і масообмінність, що покращує газоутворення. У результаті проведення серії експериментальних досліджень з моделювання процесу газифікації в працях [166 – 170] обґрунтовано вплив технологічних і технічних новацій у конструкції газогенераторів на параметри процесу вигазовування вугільного пласта.

Розроблені й апробовані на стендовій установці з моделювання процесу підземної газифікації вугілля конструкторські та технічні рішення щодо підведення дуття безпосередньо на вогневий вибій газогенератора зумовлюють інтенсифікацію процесу газифікації малопотужних вугільних пластів з урахуванням конкретних гірничо-геологічних умов. Відповідно три можливі конструкції газогенератора були предметом дослідження ефективності процесу газифікації [171], а саме без гнучкого трубопроводу з направленням дуття на вибій реакційного каналу (конструкція I); з гнучкими трубопроводами з направленням дуття через перфоровані насадки на вибій реакційного каналу (конструкція II); та з гнучкими трубопроводами та активатором у реакційному каналі, з направленням дуття на вогневий вибій реакційного каналу (конструкція III). Результати проведення серії експериментальних досліджень наведено на Рисунку 1.20.

В умовах руху газодуттьового потоку зі сторони масиву у бік вигазованого простору, втрати газу певною мірою стимулюються великими об’ємами цього простору, деформацією й обваленнями порід у зону газифікації та наявністю в ній надмірного тиску. Навколо дуттьової свердловини вугілля газифікується повніше, ніж біля газовідвідної свердловини. Тому тут найбільшою мірою концентруються втрати вугілля за

площею і потужністю пласта. Причому це зумовлено не тільки одностороннім напрямком дуттьового потоку, а й тим, що в міру посування реакційних зон газифікації по довжині каналу, разом із погіршенням аеродинамічних умов, настає момент, коли для реакційних зон уже не залишається потрібної протяжності [172].

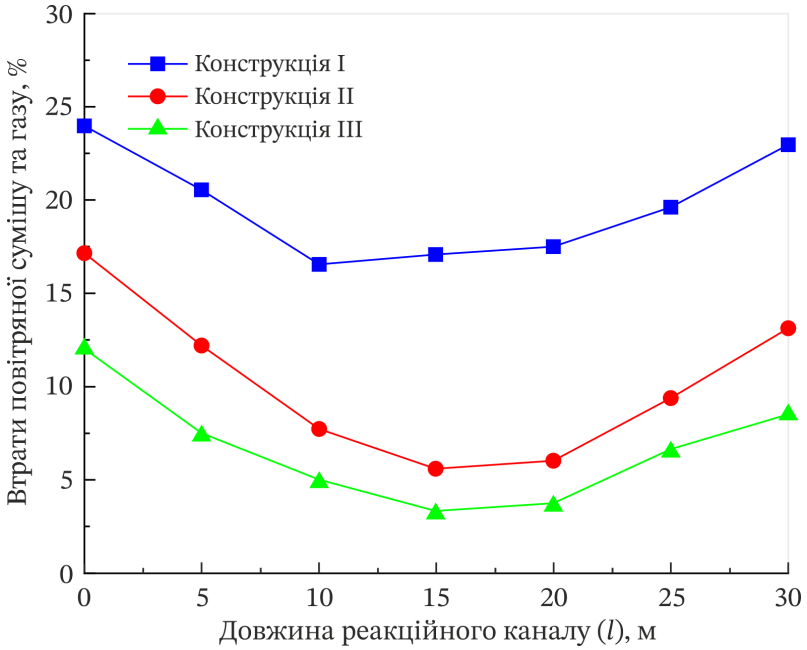


Рисунок 1.20 – Залежності втрати дуття та генераторного газу залежно від конструкції газогенератора

Залучення до процесу газифікації забалансових і залишених запасів тонких і надтонких вугільних пластів при застосуванні конструкцій і технологічних схем газогенераторів з керованими гнучкими трубопроводами, перфорованими насадками й активаторами забезпечує адаптивну активізацію окислювальних і відновлювальних процесів з керованою зоною переходу між ними в реакційному каналі газогенератора [173]. Контроль і керованість над газогенератором за довжиною реакційного каналу забезпечується дозованою, роздільною подачею дуттьового потоку на дзеркало вогневого вибою в кожну активну зону реакційного каналу. Це призводить до зменшення втрат дуття, генераторного газу, вугілля і обумовлює рівномірність посування активних зон вогневого вибою реакційного каналу при вигазовуванні вугільного пласта.

1.3.9 Керування припливом води

Ефективне застосування процесу підземної газифікації вугілля забезпечується у випадку, якщо вугільний пласт оточений непроникними боковими породами, які запобігають витоку газу, зменшують втрати тиску та теплової енергії [174, 175]. Тому для забезпечення герметичності підземного газогенератора важливо мати пластичні глини або водонасичені щільні породи у геологічному розрізі підошви та покрівлі вугільного пласта [176]. Вплив водоприпливів значно впливає на процес підземної газифікації. Зайва волога має негативний вплив, сповільнюючи хімічні реакції, особливо ті, які поглинають тепло (1.2) – (1.4), що може стати причиною зупинення газифікації. Дефіцит вологи може призвести до виникнення небажаних температурних режимів, – розплавлення зольної частки вугільного пласта, утворення шлаків і порушення руху газових потоків. З іншого боку, помірна кількість вологи поглинає тепло під час газифікації, підвищуючи енергетичну ефективність процесу шляхом збагачення газу воднем та монооксидом вуглецю. Щоб зменшити негативний вплив вологи на процес підземної газифікації, можна використовувати тимчасове зниження рівня води [177 – 179].

Одним із ключових факторів у визначенні придатності вугільних пластів для газифікації є співвідношення проникності між вугільним масивом і прилеглими породами, а не просто проникність вугільного пласта самого по собі. Це співвідношення має бути не меншим за 18 – 22 [180 – 183].

У статті [184] розглядається концепція швидкості надходження води при газифікації вугілля, тобто наскільки швидко ґрунтові води надходять у зону газифікації навколо вугільних пластів. На швидкість впливають водопроникність і тиск води. У дослідженні описуються результати експериментальних досліджень, проведені в Китаї, щоб зрозуміти вплив припливу води на газифікацію. Коли потік води зменшується, якість газу покращується. Якщо потік води занадто великий, якість газу знижується через ефект охолодження. Зв’язок між теплотворною здатністю газу та швидкістю надходження води показано на Рисунку 1.21.

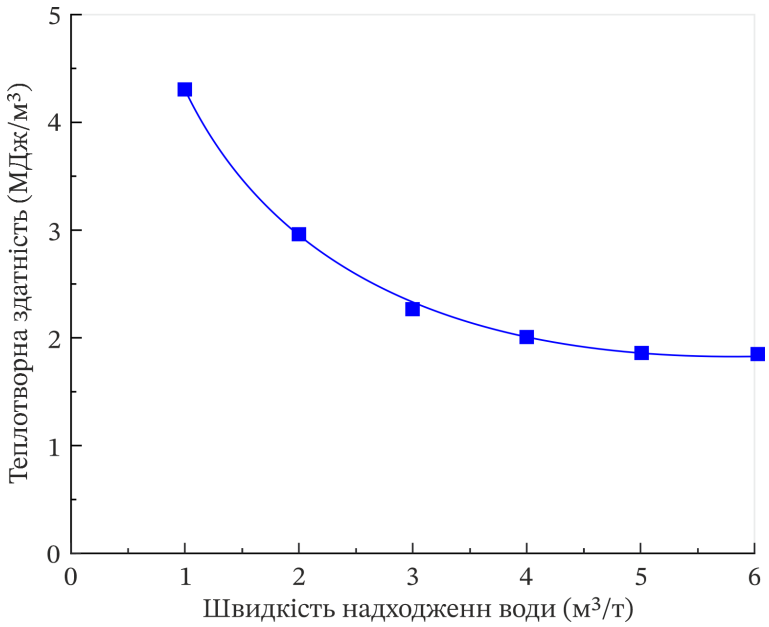


Рисунок 1.21 – Співвідношення між теплотворною здатністю газу та швидкістю надходження води

Способи контролю прориву води полягають у збільшенні тиску та підтриманні високих температур у каналі газифікації. Експериментальні результати показують, що збалансована швидкість надходження води підвищує якість газу, в той час як надмірний приплив може знизити якість газу на початковій стадії генерації газу. Рисунок 1.22 наглядно зображує як швидкість надходження води впливає на склад газу.

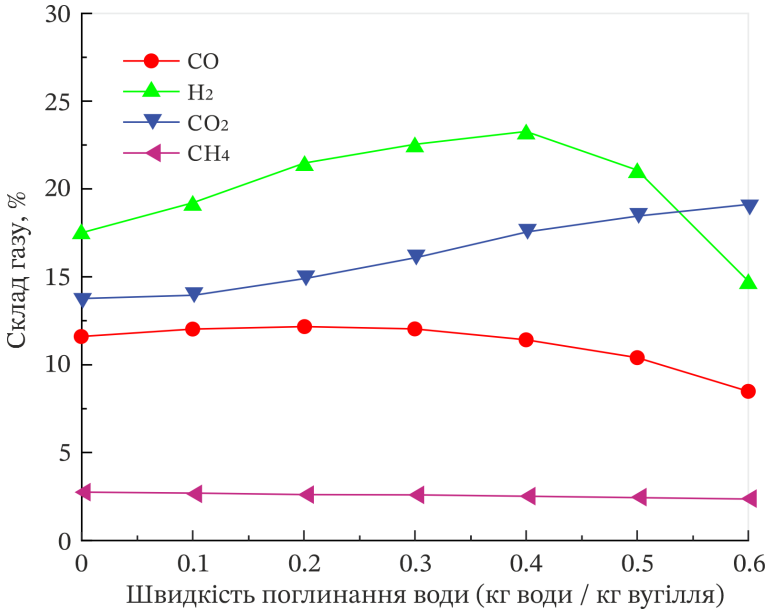


Рисунок 1.22 – Вплив швидкості надходження води на склад газу

Коли надходження води зменшується, якість отриманого газу помітно покращується. І навпаки, надмірне надходження води створює ризик зниження якості газу через відповідні ефекти охолодження. Для вирішення цієї проблеми запропоновано два підходи, а саме підвищувати тиск повітря або підтримувати підвищені температури в каналі газифікації. Експериментальні результати підкреслюють, що відповідна швидкість потоку води покращує якість газу. Однак надлишок води може призвести до зниження якості газу на початковій стадії утворення газу.

1.3.10 Когазифікація

Когазифікація, або спільна газифікація вугілля та біомаси, є перспективним напрямом інтенсифікації підземної газифікації вугілля. Когазифікація дає змогу досягти вищої ефективності, ніж ізольована газифікація вугілля, оскільки целюлоза, геміцелюлоза та лігнін у біомасі сприяють швидшому займанню та пришвидшенню реакцій газифікації [185]. Когазифікація дає змогу значно підвищити вихід синтез-газу, покращуючи співвідношення H_2/CO, що є критично важливим для синтезу рідкого палива, а також знизити викиди забруднюючих речовин, зокрема SO_x, через низький вміст сірки у біомасі [186].

Однією з ключових переваг когазифікації є каталізуюча дія золи біомаси, що сприяє пришвидшенню реакцій газифікації. Крім того, завдяки високому вмісту летких речовин у біомасі, процес газифікації може проходити за нижчих температур [185]. Дослідження також показують, що додавання біомаси зменшує утворення смол, оскільки вищий рівень кисню в біомасі сприяє більш повному окисленню органічних залишків, зменшуючи кількість твердих вуглецевих залишків у продукті газифікації [185]. Крім того, підвищення температури сприяє ендотермічним реакціям, що покращують конверсію твердих вуглецевих залишків, метану, води та вуглекислого газу у синтез-газ, збільшуючи вміст монооксиду вуглецю (CO) та водню (H_2), що підтверджується результатами, наведеними на Рисунку 1.23 [187].

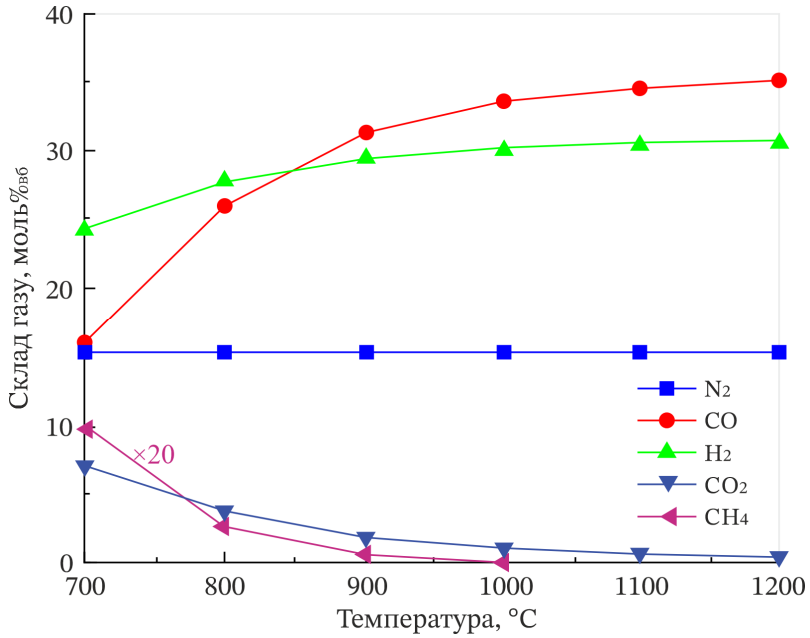


Рисунок 1.23 – Вплив температури на склад газу при когазифікації

У той же час когазифікація має низку технологічних викликів. Насамперед, необхідно оптимізувати температурний режим процесу, оскільки біомаса розкладається за нижчих температур, ніж вугілля, що може спричинити нерівномірність газифікації в реакційній зоні. Крім того, висока вологість біомаси може знижувати температуру процесу та ефективність газифікації, а також створювати проблеми з утворенням шлаку через агломерацію золи. Дослідження показують, що для оптимального процесу необхідно забезпечити правильний розмір частинок вугілля та біомаси: переважно в межах 0,4 – 1,0 мм, що сприяє рівномірному змішуванню і покращенню процесу газифікації. У дослідженні [185] було встановлено, що за температури 750 – 850°C спостерігається оптимальний синергетичний ефект при когазифікації, оскільки у цьому діапазоні активізуються як реакції розкладу біомаси, так і газифікація вугілля.

Таким чином, когазифікація є ефективним методом покращення продуктивності підземної газифікації вугілля, оскільки дає змогу отримати екологічно чистіший синтез-газ, зменшити кількість твердих залишків і покращити енергетичну ефективність процесу.

1.4 Мета дослідження, обґрунтування та систематизація завдань

Обґрунтування постановки мети дослідження дало змогу визначити рівень вивченості наукової проблеми та сформулювати ключові завдання дисертаційної роботи. Вони орієнтовані на створення наукових засад і технологічних підходів до реалізації процесу підземної когазифікації вугілля із залученням додаткових вуглецевмісних компонентів і використанням інноваційних методів підвищення інтенсивності процесу. Розроблені рішення спрямовані на оптимізацію протікання термохімічних реакцій у високотемпературній зоні окислення підземного газогенератора, підвищення виходу водню і зниження питомих енерговитрат.

Застосування таких підходів дає змогу формувати замкнені виробничі цикли, що відповідають сучасним пріоритетам енергетичної безпеки, кліматичної нейтральності та ефективного використання ресурсів. У цьому контексті розв’язання поставленого наукового завдання передбачає встановлення закономірностей формування високотемпературної окислювальної зони в каналі підземного газогенератора, визначення впливу параметрів когазифікації на якісний і кількісний склад генераторного газу та формування інтегрованих критеріїв придатності вугільних пластів для впровадження цієї технології. Сукупність цих положень становить основу для подальшого ефективного застосування процесів підземної когазифікації вугілля.

Проведення досліджень здійснювалося за класичною методологічною схемою, що передбачає послідовне виконання взаємопов’язаних етапів, спрямованих на комплексне вивчення процесу підземної когазифікації вугілля та його взаємозв’язок із формуванням складу генераторного газу, зокрема підвищенням виходу водню. Структурно-логічну схему досліджень наведено на Рисунку 1.16.

Для розв’язання поставлених завдань у роботі було використано комплексний підхід, який поєднує експериментальні, аналітичні та чисельні методи дослідження, спрямовані на обґрунтування і розробку наукових основ воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля.

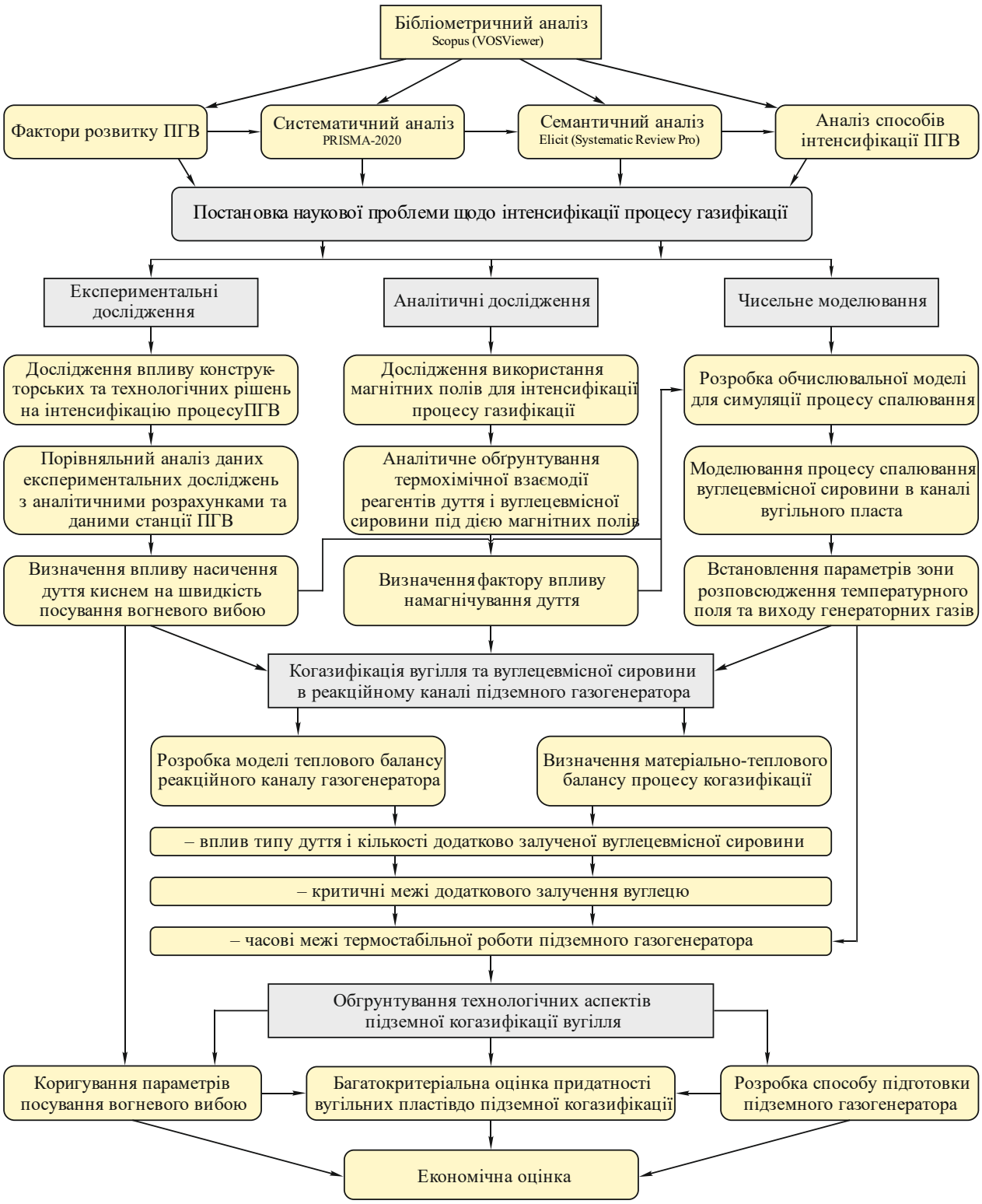


Рисунок 1.24 – Структурно-логічна схема проведення досліджень

Структурно-логічна схема дослідження, наведена на Рисунку 1.24 відображає послідовність етапів формування наукових основ інтенсифікації процесу воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля.

Дослідження починається з проведення бібліометричного аналізу (Scopus, VOSviewer), який дав змогу систематизувати наукові публікації, визначити тенденції розвитку термохімічного перетворення вугілля на генераторний та виявити основні напрями інтенсифікації процесу підземної газифікації вугілля. На цьому етапі також виконано систематичний аналіз за методологією PRISMA-2020 та семантичний аналіз (Elicit), що дало змогу сформувати підґрунтя для подальших досліджень. Після чого здійснюються експериментальні дослідження, спрямовані на оцінку впливу конструктивних і технологічних рішень на інтенсивність процесу. Порівняльний аналіз результатів лабораторних дослідів, аналітичних розрахунків і даних промислових станцій дав змогу визначити закономірності впливу кисневого збагачення дуття на швидкість посування вогневого вибою. Далі проводяться аналітичні дослідження, в результаті яких обґрунтовано використання магнітних полів для інтенсифікації процесу когазифікації, визначено термохімічні механізми взаємодії реагентів дуття з вуглецевмісною сировиною та встановлено фактори впливу намагнічування на якісний склад генераторного газу. Наступним етапом є чисельне моделювання у середовищі Ansys Fluent, що забезпечує дослідження розподілу температури, концентрацій газових компонентів і швидкостей потоків у реакційному каналі газогенератора, а також визначення параметрів зони поширення тепла та формування виходу генераторного газу. Подальші дослідження були зосереджені на когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини, де розроблено модель теплового та матеріально-теплового балансу процесу, визначено вплив складу дуття та кількості додатково залученої біомаси, встановлено часові інтервали стабільної роботи підземного газогенератора. Завершальним етапом є обґрунтування технологічних аспектів підземної когазифікації вугілля, що охоплює коригування параметрів посування вогневого вибою, розробку способів підготовки газогенератора, багатокритеріальну оцінку придатності вугільних пластів до впровадження технології та економічну оцінку ефективності запропонованих рішень.

У процесі проведення дослідження прийнято низку припущень, що забезпечують можливість побудови адекватної математичної та фізико-хімічної моделі процесу підземної когазифікації вугілля з біомасою. Залежно від характеру та ступеня узагальнення, ці припущення поділяються на теоретичні, методологічні, математичні та технічні.

Прийнято, що всі процеси, які відбуваються у реакційній зоні, підпорядковуються законам термохімії, тепло- та масообміну, а також основним рівнянням збереження маси, енергії та імпульсу. Реакції окиснення вуглецю, водню та летких речовин описуються стехіометрично з урахуванням рівноважного складу газів.

Припускається, що результати чисельного моделювання процесу когазифікації в геореакторі можуть бути еквівалентними до реального підземного газогенератора, оскільки розподіли температур, швидкостей та концентрацій мають осьову симетрію. Для дослідження обрано режим сталого горіння в умовах нестачі кисню, що відповідає стаціонарній фазі когазифікації.

При побудові CFD-моделі прийнято сталі теплофізичні властивості газової суміші, однорідність складу палива, а також відсутність фазових переходів поза межами реакційної зони. Вплив радіаційного теплообміну враховано через узагальнений коефіцієнт випромінювання. Турбулентність потоку описано моделлю k–ε.

Припускається, що швидкість подачі дуття, температура окиснювача та геометричні параметри каналу залишаються сталими протягом розрахункового часу. Тепловтрати через стінки каналу впливають на баланс енергії.

Відповідно до рівня узагальнення, припущення поділено на такі рівні:

– базові (фундаментальні) пов’язані з фізичними законами і не підлягають перевірці в межах цієї роботи;

– операційні (методичні) обґрунтовують використання обраних моделей і чисельних методів;

– розрахункові (модельні) визначають набір спрощень, необхідних для реалізації комп’ютерного моделювання;

– аналітичні (прикладні) стосуються інтерпретації отриманих результатів і оцінки їх технологічної ефективності.

Таким чином, прийняті припущення не спотворюють фізичну сутність процесів і забезпечують отримання результатів, що є достатньо достовірними для практичного використання при дослідженні процесів підземної когазифікації вугілля.

1.5 Висновки за розділом

На основі аналізу передумов розвитку підземної газифікації вугілля встановлено, що дана технологія, маючи тривалу історію становлення, є перспективною альтернативою традиційного способу видобутку вугілля, оскільки забезпечує отримання генераторного газу з можливістю його конверсії у синтетичний газ та/або водень.

Проведений бібліометричний аналіз публікацій у наукометричній базі даних Scopus (1970 – 2025 рр.) показав значний інтерес до підземної газифікації з чіткою хвилеподібною динамікою. З 2005 року спостерігається стабільне збільшення кількості публікацій, що свідчить про поступове відновлення інтересу до даної технології. Особливо стрімко збільшується кількість наукових праць за напрямом когазифікації, що пояснюється її відповідністю принципам циркулярної економіки, можливістю залучення біомаси та підвищеним потенціалом для виробництва водню.

Встановлено, що інтенсивність наукової активності у сфері підземної газифікації вугілля суттєво залежить від макроекономічних чинників. Пікові значення публікацій в рецензованих виданнях збігаються з періодами підвищення світових цін на нафту (1979 – 1983, 2007 – 2008, 2011 – 2014 роки), що підтверджує тенденційність наукових досліджень при появі глобальних енергетичних викликів та потребі розвитку енергонезалежних технологій.

Аналіз регіональної структури публікаційної активності показав, що абсолютним лідером є Китай, який формує найпотужніші міжнародні наукові зв’язки. Активну участь у дослідженнях беруть також науковці зі США,

Польщі, Індії, Канади, Великої Британії, Австралії та України, утворюючи міжнародні та регіональні наукові кластери.

З використанням методологічного підходу PRISMA проведено систематичний огляд рецензованих публікацій з напряму інтенсифікації процесу газифікації, який дав змогу виокремити 104 релевантні публікації, а використання інструменту Elicit (Systematic Review Pro), що використовує штучний інтелект для семантичного зіставлення формулювань, дало змогу здійснити тематичне групування десяти способів інтенсифікації.

Візуалізація термінологічних зв’язків між способами інтенсифікації підземної газифікації здійснена на основі семантичного співвживання термінів за допомогою програмного забезпечення VOSviewer дала змогу виявити основні концепти на основі темпоральної карти зв’язків, що вказують на доцільність зосередження на найпрогресивніших напрямах інтенсифікації підземної газифікації вугілля, а саме когазифікацію та використання магнітних полів.

РОЗДІЛ 2
ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ТЕРМОХІМІЧНОГО ПЕРЕТВОРЕННЯ ВУГІЛЛЯ НА ГЕНЕРАТОРНИЙ ГАЗ

2.1 Хімізм процесу підземної газифікації вугілля

Під час нагрівання вугілля до температури 300 – 900°С його органічна маса інтенсивно розкладається з виділенням газів і парів смоли летких речовин. Внаслідок цього в газоподібні та пароподібні продукти може бути переведено до 40 – 50% теплової енергії вугілля [188 – 190]. Кількість теплової енергії, що конвертується, залежить від способу термічного розкладання вугілля та вмісту летких речовин у ньому. Після випаровування з вугілля летких речовин залишається коксовий залишок, який здебільшого складається з вуглецю та золи.

Газифікація є складним гетерогенним фізико-хімічним процесом, який відбувається за високих температур. Його основним елементом є взаємодія між твердою фазою, представленою вуглецем, і газовою фазою, що може бути повітряною, повітряно-кисневою, пароповітряною, парокисневою та іншими комбінаціями дуттьових газів [191, 192]. На протікання хімічного процесу підземної газифікації вугілля впливають марка вугілля, його вологість і зольність, склад дуття, тепловий режим газифікації, тиск у газогенераторі, гірничо-геологічні та гідрогеологічні умови, а також технологічні схеми підготовки газогенератора [193]. Під час взаємодії вуглецю (вугілля) з дуттям, яке містить кисень і незначну кількість пари, відбуваються первинні реакції з відповідними значеннями енергії в кДж/моль речовини. Реакції, що супроводжують взаємодію вуглецевої частини палива з дуттям (повітря, кисень, пара), можна розділити на первинні та вторинні [194] (Рисунок 2.1).

Відповідно до [194], реакції (А1) і (А2) є основними джерелами теплоти, що витрачається під час взаємодії вуглецю з водяною парою в реакціях (А3) і (А4). Вторинні реакції (А5 – А6) протікають під час взаємодії газоподібних продуктів первинних реакцій (А1 – А4) з вуглецем палива, киснем, водяною парою і один з одним. За іншими даними первинними називають тільки реакції (А1) і (А2), водночас до вторинних відносять реакції (А5) і (А7).

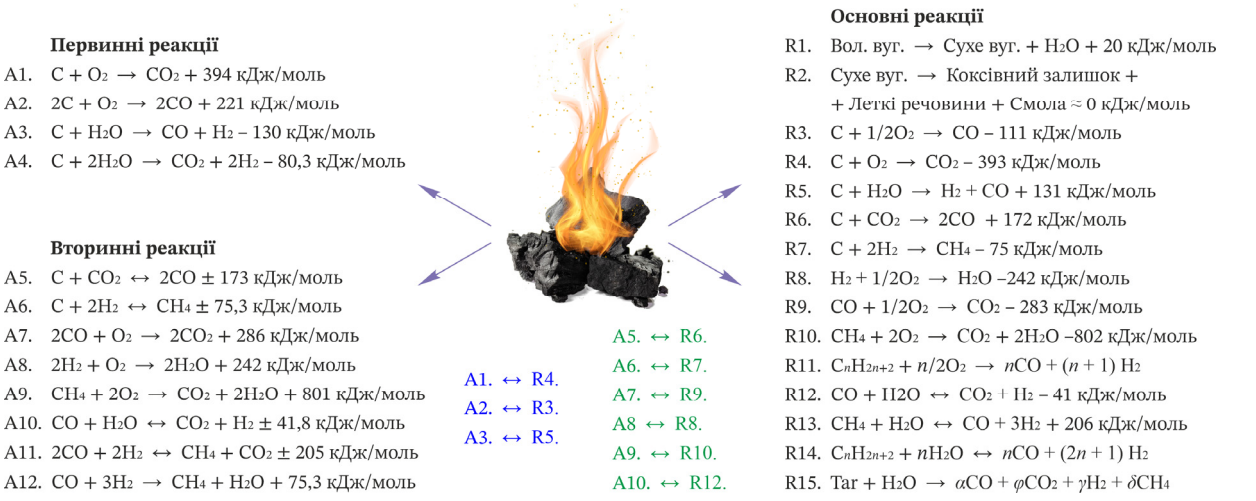


Рисунок 2.1 – Хімічні реакції, що відбуваються в процесах газифікації вугілля: A1 – A12 згідно з [194]; R1 – R15 згідно з [195]

Під час горіння вуглецю, окрім зазначених первинних і вторинних, на зовнішній поверхні вугілля і на поверхні пор протікають підсумкові реакції (A3), (A4) і (A12). В умовах зустрічної дифузії продуктів неповного згоряння від поверхні вугільного пласта до потоку дуття відбуваються процеси (A7 – A10).

Реакції (R1 – R15), наведені на Рисунку 2.1, узагальнюють ключові хімічні реакції, що відбуваються в підземному газогенераторі, відповідно до [195]. Хімічні реакції, що беруть участь у процесі підземної газифікації вугілля, охоплюють різні етапи. До них належать випаровування вологи (R1), піроліз (R2), реакції горіння коксу (R3, R4), реакції газифікації коксу з водяною парою (R5), вуглекислим газом (R6) і воднем (R7). Крім того, відбуваються реакції горіння газоподібних компонентів (R8 – R11), реакція зсуву водяного газу (R12) і реакція парового риформінгу метану (R13). Інші реакції містять риформінг вищих вуглеводнів (R14) і процеси розкладання/риформінгу смол (R15).

Як зазначено у роботі [196], реакції за участю високомолекулярних вуглеводнів, що виділяються під час піролізу, можуть мати значний вплив на газоутворення. Також реакції, що містять сполуки азоту та сірки, є важливими для визначення наявності вторинних компонентів і забруднювачів у синтез-газі [197]. Схематично процеси, що відбуваються в реакційному каналі, можуть бути представлені наступним чином (Рисунок 2.2).

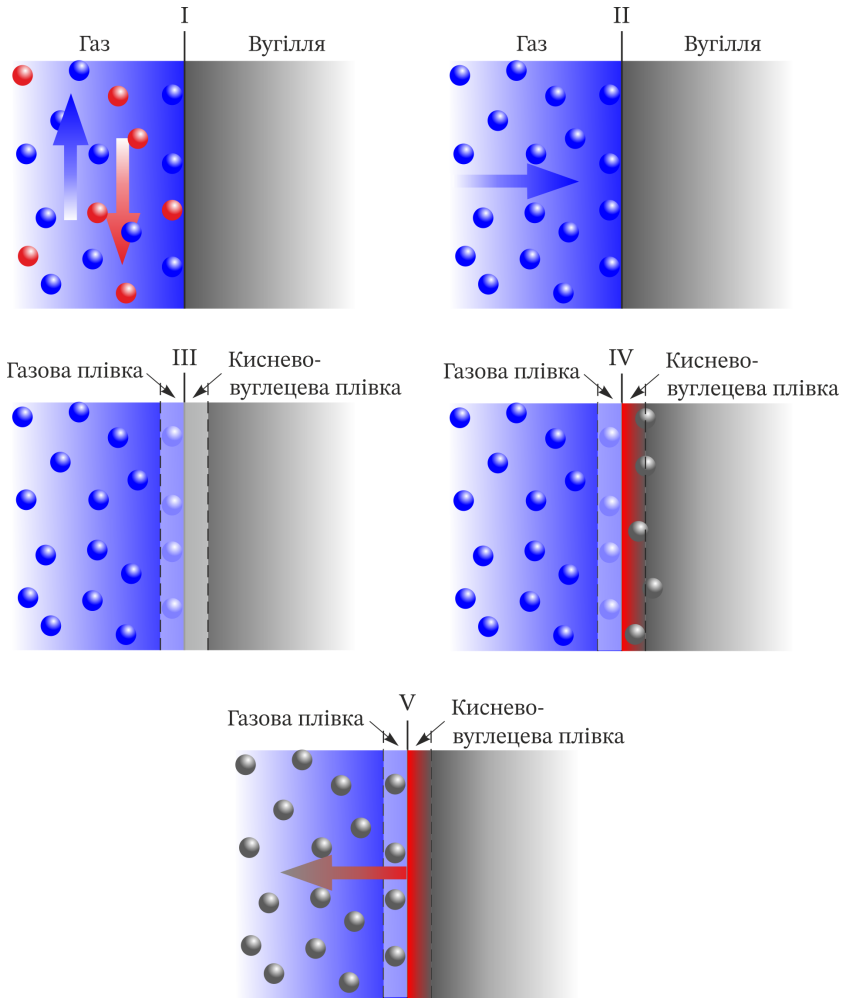


Рисунок 2.2 – Схематичне представлення процесів в реакційному каналі: I – дифузія; II – адсорбція; III – утворення киснево-вуглецевої плівки; IV – розкладання плівки; V – десорбція

Експериментально доведено, що залежно від температури, гідродинамічних умов і парціальних тисків окремих компонентів газової фази (дуття) співвідношення оксидів вуглецю (CO і CO_2) в отримуваному газі змінюється в широких межах. На першому етапі відбувається дифузія кисню із газового об’єму до реакційної поверхні вугілля, після чого відбувається адсорбція кисню поверхнею вугілля (другий етап). На третьому етапі утворюється проміжна киснево-вуглецева плівка (хімічний процес). На четвертому етапі відбувається розкладання проміжної киснево-вуглецевої плівки під дією високої температури або молекул кисню з газового об’єму. На п’ятому етапі відбувається десорбція продуктів реакції з вугільної поверхні.

Теплота, що утворилася в результаті горіння, за реакціями (А1) і (А2) витрачається під час взаємодії вуглецю палива з водяною парою за (А3) і (А4). За підвищених температур очікується збільшення виходу продуктів, що утворюються за реакціями (А3), (А6), (А10), (А11), і зниження за іншими. Реакція взаємодії водяної пари з вуглецем палива (А3) є первинною реакцією і впливає на процес газоутворення за пароповітряного або парокисневого дуття.

Під час газифікації високозольних вугільних пластів із застосуванням пароповітряного дуття отримують газ із більшим вмістом CO_2, ніж під час газифікації пластів малої зольності. Очевидно, під час газифікації вугілля одночасно з процесом взаємодії водяної пари з вуглецем протікає реакція конверсії CO (А10), яка значно прискорюється зольними частинами палива. Варто зазначити, що деякі види бурого вугілля та його золи при 600 – 1000°C є сильними каталізаторами реакції (А10).

Аналіз реакцій дає змогу припустити, що з підвищенням тиску за (А6), (А11), (А12) має збільшуватися вихід CH_4, а за реакцією (А7) – CO_2, тому що всі вони протікають зі зменшенням об’єму. Розглянемо умови рівноваги реакцій (А5), (А6) і (А10), що визначають склад газоподібного палива, яке утворюється в реакційному каналі газогенератора.

Серед вторинних реакцій, найважливішою є гетерогенна реакція (А5), що відбувається під час відновлення CO_2 у CO. Під час газифікації твердого палива гетерогенна реакція відновлення CO_2 у CO має визначальний вплив на якість отриманого газу та протікає зі значною швидкістю за високих температур, зокрема за температур, що перевищують 800°C. Ендотермічна реакція (А5) протікає головним чином у відновлювальній зоні реакційного каналу. У цій зоні відбувається інтенсивне відновлення оксидів вуглецю з використанням тепла, що є важливим елементом у формуванні газової суміші.

В інтервалі температур 950 – 1000°C рівновага реакцій (А5) зміщується вправо. За цих умов, у газі, що утворюється під час газифікації, збільшується концентрація CO, оскільки збільшується кількість CO, що утворюється з відновлення CO_2. Одночасно, вміст CO_2 в газі знижується, оскільки він

витрачається в реакції на утворення CO. Таким чином, у зазначеному температурному інтервалі спостерігається просування реакції в напрямі збільшення концентрації CO і зниження вмісту CO_2 в утворюваному газі.

За температури в інтервалі 400 – 500°C рівновага реакції (A5) зміщується вліво, що означає, що зворотна реакція стає більш суттєвою, ніж у прямому напрямку. Під час газифікації за цих температур збільшується кількість CO_2, оскільки зворотна реакція превалює над прямою, і деяка частина утвореного CO перетворюється назад на CO_2. Тому концентрація CO_2 в газі збільшується. З іншого боку, концентрація CO зменшується, оскільки частина CO перетворюється на CO_2 у зворотній реакції. Відповідно в температурному інтервалі 400 – 500°C спостерігається просування реакції у зворотному напрямку, що призводить до збільшення вмісту CO_2 і зменшення вмісту CO в утворюваному газі.

Процеси (A6) і (A10) є екзотермічними, тобто вони виділяють тепло під час протікання. З підвищенням температури газифікації, внаслідок цих екзотермічних реакцій, вихід отримуваних газів знижується. Через підвищення температури реакції протікають швидше, але через екзотермічний характер вони виділяють більше тепла, що може впливати на рівноважні концентрації утворених газів. Зменшення вихідної кількості газу може відбутися через збільшену швидкість зворотних реакцій або через вплив теплового ефекту. Отже, з підвищенням температури газифікації екзотермічних реакцій, загальний вихід отримуваних газів може зменшуватися.

Реакції (A6) і (A10) екзотермічні, тому з підвищенням температури газифікації вихід отримуваних газів знижується. Водночас реакції (A4) і (A5), що відбуваються під час газифікації, мають сильну неізотермічність, тобто проходять з випромінюванням або поглинанням тепла, що впливає на їхню швидкість і повноту. Основна проблема полягає в тому, що під час підземної газифікації вугілля, коли основний тепловий вплив надходить з окислювальної зони, реакції не встигають завершитись через обмежений розмір відновлювальної зони з відповідною температурою, що призводить до

недостатнього перетворення CO_2 та H_2O на CO та H_2, а також до зниженого енергетичного ККД процесу.

Реакція (A5), яка відновлює CO_2 в CO, протікає зі збільшенням об'єму і з підвищенням тиску. Через підвищення тиску в підземному газогенераторі рівновага реакції (A5) зсувається в бік вихідного продукта CO_2. Це означає, що більша кількість CO_2 залишається в утворюваному газі, а кількість утвореного CO може зменшитися. Реакція (A6) відноситься до газифікації вуглеводневого палива, за якої утворюється метан (CH_4). Ця реакція протікає зі зменшенням об'єму, тобто при зменшенні кількості газу (наприклад, шляхом утворення молекул метану). Підвищення тиску сприяє збільшенню рівноважного виходу метану, що означає, що підвищення тиску сприяє більш повному протіканню реакції та збільшенню утворення метану. Реакція (A10) відповідає реакції водяного газу (H_2O) з вуглекислим газом (CO_2) з утворенням монооксиду вуглецю (CO) і водню (H_2). У цій реакції об'єм реагуючих речовин не змінюється, тому склад рівноважних компонентів не залежить від тиску. Загалом врахування впливу тиску на реакції є важливим під час планування та оптимізації процесів газифікації для досягнення бажаних результатів і максимізації утворення горючих газів, таких як CH_4 і CO.

Реакція (A3) – це взаємозв'язок реакцій (A5) і (A10) з утворенням CO з CO_2 (A5) та CO_2 і H_2 з H_2O (A10). Реакція (A11) – взаємозв'язок реакцій (A6) і (A5) з утворенням CH_4 і CO_2 з 2CO і $2H_2$. З підвищенням тиску збільшується вихід метану (CH_4) у реакціях (A6), (A11) і (A12), тобто за цих умов утворюється більше метану. Крім того, збільшується вихід CO_2 (вуглекислого газу) в реакції (A7) з підвищенням тиску. Важливо зауважити, що всі ці реакції протікають зі зменшенням об'єму, що означає, що утворення продуктів реакцій супроводжується зменшенням об'єму газів. Крім того, встановлюється вміст CO і H_2 у газах, що утворюються за реакціями (A2), (A3) і (A5), які протікають зі збільшенням об'єму.

Зазначені й обговорені вище відомості доповнюють наше розуміння взаємозв'язку реакцій під час газифікації вугілля і ступінь їхнього впливу на отримання генераторного газу, а також рівноважні умови процесу газифікації.

2.2 Експериментальні дослідження впливу конструкторських та технологічних рішень на інтенсифікацію процесу підземної газифікації вугілля

На сьогодні активно ведуться наукові роботи з глибокої переробки вугілля як з метою виробництва енергетичних продуктів для отримання електроенергії, так і з метою отримання цінних хімічних продуктів. Особливо актуальним є напрям використання вугілля, що передбачає отримання синтез-газу, метанолу, рідкого палива та інших дефіцитних продуктів [198]. Це дає змогу розглядати вугілля як надійне альтернативне джерело отримання вуглеводневої сировини, особливо на тлі виснаження запасів нафти і газу, пов'язаних зі збільшенням обсягів їх споживання та низькими темпами дорозвідки нафтогазових родовищ [199].

Отримання енергетично цінного рідкого палива з вугілля нині є промислово освоєним процесом, при цьому реакції неповного окислення вугілля досить широко отримують у наземних газогенераторах [200]. Головним недоліком наземних газогенераторів є їхня висока вартість, а також значні витрати на видобуток і транспортування вугілля до місця переробки [201]. Перспективним напрямом глибокої переробки вугілля є свердловинна підземна газифікація вугілля (СПГВ), що забезпечує здійснення реакцій неповного окислення вугілля в підземних умовах безпосередньо на місці залягання вугільних пластів – у підземному газогенераторі, з отриманням після відповідної обробки на поверхні газу, який за своїми споживчими характеристиками близький до природного газу [27, 202]. При цьому газ підземної газифікації вугілля може бути сировиною для отримання синтез-газу, метанолу, аміаку, карбаміду, фенолів, нафталіну та інших цінних хімічних продуктів [60, 199].

Підземна газифікація твердого палива є важливим напрямом експлуатації природних родовищ палива і полягає в переведенні його під землею в горючий газ для енергетичного та технологічного використання після виведення на земну поверхню [50]. Головною особливістю підземної газифікації вугілля є те, що за

такого методу розробки можна вилучати позабалансові та некондиційні запаси вугілля [203, 204]. Нетрадиційний спосіб розробки вугільних родовищ відкриває нові можливості у відпрацюванні вугільних пластів зі складними гірничо-геологічними умовами залягання. Він поєднує видобуток, збагачення і переробку вугілля з вивченням поведінки гірського масиву [205 – 207].

Сутність технології підземної газифікації вугілля полягає у бурінні з поверхні землі свердловин у напрямку вугільного пласта за допомогою направленого буріння, збійкою їх у пласті одним із відомих способів, з подальшим розпалюванням вугільного пласта, створення умов для перетворення вугілля безпосередньо у надрах на горючий газ та отримання виробленого газу по свердловинах на земну поверхню [78, 208].

Переваги зазначеної технології полягають у тому, що вугілля не піднімається на поверхню, не утворюються великі обсяги породи, які потребують розміщення, не порушується цілісність рельєфу, не відбувається просідання внаслідок утворення підземних пустот, відсутня потреба в застосуванні додаткових хімічних реагентів, що негативно впливають на навколишнє середовище [38, 209]. Таким чином, усі технологічні операції з газифікації вугільного пласта здійснюються із земної поверхні, без застосування праці гірників під землею. Технологія належить до так званих чистих вугільних технологій, є екологічно безпечною і може стати гарною альтернативою видобутку вугілля [25, 30, 51, 210, 211].

Процес свердловинної підземної газифікації вугілля складається з первинних хімічних реакцій в окислювальній зоні, реакційного каналу газогенератора [212]. Процес горіння (окислення) в цій зоні супроводжується утворенням монооксидів і діоксидів вуглецю. У відновлювальній зоні газогенератора відбуваються процеси, що супроводжуються вторинними реакціями відновлення з отриманням продуктів газифікації [105, 145]. Ступінь перетворення вугілля на продукти газифікації залежить від низки основних умов і параметрів: елементний склад, текстура і структура вугільного пласта і порід покрівлі та підошви, гідрогеологічні умови, тиск, температура, склад

дуттьової суміші, направленість і термін контакту дуття у просторі й часі з вогневим вибоєм підземного газогенератора [213, 214].

На сьогодні достатньою мірою вивчено особливості конструкторських і технологічних рішень, пов'язаних із забезпеченням герметичності підземного газогенератора [35, 215, 216], способи підведення і направленості дуттьових потоків із забезпеченням адаптивності та інтенсифікації процесів вигазовування вугільного пласта [98, 217, 218] включно із системою контрольованої точки подачі дуття (CRIP) [219], впливу гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів на процес підземної газифікації [40, 220 – 222], роль ширини ціликів у забезпеченні стійкості масиву та мінімізації осідання поверхні [223], а також впливу підземної газифікації вугілля на навколишнє середовище [224 – 226].

Застосування різних технічних способів, методів і прийомів, а також фізичних полів дають можливість інтенсифікувати процес СПГВ шляхом впливу на два об'єкти: безпосередньо на вугільний масив і на дуттьові потоки, що нагнітаються у вогневий вибій підземного газогенератора [101].

Герметичність конструкції газогенератора забезпечується шляхом проведення ін'єкційно-закладних робіт у деформованих шарах порід, що вміщують вугільний пласт [143]. Закладні роботи проводять з урахуванням зміни геомеханічних параметрів, показників температурного поля системи «породний масив – газогенератор», зміни швидкості посування вогневого вибою газогенератора та збільшення вигазованого простору в часі та просторі [227, 228]. Під час застосування ін'єкційного закладання в умовах газифікації тонких вугільних пластів опускання земної поверхні не перевищують 11 – 18% від потужності вугільного пласта [149].

Впровадження в конструкції підземного газогенератора ін'єкційного закладання деформованого породного масиву покрівлі та вигазованого простору на станціях СПГВ забезпечить мобільність процесу вигазовування вугільного пласта за рахунок розширення сфери впровадження технології. Штучна герметизація газогенератора збільшує критерії керованості, компактності, екологічності та безпеки процесу, що дасть змогу вести процес підземної

газифікації вугілля в адаптованих режимах тиску й температур, що зумовлює підвищення якісних і кількісних показників процесу СПГВ, адже низка факторів, основними з яких є підвищений тиск у реакційному каналі й особливості конструкцій підземного газогенератора, призводять до значних втрат дуття та генераторного газу під час вигазовування вугільного пласта [148, 173].

Метою експериментальних досліджень є визначення впливу конструкторських і технологічних рішень, які безпосередньо впливають на ступінь ефективності процесу підземної газифікації вугілля. Для цього необхідно:

– встановити вплив герметичності газогенератора на кількісні та якісні показники газифікації вугілля (втрати дуття і газу, зміни теплопровідності та температури, теплоти згоряння генераторного газу, а також виходу горючих генераторних газів і хімічних продуктів) при варіюванні реагентами дуття та зміни тиску в реакційному каналі;

– визначити вплив конструкторських і технічних рішень щодо підведення дуття безпосередньо на вогневий вибій газогенератора (втрати дуття і газу, тиску, вугілля, швидкості посування і часу досягнення основних процесів) залежно від типу конструкції газогенератора.

2.2.1 Методика проведення експериментальних досліджень

Дослідження виконувались для відпрацювання технологічних схем підземної газифікації вугілля при зміні конструкції газогенератора, а саме: конструкція газогенератора із закладанням деформованої товщі порід покрівлі та вигазованого простору і конструкція газогенератора без закладання. За основу процесу закладання взято технологічні схеми, які представленні в роботі Фальштинського В.С. [143].

Крім зміни герметичності газогенератора технічні рішення подачі реагентів дуття у вогневий вибій були предметом експериментального визначення оптимального способу ведення процесу газифікації. Конструкції систем подачі реагентів дуття у вогневий вибій підземного газогенератора наведено на Рисунку 2.3.

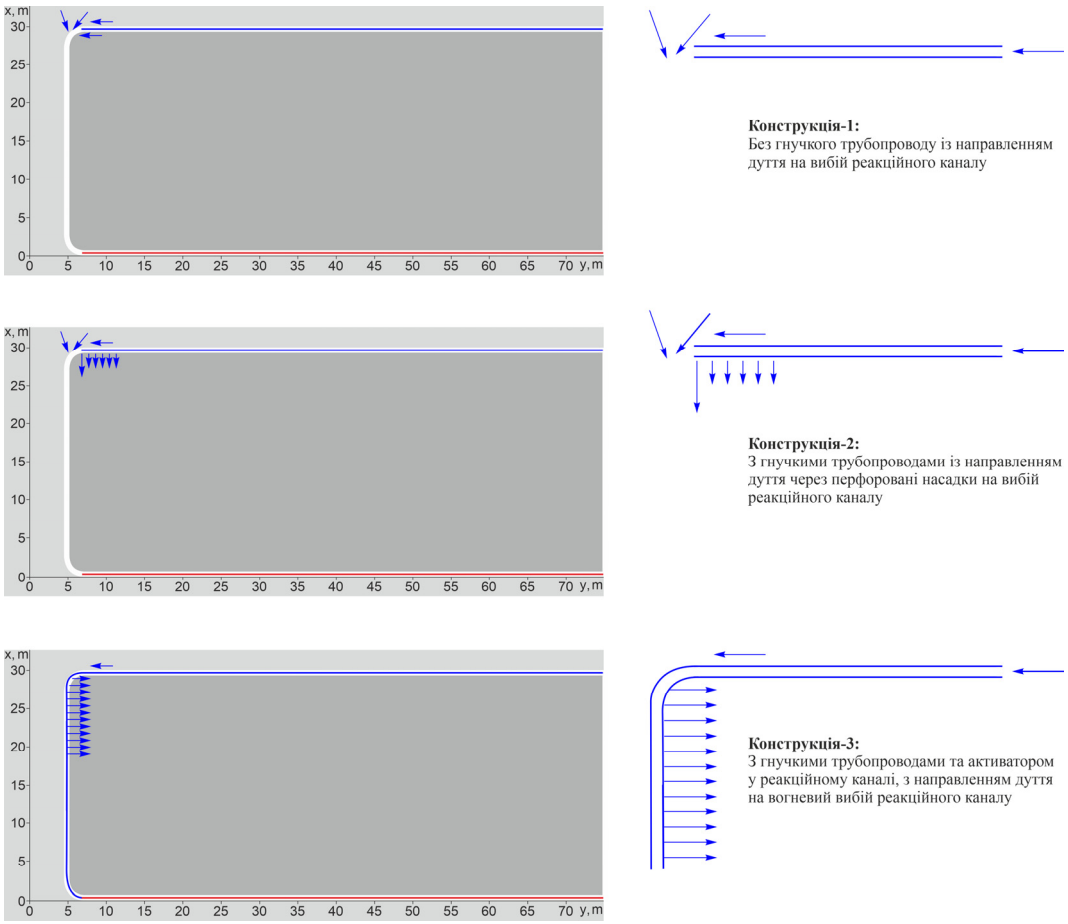


Рисунок 2.3 – Конструкції систем подачі реагентів дуття

Перша схема є базовою й не передбачає керування напрямом потоку. У другій реалізовано направлену подачу через перфоровану насадку, що покращує доступ реагентів до вибою. Третя конструкція забезпечує активацію потоку, сприяючи стабілізації фронту горіння уздовж реакційного каналу та поглибленню зони вигазовування.

2.2.1.1 Визначення достатньої герметичності газогенератора

При обґрунтуванні достатньої герметичності підземного газогенератора враховувалась:

1) Проникність надвугільної товщі ($K_{н.т}$) з урахуванням природної і техногенної тріщинуватості надвугільної товщі без ін'єкційного закладання деформованих порід:

$$K_{н.т} = \sum_{i=1}^{n} \frac{k_n^i \cdot h_{п.п}^i \cdot P_{п.п}}{h_{п.п} \cdot P_{р.к}}, \quad (2.1)$$

де: $K_{н.т}$ – коефіцієнт проникності з урахуванням природної техногенної тріщинуватості надвугільної товщі до ведення закладних робіт;

k_n^i – коефіцієнт проникнення з урахуванням природної техногенної тріщинуватості порід безпосередньої покрівлі до ведення закладних робіт;

$h_{п.п}^i$ – потужність породних шарів покрівлі, м;

$P_{п.п}$ – тиск у породах покрівлі, МПа;

$P_{р.к}$ – тиск у реакційному каналі газогенератора, МПа.

2) Проникність надвугільної товщі з урахуванням природної і техногенної тріщинуватості надвугільної товщі після ін'єкційного закладання деформованих порід:

$$K_{н.т.з} = \sum_{i=1}^{n} \frac{k_{п.з}^i \cdot h_{п.п}^i \cdot P_{з.п.п}}{h_{п.п} \cdot P_{р.к}}, \quad (2.2)$$

де: $K_{н.т.з}$ – коефіцієнт проникнення з урахуванням природної техногенної тріщинуватості надвугільної товщі після закладних робіт;

$k_{п.з}^i$ – коефіцієнт проникнення з урахуванням природної техногенної тріщинуватості порід безпосередньої покрівлі після закладних робіт;

$h_{п.п}^i$ – потужність породних шарів покрівлі, м;

$P_{з.п.п}$ – тиск у закладених породах покрівлі, МПа;

$P_{р.к}$ – тиск у реакційному каналі газогенератора, МПа.

Коефіцієнт достатньої герметичності підземного газогенератора $K_{г.п.г/г}$ з урахуванням проникності порід покрівлі під час ін'єкційного закладання і впливу температур на закладний масив визначався за формулою:

$$K_{г.п.г/г} = \frac{K_{н.т.з} \cdot \beta_{р.з.м}}{K_{н.т}}, \quad (2.3)$$

де: $K_{н.т}$ – коефіцієнт проникнення з урахуванням природної техногенної тріщинуватості надвугільної товщі до ведення закладних робіт;

$\beta_{р.з.м}$ – коефіцієнт температурного розширення закладеного масиву.

$K_{н.т.з}$ – коефіцієнт проникнення з урахуванням природної техногенної тріщинуватості надвугільної товщі після закладних робіт.

2.2.1.2 Визначення впливу теплообміну

Ступінь впливу конвекційного теплообміну в породах, що вміщують газогенератор, визначається щільністю, структурою і розмірами пустот. Загальну кількість тепла (Q), передану в певний проміжок часу, через прошарок порід h_n визначався за формулою:

$$Q = \left(\frac{\lambda_{екв}}{h_П} - \alpha_i \right) \cdot \left(T_1 - T_2 \right), \text{ МДж}, \tag{2.4}$$

де: α_i – коефіцієнт теплопровідності порід;

$h_П$ – потужність прошарку порід;

T_1 – початкова температура;

T_2 – кінцева температура;

$\lambda_{екв}$ – еквівалентний коефіцієнт теплопровідності порід:

$$\lambda_{екв} = \lambda_П \cdot \left(1 - P\right)^3, \text{ МДж}, \tag{2.5}$$

де: $\lambda_П$ – коефіцієнт теплопровідності порід за відсутності техногенної тріщинуватості в породах (інтактний масив порід);

P – величина природної і техногенної тріщинуватості порід.

Теплопровідність порід знаходиться в кубічній залежності від пористості та тріщинуватості порід. Закладання природних і техногенних пустот у деформованих шарах покрівлі призводить до зміни теплообміну від конвекційного до кондукційного. Зменшення щільності гірського масиву, що вміщує газогенератор, відбувається під впливом гірського тиску, який змінюється в просторі та часі в міру посування вогневого вибою й зумовлює превалювання конвекційного теплообміну в породах покрівлі.

2.2.1.3 Експериментальна стендова установка

Експериментальну стендову установку спроєктовано і запатентовано в Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка» та побудовано НВО «Нафтомаш» за фінансової підтримки Міністерства освіти і науки України [229]. Модель газогенератора складалася з чотирьох систем:

– експериментальний стенд;

– система подачі дуття (роздільного й змішаного);

– газовідвідна система (відведення генераторного газу);

– контрольно-вимірювальна апаратура (системи контролю температури і складу вхідної та вихідної газових сумішей).

Спрощену технологічну схему стендової установки газифікації вугілля з фотофіксацією основного обладнання наведено на Рисунку 2.4, а деталізовану – на Рисунку 2.5.

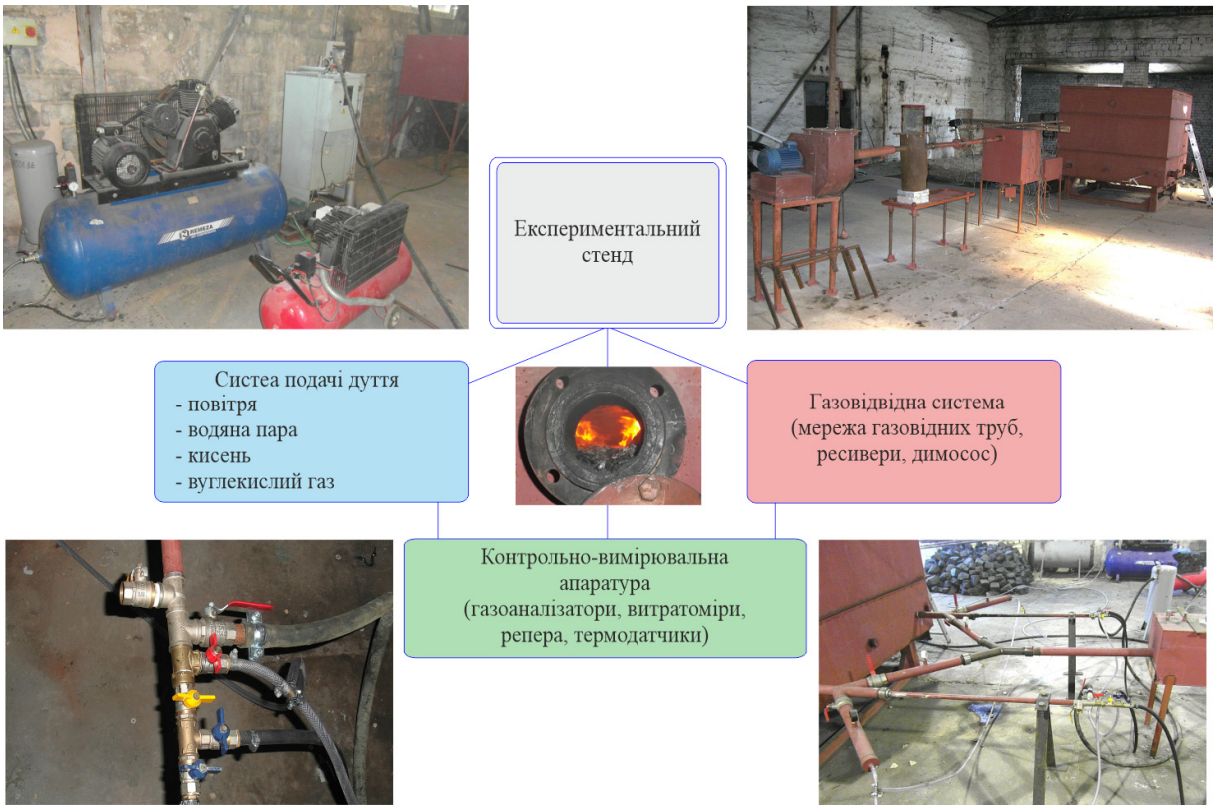


Рисунок 2.4 – Спрощена технологічна схема стендової установки газифікації вугілля з фотофіксацією основного обладнання

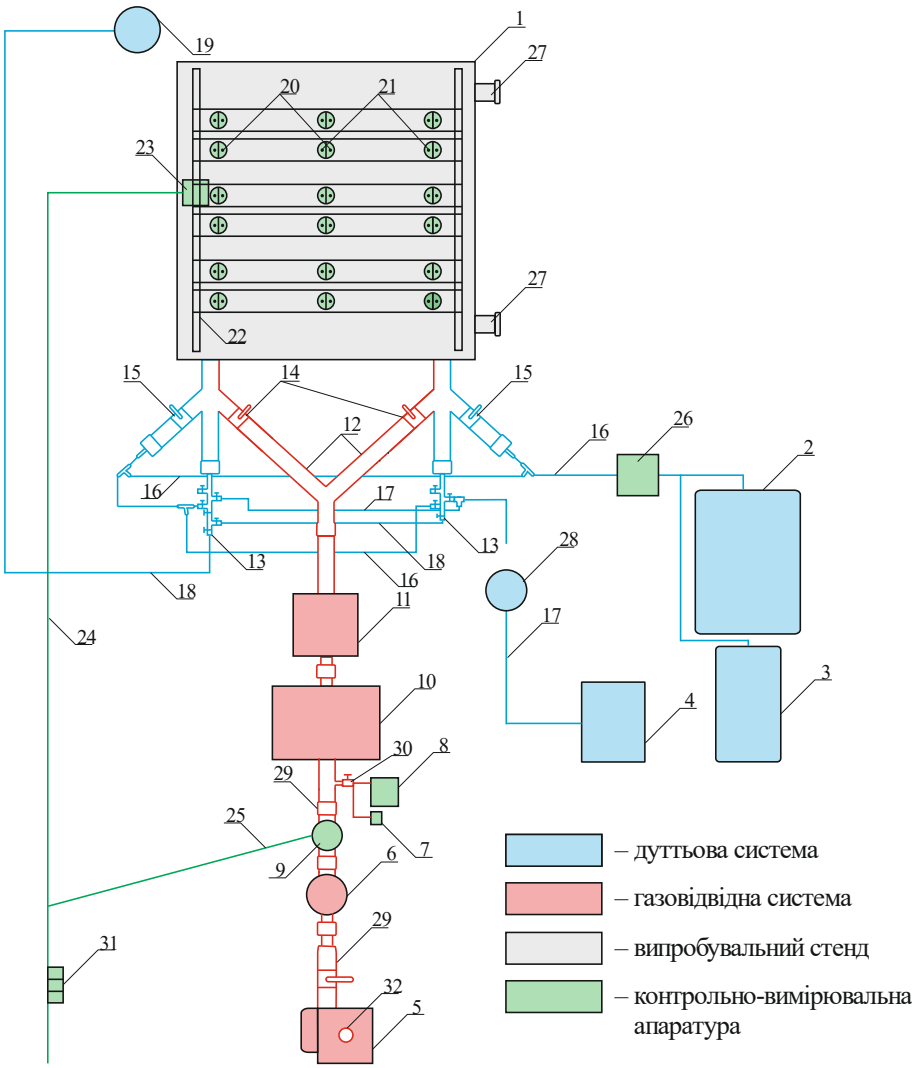


Рисунок 2.5 – Деталізована технологічна схема стендової установки газифікації вугілля: 1 – металевий ящик; 2 – робочий компресор; 3 – резервний компресор; 4 – парогенератор; 5 – димосос; 6 – вапняковий фільтр очищення газу; 7 – портативний газоаналізатор ВХ-170; 8 – аналізатор газу трикомпонентний Gasboard-3200L; 9 – газовий витратомір; 10 – бак-охолоджувач; 11 – бак-розширник; 12 – газовідвідний трійник; 13 – керований високонапірний трубопровід; 14 – шарнірні крани газовідвідної гілки для реверсування; 15 – шарнірні крани повітроподавальної гілки для реверсування; 16 – повітряний шланг високого тиску; 17 – гумовий високотемпературний шланг; 18 – кисневий шланг; 19 – кисневий балон; 20 – отвори для встановлення реперних датчиків; 21 – отвори для встановлення термопар; 22 – установка для оптичних датчиків; 23 – з'єднувальна коробка мережних кабелів термопар і реперних датчиків опускань; 24 – мережний кабель термопар і реперних датчиків; 25 – мережевий кабель витратоміра; 26 – витратомір для визначення подачі дуттьової суміші; 27 – розпалювально-контролюючий отвір; 28 – паровий ресивер; 29 – газовідвідний трубопровід; 30 – штуцер для відбору проб генераторного газу; 31 – перетворювачі сигналів; 32 – газовідвідна труба; 33 – отвір для подачі дуття і відведення газів; 34 – відстійник для конденсату

Конструкція стенда містить одну секцію розмірами 2,5 × 2,0 × 2,2 м з активною платформою, яка дає змогу моделювати кут залягання вугільного пласта. З фронтальної частини стенда знаходяться отвори для подачі дуття і відведення генераторного газу, а також розпалювально-контролюючі отвори. Основні підходи до підготовки експериментальних досліджень з описом результатів досліджень детально описанні у роботах [171 – 173, 230 – 233].

Герметичність конструкції забезпечувалася за рахунок знімної двоблокової кришки, обладнаної 32-ма активними гніздами для встановлення термопар і реперів. Для зменшення теплових втрат внутрішня частина стенда по периметру ізольована теплоізоляційною жаростійкою цеглою. Контурна теплоізоляція забезпечувала збереження теплового режиму під час експерименту.

Дуттьова система охоплює мережу труб для подачі повітря, пари і кисню, а також систему регульованих трубопроводів для змішування дуттьових компонентів. Повітроподавальна система містить компресор РМ-3138 і шланги високого тиску. Пароподавальна мережа складається з парогенератора АВПЕ-11/9, парового ресивера і високотемпературного гумового шланга. Киснева система містить кисневий балон і шланг.

Газовідвідна система стендової установки забезпечує відведення генераторного газу через трійник із шарнірними кранами, що дає змогу здійснювати реверс потоку, в бак-розширювач. Далі газ прямує в бак-охолоджувач і відстійник конденсату. У газовідвідному трубопроводі встановлено штуцер для відбору газових проб. Завершується система вапняковим фільтром, димососом і газовідвідною трубою.

Контрольно-вимірювальна апаратура містить стаціонарні та портативні газоаналізатори (“Gasboard 3200-L” і “ВХ-170”), що використовувалися для визначення концентрацій компонентів генераторного газу. Відбір проб здійснювався через відповідний штуцер. Температурні параметри фіксувалися за допомогою термопар ТХА в стаціонарному режимі та пірометра в динамічному. Сигнали температурних перетворювачів оброблялися в реальному часі і передавалися на комп’ютер шляхом послідовної передачі даних.

Для вимірювання витрати повітря і газу застосовували витратоміри типу «ІРВІС К-300», один з яких адаптовано для роботи в умовах високих температур. Контроль за станом породо-вугільного масиву здійснювали за допомогою оптичних датчиків, встановлених на спеціальній платформі. Датчики фіксували положення реперів, які були змонтовані через спеціальні отвори в корпусі стенда за допомогою лінійок зі шкалами.

2.2.1.4 Елементний та технічний склад вугілля

За сировину, що піддавалася газифікації, було вибрано кам'яне вугілля марки Г (газове), яке превалює в енергетичному балансі і запаси якого в Україні надзвичайно великі. Технічний та елементний склад вугілля наведено в Таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічний та елементний склад вугілля

Технічний склад, %					Елементний склад, %				Теплота згоряння (Q^r), МДж/кг	Густина вугілля (γ), г/см^3
W^r	W^a	A^c	S^d	V^{daf}	C^{daf}	H^{daf}	O^{daf}	N^r		
1,7	2,2	38,2	1,3	37,0	80,7	6,3	6,8	4,9	24,6	1,45

Наведені в Таблиці 2.1 значення використані для розрахунку матеріально-теплового балансу, що є невід'ємною частиною дослідження, оскільки отримані результати розрахунку визначають необхідну кількість дуття, яке потрібно подати в газогенератор.

2.2.1.5 Реагенти дуття

Експериментальні дослідження на стендовій установці супроводжувалися зміною параметрів реагентів дуття. Було застосовано п'ять основних попередньо апробованих типів дуття, а саме:

I – повітряне (O_2 – 21%, N_2 – 79%);

II – пароповітряне (O_2 – 21%, N_2 – 69%, $H_2O_{пара}$ – 10%);

III – кисневе (O_2 – 42%, N_2 – 58%);

IV – парокисневе (O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%);

V – вуглекислий газ + кисень (O_2 – 21%, CO_2 – 10%, N_2 – 69%).

Серія експериментальних досліджень чергувалася зміною дуття. Після кожною наступною зміною режиму дуття відбувався перехід на повітряне дуття. Тривалість перехідного режиму на дутті склала 1 годину.

2.2.1.6 Матеріально-тепловий баланс

Матеріально-тепловий баланс визначається фізичними швидкостями хімічних реакцій, технологічністю процесу, режимів подачі дуттьової суміші в зону газифікації [234]. Для розрахунку матеріально-теплового балансу було використано програмний продукт MT Balance. Цей програмний продукт розроблено в Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка» [235, 236].

У процесі розрахунку окрім заданих параметрів елементного та технічного складу вугілля програмою використовується багато фізичних величин-констант, а також величини, що характеризують початковий стан процесу газифікації. Алгоритм програми надає можливість отримати:

– матеріальний баланс окислювальної зони;

– матеріальний баланс відновлювальної зони;

– об’ємні параметри газових сумішей газогенератора;

– хімічний і термічний ККД процесу газифікації;

– енергетичний баланс процесу газифікації;

– сумарна енергія окислювальної та відновлювальної зони.

Визначення матеріально-теплового балансу за допомогою підземної газифікації є дієвим і зручним механізмом отримувати кількісні та якісні показники складу дуттьової суміші та вихідних газів із газогенератора. Це значно спрощує процес опрацювання даних і дає можливість швидкого отримання кінцевих результатів з високим ступенем відповідності.

2.2.1.7 Критерії подібності

Моделювання робочих параметрів процесу підземної газифікації вугілля за критеріями подібності до натурних умов є важливим елементом перенесення експериментальних даних у натурні умови, оскільки проведення експериментів на наземних стендових установках спрямовано на імітацію процесів СПГВ з урахуванням геологічних і технологічних параметрів [237, 238].

Основними критеріями подібності під час моделювання процесів підземної газифікації є механічна та теплова подібність. Механічна подібність охоплює геометричну, кінематичну та динамічну складові. Геометрична подібність передбачає збереження пропорційності відповідних елементів системи в просторі. Кінематична подібність досягається за умови відповідності швидкісних полів досліджуваної системи та моделі. Для забезпечення динамічної подібності необхідно враховувати дію основних сил – сили тяжіння, тиску і в’язкості. Теплова подібність охоплює відповідність температурних полів і теплових потоків, які в умовах спрощеного підходу поділяються на процеси конвективного і кондуктивного теплообміну [239, 240].

У дисертаційній роботі експериментальні дослідження проводилися з дотриманням основних критеріїв подібності, що забезпечують адекватність стендових випробувань реальним умовам. Зокрема, були витримані такі умови:

– геометричні розміри стендової установки масштабно відповідають зменшеній моделі об’єкта натурного експерименту;

– фізико-механічні характеристики використаних матеріалів моделі узгоджені з аналогічними властивостями гірських порід у природному середовищі;

– швидкості протікання основних хімічних реакцій у лабораторних умовах узгоджуються з реальними за рахунок відтворення відповідного режиму подачі дуття у зону газифікації та відведення генераторного газу;

– процес нагрівання гірських порід у модельованому середовищі реалізується через комбінацію кондуктивного та конвекційного теплообміну.

Інваріанти (симплекси) і критерії подібності, які визначають як відношення однорідних геометричних, фізичних та інших параметрів моделі та натурного об'єкта, ґрунтовно розглянуто в працях [241, 242]. Застосування методу фізичного моделювання забезпечує можливість вивчення процесів на зменшеній моделі з подальшою екстраполяцією отриманих результатів до реальних умов. Таким чином, проведення дослідження на стендовій установці виконувалося для моделювання процесу підземної газифікації з урахуванням критеріїв подібності та встановлених масштабних коефіцієнтів. За основу при нестаціонарному вигазовуванні пласта прийнято вираз [242]:

$$\overline{T} = \frac{T - T_0}{T_{\max} - T_0} = f\left(H_0\right), \tag{2.6}$$

де: T – поточна температура, °С;

$T_{\max}$ – максимальна температура, °С;

T_0 – початкова температура, °С;

H_0 – критерій гомохронності (часу).

$$H_0 = \frac{v \cdot t}{x} = 1, \tag{2.7}$$

де: v – швидкість вигазовування, м/добу;

t – час вигазовування, діб;

x – відстань, м.

У загальному значенні всі критерії подібності які враховують, час називаються критеріями гомохронності (H_0), оскільки ними визначається множник перетворення часу через множник інших фізичних величин. Відповідно за подібності двох або кількох систем для будь-яких подібних точок критерії H_0 (критерій гомохронності), Fr (Критерій Фруда), Eu (критерій Ейлера) і Re (критерій Рейнольдса) мають одне й те саме значення. Під час практичного використання критеріїв подібності доцільно деякі з них привести до більш зручного вигляду, що дає змогу безпосередньо визначити значення величин, які входять до цих критеріїв.

Отже, висновок про повноту дотримання схожості натури і моделі дає розрахунок критерію гомохронності, тобто постійної часової подібності у процесах. Зіставляючи моделювання робочих параметрів процесу підземної газифікації вугілля отримаємо:

$$Ho = \frac{v \cdot t}{x} = \frac{v' \cdot t'}{x'}, \tag{2.8}$$

де: v – швидкість переміщення матеріальної точки в натурі, м/добу;

t – час переміщення цієї точки, діб;

x – відстань, що проходить матеріальна точка за час t, м;

v', t', x' – відповідно швидкість, час і шлях матеріальної точки на моделі.

Для отримання достовірних результатів моделювання на експериментальній стендовій установці, що дають можливість отримати дані для натурних умов, розглядали групу інваріантів подібності, які власне характеризують процес газифікації:

– кінетика хімічних реакцій;

– газодинаміка і масообмін зон окислення і відновлення;

– конвекційний і кондукційний теплообмін.

Дотримання вищенаведених інваріантів подібності, що відображають кінетику газифікації, досягалося закладанням у модель вугілля тієї самої марки і складу, що і в натурі.

Конвекційний обмін температур відбувається лише безпосередньо на контакті реакційної зони і поширюється до 2 – 4 потужностей вигазовуваного пласта. Далі ентальпія відбувається за рахунок кондукційного нагрівання порід. Підвищення температури та її поширення в глибину масиву відбувається до виникнення термічних напружень, що змінюють характер поведінки порід під час обвалення [243]. Ґрунтуючись на дослідженнях, проведених в умовах шахт Західного Донбасу, конвекційна передача ентальпії спостерігалася і на більшій відстані, сягаючи 6 м [244]. Така ситуація пояснюється утворенням порожнин у покрівлі підземного газогенератора та наявністю в ньому пор і тріщин. Ступінь впливу теплообмінної конвекції визначається наявністю порожнин у породах та їхнім розташуванням, що також визначає теплове напруження порід покрівлі.

Тиск у моделі підземного газогенератора і якісний склад генераторного газу в масштабі подібності відповідає натурним умовам. Витрату окислювача розраховували для кожного типу дуття окремо. Довжина реакційного каналу в експериментальному стенді становить 1,5 м, потужність пласта вугілля 0,2 м. З огляду на критерії подібності значення довжини реакційного каналу 1,5 м відповідає довжині реакційного каналу підземного газогенератора 30 м.

2.2.2 Результати експериментальних досліджень інтенсифікації процесу підземної газифікації

2.2.2.1 Вплив герметичності газогенератора на процес газифікації вугілля

У результаті проведення стендових експериментальних досліджень, встановлено вплив герметичності газогенератора на кількісні та якісні показники газифікації вугільного пласта. На Рисунку 2.6 наведено графік зміни витрати дуття, що подавалося в газогенератор, і отриманого генераторного газу при зміні підвищення тиску від 0 до 0,35 МПа.

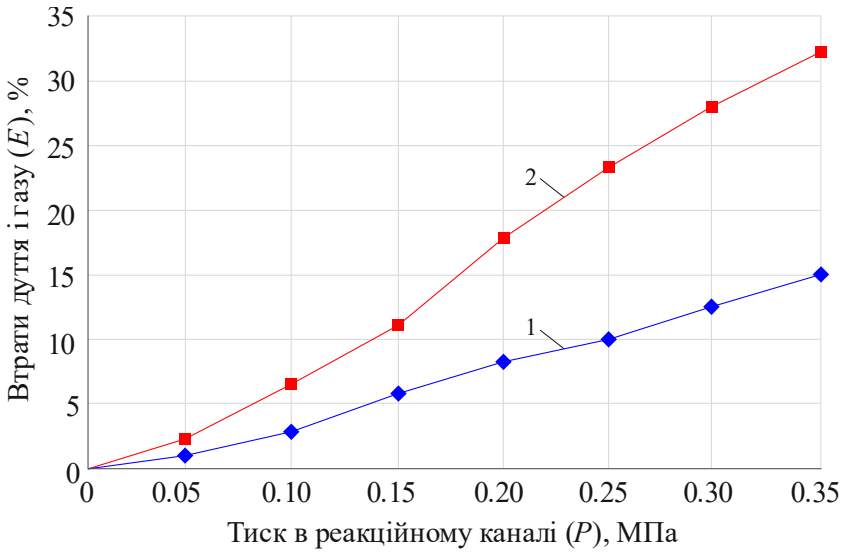


Рисунок 2.6 – Залежність втрат дуття і газу (E) при зміні тиску у газогенераторі: 1 – при конструкції газогенератора із закладанням деформованої товщі порід покрівлі і вигазованого простору; 2 – при конструкції газогенератора без закладання

З графіка спостерігається, що відсутність закладання виробленого простору починає впливати на втрати дуття та генераторного газу за мінімальної зміни тиску та сягає максимальних значень 32,5% за тиску 0,35 МПа, тоді як закладання виробленого простору за такого ж значення тиску становить лише 15%. Таким чином визначено різницю зміни втрат дуття, яка становить 17,5% (більш ніж у 2 рази) за різних конфігурацій підготовки газогенераторів.

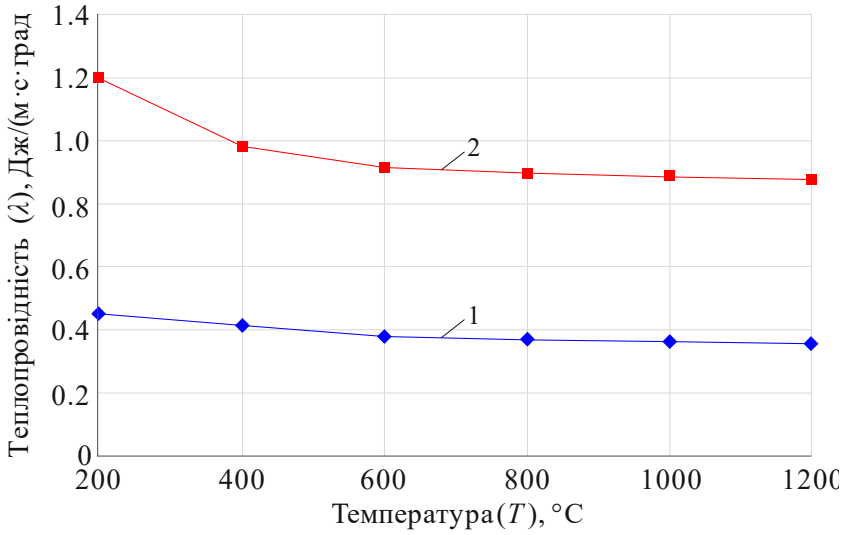
Конструкція газогенератора із закладанням деформованої товщі порід покрівлі та вигазованого простору, характеризується коефіцієнтом герметичності газогенератора $k_{г.п.г./г.} = 0{,}032$. В той же час коефіцієнт герметичності газогенератора без закладання становить $k_{г.п.г./г.} = 0{,}214$.

В умовах достатньої герметичності газогенератора ($k_{г.п.г./г.} = 0{,}032$) забезпечується ефективний контакт дуття з вогневим вибоєм реакційного каналу, збільшується теплоємність порід, що вміщують газогенератор, зростає теплоефективність реакційних зон газогенератора, зумовлюючи стабільність теплового і матеріального балансу процесу газифікації вугільного пласта.

По довжині реакційного каналу спостерігається підвищення температур в окислювальній зоні газогенератора і теплоємності породних шарів, що зумовлено тепловтратами в породах навколо реакційного каналу. Це відбувається за рахунок зменшення тепла і температуропровідності порід покрівлі. Теплотворна здатність окислювальної зони за рахунок штучної теплоізоляції породного масиву забезпечує ефективну роботу зони відновлення, де відбуваються ендотермічні реакції з поглинанням тепла. Техногенне тепло породного масиву навколо газогенератора є досить значним, і відповідно за умови його відбору може використовуватися в когенераційних установках. Вигазовування вугілля відбувається при нагнітанні дуття з боку масиву вугілля і відведенні газу з вигазованого простору.

Залежності теплопровідності порід навколо газогенератора від температур, що виділяються в процесі газифікації та герметичності газогенератора, наведено на Рисунку 2.7.

(а)



(б)

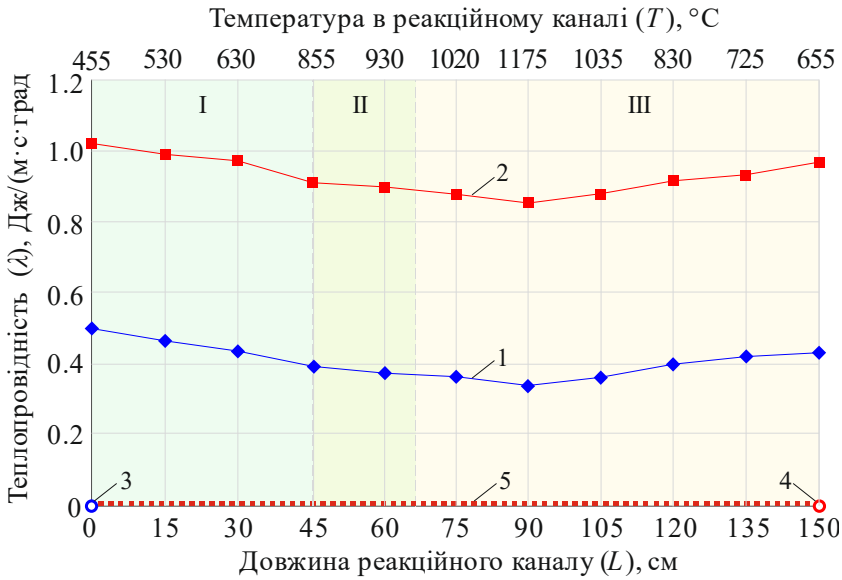


Рисунок 2.7 – Залежності зміни теплопровідності порід покрівлі (λ) від температур, що виділяються в процесі газифікації та герметичності газогенератора: (а) – загальна теплопровідність порід покрівлі газогенератора; (б) – теплопровідність порід покрівлі по довжині вогневого вибою газогенератора; 1 – при конструкції газогенератора із закладанням деформованої товщі порід покрівлі і вигазованого простору; 2 – при конструкції газогенератора без закладання; 3 – повітроподавальна свердловина; 4 – газовідвідна свердловина; 5 – лінія вогневого вибою газогенератора; I – окислювальна зона; II – перехідна зона; III – відновлювальна зона

Зі збільшенням вигазованої порожнини погіршуються споживчі властивості (калорійність) газу, оскільки фронт газифікації поступово переміщується від початкового місцезнаходження до меж поля газифікації, залишаючи позаду вигазований простір, який заповнюється шлаками, залишковим вугіллям, осілими породами верхньої товщі.

Зола виносу виділяється з вугілля під час підземної газифікації разом із генераторними газами. Як правило, її вловлює обладнання для фільтрації частинок перед тим, як димові гази досягають димоходів. Вугільна зола, що не прореагувала, залишається у виробленому просторі. Об'єм вугільної золи, що не прореагувала, становить 38 – 45% об'єму вугільного пласта.

На Рисунку 2.8 наведено результати досліджень температури продуктів газифікації на виході з газовідвідної свердловини і теплоти згоряння генераторного газу кам'яновугільного пласта.

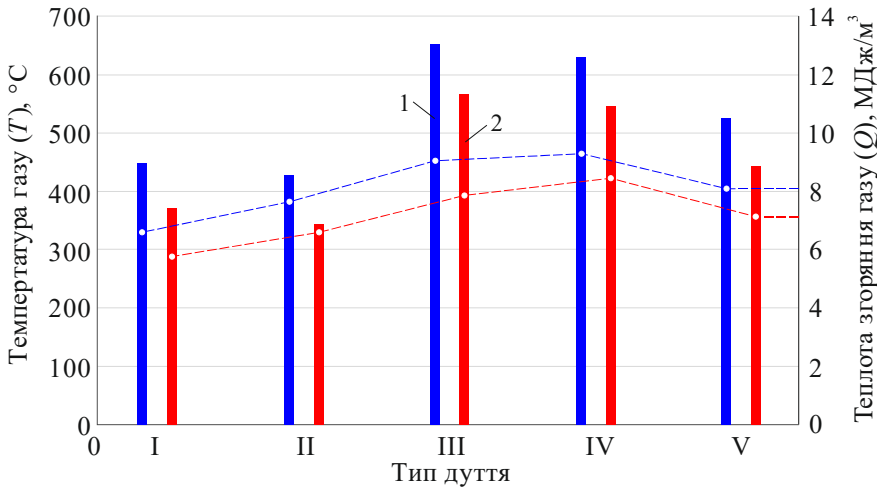


Рисунок 2.8 – Залежності зміни температури продуктів газифікації вугілля (генераторного газу) під час виходу з газовідвідної свердловини та теплоти згоряння генераторного газу від типу дуття та герметичності газогенератора: 1 – при конструкції газогенератора із закладанням деформованої товщі порід покрівлі і вигазованого простору; 2 – при конструкції газогенератора без закладання; I – повітряне дуття; II – пароповітряне дуття; III – кисневе дуття; IV – парокисневе дуття; V – вуглекислий газ + кисень

Отримані результаті експериментальних досліджень конструктивних особливостей штучної герметизації газогенератора дали змогу дати оцінку якісним і кількісним показникам виходу продуктів газифікації вугільного пласта з урахуванням гірничо-геологічних умов, конструктивних особливостей газогенератора і технологічних параметрів ведення газифікації (Рисунок 2.9).

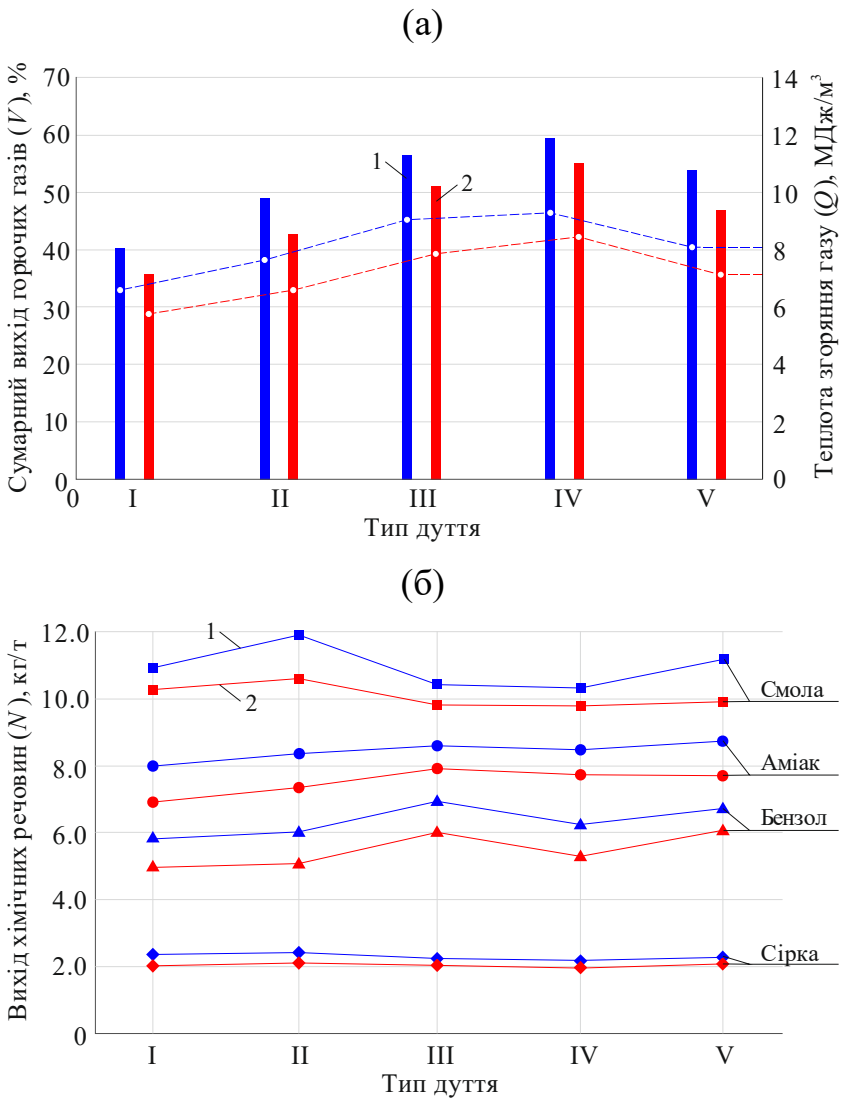


Рисунок 2.9 – Залежності зміни виходу продуктів газифікації вугілля (генераторного газу) від типу дуття та герметичності газогенератора: (а) – вихід горючих газів; (б) – вихід хімічних речовин з конденсату; 1 – при конструкції газогенератора із закладанням деформованої товщі порід покрівлі і вигазованого простору; 2 – при конструкції газогенератора без закладання; I – повітряне дуття; II – пароповітряне дуття; III – кисневе дуття; IV – парокисневе дуття; V – вуглекислий газ + кисень

Зменшення природної і техногенної тріщинуватості шаруватої товщі порід покрівлі та вигазованого простору за рахунок підвищення герметичності газогенератора дає змогу зменшити міграцію продуктів ПГВ у породи покрівлі та підошви. Розрахунки показали, що підготовка газогенераторів з ін'єкційним закладанням порід покрівлі дасть змогу знизити собівартість отриманого газу на 18,5%. Відповідне значення забезпечується за рахунок збільшення площі газифікованого вугілля в 1,6 – 1,8 раза, ступеня вигазовування вугільного пласта на 7 – 12% і підвищення теплотворної здатності газу до 18%.

Отримані результати зміни виходу генераторного газу залежно від типу дуття з високим ступенем збігу корелюються з попередніми дослідженнями підземної газифікації кам'яного вугілля, а саме в низці праць зазначається позитивний вплив кисневого дуття [97, 245, 246], а також парокисневого дуття [247] на показники виходу генераторного газу. Суттєвий вплив дуття на процес газифікації, у складі якого превалює вуглекислий газ, також зазначено в працях [248 – 250]. До того ж результати експериментальних досліджень з високим ступенем збіжності відповідають раніше проведеним дослідженням на вугіллі зі схожими властивостями. Звісно ми не можемо говорити про повну відповідність результатів досліджень, адже технічний та елементний склад вугілля не є тотожним. Аналіз порівняння отриманих результатів із дослідженнями зарубіжних науковців щодо впливу реверсування дуттьових потоків, які докладно описано в працях [121, 123, 127], доводять правильність обраного напряму інтенсифікації процесу підземної газифікації.

2.2.2.2 Вплив системи підведення дуття на процес підземної газифікації вугілля

Для стійкого процесу газоутворення важливу увагу необхідно приділяти безперервному підведенню дуттьової суміші на вогневий вибій реакційного каналу газогенератора, оскільки це створює стабільний тиск і впливає на активізацію теплоутворення в окислювальній зоні реакційного каналу. У результаті врівноважується збалансованість активних зон газогенератора та кінетика термохімічних реакцій процесу газифікації.

Розроблені й апробовані на стендовій установці з моделювання процесу підземної газифікації вугілля конструкторські та технічні рішення з підведення дуття безпосередньо на вогневий вибій газогенератора зумовлюють інтенсифікацію процесу газифікації вугільних пластів з урахуванням конкретних гірничо-геологічних умов.

Відповідно три можливих конструкції газогенератора були предметом дослідження ефективності процесу газифікації:

– без гнучкого трубопроводу з направленням дуття на вогневий вибій реакційного каналу (конструкція-1);

– з гнучкими трубопроводами з направленням дуття через перфоровані насадки на вогневий вибій реакційного каналу (конструкція-2);

– з гнучкими трубопроводами й активатором у реакційному каналі з направленням дуття на вогневий вибій реакційного каналу (конструкція-3).

У результаті проведення експериментальних досліджень отримано дані щодо втрати дуття в окислювальній зоні газогенератора (Рисунок 2.10), генераторного газу у відновлювальній зоні газогенератора (Рисунок 2.11) та вугілля по довжині реакційного каналу (Рисунок 2.12) залежно від конструкції газогенератора.

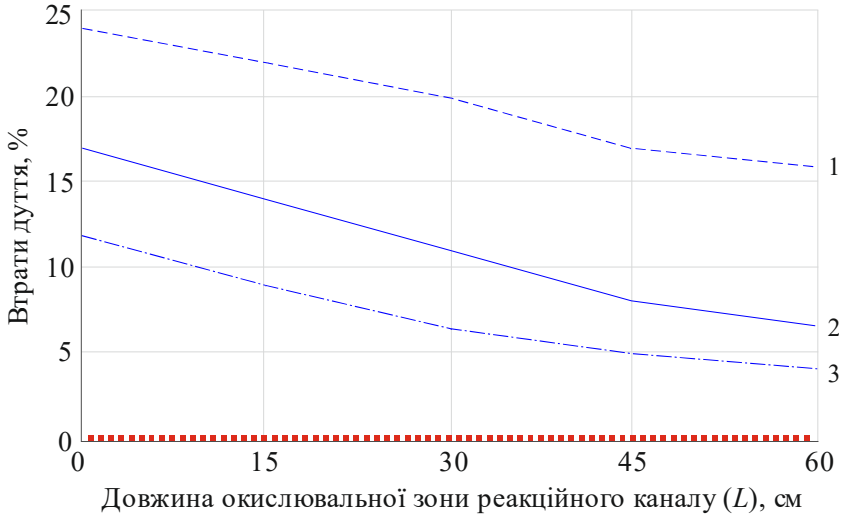


Рисунок 2.10 – Дані щодо втрати дуття в окислювальній зоні газогенератора залежно від конструкції газогенератора: 1 – конструкція-1; 2 – конструкція-2; 3 – конструкція-3

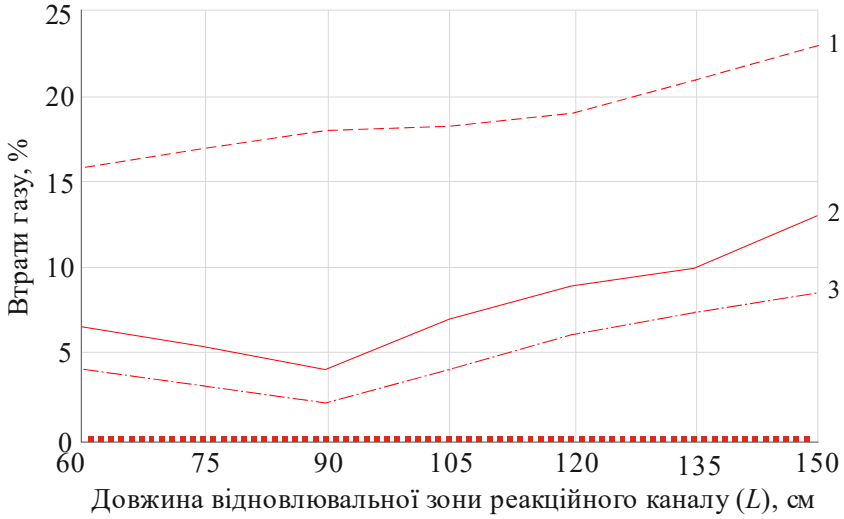


Рисунок 2.11 – Дані щодо втрати генераторного газу у відновлювальній зоні газогенератора залежно від конструкції газогенератора: 1 – конструкція-1; 2 – конструкція-2; 3 – конструкція-3

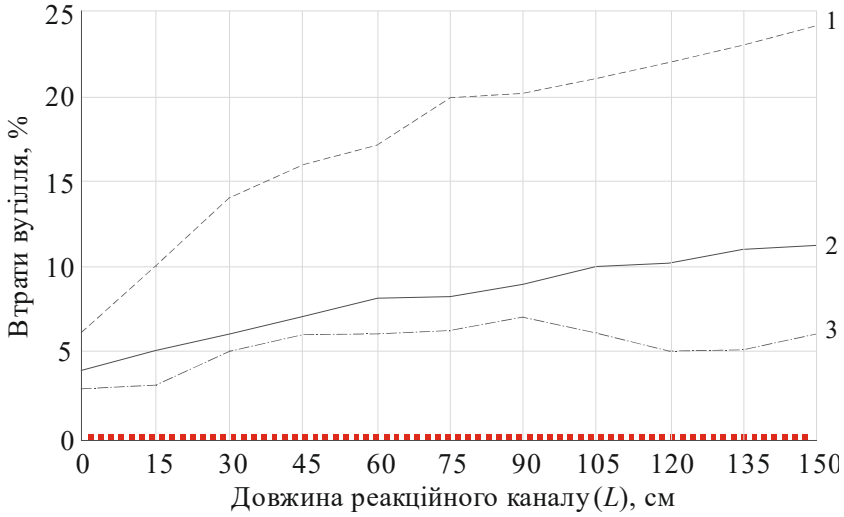


Рисунок 2.12 – Дані щодо втрати вугілля по довжині реакційного каналу залежно від конструкції газогенератора: 1 – конструкція-1; 2 – конструкція-2; 3 – конструкція-3

В умовах руху газодуттьового потоку з боку масиву в бік вигазованого простору, витікання газу певною мірою стимулюється великими об’ємами цього простору, деформацією й обваленнями порід до зони газифікації та наявністю в ній надмірного тиску. Навколо дуттьової свердловини вугілля газифікується повніше, ніж біля газовідвідної свердловини. Тому тут

найбільшою мірою концентруються втрати вугілля за площею і потужністю пласта. Причому це зумовлюється не тільки одностороннім направленням дуттьового потоку, а й тим, що в міру посування реакційних зон газифікації по довжині каналу разом із погіршенням аеродинамічних умов, настає момент, коли для реакційних зон уже не залишається потрібної протяжності.

Для комплексного аналізу серії експериментальних досліджень доцільно узагальнити ключові показники, що характеризують його роботу. До таких показників належать втрати дуття в окислювальній зоні, втрати генераторного газу у відновлювальній зоні, а також втрати вугілля по довжині реакційного каналу. З метою візуального порівняння та виявлення залежностей між зазначеними параметрами та конструктивними особливостями газогенератора отримані дані були об’єднані на одному графіку (Рисунок 2.13).

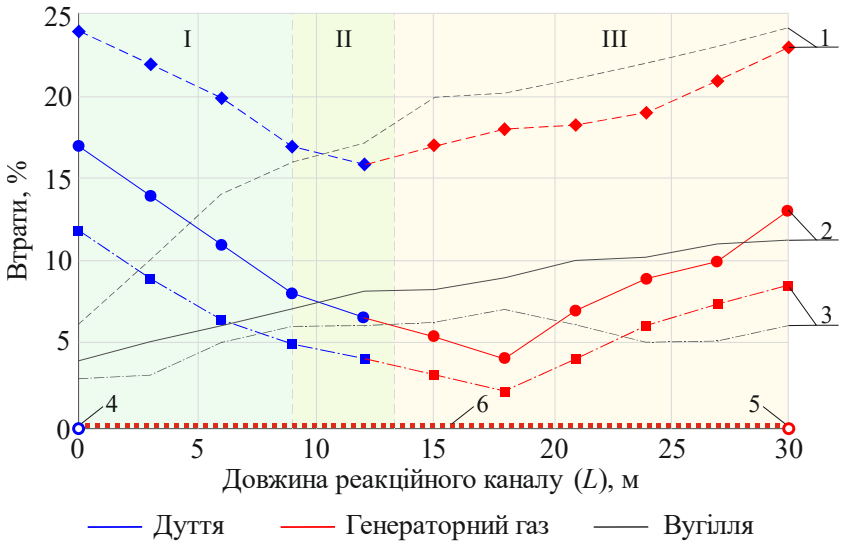


Рисунок 2.13 – Залежності втрати дуття, генераторного газу і вугілля залежно від конструкції газогенератора: 1 – конструкція-1; 2 – конструкція-2; 3 – конструкція-3; 4 – повітроподавальна свердловина; 5 – газовідвідна свердловина; 6 – лінія вогневого вибою газогенератора; I – окислювальна зона; II – перехідна зона; III – відновлювальна зона

На Рисунку 2.14 наведено результати дослідження впливу трьох конструкцій газогенератора з підведення дуття у реакційний канал на рівномірність посування вогневого вибою.

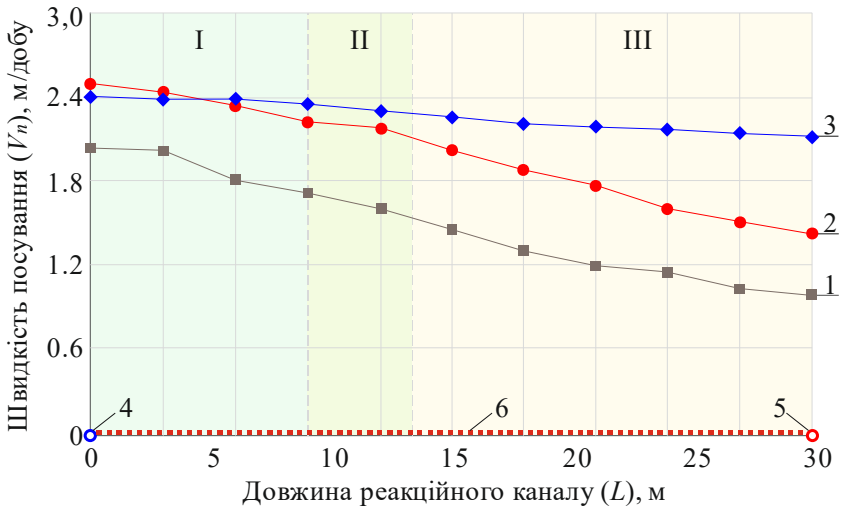


Рисунок 2.14 – Залежності впливу різних конструкцій з підведення дуття в реакційний канал газогенератора на рівномірність посування вогневого вибою: 1 – конструкція-1; 2 – конструкція-2; 3 – конструкція-3; 4 – повітроподавальна свердловина; 5 – газовідвідна свердловина; 6 – лінія вогневого вибою газогенератора; I – окислювальна зона; II – перехідна зона; III – відновлювальна зона

Аналізуючи Рисунок 2.14. можна стверджувати, що під час вигазовування вугільного пласта із застосуванням конструкції газогенератора з гнучкими трубопроводами та активатором у реакційному каналі, з направленням дуття на вогневий вибій реакційного каналу (конструкція-3) зникає необхідність здійснення реверсування дуття, оскільки відбувається рівномірне посування вогневого вибою газогенератора.

Залучення в процес газифікації забалансових і залишених запасів тонких і надтонких вугільних пластів, при застосуванні конструкцій і технологічних схем газогенераторів з керованими гнучкими трубопроводами, перфорованими насадками і активаторами, забезпечує адаптивну активізацію окислювальних та відновлювальних процесів з керованою зоною переходу між ними у реакційному каналі газогенератора. Контроль і керованість над газогенератором за довжиною реакційного каналу забезпечується дозованою, роздільною подачею дуттьового потоку на дзеркало вогневого вибою в кожну активну зону реакційного каналу. Це призводить до зменшення втрат дуття, генераторного газу, твердого палива і

обумовлює рівномірність посування активних зон вогневого вибою реакційного каналу під час вигазовування вугільного пласта.

Проведені розрахунки для натурних умов показують, що впровадження вищенаведених технологічних рішень у конструкції газогенератора значно зменшить час на формування реакційного каналу і вихід газогенератора в активний режим процесу газифікації (Рисунок 2.15), що водночас зменшить час необхідний для реверсування.

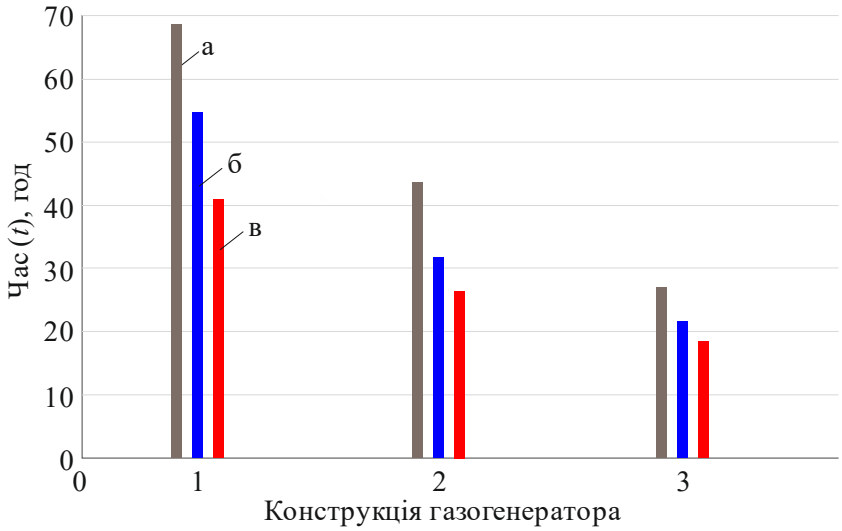


Рисунок 2.15 – Вплив конструкцій газогенератора на час досягнення основних процесів: (а) – формування реакційного каналу газогенератора; (б) – вихід газогенератора на режим газифікації; (в) – реверсування

З Рисунка 2.15 очевидно, що при застосуванні конструкції-3 майже в 2 рази скорочується час на досягнення основних процесів, тобто інтенсифікується процес газифікації. Врахування геологічної будови, елементного складу твердого палива, порід покрівлі та підошви, параметрів дуттьового режиму та направленості його на вогневий вибій, відповідно до функціональних особливостей активних зон реакційного каналу та конструкторських особливостей газогенератора, обумовлює адаптивність процесу підземної газифікації вугілля до конкретних умов експлуатації вугільних пластів за умови застосування гнучких труб із перфорованими насадками, або активатора.

Керування процесом газифікації тонких і надтонких вугільних пластів за допомогою гнучких трубопроводів з направленням дуття через перфоровані насадки на вибій реакційного каналу (конструкція-2) також забезпечує досить ефективну активізацію термохімічних процесів в активних зонах газогенератора. В окислювальній зоні реакційного каналу таке конструктивне рішення має безпосередній вплив на кінетику хімічних реакцій і теплоутворення. У цьому випадку відсутній безпосередній вплив на відновлювальну зону. Недоліками даної конструкції є неможливість керувати відновлювальною зоною газогенератора, нерівномірність вигазовування вогневого вибою реакційного каналу, що негативно впливає на якість термохімічного процесу, збільшує час на підготовку та формування реакційного каналу і реверсу дуттьових потоків.

Впровадження перфорованого активатора у реакційному каналі газогенератора для активізації процесу підземної газифікації вугілля забезпечує безпосередній вплив на активні зони вогневого вибігу, що дає змогу керувати активними зонами газогенератора, забезпечуючи енергетичний баланс між зонами, селективність продукту газифікації, збільшення якісних і кількісних показників процесу. Щодо недоліків конструкції-3 є те, що, значна маса перфорованого активатора створює опір при його пересуванні, у міру посування вогневого вибою газогенератора. Створюються критичні навантаження на гнучкий трубопровід і його з’єднання з активатором, у зв’язку з чим виникає потреба в обмеженні довжини виїмкового стовпа газогенератора.

Що ж стосується порівняння технічних удосконалень, то їхній вплив на процес газоутворення і загальну ефективність процесу газифікації важко порівняти з подібними дослідженнями. Однак цим дослідженням ми запропонували альтернативні способи подачі дуття на вогневий масив підземного газогенератора в доповнення до широковідомої системи під назвою «контрольована точка подачі дуття» (Controlled Retracting Injection Point CRIP) [36, 251], рухомої точки дуття (Movable Injection Point) [252], нефіксованої точки закачування (Unfixed Pumping Points) [253] та нещодавно розробленого інструменту для подачі реагентів дуття для підземної газифікації вугілля [88].

2.3 Порівняльний аналіз даних експериментальних досліджень

У цьому розділі представлено порівняльний аналіз даних, що характеризують процес газифікації. Основною метою є оцінка достовірності та узгодженості результатів, отриманих шляхом розрахунків матеріально-теплового балансу (МТБ) із застосуванням програмного забезпечення MT Balance, даних напівпромислових випробувань на станції ПГВ та експериментальних досліджень, проведених у лабораторних умовах.

Варто підкреслити, що використане програмне забезпечення MT Balance успішно пройшло апробацію на експериментальній шахті Барбара (Польща) [254]. Водночас дані напівпромислових випробувань що проводилися на станції Zhong-Liang-Shan (Китай) [101] є у своєму роді сучасним еталоном, на яких ґрунтуються сучасні дослідження технології ПГВ. Порівняльний аналіз дасть змогу виявити можливі розбіжності між лабораторними, розрахунковими та практичними даними й оцінити вплив різних умов і методологій досліджень на отримані результати. Для здійснення зазначеного аналізу наведемо усереднені параметри виходу генераторного газу у вигляді таблиці з розподілом значень на типи дуття, що застосовувалися в конкретному дослідженні (Таблиця 2.2).

Розглянемо вихід кожного газу, окремо представивши їх на графіках (Рисунок 2.16) для візуального сприйняття порівнювальних значень, що дасть змогу визначити відмінність розрахункових даних від даних напівпромислової станції ПГВ і порівняти їх з даними експериментальних досліджень.

Аналіз наведених графіків (Рисунок 2.16) свідчить про високу узгодженість між розрахунковими показниками та даними напівпромислової станції ПГВ Zhong-Liang-Shan щодо об’ємної частки кисню (O_2). Аналогічну тенденцію спостерігаємо і для діоксиду вуглецю (CO_2), де різниця між експериментальними та розрахунковими даними також незначна. Для метану (CH_4), монооксиду вуглецю (CO) та азоту (N_2) відмінності виявляються дещо помітнішими, проте залишаються в межах, що можна пояснити відмінним технічним і елементним складом вугілля та технологічними особливостями процесу газифікації.

Таблиця 2.2 – Усереднені параметри виходу генераторного газу

№ типу дуття	Тип дуття	Процентне співвідношення компонентів у дутті	Вихід горючих генераторних газів, %				LHV, МДж/м^3	∑, %
			H_2	CH_4	CO	H_2S		
Дані експериментальних досліджень при конструкції газогенератора без закладання деформованої товщі порід покрівлі і вигазованого простору								
I	Повітряне дуття	O_2 – 21%, N_2 – 79%	14.9	6.1	14.6	0.2	5.7	35.8
II	Пароповітряне дуття	O_2 – 21%, N_2 – 69%, $H_2O_{пара}$ – 10%	19.5	6.5	16.5	0.2	6.6	42.7
III	Кисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 58%	21	8	21.8	0.2	7.9	51.0
IV	Парокисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%	22.8	8.3	23.5	0.25	8.5	54.9
V	Вуглекислий газ + кисень	O_2 – 21%, CO_2 – 10%, N_2 – 69%	19.2	6.6	20.8	0.2	7.1	46.8
Дані експериментальних досліджень із закладанням деформованої товщі порід покрівлі і вигазованого простору								
I	Повітряне дуття	O_2 – 21%, N_2 –79%	16.3	7.7	16	0.2	6.6	40.2
II	Пароповітряне дуття	O_2 – 21%, N_2 –69%, $H_2O_{пара}$ – 10%	21.7	7.4	19.9	0.2	7.6	49.2
III	Кисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 58%	22.8	9.9	23.9	0.2	9.1	56.8
IV	Парокисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%	25.6	9.4	24.5	0.25	9.3	59.8
V	Вуглекислий газ + кисень	O_2 – 21%, CO_2 – 10%, N_2 – 69%	20.1	7.7	25.7	0.2	8.2	53.7
Дані станції ПГВ Zhong-Liang-Shan								
I	Повітряне дуття	O_2 – 21%, N_2 – 79%	12.7	5.7	19.5	–	5.9	37.9
IV	Кисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 58%	24.5	6.2	24.1	–	7.9	54.8
–	Кисневе дуття	O_2 – 65%, N_2 – 35%	27.4	7.9	24.7	–	8.9	60.0
IV	Парокисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%	25.7	6.8	21.1	–	7.9	53.6
Розрахункові дані (МТБ)								
I	Повітряне дуття	O_2 – 21%, N_2 – 79%	11.7	6.5	17.1	0.15	5.8	35.5
III	Кисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 58%	19.2	7.5	23	0.2	7.7	49.9
–	Кисневе дуття	O_2 – 65%, N_2 – 35%	19.6	10.9	26.8	0.2	9.5	57.5
IV	Парокисневе дуття	O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%	20.8	7.6	23.7	0.25	8.0	52.4

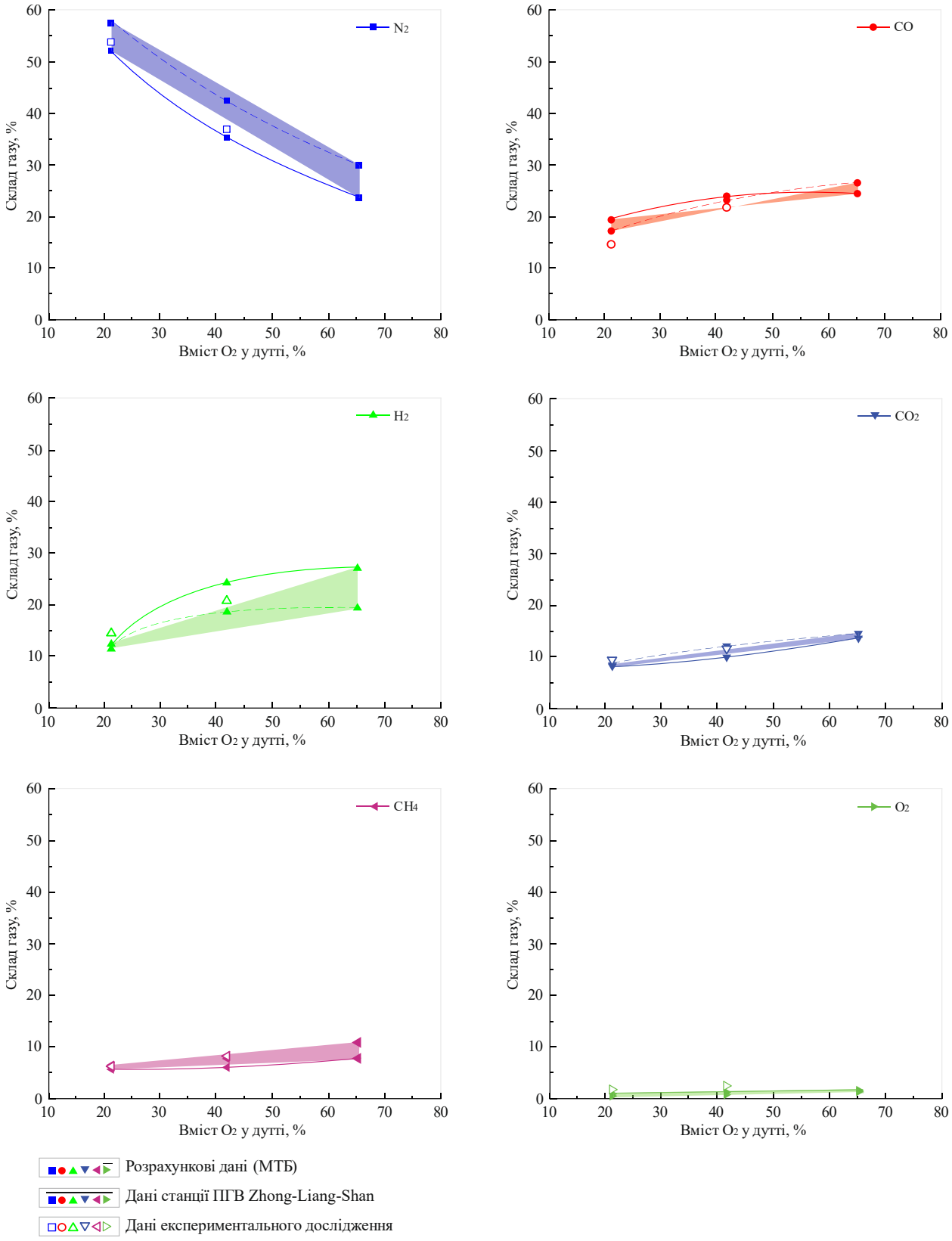


Рисунок 2.16 – Графіки порівняння вмісту виходу складових генераторного газу (H_2, CO, CH_4, CO_2, N_2, O_2) при змінні вмісту кисню у дутті

Загалом, попри певні відмінності для окремих компонентів, порівняльний аналіз підтверджує коректність застосованої розрахункової методики та свідчить про її придатність для прогнозування складу генераторного газу за різних режимів газифікації, а отримані дані експериментальних досліджень на стендовій установці з високим ступенем збіжності (≈) корелюються з розрахунковими даними та даними напівпромислової станції ПГВ Zhong-Liang-Shan.

Для отримання повної картини порівняння вмісту виходу складових генераторного газу при зміні вмісту кисню в дутті наведено графік залежностей, який наведено на Рисунку 2.17.

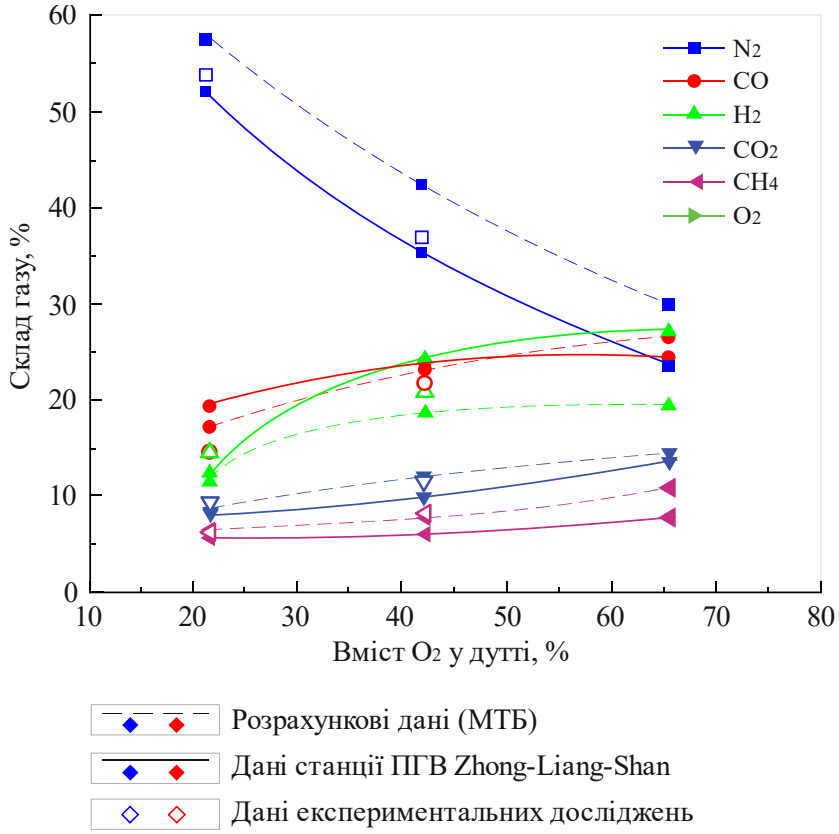


Рисунок 2.17 – Узагальнені залежності порівняння вмісту виходу складових генераторного газу (H_2, CO, CH_4, CO_2, N_2, O_2) при зміні вмісту кисню у дутті

Через збільшення вмісту кисню в дутті спостерігається збільшення виходу як горючих (CO, H_2, CH_4), так і негорючих компонентів генераторного газу (CO_2, O_2), тоді як частка азоту (N_2) зменшується, що пояснюється збільшенням інтенсивності окислювальних процесів і зменшенням домінування інертного N_2 в

реакційній зоні. Такі зміни можна описати залежностями, що апроксимуються функцією насичення типу Міхаеліса-Ментена для горючих компонентів, де збільшення концентрації O_2 спричиняє підвищення реакційної активності до досягнення певного граничного значення, а для азоту спостерігається зворотна лінійна залежність через його інертний характер у процесі газифікації.

На основі даних, наведених на Рисунку 2.17 отримано залежності виходу горючих компонентів і їхньої нижчої теплотворної здатності від вмісту O_2 у дутті.

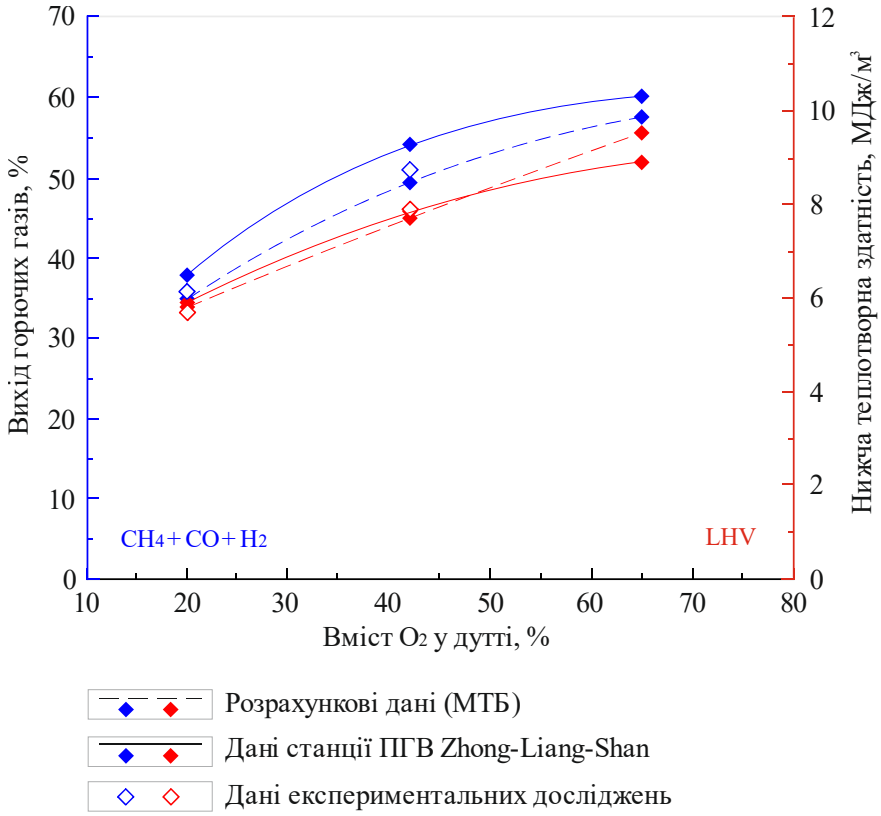


Рисунок 2.18 – Узагальнені залежності виходу горючих компонентів (CH_4+CO+H_2) і їхньої нижчої теплотворної здатності від вмісту O_2 у дутті

Зіставлення даних розрахункової моделі (МТБ), напівпромислових випробувань на станції ПГВ Zhong-Liang-Shan та експериментальних досліджень демонструє єдину тенденцію. З підвищенням частки O_2 у дутті сумарна концентрація $CH_4 + CO + H_2$ поступово підвищується, що відповідає зменшенню частки інертного азоту (N_2) і посиленню реакцій перетворення вуглецю і водяної пари.

Усі три джерела даних узгоджено вказують на збільшення горючої складової газу до 60 – 70% за більш високих концентрацій кисню. Паралельно зі збільшенням частки горючих компонентів підвищується і нижча теплотворна здатність, яка сягає 8 – 10 МДж/м^3 і вище в умовах кисневого дуття. Це зумовлено переважанням CO і H_2, які мають високі показники теплотворної здатності.

Хоча криві дослідницьких даних і розрахунків дещо відрізняються за абсолютними значеннями, особливо в діапазоні високих концентрацій кисню, загальна форма залежностей залишається подібною. Збіжність результатів експериментальних та аналітичних досліджень становить 82 – 94%.

На основі валідації даних можна зробити такий висновок: для показника нижчої теплотворної здатності розбіжність між розрахунковими даними, даними напівпромислової станції ПГВ та експериментальними вимірюваннями становить близько 5 – 7%, що відповідає ступеню збіжності на рівні 93 – 95%. Для сумарного виходу горючих газів (сума CH_4, CO і H_2) розбіжності між різними джерелами коливаються в межах 10 – 15% (тобто збіжність близько 85 – 90%). При цьому окремі компоненти, зокрема водень (H_2), можуть демонструвати більші відхилення (до 30%), що пов’язано з особливостями внутрішньої вологості та реакційними умовами у вугільному пласті. Загалом найбільша збіжність спостерігається для параметрів, що характеризують енергетичну ефективність процесу (LHV і сумарний вихід горючих компонентів), що підтверджує адекватність застосованої розрахункової методики для прогнозування характеристик генераторного газу та отриманих даних у результаті проведення лабораторних досліджень.

Отже, підвищення вмісту кисню у дутті призводить до збільшення об’ємної частки горючих газів і, відповідно, до збільшення LHV, що підтверджує доцільність використання збагаченого киснем дуття для підвищення ефективності процесу газифікації. Водночас слід врахувати збалансованість подачі реагентів дуття для забезпечення рівномірності посування вогневого вибою, а також затрати на використання кисневого дуття в пропорціях підвищеного насичення.

Для визначення надійності подальшого використання розрахункових даних матеріально-теплового балансу та обґрунтування заміни експериментальних досліджень комп'ютерним моделюванням проведено валідацію даних виходу горючих компонентів генераторного газу, отриманих в результаті експериментальних досліджень і за даними напівпромислової станції Zhong-Liang-Shan, щодо результатів розрахунків МТБ для трьох типів дуття. Зведені дані показників виходу генераторного газу наведено в Таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Зведені дані показників виходу генераторного газу

Тип дуття	Дані	H_2, %	CH_4, %	CO, %	Σ (H_2, CH_4, CO), %
Повітряне	Експеримент	14,9	6,1	14,6	35,6
	Zhong-Liang-Shan	12,7	5,7	19,5	37,9
	МТБ	11,7	6,5	17,1	35,3
Кисневе	Експеримент	21	8	21,8	50,8
	Zhong-Liang-Shan	24,5	6,2	24,1	54,8
	МТБ	19,2	7,5	23	49,7
Парокисневе	Експеримент	22,8	8,3	23,5	54,6
	Zhong-Liang-Shan	25,7	6,8	21,1	53,6
	МТБ	20,8	7,6	23,7	52,1

У результаті опрацювання показників виходу генераторного газу побудовано матрицю розбіжностей результатів між розрахунковими та експериментальними даними. Відносну розбіжність для кожного показника визначали за формулами:

$$\delta_i^{\mathrm{ZLS}} = \frac{\left|\mathrm{МТБ}_i - \mathrm{ZLS}_i\right|}{\mathrm{МТБ}_i} \cdot 100\%, \tag{2.9}$$

$$\delta_i^{\mathrm{E}} = \frac{\left|\mathrm{МТБ}_i - \mathrm{E}_i\right|}{\mathrm{МТБ}_i} \cdot 100\%, \tag{2.10}$$

де: $\mathrm{МТБ}_i$ – значення, розраховані за матеріально-тепловим балансом;

ZLS_i – значення даних станції Zhong-Liang-Shan;

E_i – значення даних експериментальних досліджень.

Отримані результати, наведені в Таблиці 2.4, відображають ступінь розбіжностей між експериментальними даними та показниками станції Zhong-Liang-Shan для кожного типу дуття і слугують основою для оцінки достовірності валідації.

Таблиця 2.4 – Матриця розбіжностей даних експериментальних досліджень та даних станції Zhong-Liang-Shan, щодо МТБ

Тип дуття	Дані	H_2, %	CH_4, %	CO, %	Σ (H_2, CH_4, CO), %
Повітряне	Експеримент	21,48	6,56	17,12	0,84
	Zhong-Liang-Shan	7,87	14,04	12,31	6,86
Кисневе	Експеримент	8,57	6,25	5,50	2,17
	Zhong-Liang-Shan	21,63	20,97	4,56	9,31
Парокисневе	Експеримент	8,77	8,43	0,85	4,58
	Zhong-Liang-Shan	19,07	11,76	12,32	2,80

В середньому розбіжність між результатами МТБ і експериментальними даними, а також між МТБ і показниками станції Zhong-Liang-Shan становить від 6 до 15,7 % за основними компонентами H_2, CH_4 і CO. Для сумарного вмісту горючих газів $\Sigma(H_2 + CH_4 + CO)$ відхилення є незначним і знаходиться в межах 1 – 9 %, що підтверджує узгодженість результатів розрахунків з експериментальними та промисловими даними.

Таким чином, аналітичні розрахунки матеріально-теплового балансу показали високий ступінь збіжності зі стендовими експериментальними дослідженнями та даними напівпромислової станції Zhong-Liang-Shan, що дає підстави вважати аналітичну модель адекватною реальним процесам газифікації.

У подальших дослідженнях розрахунки МТБ приймаються як еталон для порівняння з результатами комп’ютерного моделювання в ANSYS Fluent, що дає змогу варіювати параметри процесу підземної газифікації та оцінювати достовірність CFD-моделі без необхідності повторного проведення стендових експериментів.

2.4 Аналіз швидкості посування вогневого вибою газогенератора при зміні параметрів насичення дуття киснем

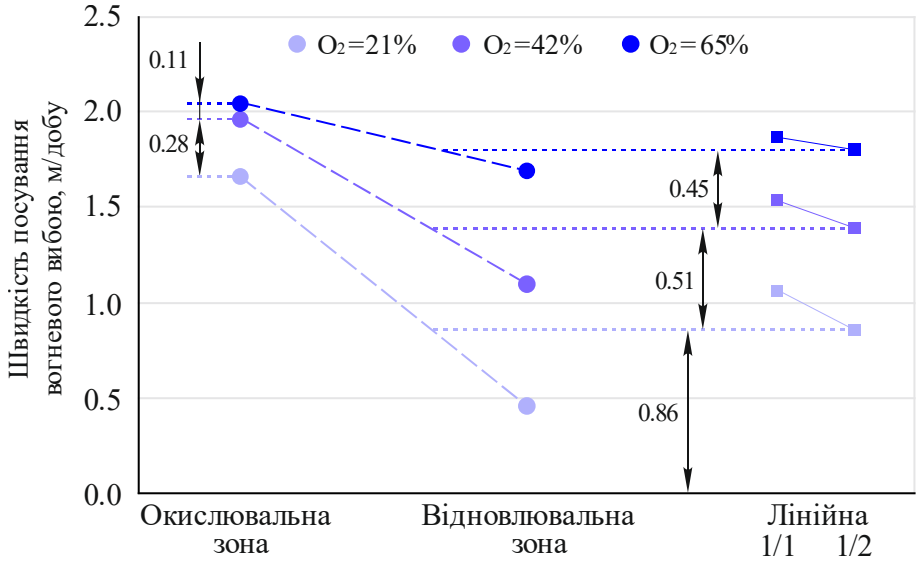
Для визначення швидкості посування вогневого вибою газогенератора при зміні концентрації кисню в дуттьовій суміші проведено аналітичні розрахунки за методикою, наведеною у роботі [255]. У розрахунковій схемі для підземної газифікації вугілля враховано основні параметри процесу, зокрема довжину та ширину окислювальної зони, потужність вугільного пласта, густину вугілля та необхідну кількість дуття для згоряння 1 кг вугілля (дані взято з розрахунку матеріально-теплового балансу).

Теоретичний розрахунок починається з визначення сумарного об’єму повітря, необхідного для повного згоряння вугілля в окислювальній зоні, далі здійснюється розрахунок виходу газу з окислювальної зони та визначається об’єм валового газу, що дає змогу розрахувати продуктивність газогенератора. Подальші обчислення дають можливість визначити кількість вугілля, що вигазовується за одиницю часу, а також лінійну швидкість посування вогневого вибою як в окислювальній, так і у відновлювальній зоні.

Отримані дані дають змогу оцінити вплив насиченості дуття киснем на швидкість посування вогневого вибою газогенератора. Важливо зазначити, що на сьогодні не існує єдиної методики для розрахунку лінійної швидкості посування вогневого вибою, тому в нашому дослідженні швидкість визначалася з урахуванням співвідношення окислювальної та відновлювальної зон як 1:1 та 1:3. Фінальний аналіз проводився за співвідношення 1:3, що відповідає прийнятій умові, коли довжина окислювальної зони газогенератора становить 33,3% загальної довжини реакційного каналу.

Для досягнення оптимальної роботи газогенератора важливим аспектом є забезпечення збалансованості хімічних швидкостей реакцій, що відбуваються в окислювальній та відновлювальній зонах. Якщо швидкості реакцій не збалансовані, то відбуватиметься процес неповного окислення і процес перейде з режиму газифікації в режим спалювання.

У нашому дослідженні враховано, що досягнення оптимального співвідношення реакцій дає змогу підвищити швидкість посування до певного граничного значення, після якого за подальшого збільшення концентрації кисню ефект прискорення слабшає через насичення процесу, відповідно збалансованість хімічних швидкостей є критичною умовою для забезпечення ефективної газифікації вугілля. Розрахункові дані швидкості посування вогневого вибою газогенератора від насиченості дуття киснем наведено на Рисунку 2.19.



O₂=21%	1,66	0,46	1,06	0,86
O₂=42%	1,94	1,08	1,51	1,37
O₂=65%	2,05	1,71	1,88	1,82

Рисунок 2.19 – Розрахункові дані зміни швидкостей посування вогневого вибою газогенератора при зміні насиченості дуття киснем

З аналізу даних, наведених на Рисунку 2.19, випливає, що при збільшенні концентрації кисню в дутті спостерігається підвищення швидкості посування вогневого вибою газогенератора, причому для окислювальної та відновлювальної зони ці швидкості суттєво відрізняються. Збільшення концентрації кисню в дутті прискорює посування вогневого вибою, однак ефект не є лінійним. Між 21 та 42% спостерігається значний приріст швидкості, а між 42 і 65% – приріст сповільнюється. Уповільнення свідчить про те, що за

значного підвищення концентрації кисню відбувається насичення процесу, тобто після певного рівня збільшення O_2 дає менш суттєве прискорення процесу вигазовування. Тут має місце незбалансованість швидкостей термохімічних реакцій.

Усереднену лінійну швидкість посування вогневого вибою газогенератора (1:2) від концентрації кисню x (де x – це відносна величина кисню у дутті, наприклад, 21% = 0,21) можна апроксимувати моделлю з насиченням за типом Міхаеліса-Ментена :

$$v(x) = \frac{V_{\max} x}{K + x}, \tag{2.11}$$

де: $V_{\max}$ – максимально досяжна швидкість окислювальної зони;

K – константа напівнасичення (значення x, за якого швидкість $v = \frac{V_{\max}}{2}$).

У нашому випадку маємо три рівняння умовного збігу:

$$\begin{cases} v_1 = \frac{V_{\max} x_1}{K + x_1} \\ v_2 = \frac{V_{\max} x_2}{K + x_2} \\ v_3 = \frac{V_{\max} x_3}{K + x_3} \end{cases}. \tag{2.12}$$

Дві невідомі величини ($V_{\max}$ і K) і три рівняння роблять цю систему надлишковою, що вказує на те що немає 100% точного розв’язання, яке ідеально підійшло б під усі три точки. Тому розв’язання системи виконаємо за допомогою мінімізації функції. За методом найменших квадратів (МНК) можна знайти параметри $V_{\max}$ і K, які мінімізують суму квадратів похибок:

$$S(V_{\max}, K) = \sum_{i=1}^{3} \left[v_i - \frac{V_{\max} x_i}{K + x_i} \right]^2. \tag{2.11}$$

Застосування методу найменших квадратів дає можливість не лише знайти оптимальні параметри моделі, а й провести аналіз чутливості

результатів до варіацій вхідних даних. Такий підхід сприяє оптимізації технологічних параметрів процесу газифікації, даючи змогу адаптувати систему до змін якості вугілля та особливостей геологічного середовища, для зниження експлуатаційних витрат при збереженні високої продуктивності газогенератора. Ба більше, зміни вихідних параметрів можна досить легко коригувати задаючи відповідні доповнення в розрахунки швидкості посування.

У результаті розрахунку отримано значення $V_{\max} \approx 4{,}6$ і $K - \approx 1{,}0$. Таким чином, апроксимуючи дані, отримуємо формулу:

$$v(x) = \frac{4{,}6x}{1{,}0 + x}, \text{ м/добу.} \tag{2.13}$$

Хоча модель не проходить ідеально через всі розрахункові точки (отримано результуючі значення 0,86/0,8; 1,37/1,36 та 1,82/1,81 м/добу), вона демонструє, що зі збільшенням концентрації кисню в дутті (x) швидкість посування підвищується, але за вищих значень ефект посилення слабшає через насичення процесу. Зауважимо, що за параметрів апроксимації $V_{\max} \approx 4{,}6$ і $K - \approx 1{,}0$ для умов кисневого дуття $O_2 = 100\%$ максимальна швидкість може сягати 2,3 м/добу в окислювальній зоні, що відповідає фізиці процесу.

З проведених розрахунків та аналізу залежностей швидкості посування вогневого вибою газогенератора від концентрації кисню в дутті випливає, що збільшення вмісту кисню спричиняє підвищення швидкості посування, однак приріст стає дедалі менш суттєвим при переході від 42 до 65% O_2 через насичення процесу. Методика, що ґрунтується на апроксимації за моделлю Міхаеліса-Ментена, дає змогу адекватно описати цей нелінійний характер залежності. Водночас, враховуючи економічні аспекти, зокрема високу вартість кисню, а також той факт, що подальше збільшення концентрації не забезпечує пропорційного підвищення швидкості посування, оптимальним і достатнім рівнем є кисневе дуття з концентрацією 42%. Таким чином, оптимізація процесу газифікації вугілля повинна базуватися на збалансованому використанні кисню, що забезпечує необхідну продуктивність газогенератора при збереженні економічної доцільності технології.

2.5 Висновки за розділом

Процес підземної газифікації вугілля є складним багатостадійним термохімічним перетворенням, що охоплює піроліз, горіння, газифікацію і вторинні реакції, які визначають склад і теплотворну здатність генераторного газу. Основну роль у цьому процесі відіграють реакції взаємодії вуглецю з киснем, водяною парою і продуктами згоряння, чутливі до температури, тиску і складу дуття. Встановлено, що рівновага основних реакцій значною мірою залежить від температурних умов: зокрема, при 950 – 1000 °C посилюється відновлення CO_2 у CO, тоді як підвищення тиску сприяє утворенню метану. Крім того, каталізуюча дія золи вугілля на реакції водяного газу суттєво впливає на енергетичний вихід. Складність завершення реакцій у реальних умовах обмеженої відновлювальної зони знижує ефективність газифікації, що зумовлює необхідність оптимізації теплового режиму та впровадження інноваційних технологій.

У результаті проведення серії експериментальних досліджень з моделювання процесу газифікації обґрунтовано вплив конструкторських і технологічних рішень на інтенсифікацію процесу підземної газифікації вугілля. Запровадження ін’єкційного закладання деформованих порід покрівлі суттєво зменшує втрати дуття і генераторного газу, покращує теплообмін у газогенераторі й підвищує стабільність теплового режиму. Застосування гнучких трубопроводів з активаторами дає змогу забезпечити рівномірне посування вогневого вибою, скорочення часу досягнення активного режиму та зниження потреби в реверсуванні. Встановлено, що конструкція газогенератора з направленою подачею дуття на зони реакційного каналу підвищує ступінь вигазовування до 12%, збільшує теплотворну здатність газу до 18% і розширює сферу застосування ПГВ на тонких пластах. Моделювання на стендовій установці з дотриманням інваріантів та критеріїв подібності дало можливість отримати результати, екстрапольовані до натурних умов, що разом забезпечує підвищення ефективності та керованості процесу газифікації вугілля.

Порівняльний аналіз експериментальних, напівпромислових і розрахункових даних підтвердив високу збіжність результатів щодо виходу генераторного газу за різних режимів підземної газифікації вугілля. Застосоване програмне забезпечення MT Balance демонструє адекватність прогнозування складу синтез-газу, зокрема для енергетично значущих компонентів (CO, H_2, CH_4), з точністю 85 – 95% залежно від типу дуття. Найбільші розбіжності пов'язані з воднем і зумовлені відмінностями у вологості вугільного пласта. Встановлено, що підвищення концентрації O_2 у дутті сприяє збільшенню виходу горючих компонентів та підвищенню нижчої теплотворної здатності газу, що підтверджує ефективність використання кисневого і парокисневого дуття. Отримані залежності відповідають закономірностям, наближеним до моделей насичення, й доводять релевантність лабораторного моделювання і розрахункових підходів для оцінки продуктивності ПГВ.

Аналітичний аналіз впливу концентрації кисню у дутті на швидкість посування вогневого вибою газогенератора показав наявність нелінійної залежності, яку апроксимовано моделлю типу Міхаеліса-Ментена. Зі збільшенням вмісту O_2 до 42% спостерігається значне прискорення посування вибою, тоді як подальше підвищення концентрації до 65% призводить до насичення процесу і зменшення приросту швидкості. Розрахована модель з параметрами апроксимації $V_{max} \approx 4{,}6$ і $K - \approx 1{,}0$ достовірно відображає загальні тенденції процесу. В результаті дослідження визначено оптимальну концентрацію кисню у дутті на рівні 42%, яка забезпечує баланс між продуктивністю і економічною доцільністю процесу газифікації. Отримані результати є підґрунтям для оптимізації режимів роботи підземного газогенератора залежно від параметрів дуття і якості вихідної вуглецевмісної сировини.

РОЗДІЛ 3
АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИКОРИСТАННЯ МАГНІТНИХ ПОЛІВ ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРОЦЕСУ ГАЗИФІКАЦІЇ

3.1 Використання магнітних полів для інтенсифікації процесу газифікації вугілля

3.1.1 Постановка проблеми інтенсифікації процесу газифікації вугілля фізичними полями

Нестача і подорожчання органічного палива, екологічні проблеми, пов’язані з традиційною розробкою і використанням вугілля, історична перспектива вичерпання легкодоступних паливних ресурсів знаменують риси світової енергетичної кризи, негативні наслідки якої з часом будуть накопичуватися [256, 257]. Це пов’язано з постійно зростаючими потребами людства в енергетичних ресурсах за вимушеного переходу до розробки дедалі більш бідних і важкодоступних родовищ [258, 259]. Ситуація, що складається, вимагає пошуку принципово нових технологій розробки викопного палива, що дають змогу залучити до промислового використання поклади, розробка яких традиційними методами наразі нерентабельна.

За відсутності достатніх запасів нафти і природного газу в Україні та Європі основним джерелом енергії та хімічною сировиною залишаються тверді горючі копалини [260, 261]. Запаси кам’яного та бурого вугілля є найважливішим природним ресурсом більшості країн і достатні для її енергетичних потреб у XXI столітті [262, 263]. Однак погіршення гірничо-геологічних умов підземної розробки вугілля (малопотужні пласти, великі глибини, підвищений гірський тиск, небезпечні газодинамічні явища) обмежує обсяги видобування, підвищує собівартість вугілля і впливає на збільшення травматизму гірників [264, 265]. Збільшення вартості транспортування природних корисних копалин також накладає суттєвий відбиток на ціноутворенні та логістичних складнощах [266].

Основна маса вугілля, що видобувається на сьогодні, має підвищену зольність і містить низку шкідливих домішок, які створюють несприятливі умови для використання корисних копалин і мають шкідливий вплив на довкілля та живі організми [267, 268, 269]. Значна частина запасів вугілля належить до категорії забалансових, що унеможливлює їх економічно доцільну розробку традиційними технологіями [270]. В цих умовах значної перспективи набуває оптимізація розробки вугільних родовищ із залученням різних технологій, у тому числі шляхом підземної термохімічної переробки вугільних пластів, тобто підземна газифікація вугілля.

Слід зазначити, що перші у світі дослідні роботи з підземної газифікації пластів кам'яного вугілля були проведені в Україні на Лисичанській станції «Підземгаз» (1933 р.). Протягом кількох десятиліть в Україні функціонували три станції підземної газифікації вугілля – Лисичанська, Горлівська та Синельниківська, які дали можливість накопичити значний технологічний досвід ведення робіт і довести не тільки надійність технології ПГВ, а й необхідність переходу від стадії експериментальних робіт до створення промислових станцій підземної газифікації. У 1963 році почалося розгорнуте освоєння газових родовищ Західного Сибіру, до того ж дешевий газ, який прийшов до європейської частини колишнього СРСР, призвів до втрати промислового інтересу до ПГВ (окремі об'єкти станцій підземної газифікації деякий час зберігалися як дослідно-наукові підрозділи) [27, 28, 271].

Сучасний рівень науково-технічного прогресу забезпечив новий етап у розвитку технології ПГВ. Це стало можливим завдяки розв'язанню цілої низки технічних проблем: спрямоване буріння свердловин по гірських породах і вугільному пласту [78, 272]; комбінації подачі окислювача [273]; кероване переміщення точки дуття уздовж робочої ділянки свердловини [274]; реверсивні технології [275]; закладання вигазованого простору [276]; нові типи підземних газогенераторів [42]; зниження ризику екологічних проблем як на поверхні [277, 278], так і під землею [279]. Важливим досягненням технологій останніх років є збільшення теплотворної здатності газу до 11 – 12 МДж/м^3, що

суттєво підвищило конкурентоспроможність технології ПГВ (на станціях 60-х років XX століття цей показник був у межах 2,8 – 4,0 МДж/м^3) [280].

Одночасно розвивалися технології комплексного використання продуктів газифікації: когенераційні системи виробництва енергії, зокрема введення генераторного газу до комбінованого циклу електростанцій; перетворення генераторного газу на рідкі вуглеводні за технологією ГРД («газ у рідину») – на синтетичну нафту та на її основі синтетичне моторне пальне, мастила й іншу хімічну сировину [281]. Найуспішніші дослідно-промислові проєкти довели можливість високої ефективності капіталовкладень (досвід Австралії [124], Китаю [25], ПАР [282]) і призвели до розробки численних проєктів нових станцій ПГВ.

Особливі умови залягання вугільних пластів потребують нових способів розробки запасів. Одним із дієвих способів є підземна газифікація. Через труднощі забезпечення України природним газом ця проблема набуває особливої актуальності. На сьогодні науково доведено, апробовано й запатентовано велику кількість технологічних рішень, пов’язаних з інтенсифікацією процесу ПГВ. Більшість технологічних рішень базуються на вивченні хімізму процесу газифікації та на його основі виявлення прогалин, які можна компенсувати фізичним, хімічним або технологічним впливом [283]. На базовій основі хімізму процесу підземної газифікації інтенсифікація процесу ПГВ можлива такими способами: підвищення температури в реакційному каналі [105]; реверсування дуттьових потоків [123]; комбінування дуття [111]; підвищення тиску в підземному газогенераторі [63, 103]; застосування пульсуючого дуття [284]; керування припливом води в підземний газогенератор [285, 286]; ін’єкційне закладання виробленого простору [148, 149]; підвищення коефіцієнта вилучення ресурсів при ПГВ за рахунок керування розмірами газогенератора [287] і використання магнітних полів [194]. Використання магнітних полів можливе здебільшого у двох принципово різних напрямах, а саме: електромагнітне нагрівання твердого палива та вплив на дуття електромагнітними полями [165].

Зважаючи на те, що різні способи по-різному впливають на ефективність процесу газифікації та собівартість отриманого генераторного газу, нами запропоновано розглянути спосіб інтенсифікації, який з погляду затратності є найбільш доцільним. Таким чином, як пріоритетний спосіб інтенсифікації процесу ПГВ пропонується зупинитися на використанні магнітних полів, а саме впливу на дуття електромагнітними полями.

Крім вищезазначених способів інтенсифікації процесу газифікації малопотужних пластів, покращення технологічності процесу може також відбуватися завдяки одночасному впровадженню в роботу різнорівневих газогенераторів [193]. Сутність цієї технології полягає в тому, що розроблені технологічні схеми відпрацювання вугільних пластів, у яких зосереджені диз'юнктивні та плікативні геологічні порушення, дають можливість вигазовувати вугілля, використовуючи вертикально-похило-горизонтальні свердловини за рахунок переходу геологічного порушення поза зоною впливу підвищеного гірського тиску [288, 289]. Такий спосіб проведення траси свердловин дасть змогу утримувати дуттьову і газовідвідну свердловини в породах із мінімальними деформаціями [290]. Стабільність газифікації вугілля, під час переходу малоамплітудного геологічного порушення, забезпечується достатньою герметизацією підземного газогенератора і попереднім закладанням виробленого простору в зоні тріщинуватості порід [80].

Для обґрунтування способу інтенсифікації впливу на дуття електромагнітними полями необхідним є проведення аналітичних досліджень з вивчення процесу активації молекул пароповітряної суміші дуття за допомогою створення неоднорідного магнітного поля. Отже спочатку необхідно проаналізувати, яким чином відбувається збудження молекул пароповітряної суміші дуття і способи активації молекул води та кисню. Після цього опрацювати експериментальну реалізацію впливу магнітних полів на інтенсифікацію процесу газифікації вугілля та аналітично визначити ефективність газифікації вуглецевмісної сировини за умов магнітної обробки дуттьової суміші.

3.1.2 Теоретичне обґрунтування дії магнітних полів

3.1.2.1 Механізм збудження молекул пароповітряної суміші дуття

У процесі підземної та/або наземної газифікації вугілля найбільш перспективним з погляду калорійності та можливості виробництва синтетичних продуктів є газ, який отримується при використанні пароповітряного дуття. При взаємодії розпеченого вугілля з парами води мають місце такі реакції:

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 - 130 \text{ кДж/моль}, \quad (3.1)$$

$$C + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 2H_2 - 80{,}3 \text{ кДж/моль}. \quad (3.2)$$

Вони супроводжуються поглинанням тепла, тобто охолодженням вугілля. Для підтримання горіння пласта дуття має містити кисень, як правило, це кисень повітря. При цьому протікають такі реакції:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 394 \text{ кДж/моль}, \quad (3.3)$$

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO + 221 \text{ кДж/моль}. \quad (3.4)$$

Порівняння реакцій (3.1) і (3.2) показує, що збільшення кількості водяної пари в дутті може призводити до підвищення виходу негорючого компонента генераторного газу CO_2. Щоб уникнути цього за тієї ж кількості пароповітряного дуття, необхідна попередня активація молекул води, а щоб інтенсифікувати процес тепловіддачі за реакціями (3.3) і (3.4) необхідна активація молекул кисню повітря.

Традиційним методом такої активації є нагрівання дуття, яке подається в зону газифікації. Але для отримання відчутного ефекту, як показує практика, нагрівання дуття повинно відбуватися до 800 – 1000°С і вище, що створює додаткові технологічні труднощі та супроводжується енергетичними витратами. Крім традиційного методу, з практики газової хімії, відомий метод активації газів тліючим розрядом [291, 292]. Сам тліючий розряд – це один із видів стаціонарного самостійного електричного розряду в газах, який формується, як правило, за низького тиску газу та малого струму. За рахунок активації водню в тліючому розряді вже за температури 800°С відбувається

повна дисоціація молекул водню на атоми, тоді як за традиційних методів нагрівання водню до такої температури дисоціює лише 8 – 10% молекул газу і тільки за температури 2600°С дисоціює 50% молекул водню.

Порівняно з дороговартісним методом тліючого розряду, існує дешевший і технічно простіший спосіб активації молекул пароповітряної суміші дуття, що передбачає накладення на дуттьову суміш магнітного поля. Суть його в тому, що молекули парогазової суміші перетворюються в нестабільний стан завдяки переорієнтації спінів, що зв'язують електрони, у неоднорідних магнітних полях. Оскільки частота прецесії електронів (протонів) різна, то накладення зовнішнього неоднорідного магнітного поля, градієнт якого простежується на відстанях, що дорівнюють розмірам молекули, призводить до переорієнтації спінів одних електронів (протонів) без інших. При цьому вся молекула переходить зі стійкого стану (синглетний) у триплетний із вищою внутрішньою енергією. Такі переходи у квантовій фізиці називаються інтеркомбінаційними.

3.1.2.2 Активація молекул води у магнітному полі

Відомо, що будь-який електрон у молекулі має орбітальний магнітний момент (за рахунок руху навколо атома) і спіновий (за рахунок обертання навколо власної осі). Згідно з принципом Паулі (*Pauli exclusion principle*) на одній орбіталі може бути не більше двох електронів із протилежно спрямованими спінами [293, 294]. Наявність таких електронів (званих спареними) визначає стійкість з'єднання (Рисунок 3.1I). При накладенні зовнішнього магнітного поля відбувається переорієнтація спіна одного з електронів (Рисунок 3.1II). При цьому відбувається розщеплення вихідного енергетичного рівня на 3, 5, 7... станів, що розрізняються за енергією станів (Рисунок 3.2). За принципом Паулі за умови переорієнтації спіна одного зі спарених електронів він має перейти на іншу орбіталь, тобто має реалізуватися стан з більшою енергією (Рисунок 3.1III, IV), і стійкість з'єднання буде порушено. У молекулі H_2O взаємодія іонів H^+ з іоном кисню здійснюється через *p*-електрони, що зв'язують зазначені іони між собою.

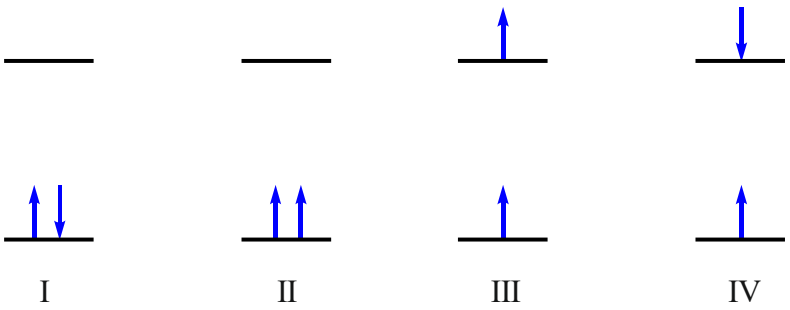


Рисунок 3.1 – Синглетний і триплетний стан електронів: (I) – основний синглетний стан; (II) – основний триплетний стан; (III) – збуджений триплетний стан; (IV) – збуджений синглетний стан

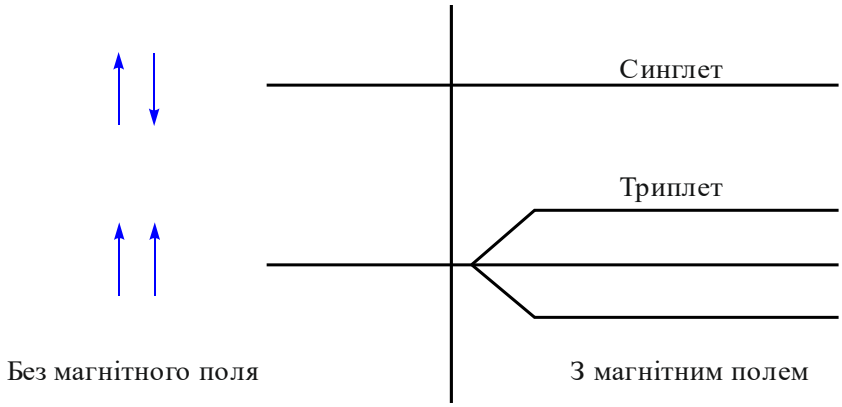


Рисунок 3.2 – Вплив магнітного поля на спін

Спіни кожного з *p*-електронів протилежні спіну іона H^+ з яким *p*-електрон взаємодіє. Одна зв'язана пара *p*-електрон – іон H^+ має антипаралельні магнітні моменти з другою такою самою парою (Рисунок 3.3, I).

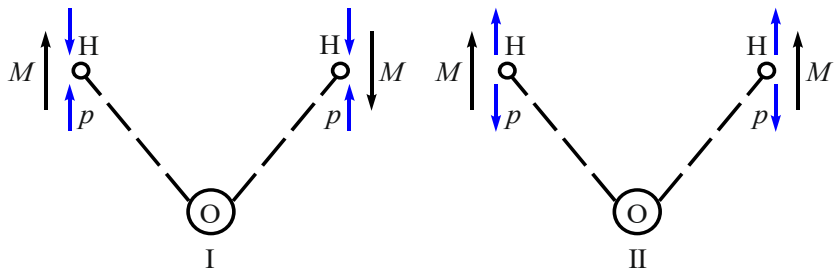


Рисунок 3.3 – Стан молекули води: (I) – синглетний стан; (II) – триплетний стан

Такий стан характеризує стійкий синглетний стан молекули води, яка є діамагнітною в цілому. Під час переорієнтації спіна одного з *p*-електронів здійснюється переорієнтація спіна, пов'язаного з ним іона H^+ (протона). Молекула води перетворюється на триплетний стан (Рисунок 3.3, II) і з діамагнітної стає парамагнітною, оскільки магнітний момент однієї пари H^+– *p*-електрон стає паралельним до магнітного моменту другої аналогічної пари.

Для молекули води в синглетному стані будь-який протон може зв'язати дві молекули в ланцюжок, тобто він утворює водневий зв'язок, енергія якого менша за валентну, але більша за Ван-дер-Ваальса і становить близько 4 ккал/моль. У триплетному стані (Рисунок 3.2) ймовірність утворення водневого зв'язку зменшується у 2 рази, оскільки його може утворити тільки той протон, спін якого антипаралельний спіну H^+ збудженої молекули H_2O.

Розрив водневих зв'язків за рахунок зменшення їхньої концентрації супроводжується збільшенням внутрішньої енергії води, що веде до додаткового підвищення її активності. При випаровуванні води водневі зв'язки між її молекулами розриваються повністю, але в міру охолодження водяної пари в крапельках води відновлюються водневі зв'язки. Таких зв'язків для води, що пройшла обробку в магнітному полі, виникатиме вдвічі менше. Отже процес газифікації вугілля при використанні пароповітряного дуття, активованого в магнітному полі, буде протікати ефективніше. Таким чином, механізм активації води в магнітних полях ґрунтується на двох процесах: перехід молекул H_2O із синглетного в триплетний стан і зниження ймовірності утворення водневих зв'язків між молекулами води.

3.1.2.3 Активація молекул кисню у магнітному полі

Механізм активації зумовлений інтеркомбінаційними переходами іонів електронів, які зв'язують два атоми в молекулу O_2. До того ж ці переходи призводять до переходу зв'язуючих електронів на розпушувальні орбіталі. Відомо, що молекула O_2 стабільна, коли кількість зв'язуючих електронів у ній більша, ніж кількість розпушувальних. Зв'язуючі (спарені) електрони мають

різноспрямовані спіни. При накладенні зовнішнього магнітного поля і внаслідок цього переорієнтації спіна одного зі спарених електронів останній переходить на розпушувальну орбіталь, а молекула O_2 стає нестабільною.

Згідно з сучасними уявленнями в молекулі кисню є не один утворений двома парами електронів зв'язок, а один простий зв'язок, оточений двома трьохелектронними зв'язками. Зазвичай міцність трьохелектронного зв'язку становить трохи більше половини міцності простого зв'язку. Якби в молекулі O_2 зв'язки просто складалися, то загальна міцність зв'язку атомів у молекулі була б вищою, ніж простого подвійного зв'язку. Однак накладення зовнішнього магнітного поля призводить до переорієнтації спінів не тільки зв'язуючих (спарених) електронів, а й електронів, що утворюють трьохелектронний зв'язок, тобто неспарених електронів. За рахунок цього енергія зв'язку атомів молекули стає меншою за сумарну енергію зв'язку.

Таким чином, механізм збудження молекул кисню у зовнішньому магнітному полі охоплює два процеси: переведення одного зі зв'язуючих електронів на орбіталь і порушення міцності трьохелектронного зв'язку завдяки переорієнтації спіна хоча б одного з незв'язаних електронів. Завдяки зниженню стійкості молекул кисню і швидкому їх розпаду на атоми підвищується хімічна активність такого важливого компонента дуття, як кисень, присутність якого необхідна для газифікації вугілля.

3.1.3 Експериментальна реалізація впливу магнітних полів на інтенсифікацію процесу газифікації вугілля

Для практичної реалізації збудження молекул для активації дуття необхідно встановити, які характеристики зовнішнього магнітного поля необхідно забезпечити, щоб активувати молекули води та кисню шляхом інтеркомбінаційних переходів.

Відомо, що у випадку атома водню, який має один електрон, *s*-, *p*-, *d*- і *f*-його стани, що відрізняються величиною орбітального магнітного моменту будь-якого одного енергетичного рівня (наприклад, за умови $n = 4$) мають

однакову величину енергії або, як кажуть, не розщеплюються. Однак у магнітному полі напруженістю ≈8000 ерстед відбувається розщеплення *s*-, *p*-, *d*- і *f*- станів, що відбивається в спектрі атомного водню у вигляді додаткових спектральних ліній. Крім того, кожен підрівень енергії *p*-, *d*- або *f*- розщеплюється відповідно на 3, 5 або 7 станів, що розрізняються за енергією. У випадку атома водню, щоб забезпечити такі зміни, необхідні досить потужні магнітні поля. Існує два варіанти розв'язання проблеми переведення молекул в активний стан з використанням магнітних полів.

Перший варіант полягає у використанні змінних магнітних полів, частота яких забезпечує резонансні явища в молекулі. Наприклад, спін-спінова взаємодія (Дж, Гц) між ядрами, яка в методі ядерного магнітного резонансу призводить до розщеплення, відомого під назвою «тонка структура», і в більшості випадків має величину від 20 до 40 Гц. Разом з тим, відносно малі енергії відповідають магнітному полю, яке діє на одне ядро внаслідок присутності та певної орієнтації іншого ядра.

Другий підхід до розв'язання проблеми активації молекул у магнітних полях полягає у використанні неоднорідних магнітних полів, таких, що їхня неоднорідність має простежуватися на рівні розмірів молекул. Така неоднорідність магнітного поля має забезпечити, зокрема, зміщення зони електронної густини в бік меншої напруженості магнітного поля в зоні їхньої взаємодії. В основу розробки різних конструкцій пристроїв для активації пароповітряної суміші дуття з використанням неоднорідних магнітних полів закладено два важливих положення, які полягають у такому:

1. Для магнітних полів, що створюються за допомогою постійних магнітів, максимальний градієнт напруженості спостерігається на межі розділу фаз «феромагнетик – зовнішнє середовище», тому в разі періодичного контакту молекул води та кисню з межею поділу фаз буде забезпечено відповідну неоднорідність зовнішнього магнітного поля.

2. Суттєву неоднорідність магнітного поля можна створити шляхом взаємоперпендикулярної орієнтації однойменних полюсів постійних магнітів.

Оцінити вплив магнітних полів безпосередньо на дуття можливо методами спектроскопії, електронного та ядерного парамагнітного резонансу, електрохімічних потенціалів тощо. Важливе завдання – активувати дуття для підвищення ефективності процесу газифікації вугілля, що зумовлено використанням непрямих методів, де предметом дослідження є зміна технологічної характеристики процесу газифікації в результаті впливу магнітних полів на дуття. Для того, щоб оцінити вплив активації дуття на процес газифікації вугілля, в даному дослідженні були проаналізовані результати дослідження [295] на магнітному пристрою, в якому реалізовано необхідні параметри магнітного поля.

Щоб реалізувати технологію підготовки дуття з використанням неоднорідних магнітних полів для інтенсифікації процесу газифікації вугілля використовувався пристрій типу «магнітний бак». Пристрій являє собою металевий бак, придатний для роботи під тиском. Загальний схематичний вигляд пристрою типу «магнітний бак» наведено на Рисунку 3.4.

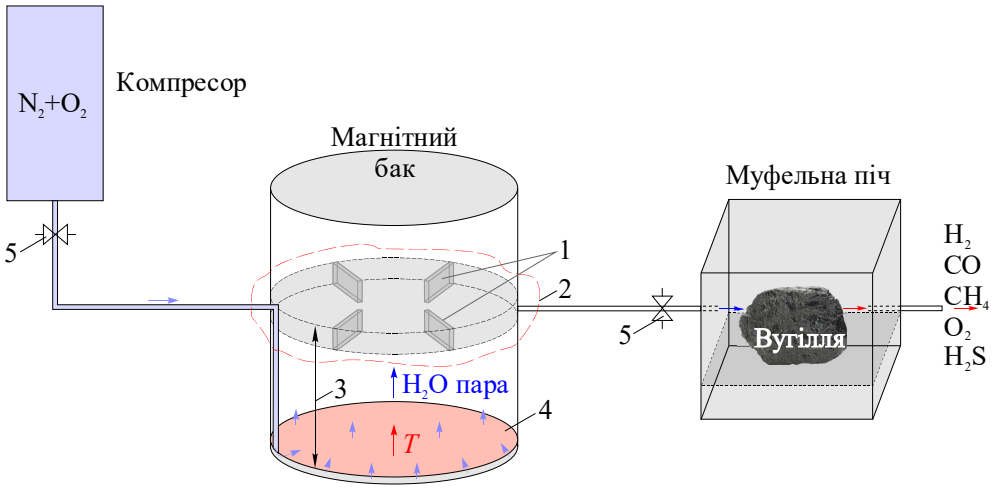


Рисунок 3.4 – Загальний вигляд пристрою типу «магнітний бак» зі встановленою в ньому магнітною системою: 1 – знімна магнітна система; 2 – ферит-барієві плитки постійних магнітів; 3 – частина бака, яка заповнена магнетитовою залізною рудою крупністю 10 – 15 мм та залита водою; 4 – електрична пічка; 5 – регулювальний кран

Внутрішня ємність бака розділена на секції за допомогою пластин з розташованими на них ферит-барієвими плитками постійних магнітів напруженості 0 – 600 Е. Проміжки між секціями заповнені частинками магнетитової залізної руди крупністю 10 – 15 мм. Таке розташування дає змогу підтримувати частинки руди в намагніченому стані. На дні ємності розміщена спіралеподібна трубка з отворами, якою від компресора нагнітається повітря.

Ємність заповнена водою за рівень верхньої кромки пластин із магнітними плитками. Таким чином, повітря дуття барботується крізь воду і при цьому контактує з поверхнями магнітних плиток і з поверхнями намагнічених частинок магнетитової залізної руди, що знаходяться в проміжках між плитками. Ємність розміщена на електричній печі з метою створення умов для кипіння води.

Процес газифікації моделювався таким чином. Від пересувного компресора повітря нагнітається у магнітний котел, розташований на електропечі. Магнітна система для котла була виконана знімною. Це давало можливість створювати пароповітряну суміш як без використання магнітних полів, так і з їх використанням, отримуючи активоване дуття.

Магнітний бак через вступний патрубок з’єднувався з компресором і герметично закривався кришкою. Через вихідний патрубок із магнітного котла пароповітряну суміш подавали в муфельну піч, у якій містився зразок вугілля, що спалювався. З боку введення дуття муфельна піч була герметично закрита, а для регулювання тиску пароповітряної суміші на штуцері введення дуття в піч встановлено регулювальний кран. Зразок вугілля знаходився у металевій підкладці і нагрівався в печі до температури горіння вугілля. З протилежного до введення дуття боку печі було зроблено отвір виведення газоподібних продуктів горіння вугілля, в якому встановлено вивідну трубку з можливістю вимірювання в ній температури газів, що виходять, і проведення аналізів їхнього складу.

Після встановлення фіксованих значень у нагріту муфельну піч було покладено попередньо зважений зразок вугілля розміром 15 × 15 × 15 см на металевій підкладці. Розміри муфельної печі становили 50 × 50 × 50 см. Зразок

вводили в піч з боку виходу продуктів згоряння (Рисунок 3.4) через дверцята в стінці печі, які після цього герметично закривали. Після цього відкривався вентиль введення пароповітряного дуття в піч і одночасно вмикався секундомір. Під час експерименту фіксувалися показання манометра на баку і час подачі дуття на зразок. Потім зразок вугілля виймали з печі та зважували. За аналогією експериментального визначення зольності вугілля визначали величину відношення ваги залишку зразка до його початкової ваги. Такі досліди було проведено при встановленні магнітної системи в бак і без неї з однаковим часовим проміжком знаходження зразка в печі та з дотриманням умов рівної інтенсивності подачі дуття. Експериментальні дослідження проводилися на окремих зразках вугілля за зміни температурного режиму від 800 до 1000°С (800, 850, 900, 950 і 1000°С) і напруженості магнітного поля від 0 до 500 Е (0, 50, 100, 200, 300, 400, 500 і 600 Е). Загалом проаналізовано 40 експериментальних процедур для вугілля з однаковим технічним та елементним складом.

Перші експерименти, проведені на вищеописаній моделі пристрою, дали обнадійливі результати. Під час нагрівання води й утворення водяної пари відбувається розрив водневих зв'язків між молекулами води і за проведеними розрахунками на це витрачається значна енергія – близько 4 – 6 ккал/моль. При контактуванні киплячої води з поверхнями магнітів і руди (на межі фаз «тверда речовина – рідина») вони знаходяться в зоні неоднорідного магнітного поля, градієнт якого простежується на рівні розмірів молекул. Однойменна полярність магнітних полюсів у зустрічних потоках полів створює таку ж неоднорідність поля в об'ємі. Неоднорідність магнітного поля забезпечує інтеркомбінаційні переходи спінів іонів H^+ і неподілених пар електронів молекул H_2O. Це різко знижує концентрацію водневих зв'язків у воді і, відповідно, зменшує енергетичні витрати на випаровування води. За рахунок інтеркомбінаційних переходів молекули води переходять у триплетний стан. За рахунок випаровування і під час продування повітря через воду такі активовані молекули виводяться у водяну пару. Отриману пароповітряну суміш використовують як компонент дуття у процесі газифікації вугілля.

Дослідження підтвердили можливість активації дуття у магнітному полі шляхом створення неоднорідності магнітного поля за рахунок розміщення постійних магнітів і дискретної твердої намагніченої фази (Рисунок 3.5).

Результати порівняння дослідів за відносною величиною незгорілого залишку вугілля показали, що підготовка дуття з використанням магнітної системи дає змогу збільшити швидкість газифікації вугілля. За активації дуття з використанням магнітних полів відносна величина незгорілої маси вугілля зменшується в межах 19% порівняно з незгорілою масою за відсутності магнітної системи в баку для підготовки повітря дуття.

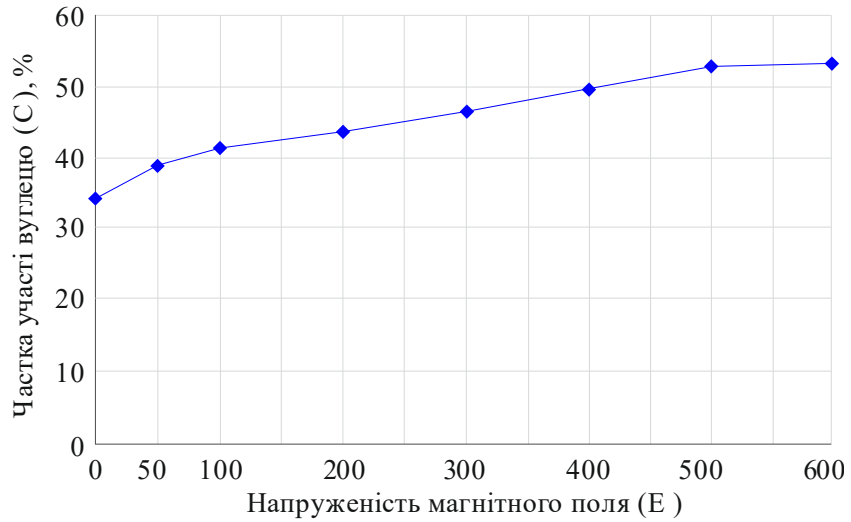


Рисунок 3.5 – Графік зміни збільшення участі вуглецю в процесі газифікації твердого палива залежно від зміни параметрів напруженості магнітного поля під час намагнічування дуття (за $T = 900°C$)

Відповідно магнітна обробка дуття значно збільшує частку участі вуглецю у вугіллі в процесі газифікації. За відсутності намагнічування дуття за температури в муфельній печі у 900°С частка участі вуглецю становила 34%, а при застосуванні магнітного пристрою з напруженістю магнітного поля 50 Е вона збільшилася на 5%. Варто зауважити, що максимальне значення дольової участі вуглецю відбувалося за напруженості магнітного поля 600 Е, а саме 53%, втім відмінність між напруженістю магнітного поля 500 Е становила лише 1%.

Отже можемо припустити, що подальше збільшення напруженості магнітного поля не призведе до більш інтенсивної частки участі вуглецю в процесі газифікації твердого палива. Проведеними дослідженнями було встановлено, що частка участі вуглецю в процесі газифікації змінюється не тільки від напруженості магнітного поля, а й від температури газифікації. Отримані результати зміни частки участі вуглецю від зміни температури в зоні газифікації при намагнічуванні дуття 500 Е наведено на Рисунку 3.6.

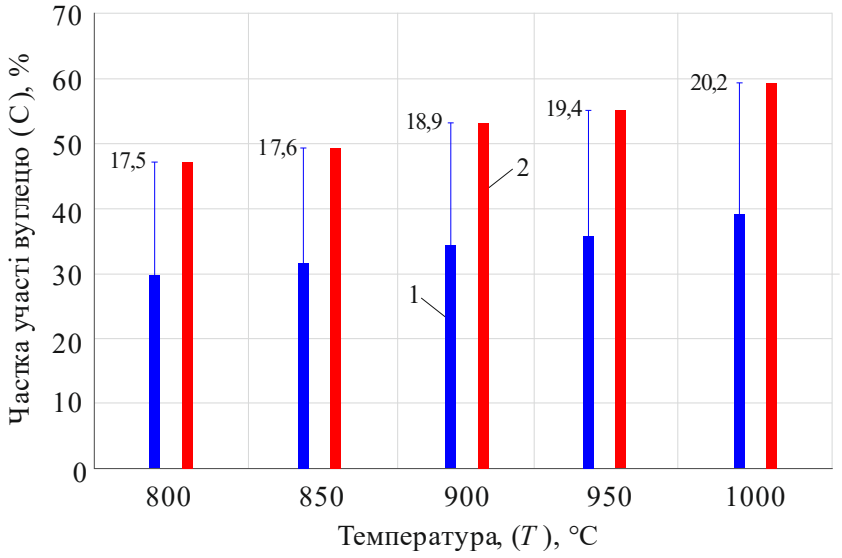


Рисунок 3.6 – Частка участі вуглецю твердого палива при зміні температури в зоні газифікації та магнітній обробці дуттьових сумішей (за напруженості магнітного поля 500 Е): 1 – дуттьові суміші не оброблені магнітним полем; 2 – дуттьові суміші оброблені магнітним полем

Аналізуючи дані, наведені на Рисунку 3.5 і Рисунку 3.6, випливає, що намагнічування дуття дає змогу значно інтенсифікувати процес підземної газифікації за рахунок збільшення частки участі вуглецю палива, що може мати практичне значення для підвищення виходу горючих компонентів.

Максимальне значення частки участі вуглецю, за напруженості магнітного поля 500 Е, спостерігалося за температури в зоні газифікації 1000°С з поступовим зменшенням при зменшенні температури в муфельній печі. У відсоткових одиницях інтенсивність участі вуглецю під час обробки дуттьової

суміші магнітним полем змінюється від 17,5 до 20,2% залежно від температури в зоні газифікації за постійної дії магнітного поля 500 Е. Оскільки підтримання високої температури в каналі газифікації є досить складним технологічним завданням, то в подальших дослідженнях ми будемо орієнтуватися на величину температури в зоні газифікації 900°С за магнітного поля 500 Е. Тобто інтенсивність процесу становить 18,9%.

Наприкінці XIX століття проф. О.В. Колоколов висловив гіпотезу, про можливість використання магнітних полів для інтенсифікації процесу газифікації. Втім вбачається, що вплив на дуття електромагнітними полями матиме суттєвіший ефект ніж безпосередній вплив на тверде паливо електромагнітним нагріванням з огляду на витрати на електроенергію [194]. Під час експериментальних випробувань під керівництвом проф. О.В. Колоколова для дослідження впливу намагнічування дуття вугілля розміром 0,1 – 6,0 мм загальною масою 100 г поміщали в кварцову трубку з електричним обігрівом і нагрівали до 800°С. При цьому в спеціальні отвори подавали намагнічене повітряне дуття. Швидкість дуття становила 2 м/с, а напруженість магнітного поля сягала максимум 300 Е. Проведені лабораторні дослідження, в яких брав участь В.С. Фальштинський, підтвердили, що сама реакція горіння вуглецю протікає швидше і впливає на процес намагнічування дуття.

Як відомо, одним зі шляхів інтенсифікації процесу підземної газифікації твердих палив є застосування кисню. Кисень отримують із повітря методом низькотемпературної ректифікації або електролізом води, при цьому витрати на його отримання досить великі. Тому процес підземної газифікації вугілля буде енергоємним і стає низькорентабельним. На нашу думку, можна використовувати для інтенсифікації процесу ПГВ не дороговартісний кисень, а фізичні поля, що забезпечують з великим ефектом електромагнітне нагрівання вугільного пласта, а також вплив магнітних полів на склад дуття. Застосування електрофізичних впливів на масив вугілля і склад дуття дасть змогу створити новий комбінований технологічний процес ПГВ. Підтримувати теплотворну здатність синтез-газу під час промислової газифікації на місці залягання можливо при застосуванні операційних заходів, таких як варіювання складу

дуття і його подачі за допомогою контрольованої точки подачі дуття. Водночас слід дотримуватися умов збалансованого протікання фізичних швидкостей і термохімічного балансу процесу газифікації.

У практичній площині потужність «магнітного бака» при промисловому застосуванні розраховується виходячи з вихідних параметрів необхідної кількості намагніченого дуття, щоб забезпечити постійну дію магнітного поля 500 Е. Пристрій намагнічування встановлюється між устями двох свердловин: подавальної та газовідвідної. Таке розташування дасть змогу змінювати намагнічений потік повітря під час реверсування газодуттьових потоків. У промислових магнітних апаратах складних конструкцій, як правило, використовують як постійні магніти, так і електромагніти типу соленоїда. Фізичний вплив магнітних полів пояснюється переведенням молекул у збуджений стан під впливом сил Лоренца. Збуджені молекули кисню з більшою швидкістю вступають у хімічні реакції. Точніше змінюється не сама реакція, а процеси в гетерогенній системі, що йдуть під дією магнітного поля.

При застосуванні намагнічування дуття, як елемента інтенсифікації, необхідно здійснити коригування швидкості посування вогневого вибою. Тут же необхідно розуміти, що намагніченість дуття впливає на активність вигазовування, але не є тотожним швидкості вигазовування. Активність вигазовування вуглецю, спричинена впливом магнітних полів, матиме місце в окислювальній зоні реакційного каналу, в той час як вплив на відновлювальну зону нівелюється. Таким чином, важливо встановити коригування параметрів посування вогневого вибою підземного газогенератора з урахуванням параметрів інтенсифікації процесу газифікації магнітними полями з отриманням закономірності зміни посування вогневого вибою за довжиною реакційного каналу при застосуванні намагнічування дуття та без намагнічування на основі прогнозу розвитку лінії вогневого вибою та його експериментального підтвердження. Конкретні практичні рекомендації щодо використання магнітних полів для інтенсифікації процесу газифікації можуть бути надані після проведення польових досліджень у реальних гірничо-геологічних умовах.

3.2 Аналітичне обґрунтування термохімічної взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів

3.2.1 Аналіз стану досліджень газифікації вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів

Глобальна енергетична криза, загострена виснаженням легкодоступних запасів викопного палива та зростанням екологічних проблем, стимулює попит на більш ефективні методи виробництва енергії [296, 297] Традиційні джерела енергії, такі як вугілля, нафта та природний газ, стають дедалі дорожчими для видобування, а їхній вплив на навколишнє середовище привертає дедалі більше уваги [298 – 300]. Водночас альтернативні методи виробництва енергії продовжують активно розроблятися. До таких методів належить підземна газифікація вугілля, яка є однією з найбільш перспективних технологій. Вона дає змогу перетворювати вугілля на синтез-газ безпосередньо на місці його залягання, пропонуючи альтернативний метод видобутку запасів вугілля з пластів, що залягають на значних глибинах, є малопотужними або небезпечними для видобутку традиційними засобами [68]. Підземна газифікація вугілля надає не лише доступ до раніше недоступних запасів вугілля, а й мінімізує порушення поверхні, зменшуючи загальний екологічний вплив видобування вугілля.

Хоча підземна газифікація вугілля і є перспективним рішенням, ефективність цього процесу часто обмежується такими факторами, як характеристики вугілля та якість дуття (повітря, кисню та пари), які забезпечують протікання реакції [301]. Особливо важливу роль відіграє термохімічна взаємодія між реагентами дуття та вуглецевмісними матеріалами, оскільки від неї залежить загальний вихід і якість синтез-газу [302]. Саме тому вчені активно шукають шляхи інтенсифікації процесу газифікації для підвищення виробництва синтез-газу.

Одним із перспективних напрямів для інтенсифікації процесу газифікації є застосування магнітних полів [165, 303]. Магнітні поля можуть впливати на поведінку як реагентів дуття, так і вуглецевмісних продуктів, змінюючи спінові стани молекул, зокрема кисню та води [165]. Така зміна молекулярних

властивостей дає змогу робити хімічні реакції більш ефективними, збільшуючи участь вуглецю в реакції та покращуючи загальний процес газифікації. Дослідження показали, що використання магнітних полів може забезпечити стійкий вихід горючих газів, тим самим інтенсифікувати процес газифікації.

Підвищена потреба в ефективному та сталому виробництві енергії стимулює широкі дослідження ПГВ як методу розробки вугільних пластів, що недоступні для видобування традиційними способами. ПГВ забезпечує перетворення вугілля на синтез-газ прямо в місці його залягання. Цей газ, що складається з оксиду вуглецю, водню і метану, може використовуватися як для виробництва енергії, так і як сировина для хімічних процесів. Застосування магнітних полів для інтенсифікації процесів газифікації є відносно новим підходом, який має на меті підвищити енергоефективність використання вугілля.

Як було зазначено, ПГВ дає змогу отримувати синтез-газ на місці залягання вугілля, при цьому є можливість інтеграції процесу з технологіями уловлювання та зберігання вуглецю [304]. Кілька досліджень вивчали основи процесів газифікації, зосереджуючись на взаємодії між вуглецевмісними матеріалами та реагентами газифікації, такими як кисень, вода і пара. Механізми реакцій, що лежать в основі цих процесів, охоплюють екзотермічні реакції, такі як горіння вуглецю, і ендотермічні реакції перетворення водяного газу [305]. Термохімічні моделі, зокрема рівняння швидкості реакцій, ґрунтуються на рівнянні Арреніуса і відіграють важливу роль у прогнозуванні поведінки цих реакцій за різних умов температур і тиску [306]. Однак наведені моделі, як правило, не враховують вплив зовнішніх факторів, таких як вплив магнітних полів на кінетику реакції.

Застосування магнітних полів для підвищення хімічної реакційної здатності останніми роками привертає все більше уваги, оскільки магнітні поля можуть суттєво впливати на хімічні реакції, особливо за певних умов. Проведені дослідження показують, що магнітні поля здатні змінювати спінові стани електронів, зокрема в парамагнітних частинках, таких як кисень, що змінює їхню реакційну здатність. Слабкі магнітні поля можуть впливати на

константи швидкості радикальних реакцій, що призводить до розгалуження постійних станів і раптових змін температури та концентрації в нестаціонарних системах [307, 308]. Більш сильні магнітні поля можуть впливати на хімічні реакції, змінюючи шляхи реакцій, ріст наноматеріалів, фази продуктів і спіни на поверхнях каталізаторів [309]. Магнітні поля здатні змінювати енергетичні рівні активних частинок у каталізаторних реакціях шляхом взаємодії з їхніми спіновими станами [310]. Хоча більшість досліджень були зосереджені на реакціях невеликого масштабу, їхні результати створюють основу для застосування магнітних полів у процесах ПГВ.

Взаємодія магнітних полів на протікання процесів у підземному газогенераторі почала досліджуватися лише нещодавно. Перші дослідження показують, що магнітні поля можуть значно впливати на термохімічну поведінку як вуглецевмісних матеріалів, так і реагентів дуття, підвищуючи вихід синтез-газу. Нещодавні дослідження вивчають насамперед можливості застосування магнітних полів для підвищення ефективності процесів газифікації. Дослідження [165] показало, що магнітно-активоване дуття може інтенсифікувати ПГВ, збільшуючи вихід горючих компонентів. Аналогічно, в роботі [311] вивчається вплив градієнтних магнітних полів на спалювання, зосереджуючи увагу на підвищенні теплового та масопереносу. Науковці зазначають, що магнітні поля здатні знижувати енергію активації для ключових реакцій, таких як часткове окислення вуглецю та реакція пари з вугіллям, що інтенсифікує процес газифікації. Це узгоджується з висновками цього дослідження, де магнітна обробка реагентів дуття підвищила загальну ефективність газифікації шляхом збільшення участі вуглецю в реакціях. Дослідження [312] додатково вивчало вплив градієнтних магнітних полів на динаміку полум’я під час газифікації біомаси, спостерігаючи більш повне згоряння летких речовин і відповідно більш чисте виробництво теплової енергії. Зазначені дослідження свідчать, що магнітні поля можуть бути ефективно застосовані в різних процесах газифікації для підвищення їхньої ефективності, контролю характеристик згоряння та потенційного зниження

викидів. Також дослідження вказують на те, що магнітна активація може значно покращити різні процеси газифікації, відкриваючи перспективи для більш ефективного виробництва енергії з вуглецевмісної сировини.

Незважаючи на численні дослідження в галузі ПГВ та впливу магнітних полів на хімічні реакції, залишається невирішеним важливе питання – точні механізми, через які магнітні поля впливають на термохімічні взаємодії між реагентами дуття та вуглецевмісною сировиною у процесах газифікації великого масштабу. Хоча попередні дослідження показали потенціал магнітних полів для підвищення швидкості реакцій, особливо в лабораторних умовах, досі бракує комплексних моделей, які б точно прогнозували ці ефекти на промисловому рівні. Зокрема, взаємозв'язок між інтенсивністю магнітного поля, часткою участі вуглецю та змінами в температурних режимах ще не до кінця зрозумілий і кількісно описаний. Тому подальші дослідження повинні бути спрямовані на розробку детальних аналітичних і чисельних моделей, які б дали змогу точно описати й передбачити вплив магнітних полів на кінетику та термодинаміку процесів під час газифікації в реальних умовах.

3.2.2 Теоретичні основи газифікації при взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів

3.2.2.1 Термохімічна взаємодія магнітних полів під час газифікації

Газифікація, зокрема ПГВ, є складним термохімічним процесом, за якого вуглецевмісна сировина (вугілля, біомаса тощо) реагує із реагентами дуття. Зазвичай до складу дуття входить кисень і пара для утворення синтез-газу [304]. Ефективність цього процесу значною мірою залежить від взаємодії між вуглецем у вугіллі та реагентами дуття, головним чином через серію хімічних реакцій, що виділяють енергію та формують суміш газів, таких як чадний газ (CO), водень (H_2), вуглекислий газ (CO_2) та метан (CH_4). Ці гази можуть бути використані для різних енергетичних потреб [313]. У процесі ПГВ вуглець (C) переважно реагує з водою (H_2O) і киснем (O_2) для утворення синтез-газу. Основні реакції, що беруть участь у цьому процесі, наведено нижче [305]:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 394 \text{ кДж/моль}, \quad (3.5)$$

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO + 221 \text{ кДж/моль}, \quad (3.6)$$

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 + 131 \text{ кДж/моль}, \quad (3.7)$$

$$C + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 2H_2 + 90 \text{ кДж/моль}. \quad (3.8)$$

Реакція згоряння вуглецю з киснем (3.5) є екзотермічною, вона виділяє значну кількість тепла, що підтримує високі температури, необхідні для інших ендотермічних реакцій газифікації [128]. Спалювання вуглецю з киснем є фундаментальною реакцією для підтримання теплового балансу процесу [314]. Часткове окислення вуглецю (3.6) утворює чадний газ (CO), який є важливим енергетичним компонентом, що сприяє загальній енергоємності синтез-газу. Ця реакція також екзотермічна, що допомагає підтримувати температуру газифікації. Реакція вуглецю з водяною парою (3.7) є ендотермічною, тобто вона поглинає тепло і відіграє ключову роль у формуванні водню (H_2), цінного компонента синтез-газу та чадного газу (CO). Ця реакція є основою для реакції зміщення водяного газу, яка використовується у процесах газифікації для регулювання співвідношення CO і H_2 у синтез-газі. Реакція вуглецю з водяною парою (3.8) є вторинною і також утворює водень та вуглекислий газ (CO_2). Підвищений вихід CO_2 знижує енергетичну цінність синтез-газу, роблячи його менш ефективним для спалювання. Тому контроль за співвідношенням пари до вуглецю є важливим для запобігання надмірному утворенню CO_2 [171].

Застосування магнітних полів може впливати на термохімічні реакції, що відбуваються під час ПГВ, зокрема через зміну спінових станів молекул, таких як кисень і вода. Дослідження показали, що магнітні поля можуть впливати на вирівнювання спінів електронів, змінюючи реакційну здатність кисню і підвищуючи утворення синтез-газу. Це явище особливо важливе під час когазифікації вуглецевмісної сировини у процесі термохімічного перетворення. Як зазначено в попередніх дослідженнях [165], магнітні поля можуть інтенсифікувати процес газифікації, збільшуючи частку участі вуглецю і

підвищуючи вихід горючих газів. Крім цього підвищується внутрішня енергія молекул реагентів, що сприяє більш інтенсивному протіканню хімічних реакцій. Наприклад, молекули води, які зазнають впливу магнітних полів, мають підвищену реакційну здатність, що прискорює реакції водяного газу з вуглецем і таким чином підвищує виробництво водню. Подібним чином молекули кисню у магнітному полі стають більш реактивними, що сприяє частковому окисленню і збільшує утворення чадного газу.

Ефективність процесу ПГВ значною мірою залежить від того, наскільки добре контролюються ключові параметри – температура, тиск та склад реагентів [315]. Застосування магнітних полів є перспективним методом для оптимізації цих параметрів через вплив на молекулярні взаємодії між реагентами та вугіллям. Отримана модель газифікації, посилена магнітним полем, дасть змогу краще зрозуміти, як максимізувати виробництво синтез-газу за мінімізації утворення побічних продуктів, таких як CO_2. У цьому випадку термохімічні взаємодії у процесі ПГВ передбачають баланс реакцій між вуглецем, водою та киснем. Оптимізація цих взаємодій, особливо за допомогою магнітних полів, призведе до отримання якісного кінцевого продукту.

3.2.2.2 Магнітні поля та молекулярна активація під час газифікації

Магнітні поля можуть суттєво впливати на поведінку реагентів газифікації, особливо молекул води (H_2O) та кисню (O_2). Ці ефекти базуються на принципах квантової механіки, зокрема, принципі заборони Паулі та інтеркомбінаційних переходах, які впливають на спінові стани електронів і підвищують хімічну реакційну здатність цих молекул [293].

Змінюючи конфігурацію спінів електронів, магнітні поля модифікують спосіб участі молекул у хімічних реакціях, роблячи процес газифікації більш ефективним. На квантовому рівні кожен електрон в атомі або молекулі має два типи кутового моменту: орбітальний кутовий момент, що виникає через рух електрона навколо ядра, і кутовий спіновий момент, який є внутрішньою властивістю електрона.

Принцип заборони Паулі стверджує, що жодні два електрони в атомі або молекулі не можуть одночасно перебувати в однаковому квантовому стані [316]. Це означає, що електрони на одній орбіталі повинні мати протилежні спіни (стан «спарених» електронів). У звичайних умовах електрони в молекулах води та кисню спарені, що призводить до стабільних, низькоенергетичних молекулярних конфігурацій. Однак, коли молекула піддається впливу зовнішнього магнітного поля, ця стабільність порушується.

Магнітне поле може викликати переорієнтацію спінів електронів, особливо коли поле неоднорідне. Така переорієнтація може змусити деякі електрони перейти зі спареного низькоенергетичного синглетного стану в неспарений триплетний стан, де спіни орієнтовані в одному напрямку [317, 318]. Такий перехід називається інтеркомбінаційним переходом. Триплетний стан має вищу енергію і менш стабільний, що робить молекули в цьому стані більш хімічно активними.

Наприклад, кисень є парамагнітною молекулою, тобто він має два неспарені електрони у своєму основному стані. Ці електрони утворюють слабкий зв’язок, який може бути легко порушений під впливом магнітного поля, що призводить до підвищення реакційної здатності. Під час переходу в збуджений триплетний стан молекули кисню у магнітному полі схильні до дисоціації на високореактивні атоми кисню, що посилює реакції окислення, важливі для процесу газифікації. Аналогічно, молекули води, зазвичай діамагнітні (які не мають магнітних властивостей через спарені електрони), можуть перейти в парамагнітний стан під впливом магнітного поля. Ця переорієнтація електронів у молекулах води збільшує їхню хімічну активність, особливо в реакціях із вуглецем у процесі газифікації.

За нормальних умов атоми водню в молекулі води утворюють зв’язки з киснем через *p*-електрони, спіни яких орієнтовані протилежно відповідно до принципу заборони Паулі, що призводить до утворення синглетного стану. Цей синглетний стан є стабільною конфігурацією зі спареними спінами, що сприяє низькій реакційній здатності води в стандартних умовах.

Коли використовується магнітне поле, спіни деяких *p*-електронів у молекулах води переорієнтовуються. Така переорієнтація спінів призводить до утворення триплетного стану, коли один зі спарених електронів змінює свій спін, утворюючи молекулу з неспареними електронами. Це робить молекулу води парамагнітною і збільшує її внутрішню енергію. У триплетному стані молекула стає більш реактивною, оскільки магнітне поле послаблює водневі зв'язки, які зазвичай утримують молекули води разом. У процесі газифікації цей перехід є вирішальним. Молекули води у своєму парамагнітному триплетному стані більш активно взаємодіють з вуглецем, беручи участь в ендотермічних реакціях, що утворюють синтез-газ. Підвищена реакційна здатність води через вплив магнітних полів робить її більш ефективним реагентом, покращуючи загальний процес газифікації. Водневі зв'язки між молекулами води відіграють важливу роль у визначенні їхньої хімічної поведінки. Ці зв'язки, які відносно слабкі порівняно з ковалентними зв'язками, утворюються між атомом водню однієї молекули води та атомом кисню іншої. У процесі газифікації розрив цих водневих зв'язків важливий для ефективного перетворення пари на компоненти підвищеної реакційної здатності.

Магнітне поле може порушувати водневі зв'язки шляхом впливу на спіни електронів у молекулах води. Коли спіни зв'язуючих електронів у воді переорієнтуються в триплетний стан, стабільність водневих зв'язків зменшується [319, 320]. Імовірність утворення водневих зв'язків знижується вдвічі під впливом магнітного поля. Це відбувається тому, що електрони в збудженому триплетному стані менш схильні до утворення стабільних конфігурацій, необхідних для водневих зв'язків. Як результат, молекули води, оброблені магнітним полем, стають більш хімічно активними, а їхня внутрішня енергія збільшується. Хімічна активність призводить до більш ефективних реакцій з вуглецем, що полегшує утворення водню і монооксиду вуглецю з водяної пари. Оскільки для розриву ослаблених водневих зв'язків потрібно менше енергії, загальна ефективність процесу газифікації покращується.

Кисень (O_2) є ключовим реагентом у процесі газифікації, особливо як окислювач [321]. У нормальних умовах молекули кисню існують у парамагнітному стані через наявність двох неспарених електронів, що утворюють відносно слабкий трьохелектронний зв'язок. У магнітному полі ці неспарені електрони зазнають переорієнтації спінів, що призводить до утворення антизв'язуючих орбіталей і ще більшого ослаблення зв'язку між атомами кисню. Коли зв'язок слабшає, молекули кисню стають більш схильними до дисоціації на високоактивні атоми кисню. Активні атоми можуть більш ефективно окислювати вуглець, стимулюючи реакції горіння, які забезпечують необхідне тепло для газифікації. Тому підвищення хімічної активності кисню сприяє підвищенню ефективності газифікації.

Ефективність застосування пари значною мірою залежить від її молекулярної структури. Молекули води, оброблені магнітними полями, мають менше водневих зв'язків, що робить їх легшими для дисоціації на H_2 і O_2 під час газифікації. Це підвищує ефективність реакції пари з вуглецем, особливо при утворенні водню, який є важливим компонентом синтез-газу. Зменшення кількості водневих зв'язків дає змогу парі більш активно взаємодіяти з вуглецем, що призводить до збільшення швидкості утворення синтез-газу.

3.2.3 Методика дослідження взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів

Гіпотеза про те, що магнітні поля інтенсифікують процеси газифікації шляхом підвищення внутрішньої енергії молекул води і кисню, ґрунтується на квантовій механіці поведінки електронів у цих молекулах [322]. Впливаючи на спінові стани електронів, магнітні поля можуть переорієнтувати їхню конфігурацію, підвищуючи в такий спосіб внутрішню енергію молекул і збільшуючи їхню реакційну здатність.

Основна гіпотеза полягає в тому, що магнітні поля посилюють процес газифікації, змінюючи спінові стани електронів у молекулах газів, таких як H_2O і O_2, що призводить до збільшення внутрішньої енергії, що спричиняє більш

ефективні хімічні реакції між реагентами та вуглецем під час газифікації. Наступний перебіг подій описує цю гіпотезу:

– магнітні поля спричиняють зміни у спінових станах електронів у молекулах води та кисню;

– переорієнтація збільшує внутрішню енергію молекул, роблячи їх більш реакційними;

– більш висока реакційна здатність призводить до більш швидкого протікання реакцій у процесі газифікації;

– збільшується вихід газу (переважно водню і монооксиду вуглецю), що покращує загальну ефективність процесу газифікації.

Для розуміння того, як магнітні поля впливають на процес газифікації, важливо зануритися у фізику спінів електронів та їхню взаємодію з магнітним полем. У типовій молекулі електрони об’єднані згідно з принципом заборони Паулі, який вимагає, щоб два електрони в одній орбіталі мали протилежну орієнтацію спінів. В основному стані електрони займають найнижчі енергетичні рівні з протилежними спінами, створюючи синглетний стан. Ця конфігурація стабільна, і хімічна активність молекули відносно низька.

Коли зовнішнє магнітне поле прикладається до молекули, енергетичні рівні електронів розщеплюються через ефект Зеемана, коли магнітне поле взаємодіє з магнітним моментом електронів. Цей ефект описує зміщення енергетичних рівнів електронів під дією магнітного поля. У присутності сильного магнітного поля спарені електрони можуть переорієнтувати свої спіни, переходячи із синглетного стану в триплетний, де спіни вирівняні паралельно. Ця переорієнтація відома як спінова переорієнтація або міжсистемний перехід. Триплетний стан має вищу енергію і є менш стабільним, ніж синглетний. Молекули в такому стані більш хімічно активні через збільшення внутрішньої енергії. У контексті газифікації підвищена реакційна здатність дає змогу молекулам води та кисню легше брати участь у термохімічних реакціях, таких як утворення водню та монооксиду вуглецю.

Енергія, пов’язана з магнітним моментом електрона, описується рівнянням (3.9) (квантово-механічне пояснення):

$$E = -\mu_B \cdot B\,, \tag{3.9}$$

де: E – енергія, Дж;

μ_B – магнетон Бора (величина магнітного моменту електрона, Дж/Т);

B – інтенсивність прикладеного магнітного поля, Т.

Зі збільшенням сили магнітного поля різниця між енергетичними рівнями електронів також збільшується, спричиняючи більший поділ між спіновими станами. Імовірність того, що електрон змінить свій спін, – перейде із синглетного стану в триплетний, зростає зі збільшенням сили поля. Це описується розподілом Больцмана, де кількість електронів у станах із вищою енергією збільшується за вищих температур або під дією магнітного поля.

Перехід із синглетного в триплетний стан можна зрозуміти з погляду принципу заборони Паулі. У синглетному стані спіни спарені (протилежні), і молекула перебуває в низькоенергетичній конфігурації. Коли прикладається магнітне поле, взаємодія між полем і спінами електронів призводить до того, що деякі спарені електрони змінюють свій спін, порушуючи стабільну синглетну конфігурацію, переходячи в триплетний стан. У цьому стані молекула стає парамагнітною, тобто має неспарені електрони, які є більш хімічно активними. Молекули води, які зазвичай є діамагнітними, мають спарені електрони в основному стані, що робить їх відносно інертними. Коли прикладається магнітне поле, спіни *p*-електронів, які формують зв’язки між атомами кисню та водню, можуть переорієнтуватися. Перехід із синглетного стану в триплетний відбувається тоді, коли один зі спарених електронів змінює свій спін, створюючи стан із вищою енергією і неспареними електронами. Цей перехід підвищує внутрішню енергію молекули води, збільшуючи її реакційну здатність у реакціях газифікації. Зокрема, магнітне поле послаблює водневі зв’язки між молекулами води, порушуючи вирівнювання спінів електронів. У результаті утворюється більш хімічно активна пара, яка ефективніше реагує з вуглецем у процесі газифікації.

У хімічних термінах зниження міцності водневих зв'язків дає змогу молекулі води легше дисоціювати на водень і кисень, що відображається в такій реакції $H_2O + C \rightarrow CO + H_2$. Реакційна здатність молекули води прямо пропорційна її внутрішній енергії. Підвищуючи внутрішню енергію через переорієнтацію спінів, магнітні поля прискорюють утворення синтез-газу.

Кисень є природним парамагнетиком, що означає, що в його основному стані вже присутні неспарені електрони. Однак прикладання магнітного поля додатково підвищує реакційну здатність молекул кисню за рахунок збільшення кількості електронів у вищих енергетичних орбіталях. У молекулах кисню зв'язок між атомами кисню містить як спарені, так і неспарені електрони. Під впливом магнітного поля неспарені електрони можуть займати антизв'язкові орбіталі, що дестабілізує молекулу O_2 і робить її більш схильною до дисоціації на високоактивні атоми кисню (O). Реакція кисню з вуглецем у присутності магнітного поля може бути виражена як $O_2 + C + \rightarrow CO_2$. Підвищення реакційної здатності атомів кисню під впливом магнітного поля інтенсифікує окислення вуглецю, що забезпечує необхідне тепло для підтримання процесу газифікації.

Для кількісної оцінки впливу магнітних полів на газифікацію використовуються хімічні та термодинамічні принципи. Підвищуючи внутрішню енергію молекул, знижується енергія активації, необхідна для реакцій газифікації. Швидкість реакції (k) визначається рівнянням Арреніуса (зниження енергії активації):

$$k = Ae^{-\frac{Ea}{RT}}, \tag{3.10}$$

де: k – константа швидкості реакції;

A – передекспоненціальний фактор;

E_a – енергія активації, Дж/моль;

R – газова стала, 8,314 Дж/моль·К;

T – температура, К.

Енергія активації (E_a) для газифікації вугілля зазвичай знаходиться в діапазоні від 100 до 200 кДж/моль, залежно від типу вугілля і конкретного методу процесу газифікації. Це значення може значно змінюватися залежно від таких факторів, як марка вугілля, наявність каталізаторів і умови, за яких відбувається газифікація. Присутність магнітного поля ефективно знижує E_a підвищуючи внутрішню енергію молекул-реагентів, що призводить до збільшення швидкості реакції. Для умовно інтактного вугілля прийнято енергію активації (E_a) – 200 кДж/моль. Ефективність газифікації (термодинамічна ефективність) також залежить від зміни вільної енергії Гіббса реакцій (ΔG):

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \text{, Дж,} \tag{3.11}$$

де: ΔH – зміна ентальпії, Дж;

ΔS – зміна ентропії, Дж/К;

T – абсолютна температура, К.

Магнітні поля підвищують ентропію (ΔS) за рахунок введення більшої кількості можливих спінових конфігурацій, що водночас збільшує кількість мікростанів системи, сприяє підвищенню хаотичності та статистичної ймовірності реакцій і робить їх термодинамічно активнішими.

3.2.4 Результати аналітичного обґрунтування взаємодії реагентів дуття і вуглецевмісної сировини під дією магнітних полів

Для порівняння експериментальних даних, описаних у роботі [165] (частка участі вуглецю в процесах газифікації з магнітною обробкою та без неї), з аналітичними розрахунками можна використовувати термодинамічні принципи та кінетику реакцій під впливом магнітного поля. Основні реакції газифікації вуглецю з киснем і парою можуть бути описані аналітично за допомогою рівняння Арреніуса і розрахунків вільної енергії Гіббса. Рівняння Арреніуса для константи швидкості k залежно від температури T (3.10) показує, що підвищення температури (як було показано в експериментах, де частка вуглецю була більшою при 1000°C порівняно з 800°C) експоненціально збільшує швидкість реакції через зниження енергії активації E_a.

Згідно з раніше отриманими результатами, при застосуванні магнітного поля в 500 Е частка участі вуглецю збільшилася з 47,2% при 800°С до 59,4% при 1000°С (Таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Значення частки участі вуглецю (С) у процесах газифікації твердого палива при зміні температури та магнітній обробці дуттьових сумішей (за напруженості магнітного поля 500 Е)

Показники	Температура в зоні газифікації (Т), °С				
	800	850	900	950	1000
Без магнітної обробки дуття, %	29,7	31,8	34,4	35,8	39,2
З магнітною обробкою, %	47,2	49,4	53,3	55,2	59,4
Різниця в даних, од.	17,5	17,6	18,9	19,4	20,2
Різниця в даних, %	58,9	55,3	54,9	54,2	51,5

Експериментальні дані вказують на те, що частка участі вуглецю (%) збільшується як із підвищенням температури, так і з обробкою магнітним полем. Магнітне поле підвищує молекулярну активність, ефективно знижуючи енергію активації (E_a) для реакцій, які містять кисень і пару. Вільна енергія Гіббса реакцій (ΔG) залежить від температури (3.11). У присутності магнітного поля ентропія (ΔS) підвищується через збільшення кількості доступних молекулярних станів (внаслідок переорієнтації спінів), що додатково знижує вільну енергію Гіббса і робить реакції більш спонтанними.

Для аналітичного порівняння можна розрахувати швидкості газифікації вуглецю за різних температур, використовуючи рівняння Арреніуса як для випадку з впливом магнітного поля, так і без нього. Враховуючи експериментально отримані значення, аналітичну модель можна уточнити для прогнозування ефективності газифікації за різних температур. Підвищення ефективності під впливом магнітного поля можна кількісно оцінити шляхом корекції енергії активації в моделі Арреніуса для умов з магнітною обробкою і без неї. Таким чином, для розрахунку аналітичних даних і порівняння їх з

експериментальними результатами, що систематизовані в роботі [165], використовуватимемо рівняння Арреніуса для оцінки констант швидкості газифікації вуглецю за різних температур як для умов з впливом магнітного поля, так і без магнітного поля.

Для газифікації вуглецю приймається типове значення $A = 10^6$моль$^{-1}$с$^{-1}$. Енергія активації (E_a) така: без впливу магнітного поля – E_a = 200 кДж/моль; під впливом магнітного поля – енергія активації зменшується на величину різниці частки участі вуглецю за зміни температури та магнітної обробки дуттьових сумішей (від 17,5 до 20,2 одиниць, що становить ≈10% максимального значення енергії активації). Відповідно, в результаті молекулярної активації під впливом магнітного поля приймемо кореговане значення E_a. Рівняння Арреніуса (3.9) вимагає значення газової сталої, яке дорівнює 8,314 Дж/моль·К.

Аналітична модель використовує рівняння Арреніуса для оцінки констант швидкості реакцій газифікації за різних температур як для умов із впливом магнітного поля, так і без нього. Ці константи швидкості пов’язані з ефективністю участі вуглецю у процесі газифікації. Отримані результати наведено в Таблиці 3.2 і на Рисунку 3.7.

Таблиця 3.2 – Параметри аналітичної моделі реакцій газифікації за різних температур

Температура (T), °С/К	Без впливу магнітного поля		З впливом магнітного поля			Фактор F
	експонен-ціальний фактор, $-\frac{Ea}{RT}$	константа швидкості k при E_a = 200 кДж/моль	E_a, кДж/моль	експонен-ціальний фактор, $-\frac{Ea}{RT}$	константа швидкості k	
800/1073	22,42	$1{,}83\cdot10^{-10}$	182,5	20,46	$13{,}04\cdot10^{-10}$	7,11
850/1123	21,42	$4{,}98\cdot10^{-10}$	182,4	19,54	$32{,}78\cdot10^{-10}$	6,59
900/1173	20,51	$12{,}40\cdot10^{-10}$	181,1	18,57	$86{,}13\cdot10^{-10}$	6,94
950/1223	19,67	$28{,}68\cdot10^{-10}$	180,6	17,76	$193{,}31\cdot10^{-10}$	6,74
1000/1273	18,90	$62{,}11\cdot10^{-10}$	179,8	16,99	$418{,}84\cdot10^{-10}$	6,74

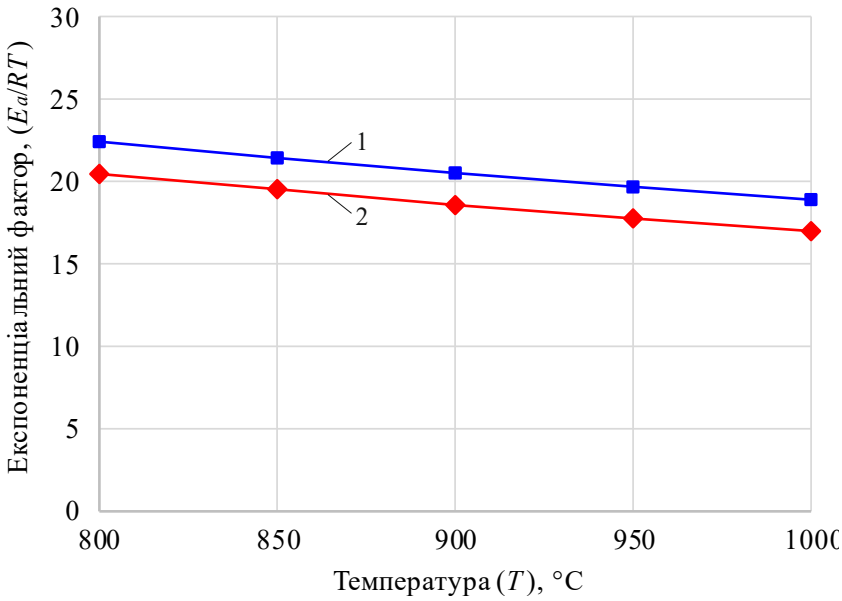


Рисунок 3.7 – Закономірність зміни експоненціального фактора енергії активації у рівнянні Арреніуса для реакцій газифікації за різних температур: 1 – дуттьові суміші не оброблені магнітним полем; 2 – дуттьові суміші оброблені магнітним полем

Фактор F (коефіцієнт перетворення) визначає у скільки разів змінюється константа швидкості реакції в умовах впливу магнітного поля порівняно з умовами без впливу магнітного поля. $F > 1$ означає, що магнітне поле прискорює реакцію, збільшуючи її швидкість, а $F < 1$ свідчить про зменшення швидкості реакції під дією магнітного поля. Значення $F = 1$ означає, що магнітне поле не впливає на константу швидкості реакції.

Наявність магнітного поля прискорює швидкість реакцій, що видно з наведених констант швидкості порівняно з умовами без впливу магнітного поля. Підвищується їхня реакційна здатність шляхом зниження активаційної енергії для газифікації. Вплив більш виражений за вищих температур, що свідчить про те, що здатність магнітного поля зменшувати енергію активації стає більш ефективною в поєднанні з тепловими ефектами. Закономірності (Рисунок 3.8) між температурою та константами швидкості реакцій газифікації, порівнюючи умови з магнітним впливом і без нього, вказують, що з підвищенням температури з 800 до 1000°C константи швидкості також суттєво підвищуються, що відповідає рівнянню Арреніуса, яке передбачає експоненціальне підвищення швидкостей реакцій з температурою.

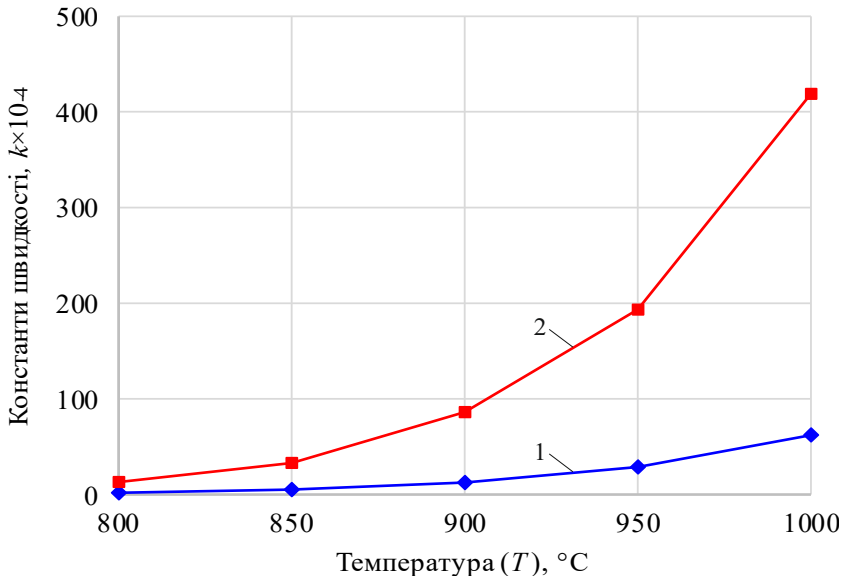


Рисунок 3.8 – Закономірність зміни константи швидкості реакцій газифікації за різних температур: 1 – дуттьові суміші не оброблені магнітним полем; 2 – дуттьові суміші оброблені магнітним полем

Варто зазначити, що швидкості, спричинені впливом магнітного поля, пропорційно вищі, що вказує на те, що магнітна обробка забезпечує значну перевагу в прискоренні кінетики реакцій. Як показано на Рисунку 3.9, за температури 800°C частка участі вуглецю в газифікації становить 29,7% – без впливу магнітного поля і 47,2% – з магнітною обробкою.

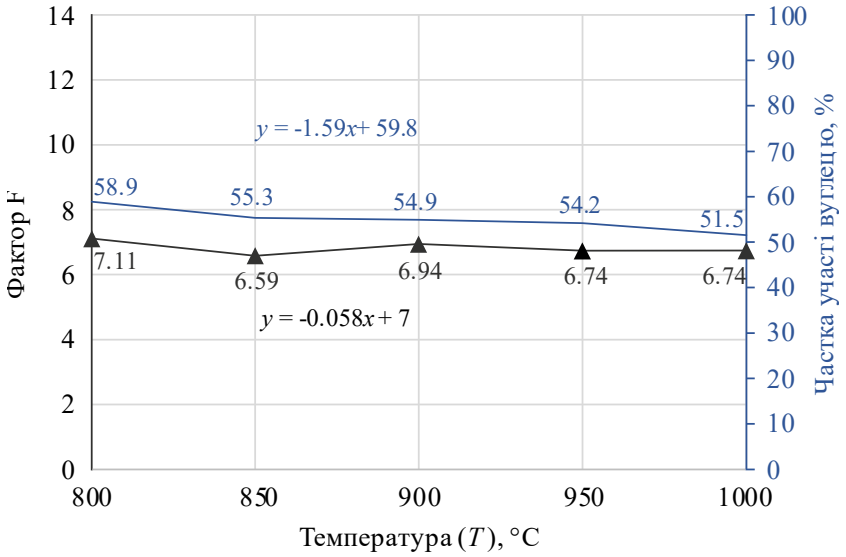


Рисунок 3.9 – Закономірність зміни фактора *F* і зміни частки участі вуглецю (С, %) за магнітної обробки дуття в температурному діапазоні 800 – 1000°C

Аналітичні розрахунки показують, що за магнітної обробки швидкість реакцій підвищується у 7 разів. Це значення розраховано на основі порівняння констант швидкості реакцій з магнітним полем і без нього: $F = \frac{13,04 \cdot 10^{-4}\, c^{-1}}{1,83 \cdot 10^{-4}\, c^{-1}}$. Такий результат узгоджується з експериментальними даними, які показують, що участь вуглецю збільшується з 29,7 до 47,3%, що відповідає 58,9% підвищення ефективності газифікації вуглецю.

Експериментальні дані показують, що при 900°С частка участі вуглецю становить 34,4% – без впливу магнітного поля і 53,3% – з впливом магнітного поля. Аналітична константа швидкості підвищується з $12,40 \cdot 10^{-4} с^{-1}$ до $86,13 \cdot 10^{-4} с^{-1}$ ($F = 6,94$), що прискорює реакцію і відповідає експериментальному значенню частки участі вуглецю 54,9%.

При 1000°С експериментальна частка участі вуглецю без магнітного поля становить 39,2% і 59,4% – з магнітним. Константа швидкості підвищується під впливом магнітного поля з $62,11 \cdot 10^{-4} с^{-1}$ до $418,84 \cdot 10^{-4} с^{-1}$ ($F = 6,74$), що близько до експериментального збільшення частки участі вуглецю на 51,5%. Таким чином, ефективність газифікації вуглецевмісної сировини в температурному діапазоні 800 – 1000°С підвищується за умови магнітної обробки дуттьової суміші, що аналітично описується зниженням енергії активації на 10% під дією магнітного поля напруженістю 500 Е і спричиняє експоненціальне підвищення константи швидкості реакції газифікації у 6,74 – 7,11, що відображається у значенні фактора F і відповідає збільшенню частки участі вуглецю на 51,5 – 58,9%. Врахування цієї залежності дає змогу кількісно оцінити вплив параметрів магнітного поля на кінетику реакцій і обґрунтувати доцільність його застосування для інтенсифікації процесу газифікації.

Газифікація з підвищенням ефективності за допомогою магнітного поля може мати практичні переваги в промислових масштабах. Підвищуючи швидкість реакцій і знижуючи енергію активації, необхідну для газифікації, зазначений спосіб інтенсифікації може покращити хімізм процесу газифікації вугілля. Хоча на сьогодні вже досягнуто значного прогресу в розумінні процесу газифікації, використання магнітних полів є новим підходом до покращення процесів термохімічного перетворення вуглецевмісної сировини.

3.3 Використання електромагнітного нагрівання вугільного масиву для інтенсифікації процесу газифікації вугілля

3.3.1 Постановка проблеми електромагнітного нагрівання вугільного масиву

Запаси вугільних родовищ так само як і інших вуглеводнів обмежені, тому важливо здійснювати їх повноцінне видобування і використовувати максимально ефективно [323, 324]. Технології, спрямовані на збільшення повноти видобування вугілля і зниження втрат під час видобування, відіграють важливу роль у виборі способів і методів розробки корисних копалин.

Відомо, що однією з найбільших проблем вугільної промисловості є її негативний вплив на навколишнє середовище [325]. Викиди вуглецю, забруднення води та землі можуть призводити до серйозних екологічних проблем, включно зі зміною клімату та впливом на здоров'я людей [326]. Оптимізація виробництва та впровадження нових, чистих технологій необхідні для зменшення негативного впливу вугільної промисловості на навколишнє середовище [327, 328].

Очевидно, що інновації у вугільній промисловості можуть допомогти зменшити її негативний вплив на навколишнє середовище та підвищити ефективність [324], знизити вплив від імпортованих енергоносіїв [329] та покращити якість життя населення в регіоні, де ця промисловість відіграє ключову роль у забезпеченні робочих місць та стабільності економіки [330]. Інвестиції в дослідження нових технологій і методів видобутку можуть створити шлях до більш сталого майбутнього. Таким чином, вугільна промисловість залишається важливою для світової економіки, але її майбутнє вимагає серйозних зусиль зі збереження навколишнього середовища, соціальної стабільності та ефективного використання ресурсів [331].

Сьогодні вугільна промисловість, як важлива галузь світової економіки, стикається з двома ключовими викликами. По-перше, це потреба у впровадженні чистих технологій та оптимізації виробництва для зменшення негативного впливу на навколишнє середовище [332]. По-друге, необхідно раціонально

підходити до керування та планування відпрацювання покладів вугільних родовищ і максимально використовувати їх, зменшуючи втрати під час видобування та комплексної експлуатації [333].

Підземна газифікація вугілля – це технологія перетворення вугілля на місці його залягання шляхом газифікації [334]. Газ підземної газифікації можна використовувати для різних цілей, включно з опаленням, виробництвом електроенергії та виробництвом різних продуктів, таких як електроенергія, хімічна сировина, рідке паливо, водень і синтез-газ [335]. Цей процес розроблявся понад століття, і було виявлено, що процес UCG піддається різним маркам вугілля: від бурого до бітумінозного, які можуть бути успішно газифіковані. Особливо ця технологія корисна при розробці запасів вугілля, порушених геологічними розломами [80]. Ця адаптивність процесу ПГВ до різних типів вугілля та його ефективність у ситуаціях, коли вугільні родовища порушені геологічними розломами, робить його цінним інструментом для забезпечення ефективного та сталого використання вугілля в різних геологічних умовах [108].

Процес буріння відіграє важливу роль у забезпеченні ефективності нетрадиційного методу видобутку енергії [78], що полегшує доступ до запасів вугілля. Оскільки технологія продовжує розвиватися, буріння, ймовірно, відіграватиме дедалі більшу роль у розкритті повного потенціалу ПГВ як джерела енергії.

Існує кілька методів підвищення ефективності ПГВ [305], і один із них – електрофізичний вплив. [165]. Він є новим підходом до ПГВ, який може підвищити ефективність газифікації. Термодинамічний аналіз показує, що мультигенераційна система, інтегрована з підсистемою газифікації вугілля, має високий потенціал ефективності [168]. ПГВ – це складний термічний, хіміко-фізичний процес з повільною швидкістю нагрівання, контрольований взаємодією тепло- і масообміну [254, 336]. Основні способи електрофізичного впливу на вугільний масив у процесі підземної газифікації можуть охоплювати вплив на дуття електромагнітними полями та електромагнітне нагрівання вугілля.

Вплив на дуття електромагнітними полями передбачає використання електромагнітних полів для покращення руху та розподілу газів у підземному газогенераторі та самому масиві. У роботі [165] автори досить детально описали експериментальні дослідження, які підтвердили потенціал підвищення швидкості згоряння вугілля при підземній газифікації вугілля шляхом застосування магнітних полів.

Електромагнітне нагрівання вугілля передбачає використання електромагнітних полів для нагрівання вугільного масиву, що сприяє збільшенню виділення газів під час газифікації. Він інтенсифікує процес і має кілька переваг під час ПГВ. Електромагнітне нагрівання може підвищити ефективність загального процесу порівняно з наявними методами підземної газифікації вугілля шляхом спалювання [337]. Його використання у процесі ПГВ запасів вугілля, яке знаходиться на великих глибинах, може призвести до більш високого тиску газифікації, що водночас підвищить вихід метану [278, 283].

Електромагнітне нагрівання є відносно новим методом інтенсифікації підземної газифікації вугілля, і існує обмежена інформація щодо його потенційного використання та переваг порівняно з іншими методами. Однак, виходячи з наявної інформації, маємо деякі потенційні порівняння.

Переваги електромагнітного нагрівання [165, 337]:

– підвищена ефективність порівняно з наявними методами підземної газифікації вугілля шляхом спалювання;

– менший вплив на навколишнє середовище порівняно з іншими способами впливу на вугільний масив;

– підвищена безпека порівняно з іншими методами нагрівання;

– високий тиск газифікації та вміст метану при використанні вугілля, що залягає на великих глибинах.

Недоліки електромагнітного нагрівання [165, 337]:

– відсутні дані про довгостроковий вплив електромагнітного нагрівання на навколишнє середовище та безпеку працівників;

– дорожнеча електроенергії та її суттєва потреба.

Лінійний метод CRIP та паралельний метод CRIP будуть розглянуті в цьому дослідженні (Рисунок 3.10а, б). Контрольована точка подачі дуття (CRIP) є компонентом, використовуваним у процесах підземної газифікації вугілля для подачі різних речовин (повітря, кисень або пара) у підземний газогенератор.

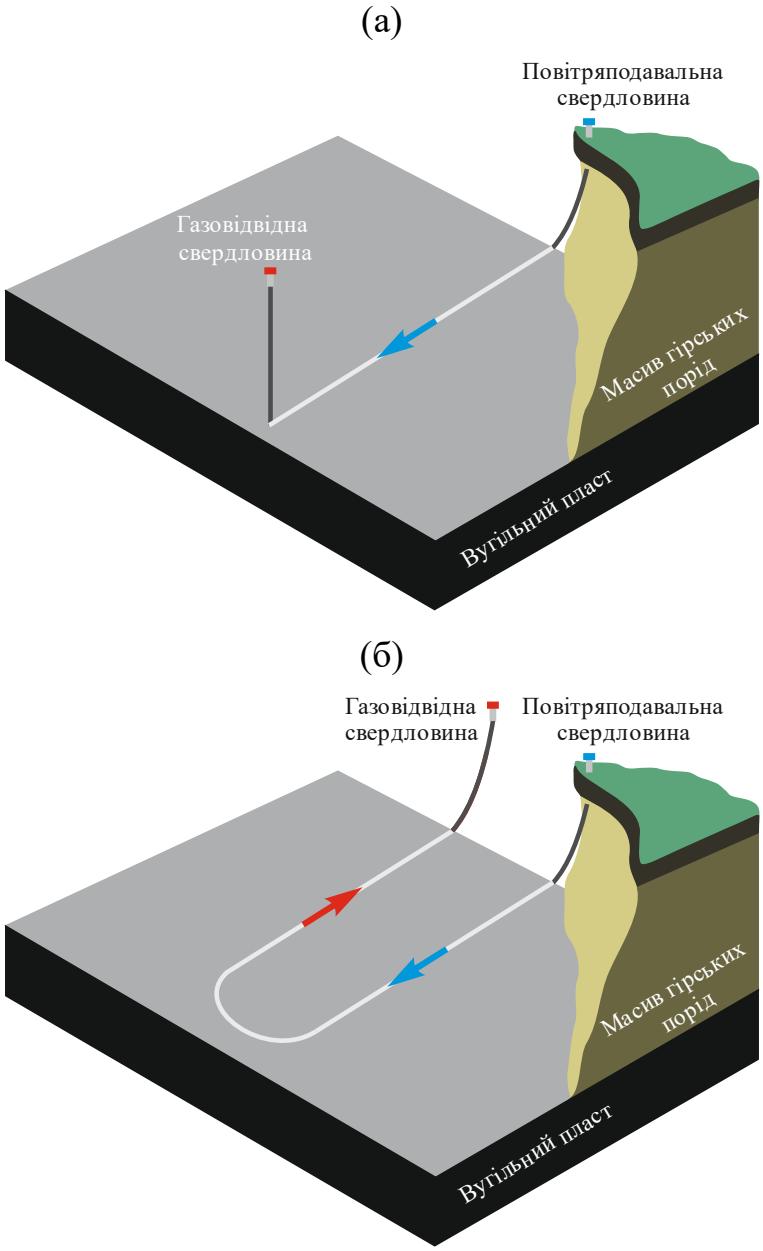


Рисунок 3.10 – Схеми підготовки газогенераторів методом CRIP (контрольованою точкою подачі дуття): (а) – лінійний метод CRIP; (б) – паралельний метод CRIP

Основною метою використання CRIP під час ПГВ є сприяння контрольованому перетворенню вугілля на генераторний газ (синтез-газ) під землею, який потім можна видобувати для різних енергетичних і промислових цілей. Ці точки подачі розташовані в межах вугільного пласта, щоб забезпечити рівномірний процес газифікації вугілля. Можливість втягувати або регулювати ці точки подачі дуття є важливим елементом для підтримання оптимальних робочих умов протягом усього процесу ПГВ.

Лінійний CRIP відноситься до системи, де точки закачування розташовані лінійно вздовж певної осі в межах вугільного пласта (Рисунок 3.10а). Таке розташування може використовуватися для забезпечення безперервного і лінійного посування фронту газифікації через вугільний пласт. Подібним чином паралельний CRIP пропонує конфігурацію, де кілька точок закачування розташовані паралельно в межах вугільного пласта (Рисунок 3.10б). Таке розташування може бути використане для досягнення більш рівномірного і паралельного фронту газифікації, потенційно підвищуючи ефективність виробництва синтез-газу. Лінійний CRIP передбачає проведення нагнітальної та експлуатаційної свердловин. Нагнітальна свердловина буриться під кутом до вугільного пласта, а вугілля запалюється у підошві пласта. Потім нагнітальна свердловина втягується з контрольованою швидкістю і вугілля газифікується, коли фронт горіння рухається вгору. Генераторний газ виводиться через експлуатаційну свердловину (Рисунок 3.10а). Паралельний CRIP передбачає проведення кількох нагнітальних і видобувних свердловин. Нагнітальні свердловини бурять паралельно вугільному пласту, а вугілля запалюють у підошві пласта. Потім нагнітальні свердловини втягуються з контрольованою швидкістю і вугілля газифікується, коли фронт згоряння рухається вгору. Генераторний газ виводиться через експлуатаційні свердловини (Рисунок 3.10б).

У роботі [338] авторами проведено комп’ютерне моделювання для порівняння двох технологій лінійного CRIP і паралельного CRIP при ПГВ і виявили, що калорійність синтез-газу, виробленого паралельним CRIP, була

вищою. Крім того, дослідження [339 –340 341] підкреслюють потенційні переваги підходу CRIP, вказуючи на те, що він може призвести до більш стабільного рівня отримання генераторного газу та покращення рівня використання вугілля. Це узгоджується з інноваційним підходом до комплексного використання енергетичних ресурсів ПГВ, підкреслюючи потенціал для більш стійкої та ефективної системи, яка може сприяти як економічному розвитку, так і екологічному захисту [190]. Відповідно, метою цієї роботи є дослідження впливу електромагнітного поля на температурний режим вугільного масиву, який розташований під землею та розкритий свердловинами, використовуючи лінійний метод CRIP та паралельний метод CRIP.

3.3.2 Методика дослідження електромагнітного нагрівання вугільного масиву

Методологічний підхід вивчення електромагнітного впливу ґрунтується на дослідженні внутрішніх джерел тепла, що виникають під час впливу високочастотного електромагнітного поля на масив вугілля.

Відомо, що вуглецевмісні матеріали можуть нагріватися під дією високочастотного електромагнітного поля через процеси дисипації енергії [342, 343]. Це відбувається через взаємодію між молекулами матеріалів та електромагнітними хвилями. При цьому у вугільному пласті в результаті дисипації енергії виділяється тепло Q під впливом сферичного електромагнітного випромінювача радіусом R_0 (3.12) [194]:

$$Q = \frac{vW}{2\pi R^2} \exp\left[-2v\left(R - R_0\right)\right], \tag{3.12}$$

де: $v = \pi\sqrt{a \cdot \frac{tg\gamma}{\psi}}$ – постійне загасання хвилі, яке характеризує дисоціацію хвилі в теплоту (як швидко енергія хвилі перетворюється в тепло) 1/м;

W – потужність випромінювача, Вт;

R – поточний радіус сферичного випромінювача, м;

R_0 – радіус сферичного випромінювача на початку впливу, м;

a – відносна діелектрична проникність;

$tg\gamma$ – тангенс кута діелектричних втрат;

ψ – довжина хвилі у вакуумі, м;

V – швидкість світла, м/с;

ω – частота електромагнітного поля, Гц.

За формулою (3.12) можна розрахувати кількість виділеного тепла Q у вугільному масиві під час впливу високочастотного електромагнітного поля із заданою потужністю випромінювача, властивостями вугільного масиву і параметрами електромагнітного поля, тобто наскільки ефективно високочастотне електромагнітне поле може нагрівати вугільний масив, залежно від його властивостей і параметрів поля. Важливо зазначити, що постійне загасання хвилі v характеризує, наскільки швидко відбувається дисоціація електромагнітної хвилі у вугільному масиві. Чим більша ця величина, тим швидше відбувається конвертація енергії хвилі в тепло. Цей методологічний підхід може бути корисним для дослідження процесів нагрівання вугілля під впливом електромагнітного поля та розробки відповідних технологій.

Сутність теплового впливу на вугільний масив полягає в такому. Просторовий розподіл тепла з ефективною температуропровідністю q поширюється на необмежений за товщиною і простяганням масив, що є ізотропним у тепловому відношенні, тобто його теплові властивості однакові в усіх напрямках [128, 344]. Вугільний пласт розкрито свердловиною радіусом R_0, у який введено електромагнітний випромінювач сферичної форми з тим самим радіусом. Початкові температури пласта і свердловини постійні і рівні t_0. На початку електромагнітного впливу потужність випромінювача різко збільшується до $Q_0 = \dfrac{vW}{2\pi R_0^2}$ і надалі підтримується постійною.

Розподіл температури у вугільному масиві в результаті загасання електромагнітного поля відповідає рівнянню теплопровідності з розподіленим джерелом тепла:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = q\left(\frac{\partial^2 t}{\partial R^2} + \frac{1}{R}\frac{dt}{dR}\right) + \frac{vW}{2\pi R^2 c}\exp\left[-2v\left(R - R_0\right)\right], \tag{3.13}$$

де: t – поточна температура вугільного масиву, К;

τ – часовий фактор температури, с;

q – ефективна теплопровідність вугільного пласта;

R – радіус від центру випромінювача до точки в масиві;

v – постійне загасання хвилі, м$^{-1}$;

W – потужність випромінювача, Вт;

R_0 – радіус сферичного випромінювача на початку впливу, м;

c – питома об’ємна теплоємність вугільного пласта, Дж/(м^3·К).

Відповідно до цих даних приймаються такі граничні умови:

– стовбур свердловини не спотворює електромагнітні хвилі в масиві від сферичного випромінювача, тобто на початку електромагнітного впливу потоки енергії зсередини свердловини не впливають на розподіл температури;

– параметри впливу знаходяться в межах:

$$\psi\frac{\partial t\left(R_0\tau\right)}{\partial R} = -n, \tag{3.14}$$

$$t\left(\infty,\tau\right) = t_0, \tag{3.15}$$

$$t\left(R,0\right) = t_0, \tag{3.16}$$

Умова (3.14) вказує на те, що на поверхні свердловини масив нагрівається під впливом електромагнітного поля. Крім того, умова (3.15) вказує на те, що на нескінченній відстані від свердловини температура повертається до початкового значення t_0. Умова (3.16) встановлює початкову температуру у вугільному масиві.

Таким чином, використовуючи рівняння (3.13), проводиться моделювання теплового розподілу у вугільному масиві під впливом електромагнітного поля та розрахунок температурних змін із часом і радіусом для дослідження та прогнозування теплового впливу на вугільний пласт.

Розглядаючи технологію підземної газифікації вугілля варто зазначити, що важливим фактором є температуропровідність бокових порід вугільного пласта [149, 345]. Оскільки температуропровідність бокових порід вугільного пласта дуже мала, то рівняння має вигляд:

$$t(R,t) - t_0 = \frac{vW\tau}{2\pi R^2 c} \exp\left[-2v\left(R - R_0\right)\right], \tag{3.17}$$

де: $t(R,t)$ – температура в певній точці свердловини (R) в момент часу (t);

t_0 – початкова температура в заданій точці перед впливом електромагнітного поля.

Для розрахунків приймалося: v = 0,018 м$^{-1}$, t_0 = 293 К, c = 2,8 МДж/м^3·К.

Таким чином, рівняння (3.17) вказує на те, як температура змінюється у вугільному масиві внаслідок впливу електромагнітного поля. Воно враховує, що тепло швидко розповсюджується в масиві через дисипацію енергії загасаючого електромагнітного поля. Це спрощене рівняння дає змогу аналізувати розподіл температури у вугільному масиві під впливом поля з урахуванням основних фізичних параметрів.

З наведених формул (3.12) – (3.17) випливає, що розподіл температури в пласті залежить від постійного загасання хвилі, яка є функцією параметрів електромагнітного поля і властивостей вугільного масиву. Під час впливу електромагнітного поля прогрівання пласта може бути здійснено на такі відстані й за таких високих теплових потужностей свердловинних випромінювачів, що абсолютно неможливі за електротеплової обробки свердловин.

Таким чином, результати аналітичного опису моделювання теплових процесів, спричинених впливом високочастотного електромагнітного поля на вугільний масив, свідчать про перспективність застосування цього методу для ефективного локального нагрівання вугілля. Залежності (3.12) – (3.17) дають змогу кількісно оцінити просторово-часовий розподіл температури залежно від властивостей вугільного пласта та параметрів електромагнітного випромінювання, що відкриває нові можливості для оптимізації підземної газифікації.

3.3.3 Результати дослідження впливу електромагнітного нагрівання вугільного масиву на ефективність газифікації вугілля

На основі проведених розрахунків прогрівання вугільного пласта електромагнітним впливом до температури (t) 350 – 450°С (з кроком розрахунку 50°С) залежно від тривалості обробки (T) і потужності електромагнітного випромінювача (W) отримано графіки, які ілюструють відповідні залежності (Рисунок 3.11).

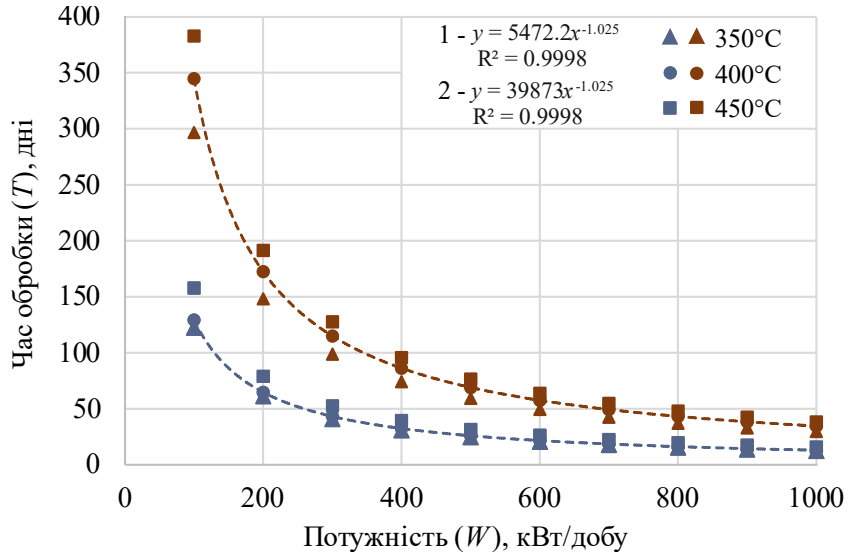


Рисунок 3.11 – Залежність зміни часу обробки вугільного пласта електромагнітним впливом до температури 350, 400 та 450°С від загальної добової потужності: 1 – довжина каналу 30 м (паралельний метод CRIP); 2 – довжина каналу 80 м (лінійний метод CRIP)

Наявні розрахункові дані свідчать про можливість прогрівання вугільного пласта електромагнітним впливом до температури 400°С на відстані до 80 м (лінійний метод CRIP). При цьому тривалість обробки пласта залежатиме від теплової потужності електромагнітного випромінювача. Так, за обробки пласта протягом 345 діб добова потужність електромагнітного випромінювача становитиме 100 кВт; за 70 діб – 500 кВт, а за дії на пласт протягом 34 діб – 1000 кВт для його прогрівання до вищевказаних параметрів.

При прогріванні вугільного пласта електромагнітним впливом до температури 400°C на відстань до 30 м (паралельний метод CRIP), тривалість обробки пласта також залежатиме від теплової потужності електромагнітного випромінювача. За обробки пласта протягом 130 діб добова потужність електромагнітного випромінювача становитиме 100 кВт; за 26 діб – 500 кВт, а за дії на пласт протягом 13 діб – 1000 кВт для його прогрівання до вищевказаних параметрів (Рисунок 3.12).

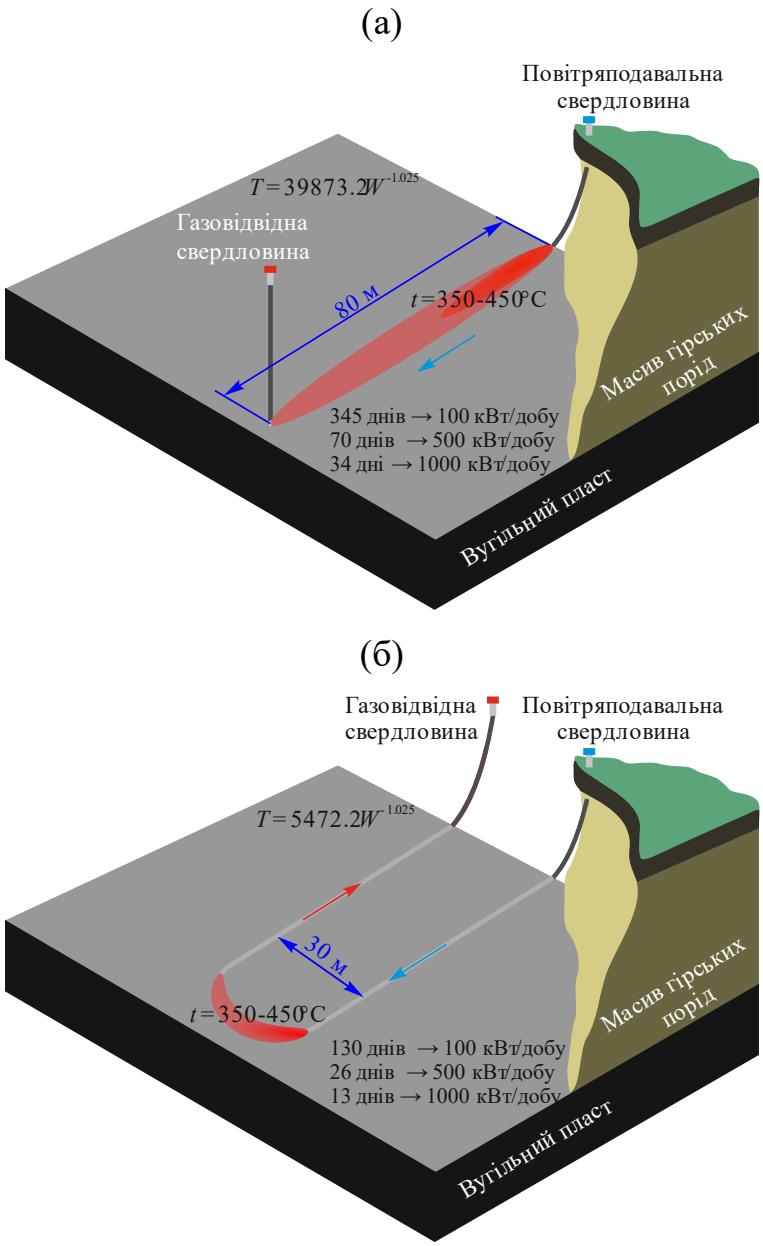


Рисунок 3.12 – Параметризація прогріву вугільного пласта:
(а) – лінійний метод CRIP; (б) – паралельний метод CRIP

Параметри електромагнітного впливу можуть бути визначені, якщо заздалегідь задаватися розмірами зони впливу електромагнітних полів або тривалістю впливу. За радіус зони електромагнітного поля приймають таку відстань, на якій температура вугільного масиву стає рівною температурі початку розм'якшення і відносно повного виходу летких речовин ($\Delta t\delta$). Тоді для цих умов отримаємо рівняння, що дає змогу визначити тривалість впливу випромінювача в радіусі зони його дії:

$$\Delta\tau = \frac{2\pi c}{vW} R^2 \exp\left[-2v\left(R_{пл} - R_0\right)\right] \Delta t_\delta . \qquad (3.18)$$

З формули (3.18) видно, що тривалість впливу ($\Delta\tau$) пропорційна квадрату радіуса зони дії. Збільшення радіуса зони призведе до збільшення тривалості впливу. Також існує експоненціальна залежність від різниці між радіусом зони впливу та відстанню, на якій температура вугільного масиву стає рівною температурі початку розм'якшення. Це означає, що навіть невелике збільшення цієї різниці може призвести до значного зменшення тривалості впливу.

Питома об'ємна теплоємність вугільного пласта c і швидкості розповсюдження хвиль v впливають на загальний час тривалості впливу. Зазвичай, висока швидкість розповсюдження хвиль призводить до збільшення тривалості впливу. Тривалість впливу також залежить від тривалості виходу летких речовин. Це може вказувати на те, що деякі процеси або реакції в системі можуть бути обмежені або визначені саме цією тривалістю.

Принципове значення має встановлення факту переходу вугілля в пластичний стан після початку його термічної деструкції, а саме зміни температури початку розм'якшення вугілля від виходу летких речовин, що виділяються під час нагрівання вугілля вище 200°С [345 – 347]. У результаті термічної деструкції вугільного масиву і виділення летких речовин(CO, CH_4, CO_2, H_2, O_2) збільшується тріщинуватість і пористість вугілля. Після цього можна приступити до газифікації обробленої ділянки вугільного пласта, до того ж процес підземної газифікації можна здійснити на принципово новій основі – шляхом газифікації в утворених тріщинах і каналах.

Вугілля має досить пористу структуру, що містить в собі різні пори і тріщини. Ця пористість дає змогу газам проникати всередину маси вугілля, що робить його доступним для газифікації. Під час газифікації відбувається хімічна реакція між вуглецем (C) і киснем (O_2) або іншими окислювачами, яка призводить до утворення газів, таких як CO (оксид вуглецю), CO_2 (діоксид вуглецю) тощо. Зазначена хімічна реакція є ендотермічною, тобто потребує поглинання значної енергії.

Під час газифікації твердих палив суттєвою стороною процесу є протікання реакції між вуглецем і киснем усередині розтрісканої вугільної маси та в каналах, які утворилися в результаті фільтрації летких речовин. При одночасному підведенні кисню до реагуючої поверхні вугільного масиву через свердловини і під час продування (фільтрації) окислювача через штучні тріщини та канали відбувається реагування вуглецю з киснем на зовнішній поверхні за рахунок природної дифузії і напірної фільтраційної дифузії.

Згідно з кінетичною теорією газів, рух частинок газу може бути описаний різними статистичними розподілами. Один із таких розподілів – розподіл Максвелла-Больцмана, що описує розподіл швидкостей частинок газу за даної температури. Важливим параметром у цьому контексті є довжина вільного пробігу молекул газу, що є середньою відстанню, яку її молекули проходять між зіткненнями. Якщо вугільна маса має складну пористу структуру, то можна припустити, що пори і тріщини мають розміри порядку довжини вільного пробігу молекул газу. У такому разі, кількість газу (N), що пройде через ці пори і тріщини за одиницю часу, може бути пропорційною середньому тиску на вході і виході з цих пор і тріщин:

$$N = k \cdot \Delta P \cdot A, \tag{3.19}$$

де: k – коефіцієнт пропорційності, який залежить від властивостей вугілля та газу, а також розмірів пор і тріщин;

ΔP – різниця тиску на вході і виході пор і тріщин, Па;

A – площа перетину пори або тріщини, м^2.

Ця залежність дає змогу описати транспорт газу через пори і тріщини в пористій структурі вугілля за постійної температури. Коефіцієнт пропорційності k враховує всі фізичні та геометричні властивості системи. В практичних застосуваннях це завдання може бути доволі складним через складну геометричну конфігурацію пор і тріщин, а також через різні режими газифікації та характеристики газу і вугілля [348, 349].

На підставі кінетичної теорії газів можна припустити, що за постійної температури пориста реагуюча маса вугілля являє собою систему тонких каналів (капілярів) складної конфігурації. Кількість дуття, що пройшло за одиницю часу через канал, можна віднести до одиниці різниці тисків на кінцях каналу і пропорційно середньому тиску, тоді витікання дуття за наявності ковзання по порах і тріщинах, що мають розміри одного порядку з довжиною вільного пробігу молекул газу, підпорядковується такій залежності:

$$A = \omega\rho\left(1 + \frac{\lambda}{\rho}\right), \tag{3.20}$$

де: ω і λ – множники, які залежать від розміру капіляра і коефіцієнта ковзання;

ρ – густина газу, кг/м^3.

Горіння в такому одиничному каналі може бути наведено рівняннями:

$$V\frac{dx}{\partial z} = \eta\left(\frac{\partial O_2}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 O_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial O_2}{\partial r}\right) - kO_2, \tag{3.21}$$

$$V\frac{dx_1}{\partial z^2} = \eta\left(\frac{\partial^2 CO}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 CO}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial CO}{\partial r}\right) - kCO, \tag{3.22}$$

де: O_2 і CO – концентрації кисню і монооксиду вуглецю, кг/м^3;

V – швидкість фільтрації в каналі, м/с;

η – коефіцієнт дифузії кисню;

z – координата точки вздовж каналу;

k – константа швидкості реакції окису вуглецю з киснем;

r – радіус каналу, м.

Рішення диференціальних рівнянь дає розподіл концентрації кисню і монооксиду вуглецю по довжині каналу:

$$O_2 = O_{2_0} e^{-\frac{q}{V}z}, \tag{3.23}$$

де: q – коефіцієнт реакційного газообміну.

$$CO = \frac{qCO_0}{\psi - q}\left(e^{-\frac{q}{V}z} - e^{-\frac{\varphi}{V}z} \right), \tag{3.24}$$

де: ψ – коефіцієнт газообміну реакції відновлення діоксиду вуглецю розпеченим вуглецем.

З метою узагальнення процесів, які відбуваються в реакційному каналі під час підземної газифікації вугілля, доцільно врахувати баланс маси для рухомої газової суміші з урахуванням хімічної взаємодії, що дасть змогу оцінити зміну масового потоку вздовж капіляра внаслідок термічної деструкції:

$$\frac{d}{dz}\left(\rho V A\right) = -\dot{m}_r, \tag{3.25}$$

де: $\dot{m}_r$ – масова швидкість споживання або утворення речовини внаслідок реакції, кг/(м^3·с).

Рівняння (3.25) може бути використане для кількісного опису зміни параметрів потоку в реакційній зоні та інтегрується у загальну систему рівнянь масо- та теплопереносу при моделюванні ПГВ.

Леткі речовини, що утворюються під час термічної деструкції ділянки вугільного пласта, під впливом електромагнітного поля мігрують утвореними каналами до газовідвідної свердловини, через неї видаються на поверхню і збираються в газозбірник-газгольдер. Після виходу летких речовин починається фільтраційна газифікація обробленої магнітним полем ділянки вугільного пласта. Утворений газ потім змішується з газом із газгольдера для підвищення його теплоти згоряння. Надходження окислювача в зону газифікації через вугільний пласт утвореними штучними каналами значно інтенсифікує процес

газифікації в цілому. Вихід горючих компонентів газу збільшується і на цій основі підвищуються споживчі властивості газу ПГВ.

Отримані результати можуть бути використані для оптимізації процесів нагрівання вугільного пласта з урахуванням зміни властивостей вугілля і параметрів електромагнітного поля. Крім цього, результати можуть бути спрямовані на вивчення ефективності нагрівання вугільного масиву з урахуванням втрат тепла в породи покрівлі та підошви, оптимізуючи параметри електромагнітного поля, такі як частота, потужність і форма випромінювача в результаті розробки математичної моделі з урахуванням багатофакторного аналізу для прогнозування та оптимізації температурного режиму.

3.4 Висновки за розділом

Механізм активації пароповітряного дуття із застосуванням магнітних полів полягає в інтеркомбінаційних переходах молекул кисню і води із синглетного (стійкого) стану в триплетний (збуджений) за рахунок переорієнтації спінів зв’язуючих електронів у неоднорідному магнітному полі, градієнт якого простежується на рівні розмірів молекул. Для активації дуття в процесі газифікації вугілля суттєву неоднорідність магнітного поля можна створити за рахунок використання постійних магнітних полів невисокої напруженості шляхом контакту твердих намагнічених поверхонь і газоподібних продуктів дуття. Інтенсивність участі вуглецю під час обробки дуттьової суміші магнітним полем змінюється від 17,5 до 20,2% залежно від температури (від 800 до 1000°С) в зоні газифікації за постійного впливу магнітного поля 500 Е.

Застосування магнітних полів у процесі газифікації значно підвищує реакційну здатність молекул, таких як вода і кисень, завдяки збільшенню їхньої внутрішньої енергії через перерозподіл спінів електронів. Цей ефект знижує енергію активації, необхідну для реакцій газифікації, прискорюючи виробництво синтез-газу і підвищуючи загальну ефективність процесу. Магнітні поля також послаблюють водневі зв’язки, роблячи молекули більш реакційними. Аналітичні дані на основі рівняння Арреніуса підтверджують

отримані результати, вказуючи на те, що магнітні поля збільшують швидкість реакцій, що добре узгоджується з експериментальним збільшенням частки участі вуглецю.

Виявлено, що застосування магнітних полів у процесі газифікації значно підвищує швидкості реакцій (k), який виражається через експоненціальний фактор $-\frac{Ea}{RT}$ в аналітичних константах швидкості, що підкреслює суттєвий вплив магнітних полів на покращення процесу газифікації шляхом зниження енергії активації (E_a), що також інтенсифікує швидкості реакцій і загальну ефективність газифікації вуглецю.

Встановлено, що ефективність газифікації вуглецевмісної сировини в температурному діапазоні 800 – 1000°C підвищується за умови магнітної обробки дуттьової суміші, що аналітично описується зниженням енергії активації на 10% під дією магнітного поля напруженістю 500 Е і спричиняє експоненціальне підвищення константи швидкості реакції газифікації у 6,74 – 7,11, що відображається у значенні фактора F і відповідає збільшенню частки участі вуглецю на 51,5 – 58,9%. Врахування цієї залежності дає змогу кількісно оцінити вплив магнітного поля на кінетику реакцій і обґрунтувати доцільність його застосування для інтенсифікації процесу газифікації.

Використання електромагнітного нагрівання вугільного пласта є ефективним способом інтенсифікації процесу підземної газифікації вугілля, оскільки забезпечує попереднє підвищення температури вугільного пласта до 350 – 450°C, що сприяє термічній деструкції вугілля, формуванню тріщинуватої структури та підвищенню проникності. Аналітичне моделювання, з урахуванням рівнянь теплопровідності та дисипації енергії електромагнітного поля, дало змогу кількісно оцінити залежність температурного розподілу від параметрів випромінювання. Результати показали, що за умови використання потужного електромагнітного випромінювача (1000 кВт) прогрівання масиву на глибини 30 – 80 м уздовж реакційного каналу можливий у межах 13 – 34 діб залежно від CRIP-схеми.

РОЗДІЛ 4
МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ СПАЛЮВАННЯ ВУГЛЕЦЕВМІСНОЇ СИРОВИНИ В КАНАЛІ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА

4.1 Обґрунтування застосування методу CFD для моделювання спалювання вуглецевмісної сировини

Вугілля залишається одним із найпоширеніших і найбільш доступних викопних видів палива, що відіграє ключову роль у світовій енергетиці [350]. Незважаючи на дедалі більшу увагу до відновлюваних джерел енергії, вугілля зберігає свою цінність для промисловості та енергетичного сектору завдяки високому енергетичному потенціалу та широкій доступності [351, 352]. Однак традиційні методи видобутку та використання вугілля часто супроводжуються значними екологічними проблемами, зокрема викидами парникових газів, деградацією поверхні та утворенням відходів [353 – 356]. Для вирішення цих питань перспективними технологіями ефективного та сталого використання вугільних ресурсів стали розвинуті методи тремохімічної конверсії, такі як підземна газифікація вугілля (ПГВ), підземне спалювання вугілля (ПСВ) та когазифікація [171, 357 – 360].

Підземна газифікація вугілля пропонує унікальний підхід, що передбачає безпосереднє перетворення вугілля на генераторний газ безпосередньо на місці його залягання, мінімізуючи порушення поверхні та даючи змогу використовувати недоступні забалансові запаси [122, 340]. Аналогічно, підземне спалювання вугілля передбачає контрольоване згоряння вугільних пластів для отримання енергії, при цьому також є лише незначний вплив на земну поверхню [361]. Когазифікація, що поєднує конверсію вугілля з іншими вуглецевмісними матеріалами, такими як біомаса, значно покращує процес термохімічної конверсії, підвищуючи енергоефективність, зменшуючи викиди парникових газів та розширюючи можливості використання різних видів палива [362 – 365]. Ці методи є інноваційними підходами до максимального використання вугільних ресурсів, одночасно вирішуючи важливі екологічні та

економічні виклики, що робить їх ключовими технологіями на шляху до чистих вугільних технологій (Clean Coal Technologies).

Термохімічні процеси перетворення вугілля відкривають перспективи для розробки вугільних пластів малої потужності, або пластів що залягають на значних глибинах, розробка яких є економічно невигідною для видобутку традиційними методами [128, 235]. Однак розуміння складної динаміки горіння у штучно створених каналах вугільних пластів, зокрема температурних профілів, розподілу компонентів та поведінки потоку, залишається складним завданням. Чисельне моделювання дає змогу ефективно розв'язувати ці задачі, забезпечуючи отримання достовірних даних для оптимізації робочих параметрів і підвищення загальної ефективності процесу [366 – 368]. Моделювання стало невід'ємним інструментом для оптимізації та розробки систем термохімічної конверсії вугілля як на поверхні, так і під землею.

Моделі обчислювальної гідродинаміки (Computational Fluid Dynamics, CFD) інтегрують підмоделі, що описують процеси деструктивної дистиляції, горіння та теплопереносу, що забезпечує високоточне прогнозування розподілу температур, концентрацій газових компонентів і динамічних характеристик потоку в камерах згоряння [369]. Як методи середньозначених рівнянь Нав'є-Стокса (Reynolds-Averaged Navier–Stokes, RANS), так і моделі великомасштабних завихрень (Large Eddy Simulation, LES) широко застосовуються для моделювання турбулентних потоків. При цьому метод LES забезпечує точність у відтворенні турбулентних ефектів, особливо в складних середовищах, завдяки здатності деталізовано описувати динаміку великих завихрень і їхній вплив на процеси переносу маси, імпульсу та енергії [370].

Відкриті CFD-коди, такі як Code Saturne, активно застосовуються для діагностики роботи котлів, демонструючи високу ефективність при виявленні та усуненні проблемних питань забезпечення надійності роботи вузьких місць [371]. Водночас CFD-симуляції часто виявляють розбіжності між чисельними розрахунками та експериментальними даними, особливо у нижніх зонах камер згоряння, де значний вплив мають турбулентність, теплоперенос і хімічні

реакції [372]. Крім того, такі моделі відіграють ключову роль при вирішенні екологічних проблемних питань, зокрема у зниженні викидів NOx і SOx, а також при розв'язанні експлуатаційних проблем, таких як утворення шлаків і налипання золи в промислових печах [369].

Останні досягнення у високоточних симуляціях, зокрема прямому чисельному моделюванні (Direct Numerical Simulation, DNS) та моделюванні великомасштабних завихрень (Large Eddy Simulation, LES), значно розширили розуміння процесів горіння вугільного пилу (Pulverized Coal Combustion, PCC). DNS забезпечує детальний аналіз явищ на рівні окремих частинок, показуючи, що менші частинки формують активні зони реакції ближче до початку потоку, супроводжуючись вищою концентрацією летких речовин. При цьому збільшене масове навантаження частинок корелює з інтенсивнішим виділенням тепла та підвищенням температури [373]. LES-моделювання широко застосовується для вивчення динаміки великих промислових печей, роблячи акцент на вивчені впливу турбулентності на траєкторії руху частинок і швидкість їх нагрівання [374].

Вибір моделей деструктивної дистиляції є одним із ключових факторів, що визначають точність CFD-моделювання. Моделі, зокрема одностадійна, двостадійна з конкуруючими швидкостями та хімічна перколяційна деструктивна дистиляція (Chemical Percolation Devolatilization, CPD), суттєво впливають на прогнозування процесів виділення летких речовин і подальші реакції горіння [375]. Застосування цих моделей особливо актуальне для енергоємних галузей, таких як виробництво цементу, де CFD-технології слугують інструментом для оптимізації енергоефективності та зниження викидів CO_2 [376].

CFD широко застосовуються при вивченні спеціалізованих систем згоряння, зокрема обертових печей і котлів із киплячим шаром. В обертових печах аналіз теплопередачі на рівні частинок показав, що конвекція забезпечує до 90% теплопередачі від стінок печі до частинок вугілля, що підкреслює важливість динаміки теплопередачі [377]. Дослідження також демонструють,

що зменшення розміру пелет покращує теплопередачу та сприяє швидкому відновленню за нижчих температур [378]. CFD-симуляції виявляють формування осьово-кільцевих структур потоку в котлах із киплячим шаром, що дає змогу розробляти ефективні способи зниження викидів NOx шляхом оптимізації об'єму первинного повітря і розміру частинок вугілля [379]. Порівняльний аналіз процесів горіння і газифікації вугілля демонструє, що газифікація сприяє підвищенню концентрацій H_2 і CH_4, тоді як рівень CO значною мірою залежить від концентрації кисню [380, 381]. Отримані результати підтверджують універсальність CFD як інструменту для моделювання складних систем, спрямованого на підвищення їхньої експлуатаційної ефективності.

Валідація експериментальних даних залишається важливим етапом для забезпечення достовірності та точності CFD-моделей. Моделювання процесів теплопередачі та температурних градієнтів у трубчастих печах за допомогою CFD продемонструвало високий рівень відповідності з експериментальними результатами, особливо в зоні поблизу входу в камеру згоряння [378]. Аналогічно, Sakolaree та ін. [382] провели валідацію CFD-моделей для осесиметричних двовимірних камер, підтвердивши їхню здатність надійно прогнозувати розподіл температур. Але, навіть за таких успішних результатів, у нижніх зонах камер згоряння часто виникають розбіжності через складність турбулентних процесів і хімічних взаємодій [372].

Серед останніх досягнень виділяється застосування передових підходів, таких як Flamelet Generated Manifold (FGM), який моделює групове горіння частинок вугілля. Цей метод показав, що збільшення густини частинок спричиняє затримку займання і змінює форму полум'я [383]. Аналітичні моделі протитечійного незмішуваного горіння підкреслюють вплив числа Стокса на траєкторії руху частинок, а також доводять, як теплові втрати впливають на загальну температуру системи [384]. Такий підхід забезпечує глибоке розуміння фізико-хімічних процесів і сприяє оптимізації складних систем згоряння.

Крім того, спільне спалювання аміаку та вугілля набуває дедалі більшого значення як перспективний напрям досліджень. Результати досліджень, наведені в роботі [385], свідчать, що збільшення частки аміаку призводить до подовження затримки займання в умовах низького вмісту кисню. Цей процес характеризується домінуванням гомогенного займання через інгібуючий вплив аміаку на дифузію кисню. Аналогічно, Zhang та ін. [386] запропонували нову модель догоряння, яка охоплює корекцію об’єму пор, що суттєво підвищує точність прогнозування процесів радіаційного теплопереносу в котлах, які працюють на вугіллі.

Інші дослідження значно розширили розуміння динаміки горіння вугілля завдяки поєднанню обчислювальних та експериментальних підходів. Ghose та ін. [387] і Cai та ін. [388] акцентували увагу на важливості моделювання турбулентності, впливу радіаційного теплопереносу та кінетики деструктивної дистиляції для підвищення точності CFD-моделей горіння вугільного пилу. Їхні роботи демонструють, як сучасні CFD-техніки забезпечують розуміння термохімічних явищ, сприяючи оптимізації роботи промислових печей. Міура [389] дослідив процес горіння вугілля в трубах дуття доменних печей, показавши, як турбулентність і вибір моделей горіння впливають на точність прогнозування теплопередачі та температурних градієнтів. Аналогічно, Chen та ін. [373] застосували пряме чисельне моделювання (DNS) для аналізу впливу розміру частинок, масового завантаження і концентрації реагентів на формування зон реакції. Їхні результати показали, що менші частинки сприяють утворенню зон горіння ближче до початку потоку, що супроводжується підвищеним рівнем виділення тепла.

Zhang та ін. [390] дослідили кінетику займання вугільного коксу, встановивши, що час займання збільшується зі збільшенням розміру частинок, але скорочується зі зростанням температури та тиску. Luu та ін. [391] розширили ці дослідження на окислювання залізних частинок у турбулентних середовищах, виявивши перехід від кінетично обмеженого до дифузійно обмеженого механізму окислювання з підвищенням температури.

Barrazaa та ін. [392] і Macphee та ін. [393] зосередили увагу на вивченні багатофазного потоку і теплопереносу в обертових печах, демонструючи, що конвекція відіграє домінуючу роль у теплопереносі до частинок вугілля. Подальші дослідження, зокрема моделі, що враховують механізм розриву вихорів (Eddy Break-Up, EBU) та реакції з кінетичними параметрами, надали важливі експериментальні дані, щодо оптимізації використання палива та зменшення шкідливих викидів [394 – 396].

Вищенаведений огляд літературних джерел свідчить про важливу роль чисельних методів у дослідженні динаміки горіння вугілля, оптимізації технологічних процесів і зниженні викидів. Спираючись на вже відомі досягнення, дослідження, наведені в цьому розділі зосереджуються на аналізі процесів горіння вугільного пилу в каналі вугільного пласта.

Отже, метою дослідження, представленого в цьому розділі, є детальне вивчення розвитку зон реакції, стабілізації температури та розподілу газових компонентів у каналі вугільного пласта із замкненою геометрією. Завдяки застосуванню сучасних моделей турбулентності, врахуванню механізмів теплопередачі та хімічних реакцій, це дослідження спрямоване на підвищення ефективності систем спалювання вугілля.

У рамках дослідження вибір було зроблено на користь Ansys Fluent як одного з найпотужніших інструментів CFD-моделювання, що дає змогу детально описати багатофазні турбулентні потоки, теплообмін і хімічні реакції в умовах складної геометрії. Ansys Fluent підтримує численні моделі горіння, включно з детальними механізмами виділення летких речовин, окислення твердих частинок і продуктів їхніх реакцій, що важливо для достовірного відтворення процесів у каналі вугільного пласта. Крім того, програмне середовище має гнучкий інтерфейс для налаштування твердих частинок, турбулентності, обміну енергією та міжфазної взаємодії, що є необхідним під час моделювання спалювання вуглецевмісної сировини.

4.2 Методика комп'ютерного моделювання спалювання вуглецевмісної сировини

4.2.1 Геометрія моделі і побудова сітки

Обчислювальну область розроблено для моделювання типового каналу газифікації завдовжки 30 м, визначену як оптимальну для ефективного процесу газифікації на основі попередніх досліджень і розрахунків. Геометрія області містить порожнину, сформовану у вугільному пласті, в яку подається вугільний пил і відбувається процес його згоряння [397].

Для подачі палива та окислювача використано концентричну конфігурацію «труба в трубі». Внутрішня труба (fuel_inlet) з діаметром 10 см забезпечує подачу вугільного пилу, тоді як зовнішня труба (air_inlet) діаметром 20 см забезпечує подачу повітря, та за потреби, допоміжних реагентів дуття, що виконує роль окислювача. Така конфігурація сприяє ефективному змішуванню палива та окислювача, що є важливим для стабільного горіння в межах каналу.

На протилежному кінці каналу розташований вихідний отвір діаметром 20 см, через який відводяться продукти згоряння. Розміри вхідного та вихідного отворів оптимізовано для забезпечення необхідного потоку газів і підтримання стабільних умов процесу горіння в каналі.

Обчислювальну область було дискретизовано із застосуванням структурованої сітки для забезпечення високої точності та стабільності під час моделювання динаміки згоряння та руху потоків (Рисунок 4.1). Сітку створено з використанням таких ключових параметрів:

– розмір кінцевого елемента встановлено на рівні $1{,}0\times10^{-2}$ м, що забезпечує деталізовану роздільну здатність геометрії;

– мінімальну довжину ребра визначено як $5{,}0\times10^{-3}$ м, що дає змогу точно враховувати градієнти потоків поблизу меж;

– захоплення кривизни сітки активоване з урахуванням нормального кута кривизни, що забезпечує точне моделювання криволінійних поверхонь у геометрії.

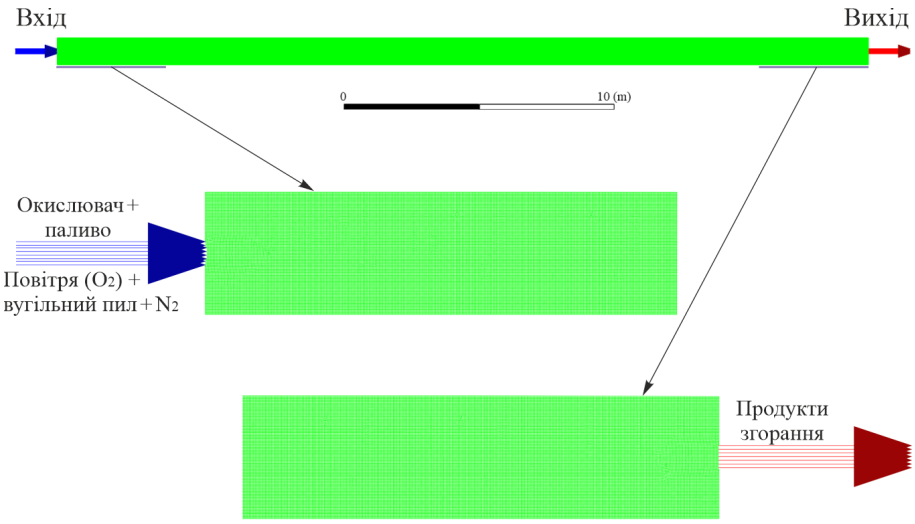


Рисунок 4.1 – Схематичне зображення обчислювальної області

Сітка складається з 303066 вузлів і 299965 елементів, що гарантує достатню роздільну здатність для моделювання потоків і процесів горіння. Діагональна довжина обмежувального прямокутника дорівнює 30,017 м, що відповідає фізичній довжині каналу. Якість сітки перевірено на відповідність найкращим практикам CFD, що забезпечує високу чисельну ефективність під час симуляції. Значення перекосу сітки підтримувалися нижче 0,9, що є важливим для мінімізації чисельних помилок і забезпечення точності розв’язань. Для підвищення загальної якості сітки, особливо в зонах зі складною динамікою потоків, було застосовано середнє згладжування.

Для точного врахування ефектів приконтурного шару поблизу стінок каналу та входів труб були впроваджені інфляційні шари з плавним переходом. Застосування інфляційних шарів відповідає загальновизнаним рекомендаціям для моделювання турбулентного приконтурного шару в задачах тепло- і масопереносу, де к стінки впливає на розподіл змінних. Коефіцієнт переходу встановлено на рівні 0,272. Максимальна кількість шарів дорівнює двом, що забезпечує поступове згущення сітки від стінок до основної зони потоку. Згущення сітки забезпечує адекватне моделювання градієнтів потоку і температурних профілів у критичних зонах, підвищуючи точність чисельного розв’язання.

4.2.2 Налаштування моделі

4.2.2.1 Рівняння енергії, моделей в’язкості та горіння

Рівняння енергії застосовується для моделювання передачі та розподілу тепла, яке виникає внаслідок реакцій горіння у каналі. Це рівняння є основним для визначення температурних градієнтів, термічного розширення, а також ефектів тепловтрат і теплопоглинання через механізми теплопровідності, конвекції та радіації. Формулювання рівняння енергії записується у вигляді:

$$\frac{\partial(\rho E)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\vec{v}\left(\rho E + p\right)\right) = \nabla \cdot \left(k_{eff} \nabla T - \sum_j h_j \vec{J}_j \right) + S_h, \qquad (4.1)$$

де: ρ – густина рідини;

E – повна енергія на одиницю маси;

$\vec{v}$ – вектор швидкості;

k_{eff} – ефективна теплопровідність (враховує турбулентні ефекти);

T – температура;

h_j – ентальпія компонента j;

S_h – об’ємне джерело тепла (наприклад, тепловиділення внаслідок хімічних реакцій або радіаційне тепло);

$\vec{J}_j$ – дифузійний потік компонента j.

Зазначення рівняння (4.1) є важливим параметром для точного прогнозування теплової поведінки під час високотемпературних процесів горіння, таких як горіння вугільного пилу. Воно враховує такі ефекти як виділення тепла під час хімічних реакцій, перенесення тепла за рахунок конвекції та теплопровідності, термодифузійні явища. Застосування цього рівняння дає змогу отримати точне уявлення про динаміку теплових процесів і сприяє оптимізації параметрів систем горіння.

Для моделювання турбулентності обрано модель (k-ε) через її надійність та придатність для потоків із високими числами Рейнольдса, що характерно для систем, де домінують процеси горіння. Ця модель враховує вплив турбулентності на потоки, змішування і теплоперенос шляхом розв’язання двох рівнянь переносу:

одного для кінетичної енергії турбулентності (k) та іншого для швидкості її дисипації (ε). Рівняння для кінетичної енергії турбулентності має вигляд:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v} k) = \nabla \cdot \left(\frac{\mu_t}{\sigma_k} \nabla k \right) + G_k - \rho\varepsilon \,, \tag{4.2}$$

де: μ_t – турбулентна в'язкість;

σ_k – турбулентне число Прандтля для k;

G_k – генерація кінетичної енергії турбулентності;

$\rho\varepsilon$ – дисипація кінетичної енергії для k;

∇ – оператор набла (векторний диференціальний оператор першого порядку, компоненти якого є частковими похідними за координатами).

Рівняння для швидкості дисипації турбулентності має вигляд:

$$\frac{\partial(\rho\varepsilon)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \varepsilon) = \nabla \cdot \left(\frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \nabla \varepsilon \right) + C_1 \frac{\varepsilon}{k} G_k - C_2 \rho \frac{\varepsilon^2}{k}, \tag{4.3}$$

де: σ_ε – турбулентне число Прандтля для ε;

C_1, C_2 – емпіричні константи.

Турбулентна в'язкість (μ_t) визначається як:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}, \tag{4.4}$$

де: C_μ – модельна константа.

Потік у каналі, що поєднує швидкісну подачу реагентів дуття та інтенсивне змішування палива й окислювача, створює умови, де турбулентність відіграє ключову роль у забезпеченні ефективності процесів горіння. Модель k-ε дає змогу прогнозувати ці ефекти з високою точністю, що є критично важливим для незмішуваного горіння. Зазначена модель забезпечує збалансоване поєднання точності та обчислювальної ефективності, що робить її придатною для аналізу великих промислових систем, а її застосування дає змогу моделювати динаміку потоків і процеси горіння з мінімізацією обчислювальних витрат, зберігаючи при цьому високу точність результатів.

Широка валідація моделі *k-ε* в дослідженнях високотемпературних потоків і реакцій додатково підтверджує її придатність і надійність для моделювання процесів спалювання, газифікації та когазифікації.

Для моделювання процесу горіння в каналі використовується модель незмішуваного горіння (non-premixed combustion model), що є оптимальним вибором, коли паливо і окислювач вводять окремо і змішують безпосередньо в зоні горіння, що відповідає конфігурації «труба в трубі», застосованій у досліджуваній системі. Вугільний пил подається через внутрішню трубу, тоді як повітря подається через зовнішній кільцевий простір, створюючи чітко виражені окремі потоки палива й окислювача. Такий режим сприяє дифузійному горінню, в якому швидкість реакції визначається переважно інтенсивністю змішування палива й окислювача.

Основою моделі незмішуваного горіння є підхід до фракції суміші, який дає змогу значно спростити обчислення хімічних реакцій, зводячи їх до одного скалярного параметра – фракції суміші (f). Ця змінна характеризує локальну масову частку компонентів, що надходять із паливного потоку. При цьому передбачається, що процес горіння перебуває в стані хімічної рівноваги або близький до нього. Це означає, що реакція палива й окислювача відбувається миттєво під час їх змішування, що відповідає умовам досліджуваного процесу. Вибраний підхід дає змогу моделювати складні хімічні явища з високою обчислювальною ефективністю.

Ключові рівняння моделі некондиційованого горіння базуються на описі фракції суміші, яка є основним параметром для визначення локального складу суміші та характеристик горіння. Основним рівнянням, у цьому випадку, є рівняння транспорту фракції суміші:

$$\frac{\partial(\rho f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v} f) = \nabla \cdot (\rho D \nabla f) + S_f, \tag{4.5}$$

де: ρ – локальна густина газу;

f – фракція суміші;

$\vec{v}$ – вектор швидкості;

D – масова дифузійна здатність;

S_f – терм, який враховує елементи привнесення тепла від подачі палива або хімічних реакцій.

Фракція суміші f визначається як безрозмірна величина, що обчислюється за допомогою рівняння:

$$f = \frac{Z - Z_{ox}}{Z_{fuel} - Z_{ox}}, \tag{4.6}$$

де: Z – масова частка елемента в суміші;

Z_{ox} – масова частка елемента в окислювачі;

Z_{fuel} – масова частка елемента в паливі.

Фракція суміші f варіюється в діапазоні від 0 (чистий окислювач) до 1 (чисте паливо), що дає змогу описати локальний склад суміші в кожній точці потоку. Цей параметр використовується для прогнозування температури та концентрації продуктів горіння через попередньо обчислені таблиці хімічної рівноваги. Такий підхід значно знижує обчислювальні витрати завдяки заміні складних хімічних розрахунків попередніми рівноважними таблицями, водночас зберігаючи високу точність у прогнозуванні динаміки горіння, що робить модель незмішуваного горіння ефективним інструментом для дослідження процесів горіння у складних геометріях.

Модель незмішуваного горіння було обрано для цього дослідження через її відповідність особливостям конфігурації «труба в трубі», яка природно створює окремі потоки для вугільного пилу та повітря, що робить модель дифузійного горіння ідеальним вибором для умов, де змішування палива й окислювача є основним чинником, який визначає швидкість реакцій. У процесах горіння вугільного пилу саме змішування летких компонентів і кисню є ключовим для визначення ефективності горіння, і ця модель ефективно враховує ці взаємодії.

Формулювання фракції суміші значно спрощує чисельне розв’язання, знижуючи обчислювальні витрати без втрати точності, даючи можливість відображати температурні та концентраційні профілі з високим ступенем

достовірності. Крім того, модель забезпечує врахування складних фізико-хімічних взаємодій між паливом та окислювачем, надаючи надійні прогнози щодо розподілу температур, концентрацій компонентів і загальної ефективності процесу горіння в каналі.

Варто зазначити, що під час аналізу температур у каналі ми використовуватимемо поняття статичної температури (T_s), тобто температури газу, яку можна виміряти термометром, що рухається разом із потоком, тобто знаходиться у стані спокою відносно потоку. Вона характеризує теплову енергію частинок газу без урахування їхнього кінетичного руху відносно спостерігача. Відповідно динамічна температура (T_t) або загальна температура враховує як теплову, так і кінетичну енергію частинок потоку, яка визначається за формулою:

$$T_t = T_s + \frac{v^2}{2c_p}, \tag{4.7}$$

де: v – швидкість потоку;

c_p – питома теплоємність при постійному тиску.

Виходячи з формули (4.7) очевидним є те, що за швидкості потоку 30 м/с у процесі спалювання вугільного пилу в каналі основну роль відіграватиме саме статична температура T_s, оскільки вона є ключовою для оцінки реакційної кінетики хімічних реакцій між паливом і окислювачем, теплового балансу та розподілі температур.

4.2.2.2 Властивості вугілля та характеристики частинок вугільного пилу

Властивості вугілля, що задаються для моделювання наведені на основі технічного та елементного аналізів, розрахованих на беззольну основу, що забезпечує точність моделювання процесу горіння. Обидва аналізи наведено у відсотках за масою (wt, %) і представляють дані для опису поведінки палива в умовах високотемпературного середовища. Значення властивостей вугілля наведено в Таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Елементний та технічний склад вугілля (у системі FC, V, A, M)

Елементний аналіз (wt, %)					Технічний аналіз (wt, %)			
C^{daf}	H^{daf}	O^{daf}	N^{daf}	S^{daf}	FC	V	A	M
80,7	6,3	6,8	4,9	1,3	41,7	26,27	27,13	4,9

Нижча теплота згоряння вугілля (LCV), скоригована для беззольних і сухих умов (DAF), розраховується за формулою:

$$LCV_{coal}^{daf} = \frac{HCV_{coal}^{ar} - h_{H_2O}^{latent} \cdot M - \frac{H_{ar} \cdot W_{H_2O}}{2 \cdot W_H} \cdot h_{H_2O}^{latent}}{1 - M - A}, \quad (4.8)$$

де: HCV – вища теплота згоряння палива;

M і A – фракції вмісту вологи та золи відповідно до технічного аналізу;

H_{ar} – фракція водню згідно з елементним аналізом;

W_{H_2O}, W_H – молекулярна маса води та атома водню відповідно;

$h_{H_2O}^{latent}$ – прихована теплота випаровування води.

Формула (4.8) враховує термодинамічні втрати, пов’язані з вологістю та зольністю, а також приховану теплоту, витрачену на випаровування водяної пари. Це дає змогу визначити ефективну теплотворну здатність вугілля за умов експлуатації. Обчислене значення нижчої теплоти згоряння вугілля є ключовим параметром для моделювання процесу горіння. Воно використовується разом із емпіричним складом палива для налаштування властивостей частинок вугілля, що є важливим для точного термічного та хімічного моделювання. Коректне врахування всіх даних забезпечити достовірність розрахунків у системах з високотемпературними реакціями, таких як горіння в каналі.

Матеріал частинок вугілля визначений як “coal-particle” із вищою теплотою згоряння $2{,}46 \cdot 10^7$ Дж/кг, що відображає енергетичний вміст палива. Вихід летких компонентів за високої температури дорівнює 1,0, а фракція азоту в коксовому залишку (char) становить 0,7. Після введення цих властивостей автоматично виконуються налаштування, які узгоджують параметри моделі із заданим складом палива, а саме:

– створюється паливний потік із нижчою теплотою згоряння $3{,}46 \cdot 10^7$ Дж/кг;

– активується неадіабатична модель, яка враховує теплові втрати, а граничні умови для компонентів встановлюються як для вхідних, так і для вихідних потоків;

– матеріал “coal-particle” визначається з фракцією летких компонентів 0,311 та фракцією горючих компонентів 0,417, що враховує внесок летких речовин і зв’язаного вуглецю в процес горіння.

– для точного прогнозування утворення оксидів азоту (NOx) масову частку леткого азоту встановлено на рівні 0,03803, а масова частка азоту в коксовому залишку – 0,05590.

Зазначені параметри забезпечують точне моделювання динаміки горіння, виділення летких речовин і утворення NOx. Вони є важливими для розуміння термічної та хімічної поведінки вугільного пилу під час незмішуваного горіння.

4.2.2.3 Створення таблиці густини розподілу ймовірностей

Під час моделювання незмішуваного горіння широко використовується метод густини розподілу ймовірностей (Probability Density Function – PDF) для врахування складної взаємодії між турбулентністю і хімічними реакціями.

Густини розподілу ймовірностей або диференціальна функція розподілу являє собою безперервний розподіл відстані ймовірностей, за якого ймовірність спостерігати значення в певному інтервалі дорівнює інтегралу від диференціальної функції, взятому в цих межах. Зазначений підхід описує розподіл скалярних величин, таких як температура і концентрації хімічних компонентів, замінюючи обчислення одного детермінованого значення статистичним підходом.

Метод PDF дає змогу враховувати коливання, викликані турбулентністю, зокрема середній коефіцієнт змішування суміші (Z) та її дисперсію. При цьому середній коефіцієнт змішування суміші визначається як нормалізоване відношення маси палива M_f до загальної маси палива M_f й окислювача M_o:

$$Z = \frac{M_f}{M_f + M_o}. \tag{4.9}$$

У випадку коли $Z = 0$, суміш відповідає чистому окислювачу (наприклад, повітрю). Коли $Z = 1$, суміш відповідає чистому паливу. Проміжні значення Z відображають зони, де паливо й окислювач змішуються в різних пропорціях, представляючи перехід між областями чистого окислювача та чистого палива.

Метод PDF дає змогу враховувати вплив турбулентних коливань на термохімічні властивості потоку, що забезпечує деталізоване моделювання. Завдяки цьому підходу стає можливим прогнозування чітких температурних профілів, розподілів концентрацій продуктів горіння та формування зон реакції.

Точність моделі горіння, заснованої на методі густини розподілу ймовірностей (PDF) у підході незмішуваного горіння, значною мірою залежить від належного налаштування параметрів таблиці PDF, яка балансує між обчислювальною ефективністю та точністю розв'язання. Одним із ключових параметрів є роздільна здатність сітки для таблиці PDF. Початкову кількість точок сітки встановлено на рівні 20, що задає базову роздільну здатність. Максимальна кількість точок сітки обмежена до 200, що дає змогу уточнити розв'язання за необхідності. Ці значення зазвичай забезпечують достатню деталізацію таблиці без надмірного збільшення обчислювальних ресурсів.

Щоб гарантувати плавність градієнтів і точність збіжностей, коефіцієнт максимальних змін значень і нахилів заданий на рівні 0,5. Це значення особливо важливе в зонах із суттєвими варіаціями концентрацій компонентів або температури. Максимальну кількість компонентів у таблиці встановлено на рівні 20, початкову температуру обмежено 25°C для забезпечення чисельної стабільності та уникнення нефізичних результатів. Для підвищення точності в зонах із різкими градієнтами скалярних величин увімкнено автоматичне уточнення сітки, що дає можливість адаптивно збільшувати роздільну здатність у критичних областях без надмірного зростання обчислювальної складності. Графік середньої температури залежно від середнього коефіцієнта змішування суміші (Z) і масштабованої дисперсії, наведено на Рисунку 4.2.

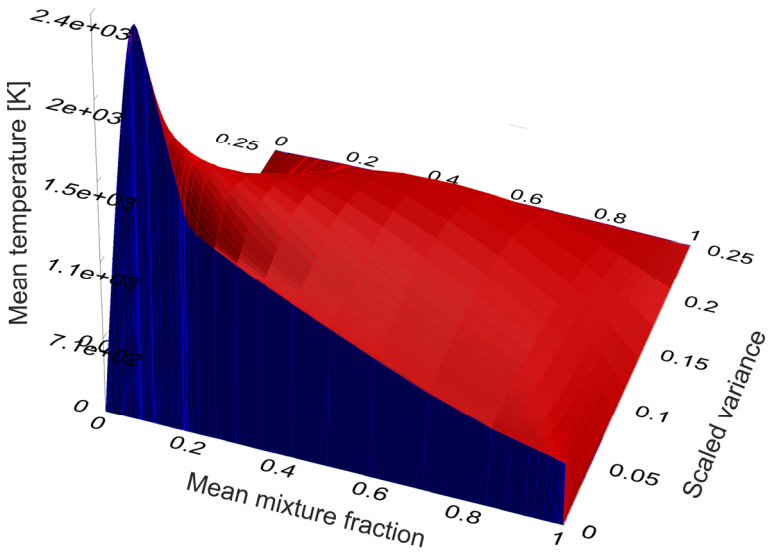


Рисунок 4.2 – Розподіл середньої температури залежно від середнього коефіцієнта змішування суміші та масштабованої дисперсії для моделі незмішуваного горіння

Побудований графік є інструментом для валідації моделі незмішуваного горіння. Середній коефіцієнт змішування суміші (Z) варіюється від 0 до 1, як вже було раніше описано, і відображає ступінь змішування палива й окислювача. Водночас масштабована дисперсія, як нормалізована міра варіації змінної, дає змогу оцінити вплив турбулентних флуктуацій на температурний розподіл. Масштабована дисперсія враховує коливання та турбулентність у процесі змішування, демонструючи варіативність взаємодії між паливом і окислювачем. Середня температура (К) показує температурний розподіл суміші за різних умов змішування, що відображає енерговиділення та ефективність горіння для різних значень коефіцієнта змішування та інтенсивності турбулентності.

Максимальна температура, що перевищує 1500°С, досягається за середніх значень коефіцієнта змішування (Z) в діапазоні 0,04 – 0,19. У цьому діапазоні забезпечується оптимальне співвідношення палива й окислювача, яке сприяє повному згорянню. За низьких значень Z температура залишається низькою через недостатню кількість палива для значного тепловиділення. За високих значень Z температура також знижується через дефіцит окислювача, що обмежує ефективність горіння.

4.2.2.4 Граничні умови

Як було зазначено раніше, врахування масштабованої дисперсії демонструє вплив флуктуацій змішування на температурний розподіл, включно з локальними гарячими точками або зонами неповного горіння, що дає змогу аналізувати вплив турбулентності на горіння і розподіл температури. Вхідні отвори для повітря і палива налаштовані таким чином, щоб забезпечити точне моделювання подачі окислювача і палива, а також врахувати вплив турбулентності на межах області. Швидкість потоку повітря на вході становить 30 м/с. Напрямок руху повітря спрямований перпендикулярно до межі каналу, що забезпечує стабільну подачу окислювача. Швидкість потоку на вході для палива становить 7,7 м/с. Напрямок руху також перпендикулярний до межі каналу, що дає змогу вводити вугільний пил у систему.

Для обох вхідних отворів задано інтенсивність турбулентності 5% і відношення в’язкості 10, що відповідає помірній турбулентності, типовій для замкнених каналів. Середній коефіцієнт змішування для входу повітря встановлено на рівні 0, що відповідає чистому окислювачу, тоді як для входу палива цей коефіцієнт дорівнює 1, що відповідає чистому паливу. Дисперсію коефіцієнта змішування визначено як 0,125, враховуючи флуктуації змішування на межах області моделі. Вихідний отвір моделюється як вихід із заданим тиском, встановленим на нульовий манометричний тиск (приблизно 0,101325 МПа за стандартних умов). Умови зворотного потоку враховують можливу рециркуляцію або нестабільності поблизу виходу, з інтенсивністю турбулентності 5% і відношенням в’язкості 10. Середній коефіцієнт змішування і його дисперсія на виході визначені як 0, що забезпечує коректне моделювання потоку через вихідний отвір.

4.2.2.5 Налаштування транзитивного моделювання

Транзитивне моделювання або перехідне моделювання – це тип чисельного моделювання, який враховує зміни параметрів системи в часі. На відміну від стаціонарного (steady-state) моделювання, у якому параметри

системи вважаються незмінними в часі, транзитивне моделювання дає змогу аналізувати динаміку процесів та їхню поведінку за певний часовий проміжок.

Для транзитивного моделювання (transient simulation), що полягає у врахуванні зміни параметрів системи в часі, застосовується схема PISO (Pressure-Implicit with Splitting of Operators), яка забезпечує ефективне поєднання тиску і швидкості для відображення несталих динамічних процесів, характерних для незмішуваного горіння. Градієнти дискретизуються методом “Least Squares Cell-Based”, а тиск обчислюється за допомогою схеми другого порядку, що підвищує точність результатів.

Рівняння для імпульсу, енергії та середнього коефіцієнта змішування розв’язуються із застосуванням схеми другого порядку “Upwind”, яка мінімізує чисельну дифузію і покращує точність прогнозування. Для турбулентної кінетичної енергії та швидкості дисипації використовується схема першого порядку “Upwind”, що забезпечує компроміс між обчислювальною ефективністю та стабільністю, зберігаючи надійність розв’язання в умовах складної динаміки потоку.

У цій роботі модель налаштовано як транзитивну симуляцію для аналізу часової зміни динаміки горіння на трьох ключових інтервалах: 1, 12 і 24 год. Ці часові точки обрано для дослідження поведінки горіння на ранній, середній та фінальній стадіях, що дає змогу оцінити прогресування та стабілізацію змінних, таких як температура, швидкість і концентрації компонентів. Фізичні часові інтервали перетворено в секунди (3600, 43200 і 86400 с), що дає змогу точно контролювати тривалість симуляції.

Для забезпечення чисельної точності та стабільності розрахунків використовується малий початковий розмір кроку часу (10 с), який налаштовується відповідно до умови Куранта-Фрідріхса-Леві (Courant-Friedrichs-Lewy – CFL). Адаптивний крок часу автоматично коригується залежно від умов моделювання, даючи змогу ефективно враховувати швидкоплинні фізичні процеси, такі як турбулентне змішування та хімічні реакції, без значного збільшення обчислювальних витрат.

Дані зберігаються на часових позначках 1, 12 і 24 год за допомогою функції автоматичного збереження, що мінімізує обсяг збережених даних і гарантує доступність результатів у визначені моменти часу. Для аналізу результатів використовуються постпроцесингові інструменти, які забезпечують створення контурних карт і графіків ключових змінних у вибрані моменти часу.

4.2.2.6 Вибір основного параметру визначення температури стінки

Температура стінки (T_{wall}) є основним параметром, що визначає реальну температуру поверхні стінки каналу. Його значення залежить від внутрішнього розподілу температури в матеріалі та теплопровідності вугільного пласта чи вміщуючих порід і визначається як температура поверхні стінки з урахуванням її властивостей і внутрішнього теплопровідного процесу [398]. Для визначення температурного розподілу T_{wall} використовується рівняння Фур'є для стаціонарного теплопровідного процесу:

$$q = -k\frac{dT}{dx}, \tag{4.10}$$

де: q – тепловий потік через стінку, Вт/м^2;

k – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки, Вт/(м·К);

$\frac{dT}{dx}$ – градієнт температури у напрямку, перпендикулярному до стінки.

Знак «–» у рівнянні Фур'є свідчить про те, що теплота передається у напрямку, зворотному градієнту температури. У випадку багатошарової стінки температура на зовнішній поверхні визначається як:

$$T_{wall} = T_{\infty} + \frac{q\delta}{k}, \tag{4.11}$$

де: T_{∞} – температура внутрішньої поверхні стінки (контакт із потоком);

δ – товщина шару вугілля або породи .

Загалом, температура стінки T_{wall} дає змогу оцінити глибину прогрівання та вплив теплового навантаження на систему, зокрема з часом.

Температура прилеглого шару (T_{adj}) визначає температуру газового середовища в першій комірці сітки біля стінки. Вона застосовується для оцінки теплового потоку між потоком і поверхнею та обчислюється за рівнянням Ньютона для конвекції:

$$q = h\left(T_{wall} - T_{adj}\right), \tag{4.12}$$

де: q – густина теплового потоку через стінку, Вт/м^2;

h – коефіцієнт тепловіддачі, Вт/(м^2·К);

T_{adj} – температура газу в першій комірці біля стінки.

Щоб отримати більш точне розуміння теплового стану в граничному шарі, потрібно враховувати температурний градієнт біля стінки:

$$\left(\frac{dT}{dy}\right)_{wall} = \left(\frac{T_{wall} - T_{adj}}{y^+}\right), \tag{4.13}$$

де: y^+ – безрозмірна координата граничного шару, що визначає розташування першої комірки сітки.

Відповідно, температура прилеглого шару є важливим параметром для визначення ефективності теплообміну, але не враховує теплопровідність самої стінки, однак дає змогу оцінити ступінь інтенсивності конвекційного теплообміну, особливо в турбулентних режимах течії.

Температура тонкої стінки (T_{thin}) використовується у випадках, коли стінка моделюється як ідеально тонка основа та немає власної теплопровідності. Вона розраховується за аналогічним до T_{wall} принципом, але без урахування теплопровідності:

$$T_{thin} = T_{wall,\,external}\,. \tag{4.14}$$

Оскільки теплопровідність самої стінки не враховується, рівняння визначає лише температурний баланс між середовищами з обох боків тонкої стінки, що описується рівнянням теплового потоку:

$$q = h_1\left(T_{\infty,1} - T_{thin}\right) = h_2\left(T_{thin} - T_{\infty,2}\right), \tag{4.15}$$

де: q – тепловий потік через стінку, Вт/м^2;

h_1, h_2 – коефіцієнти тепловіддачі на відповідних сторонах стінки, Вт/(м^2·К);

$T_{\infty,1}$, $T_{\infty,2}$ – температури газу з обох боків тонкої стінки, К;

Якщо стінка відділяє два середовища і її власна теплопровідність ігнорується, то температуру поверхні може бути визначено як:

$$T_{thin} = \frac{h_1 T_{\infty,1} + h_2 T_{\infty,2}}{h_1 + h_2}. \tag{4.16}$$

Рівняння (4.16) показує, що температура тонкої стінки є зваженим середнім значенням температур двох середовищ, залежно від коефіцієнтів тепловіддачі. Така модель ігнорує температурний градієнт у матеріалі стінки, що призводить до неточностей у випадках, коли вугільний пласт чи вміщуючі породи мають значну товщину, тобто у випадках, коли немає необхідності враховувати розподіл температури всередині стінки.

Таким чином, для порівняння підходів до визначення температурного режиму стінки при спалюванні вугільного пилу в каналі вугільного пласта було розглянуто три основні параметри: температура стінки (T_{wall}), температура прилеглого шару (T_{adj}) та температура тонкої стінки (T_{thin}). Кожен з них базується на різних фізичних принципах та має власні обмеження щодо застосування у задачах моделювання теплопередачі. Узагальнені характеристики цих параметрів наведено у Таблиці 4.2.

На основі проведеного аналізу зазначимо, що визначення температури прилеглого шару T_{adj} підходить для оцінки теплового потоку між потоком і стінкою, але не дає змогу аналізувати теплопровідність вугілля та вміщуючих порід. Водночас визначення температури тонкої стінки T_{thin} може бути використано для тонких перегородок, але не враховує глибинний градієнт температури, тоді як визначення температури стінки T_{wal} є найбільш релевантним параметром, оскільки дає змогу оцінити реальний температурний розподіл у вугільному пласті та вміщуючих породах. Отже, для дослідження температурного режиму стінок підземного каналу обрано T_{wal} як найбільш фізично обґрунтований параметр.

Таблиця 4.2 – Порівняльні характеристики параметрів визначення температури стінки

Параметр	Температура стінки	Температура прилеглого шару	Температура тонкої стінки
	T_{wal}	T_{adj}	T_{thin}
Фізичний зміст	Температура поверхні стінки з урахуванням її теплопровідності	Температура газового середовища у першій комірці сітки біля стінки	Температура поверхні ідеально тонкої стінки (без урахування її товщини)
Основне рівняння	Фур'є для теплопровідності	Ньютона для конвекції	Теплового балансу на поверхні
Що враховує?	Внутрішній розподіл температури у матеріалі стінки	Температуру в газовому потоці біля стінки, без урахування теплопровідності стінки	Лише температуру зовнішньої поверхні, без внутрішньої теплопередачі
Врахування теплопровідності стінки	Так	Ні	Ні
Залежність від товщини стінки	Так	Ні	Ні
Тип процесу	Провідність (теплопередача через стінку)	Конвекція (теплопередача між стінкою та потоком)	Безтеплопровідна поверхня
Розташування контрольної точки	В матеріалі стінки	В першому осередку сітки біля стінки	На поверхні тонкої стінки
Застосування	Аналіз теплопровідності у товстих стінках	Аналіз теплообміну між потоком і стінкою (визначення коефіцієнта тепловіддачі)	Тонкі перегородки без урахування внутрішнього температурного розподілу
Висновок щодо можливості застосування при спалюванні вугільного пилу в каналі	Найбільш релевантний параметр для оцінки температурного розподілу	Корисний для оцінки конвекційного теплообміну, але не описує стан стінки	Не враховує теплопровідність, що робить його непридатним для аналізу теплових процесів у товстих стінках

4.3 Результати комп’ютерного моделювання

4.3.1 Розподіл температури та питомої теплоємності

Моделювання горіння вугільного пилу в порожнині вугільного пласта проведено для аналізу розподілу температури та питомої теплоємності вздовж каналу у визначені моменти часу: 1, 12 і 24 год. Результати моделювання наведено на Рисунку 4.3 (контурні карти) та Рисунку 4.4 (графіки), які показують динамічний розвиток температури та теплоємності під час горіння. Хоча температурні і теплоємнісні розподіли змінюються з часом, їхні основні закономірності залишаються стабільними.

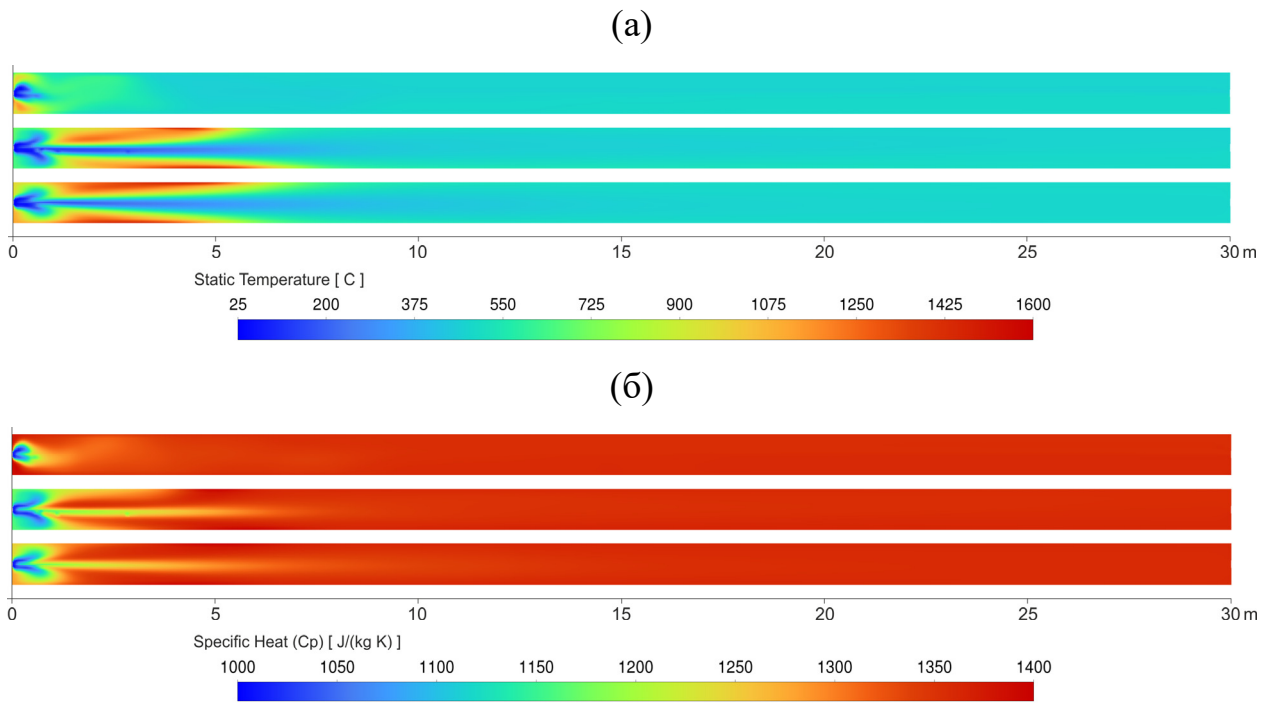


Рисунок 4.3 – Карти розподілу статичної температури та питомої теплоємності вздовж каналу через 1, 12 і 24 год: (а) – статична температура; (б) – питома теплоємність

Розподіл статичної температури (Рисунок 4.3а та верхній ряд Рисунка 4.4) показує чітко виражену зону нагрівання поблизу входу, де горіння є найбільш інтенсивним. Через 1 год максимальна температура сягає 1220°C, після чого вона різко знижується і стабілізується на рівні близько 520°C.

Через 12 год максимальна температура підвищується до 1490°C, а зона високої температури поширюється далі вздовж потоку каналу. Через 24 год максимальна температура сягає 1540°C, а просторовий розподіл стає відносно стабільним, що вказує на досягнення майже сталого процесу горіння.

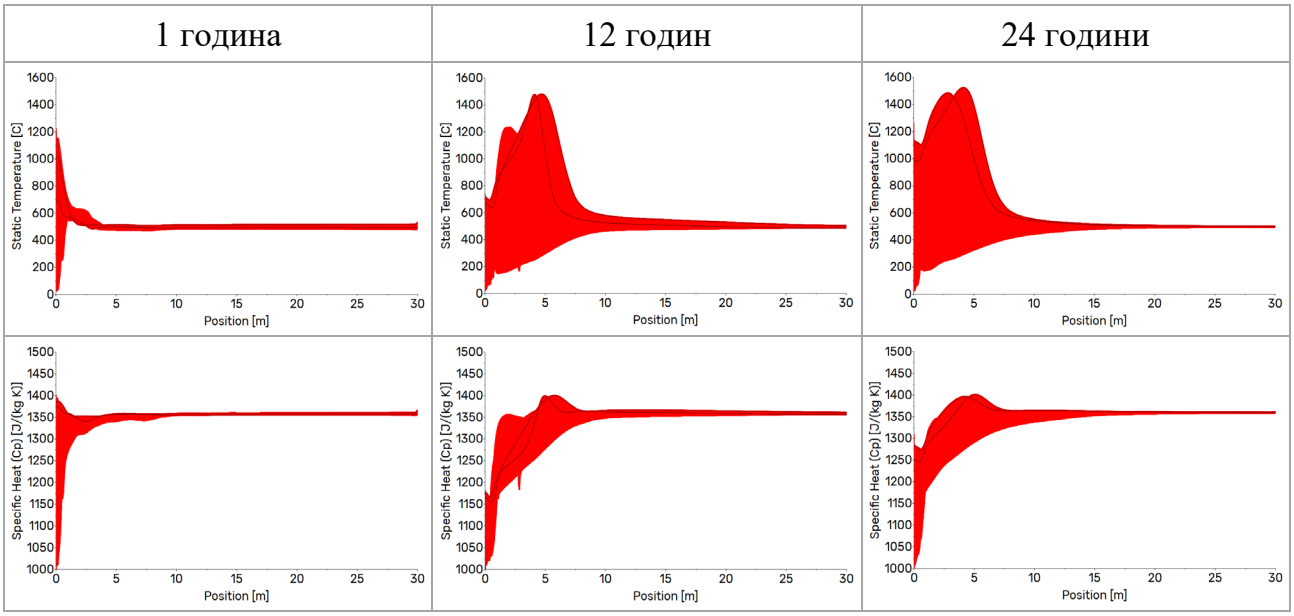


Рисунок 4.4 – Графіки розподілу статичної температури та питомої теплоємності вздовж каналу через 1, 12 і 24 год

Стабілізація температури вздовж нижніх частин каналу є помітною особливістю. Через 1 год температура між 5 і 30 м стабілізується на рівні 490 – 520°C, тоді як через 12 і 24 год подібна стабілізація спостерігається після 10 м. Це свідчить про те, що тепло, яке утворилося, швидко розсіюється і недостатньо ефективно переноситься вниз по потоку.

У цьому разі втрата тепла пояснюється кількома факторами. Значна частина тепла передається в породи покрівлі та підошви, які зазвичай мають високу теплопровідність, що сприяє відтоку енергії з основної зони горіння. Крім того, на відстані 5 – 10 м від устя каналу зменшується кількість кисню та летких газів, що обмежує подальше тепловиділення.

Температурний діапазон 490 – 520°C, що спостерігається в нижніх частинах каналу, ймовірно, відповідає стану, де тепловиділення від залишкових реакцій врівноважується втратами тепла у навколишнє середовище.

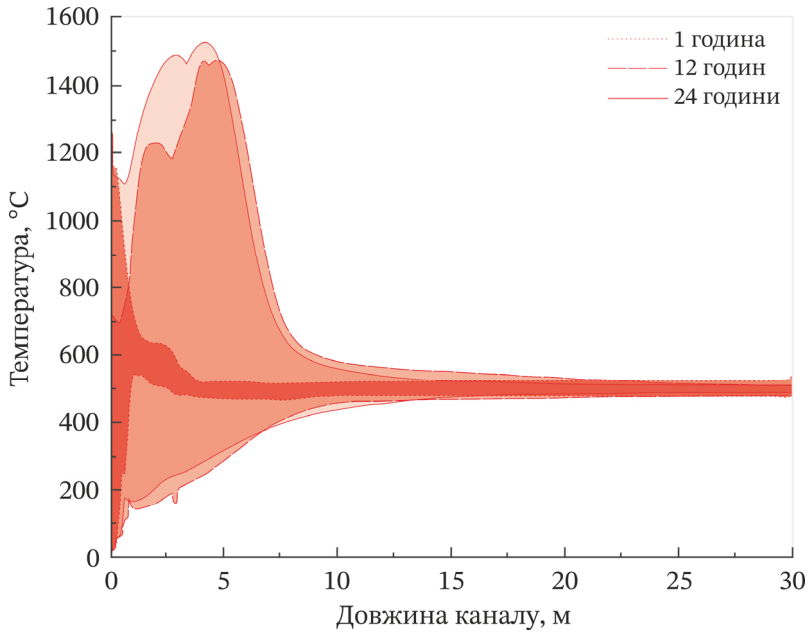
Конвекційне перенесення тепла вздовж каналу має обмежений вплив, оскільки домінуючі теплопровідні втрати в прилеглі породи зменшують ефективність конвекції. Радіаційні втрати тепла також відіграють важливу роль, але їхній вплив у цьому температурному діапазоні є менш значним. Стабілізація температури не суперечить фундаментальним принципам термодинаміки, а швидше підкреслює сильний вплив теплопровідності в цій системі. В умовах підземного спалювання або газифікації вугілля прилеглі породи діють як значні поглиначі тепла, розсіюючи енергію із зони горіння в глибину масиву.

Розподіл питомої теплоємності (Рисунок 4.3б та нижній ряд Рисунка 4.4) корелюється з температурним профілем. Менші значення питомої теплоємності відповідають зонам високої температури, тоді як її зниження вказує на стабілізацію теплового балансу. Питома теплоємність підвищується в зоні входу через високоенергетичні реакції, що інтенсивно відбуваються в цій області . Максимальні значення питомої теплоємності, які сягають приблизно 1400 – 1450 Дж/кг·К, спостерігаються поблизу зони горіння для всіх часових інтервалів. У процесі переміщення продуктів згоряння вниз каналом питома теплоємність поступово знижується, стабілізуючись у середній частині каналу, що відповідає аналогічній поведінці температурного профілю.

Вища температура поблизу стінок каналу порівняно з центральною частиною пояснюється кількома факторами. Турбулентний потік поблизу стінок сприяє ефективнішому змішуванню кисню і вугільного пилу, що призводить до більш інтенсивних реакцій горіння в цих зонах. Крім того, теплопровідність від гарячих газів до масиву порід покрівлі та підошви може створювати тимчасове локальне накопичення тепла поблизу стінок. Нижча швидкість потоку біля стінок сприяє утриманню тепла, тоді як вища швидкість у центральній частині забезпечує швидке переміщення продуктів згоряння, що сприяє розсіюванню тепла вздовж каналу. Радіаційний теплоперенос і можливі поверхневі реакції на стінках каналу також сприяють локальному підвищенню температури. Такі спостереження узгоджуються з термофізичними принципами, які регулюють процеси горіння і теплопередачі в умовно замкнених середовищах, і пояснюють спостережуваний розподіл температури і теплоємності в моделі.

Найкращим варіантом для аналізу варіативності меж розподілу значень статичної температури та питомої теплоємності вздовж каналу через 1, 12 і 24 год є його зображення у вигляді накладання відповідних профілів на окремі графіки (Рисунок 4.5).

(а)



(б)

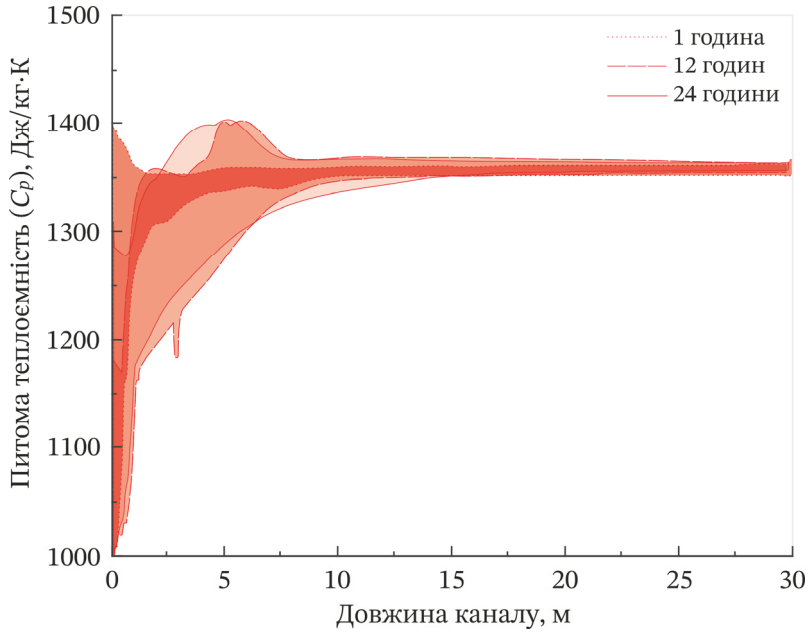


Рисунок 4.5 – Графіки накладання профілів меж розподілу значень статичної температури та питомої теплоємності вздовж каналу через 1, 12 і 24 год: (а) – статична температура; (б) – питома теплоємність

Рисунок 4.5а наочно показує зміни профілів меж розподілу значень статичної температури та вказує на те, що характер їхніх змін має суттєве підвищення лише між ранньою та середньою стадією, тобто між 1 та 12 год. Водночас підвищення між середньою та фінальною стадіє є не суттєвим. Отже зміни профілів меж розподілу значень питомої теплоємності (Рисунок 4.5б) не мають суттєвих характерних відмінностей протягом змін стадійності процесу. Присутні лише коливання верхніх і нижніх значень, тоді як загальна тенденція є практично однаковою.

4.3.2 Вплив довготривалого процесу горіння на розподіл температур у каналі та стінках

З метою комплексного розуміння теплової поведінки системи в умовах тривалого горіння було проведено аналіз змін температурного поля як у робочому середовищі, так і в стінках каналу. Такий аналіз дає змогу виявити перехідні та усталені фази процесу, що має безпосередній вплив на ефективність теплопередачі та стабільність режиму горіння. Особливу увагу приділено часовій еволюції температурних параметрів, оскільки саме часовий фактор часто визначає межі стабільної роботи геореакторної системи.

Тривалість горіння є одним із ключових факторів, що визначає динаміку розподілу температурного поля в каналі та його стінках. Аналіз зміни статичної температури в каналі протягом більш тривалого проміжку часу (36 і 48 год) дає змогу оцінити особливості теплових процесів у системі та виявити момент стабілізації температури. Отримані в результаті моделювання гістограми зміни процентного розподілу статичної температури в каналі та температури стінки навколо каналу з часом наведено на Рисунку 4.6.

Як показують гістограми (Рисунок 4.6), після 24 год температура всередині каналу не зазнає значних змін, що свідчить про досягнення квазістаціонарного режиму горіння. Подібна тенденція спостерігається і для температури стінки, яка стабілізується після 24 год і залишається практично незмінною на 36 та 48 год.

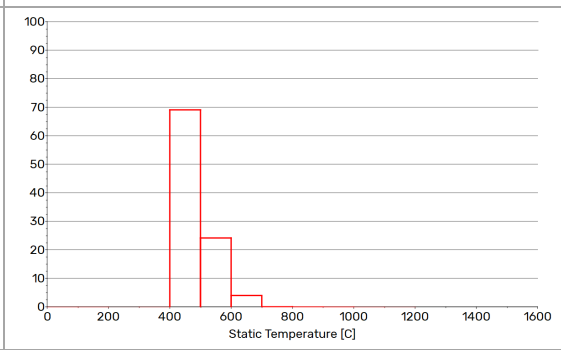
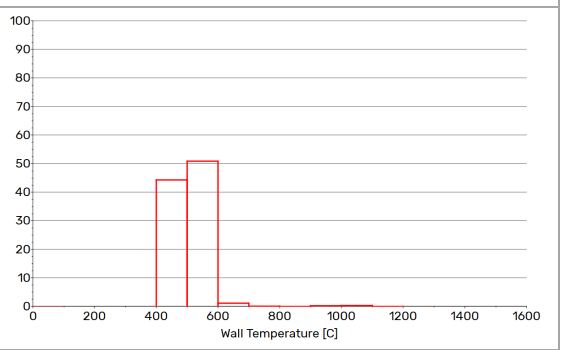
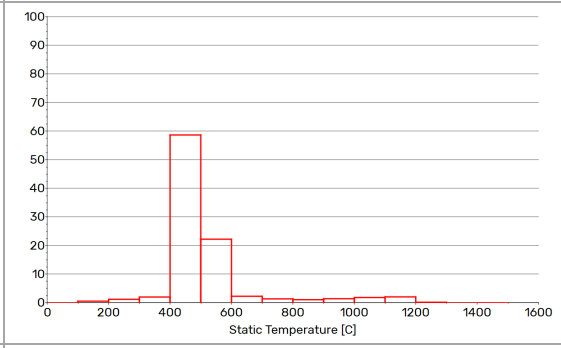
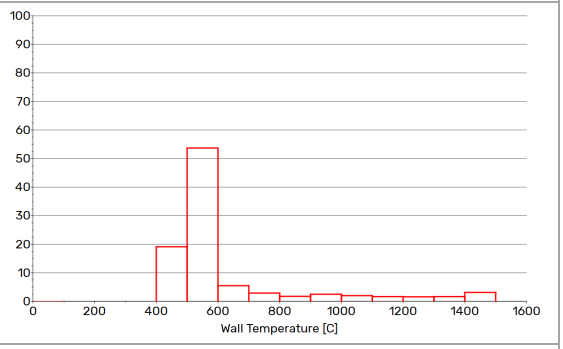
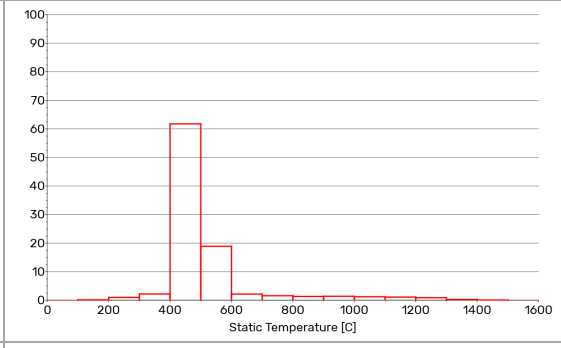
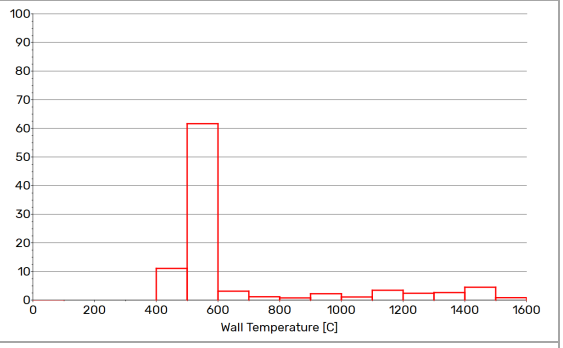
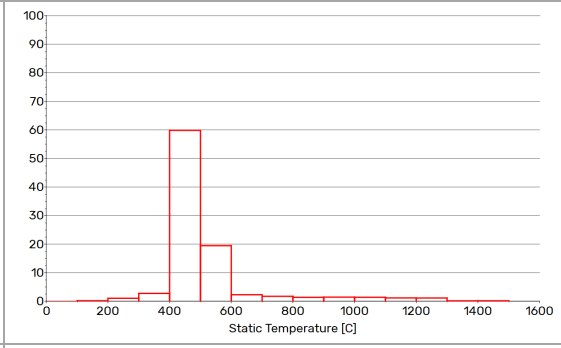
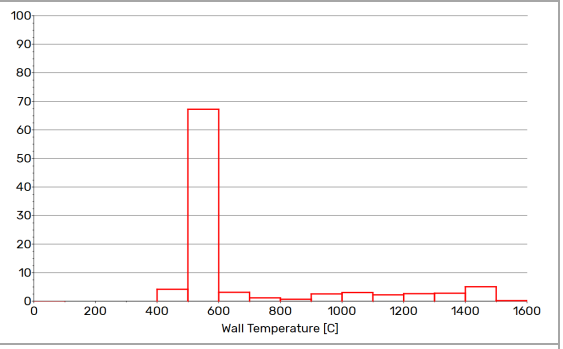
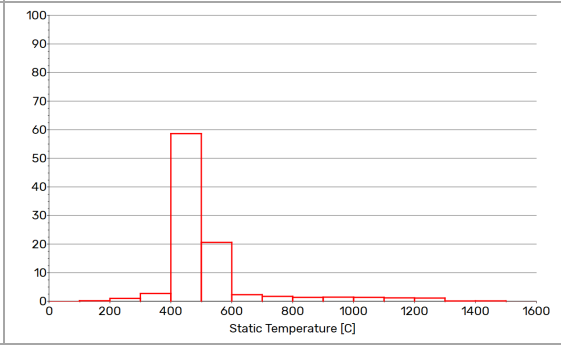
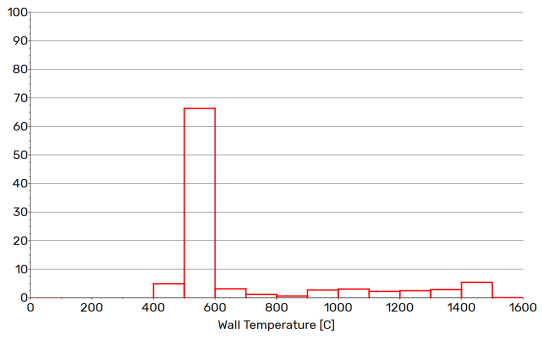
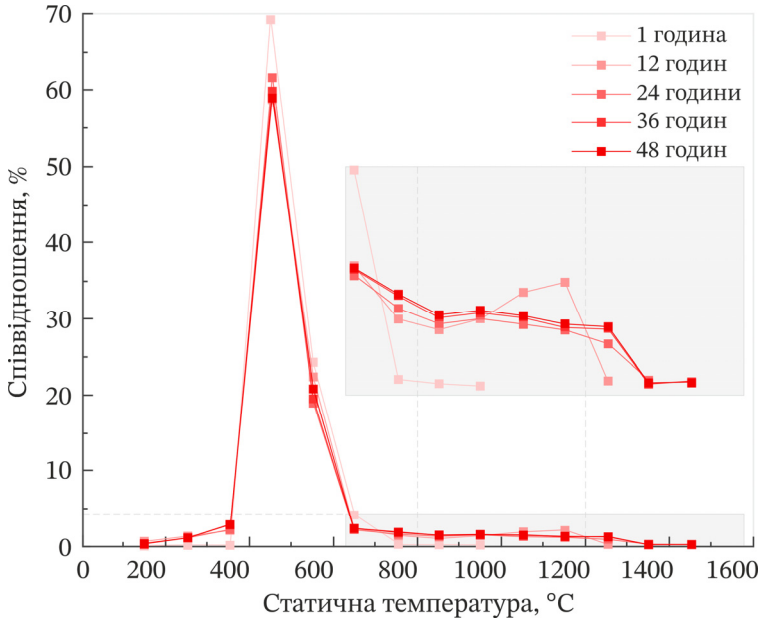
Години	Статична температура	Температура стінки
1		
12		
24		
36		
48		

Рисунок 4.6 – Гістограми зміни розподілу статичної температури в каналі та температури стінки навколо каналу з часом

Для здійснення аналізу наведемо результати моделювання у вигляді графіків, що дасть змогу простежити динаміку змін температурного поля в часі (Рисунок 4.7). Такий підхід дає змогу візуально оцінити особливості процесу стабілізації температури як у каналі, так і на його стінках.

(а)



(б)

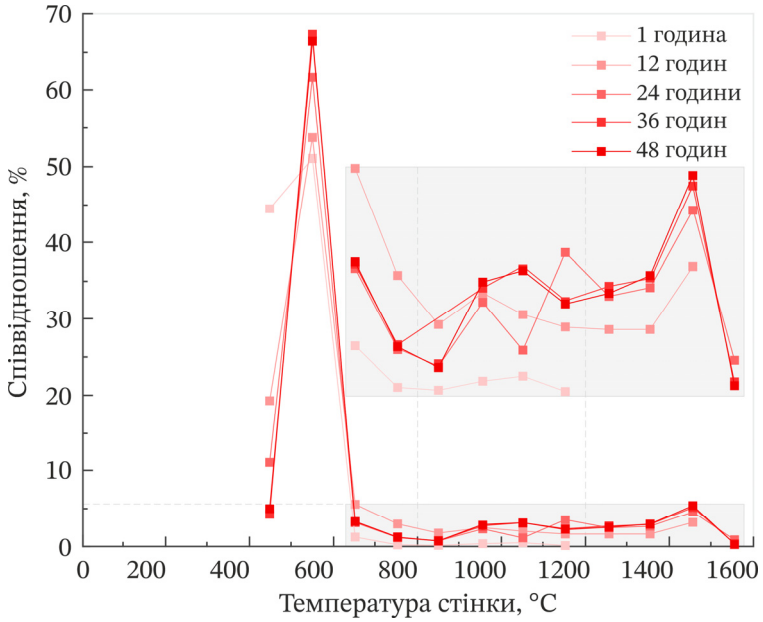


Рисунок 4.7 – Графіки зміни розподілу статичної температури в каналі та температури стінки навколо каналу з часом: (а) – статична температура; (б) – температури стінки

Оптимальний температурний діапазон для когазифікації вугільного пилу з метою отримання горючих газів, зокрема водню, становить 900 – 1200°C. У цих умовах забезпечується ефективне термічне розкладання органічних компонентів вугілля, що сприяє утворенню CO, H_2 та CH_4. За температур нижче 900°C нестача теплової енергії призводить до уповільнення реакцій, що ускладнює утворення горючих газів. Водночас, перевищення 1200°C може викликати надмірне окислювання продуктів газифікації, що знижує загальну ефективність процесу. За вищих температур (>1200°C) відбувається активніше розкладання важких вуглецевих сполук, знижується вміст смол і сажі, а також покращується газоутворення. Важливо зазначити, що при 1400 –1500°C інтенсифікуються реакції гомогенізації газової фази, а термохімічні процеси стають більш повними. Висока температура сприяє додатковому розкладанню CO_2 і H_2O з утворенням H_2 і CO (реакції водяного газу та газифікації вуглецю). Однак у таких умовах варто контролювати споживання окислювача, оскільки надлишок кисню може призвести до повного згоряння горючих газів і зниження виходу корисних продуктів газифікації. Якщо процес регулюється таким чином, щоб підтримувати відновлювальне середовище, тоді 1500°C може бути навіть оптимальнішим для підвищеного виходу водню.

На наведеному графіку (Рисунок 4.7а) видно, що по каналу максимальна температура у процентному співвідношенні знаходиться в межах 500 – 600°C. Це пов’язано зі значною довжиною каналу. Через 1 год необхідний температурний режим 900 – 1200°C практично не досягається, але після 12 год температура в каналі вже знаходиться в діапазоні, який може забезпечити стабільний термічний режим для когазифікації. Схожа динаміка спостерігається і у випадку аналізу температури стінки (Рисунок 4.7б).

Таким чином, для подальших досліджень достатньо обмежитися моделюванням на часових відрізках 1, 12 і 24 год, оскільки подальше збільшення тривалості горіння не має суттєвого впливу на тепловий режим у системі і відповідно на вихід продуктів згоряння вугільного пилу.

4.3.3 Розподіл негорючих газоподібних компонентів

Розподіл негорючих газоподібних компонентів, таких як кисень (O_2), вуглекислий газ (CO_2) та азот (N_2), показаний на Рисунках 4.8 і 4.9, відображає просторову та часову зміну їхніх масових часток через 1, 12 і 24 год горіння. Зменшення кількості кисню чітко зосереджене в зонах активного горіння з різким зменшенням його концентрації на перших метрах каналу. Вуглекислий газ, як основний продукт горіння, утворює максимальні концентрації в цих же зонах, поступово стабілізуючись уздовж потоку. Отже концентрація азоту залишається практично незмінною.

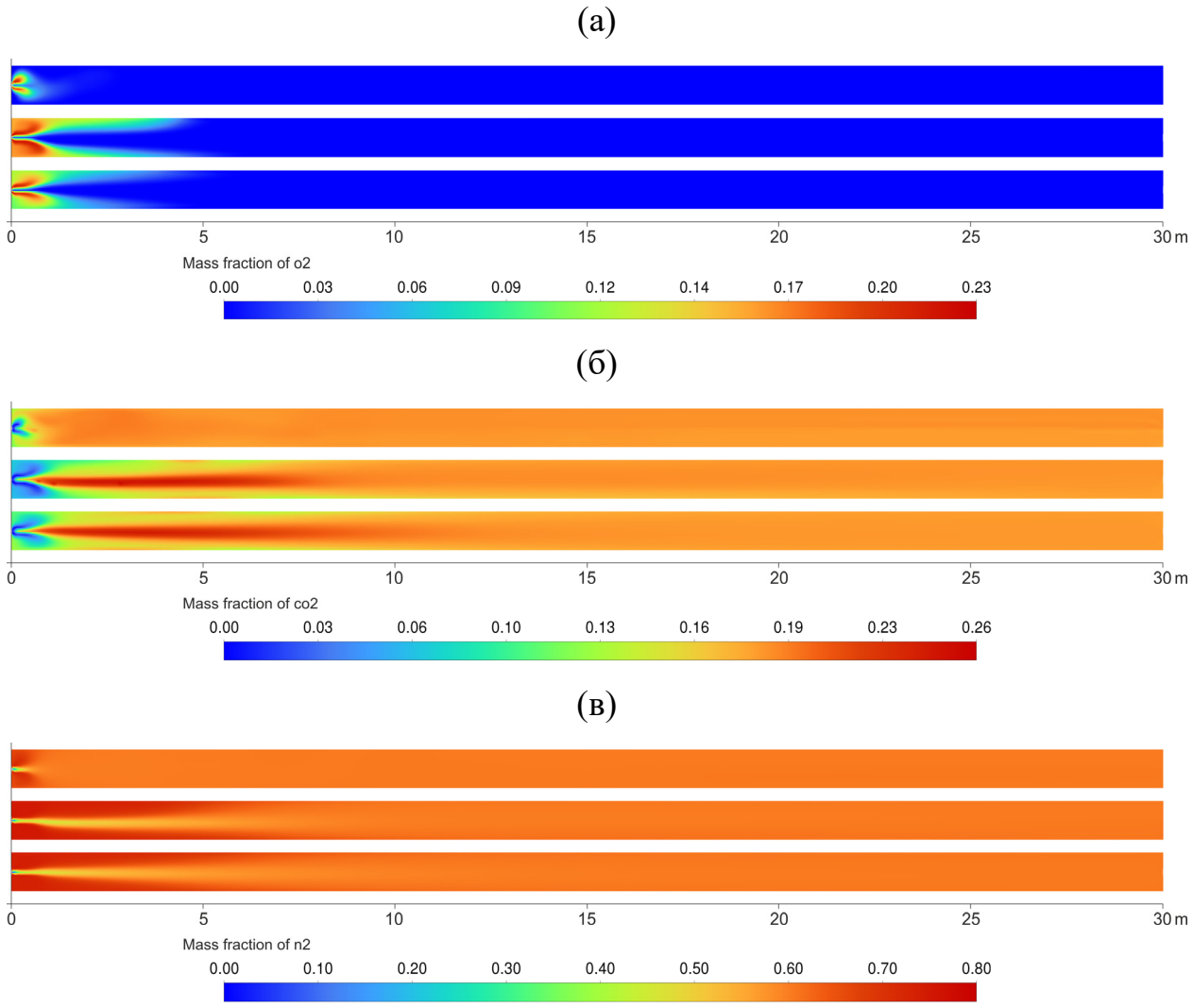


Рисунок 4.8 – Карти розподілу масових часток негорючих газоподібних компонентів уздовж каналу через 1, 12 і 24 год: (а) – O_2; (б) – CO_2; (в) – N_2

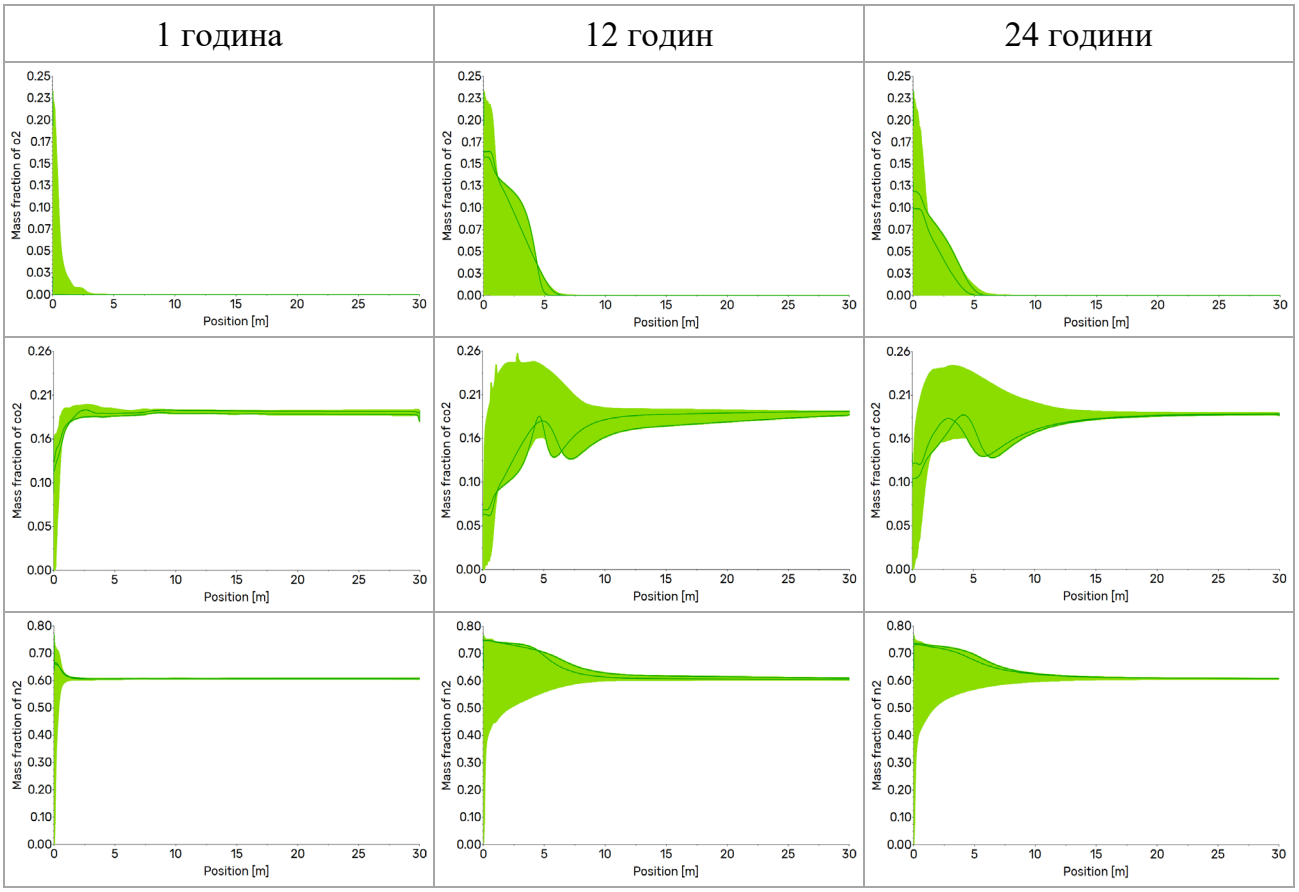


Рисунок 4.9 – Графіки розподілу масових часток негорючих газоподібних компонентів (O_2, CO_2, N_2) уздовж каналу через 1, 12 і 24 год

Розподіл масової частки кисню (O_2) різко зменшується в початковій частині каналу на всіх часових інтервалах (Рисунок 4.8а). Через 1 год кисень вступає в реакції практично миттєво, і його концентрація падає до нуля на відстані перших 3 м каналу, що вказує на високоактивні реакції горіння біля входу. Через 12 год зона поглинання кисню розширюється до 6 м, що відображає збільшення зони реакції. Через 24 год концентрація кисню дещо зменшується на відстані 3 – 4 м порівняно із попереднім значенням і повністю відсутня за межами основної зони горіння.

Графіки розподілу кисню (Рисунок 4.9, верхній ряд) підтверджують цю тенденцію, демонструючи різке зниження масової частки кисню на відстані перших 3 м через 1 год, з подальшим поширенням до 5 – 6 м на пізніших часових інтервалах.

Просторовий розподіл кисню залежить від конфігурації подачі палива та окислювача. Вугільний пил подається через центральну трубу, концентруючи паливо в ядрі каналу, тоді як кисень постачається через зовнішній кільцевий простір, забезпечуючи вищу початкову концентрацію поблизу стінок. Такий поділ створює специфічну реакційну картину, де кисень швидко споживається, дифундуючи до ядра реакцій, і його концентрація в центрі падає до нуля в активній зоні горіння. Висока турбулентність поблизу струменя палива сприяє швидшому змішуванню та реакціям, прискорюючи виснаження кисню в центрі, тоді як поблизу стінок його концентрація залишається вищою через повільнішу дифузію.

Розподіл масової частки вуглекислого газу (CO_2) (Рисунок 4.8б) показує тенденцію, зворотну до кисню. Концентрація CO_2 швидко підвищується на відстані перших 5 – 10 м каналу, сягаючи максимуму поблизу входу, де кисень активно реагує з вугільним пилом. На всіх часових інтервалах концентрація CO_2 стабілізується після 10 м, що узгоджується з профілем кисню і свідчить про обмежене утворення нових продуктів горіння у нижніх частинах каналу.

Тенденції масової частки CO_2, наведені на Рисунку 4.9 (середній ряд), демонструють її комплементарний зв’язок із киснем. Через 1 год масова частка CO_2 різко збільшується на перших 5 м каналу, сягаючи максимуму близько 0,20, після чого стабілізується на рівні 0,18 далі вниз по потоку. Через 12 і 24 год зона утворення CO_2 дещо зміщується вниз по каналу, а максимальна масова частка збільшується до 0,23 – 0,24 поблизу входу. За межами 10 м масова частка CO_2 стабілізується на рівні 0,18, що узгоджується з виснаженням кисню і палива в цих зонах.

Конфігурація подачі палива впливає на просторовий розподіл CO_2. Вугільний пил, що подається через центральну трубу, концентрує процес горіння поблизу осі каналу. Максимальне утворення CO_2 спостерігається саме в цих областях, де паливо та кисень найбільш ефективно взаємодіють. У зонах поблизу стінок концентрація CO_2 є нижчою через меншу доступність палива та обмежену активність горіння.

Азот (N_2), як інертний газ, демонструє більш рівномірний розподіл уздовж каналу (Рисунок 4.8в). Його масова частка поступово збільшується вниз по довжині каналу, особливо у зонах, де стабілізуються кисень і вуглекислий газ. На всіх часових інтервалах масова частка N_2 стабілізується і становить близько 0,6, що відображає роль азоту як транспортного газу, який не бере участі у хімічних реакціях і накопичується в міру виснаження кисню та утворення продуктів горіння.

Основна зона горіння концентрується на відстані перших 5 – 10 м каналу, де спостерігається швидке споживання кисню та утворення CO_2. Споживання кисню відображає активну реакцію між киснем і паливом, яке утворює CO_2 як основний продукт горіння. На середній і нижній частинах каналу масові частки O_2, CO_2 і N_2 стабілізуються на всіх часових інтервалах, що свідчить про завершення реакцій горіння. З часом зони виснаження кисню та утворення CO_2 розширюються вниз по каналу, як видно через 12 і 24 год, що вказує на поступове поширення процесу горіння і стабілізацію реакцій, коли система досягає рівноваги. Через 12 і 24 год розподіли газів показують мінімальні зміни досягаючи стаціонарного стану процесу горіння.

4.3.4 Розподіл горючих газоподібних компонентів

Аналіз розподілу горючих газоподібних компонентів є необхідним для оцінки інтенсивності протікання хімічних реакцій і визначення зон максимального тепловиділення в каналі. Таке дослідження дає змогу виявити особливості утворення і споживання проміжних продуктів горіння, які безпосередньо впливають на теплотехнічні характеристики процесу.

Розподіл горючих газоподібних компонентів, зокрема чадного газу (CO), метану (CH_4) і водню (H_2), описує динаміку й ефективність горіння вздовж каналу. На Рисунках 4.10 і 4.11 показано просторову і часову зміну масових часток цих компонентів через 1, 12 і 24 год горіння вугільного пилу. Результати дають змогу детально оцінити проміжні продукти реакцій та їхню роль у процесі горіння.

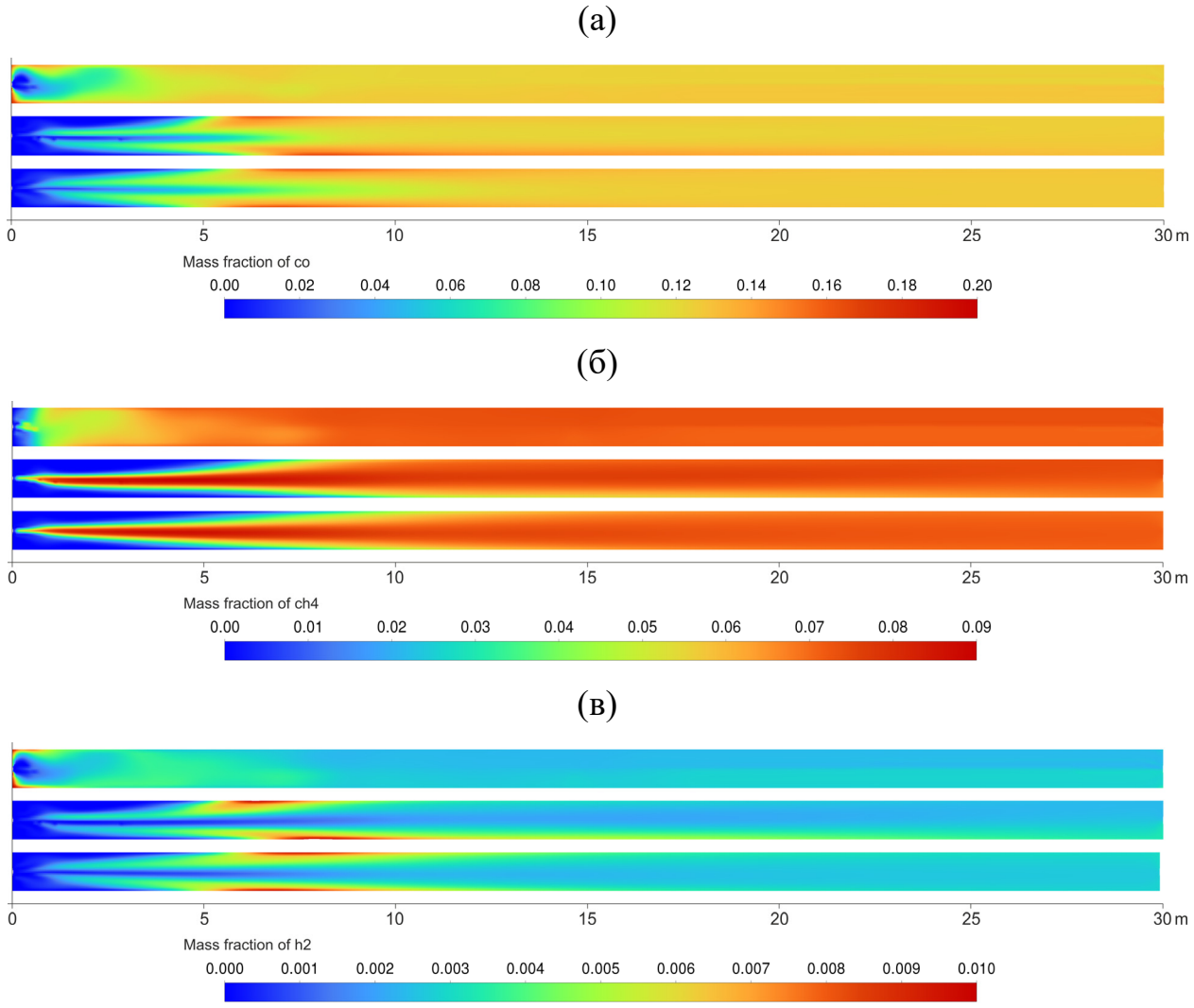


Рисунок 4.10 – Карти розподілу масових часток горючих газоподібних компонентів вздовж каналу через 1, 12 і 24 год: (а) – CO; (б) – CH_4; (в) – H_2

Масова частка чадного газу (CO) показує чітку закономірність уздовж каналу (Рисунок 4.10а). Через 1 год масова концентрація CO швидко збільшується на відстані перших 5 м. Максимум досягається через 12 год, приблизно 0,17 на відстані 7 – 8 м. Така поведінка вказує на неповне згоряння на ранніх стадіях, коли споживається кисень, але не всі проміжні продукти повністю окислюються.

Через 24 год розподіл CO стає більш рівномірним з концентраціями близько 0,13 у середній і нижній частинах каналу, що свідчить про окислення CO до CO_2 у міру стабілізації реакцій горіння з часом.

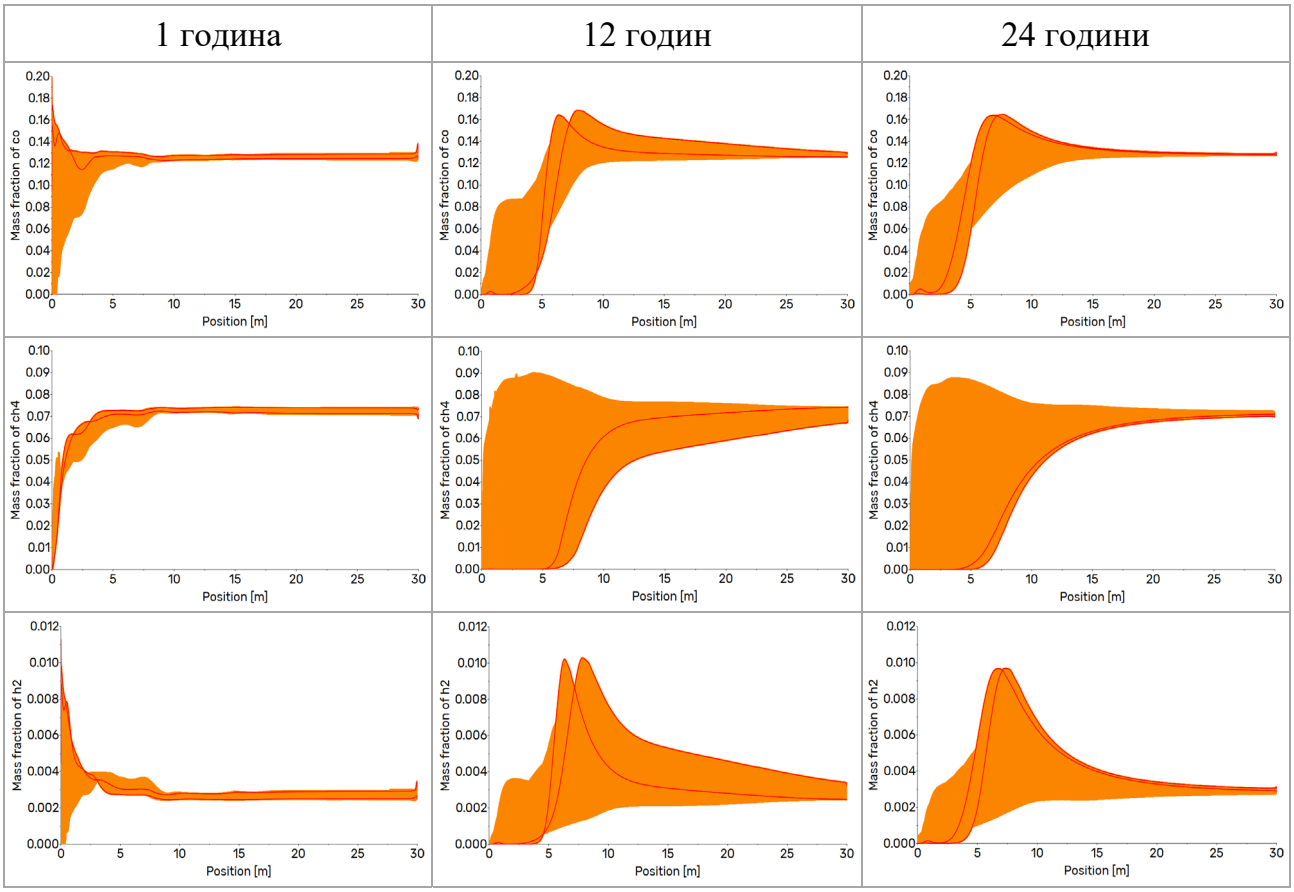


Рисунок 4.11 – Графіки розподілу масових часток горючих газоподібних компонентів (O_2, CH_4, H_2) уздовж каналу через 1, 12 і 24 год

Графіки розподілу CO (Рисунок 4.11, верхній ряд) показують різке збільшення на перших 3 – 5 м через 1 год, з піком на рівні приблизно 0,16 – 0,18 і подальшою стабілізацією на нижчому рівні (≈0,13) у нижній частині каналу. Через 12 і 24 год зона утворення CO зсувається дещо вниз каналом, з підвищеними концентраціями, які поширюються на 6 – 10 м. Однак загальний розподіл CO залишається стабільним і більшість CO дифундує вниз по каналу з мінімальною подальшою реакцією.

Масова частка метану (CH_4) концентрується поблизу входу і сягає максимуму в межах перших 5 – 6 м каналу на всіх часових інтервалах, із піковим значенням близько 0,07 – 0,08 (Рисунок 4.10б). Тобто метан утворюється переважно в початковій зоні горіння як проміжний продукт піролізу вугілля. Графіки (Рисунок 4.11, середній ряд) показують, що максимальна концентрація CH_4 зміщується вниз по каналу через 12 і 24 год,

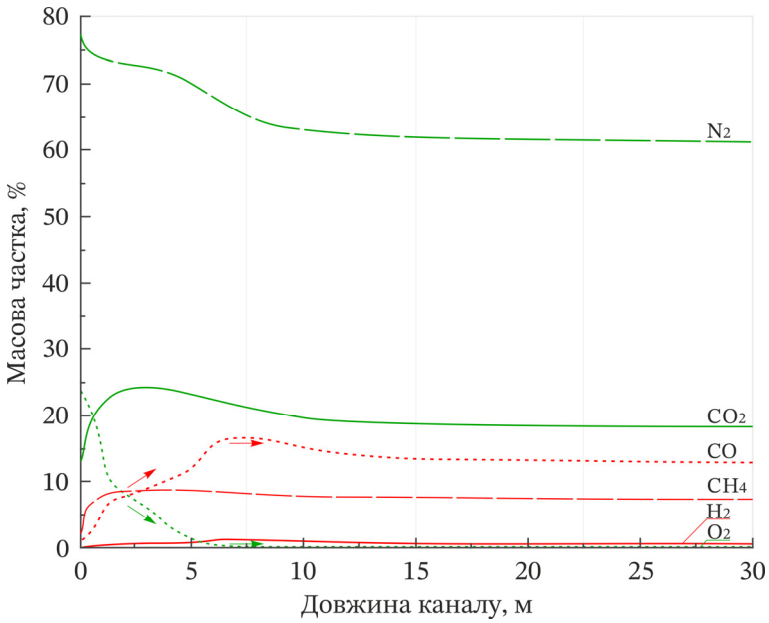
сягаючи приблизно 10 м, що відповідає розвитку реакцій піролізу. Поза цією зоною концентрація метану стабілізується на рівні близько 0,07, що свідчить про його дифузію далі вниз по каналу.

Водень (H_2) має схожу поведінку до CH_4, з найвищими концентраціями поблизу входу, де він сягає пікової масової частки близько 0,01 (Рисунок 4.10в) на початковій стадії горіння. Водень швидко споживається під час формування реакцій окислювання і рекомбінації, що особливо інтенсивно відбувається у зоні високих температур біля входу. Масова частка H_2 різко знижується після 7 м і стабілізується на незначному рівні далі вздовж каналу. Графіки розподілу масових часток водню (Рисунок 4.11, нижній ряд) фіксують максимальні концентрації близько 0,01 поблизу входу через 1 год. Через 12 і 24 год зона утворення водню зміщується вниз, з піковими значеннями на відстані 5 – 8 м. У середній частині каналу концентрація H_2 стабілізується на рівні близько 0,003 – 0,0035, що вказує на рівномірне розповсюдження водню в зонах високотемпературних реакцій і його обмежену присутність у нижніх зонах каналу.

4.3.5 Зіставлення розподілу горючих і негорючих газоподібних компонентів

Співвідношення між горючими й негорючими газоподібними компонентами є важливим показником ефективності та динаміки реакцій горіння вздовж каналу. Аналіз основних компонентів, таких як кисень (O_2), вуглекислий газ (CO_2), чадний газ (CO), метан (CH_4), водень (H_2) та азот (N_2), наведений на Рисунку 4.12, дає змогу простежити їхню просторову та часову зміну. Кисень (O_2) швидко вичерпується на відстані перших 3 – 5 м каналу, що відповідає зоні інтенсивного горіння поблизу входу. Водночас концентрація вуглекислого газу (CO_2) збільшується, сягаючи стабільного рівня близько 18% у нижній частині каналу. Така стабілізація вказує на завершення процесів конверсії кисню та проміжних продуктів горіння у верхній частині каналу.

(а)



(б)

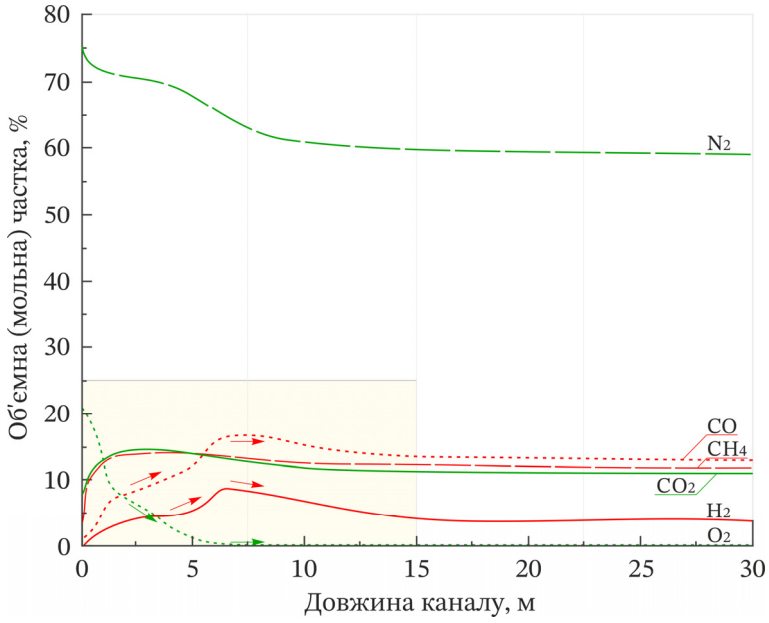


Рисунок 4.12 – Графік зміни максимального розподілу горючих (CO, CH_4, H_2) та негорючих (O_2, CO_2, N_2) газоподібних компонентів вздовж каналу: (а) – масова частка; (б) – об’ємна (мольна) частка

Горючі проміжні компоненти, такі як чадний газ (CO), метан (CH_4) і водень (H_2), відображають неузгоджені закономірності. CO досягає максимуму на початку каналу, вказуючи на його роль як проміжного продукту під час неповного окислювання, після чого його концентрація зменшується через

окислювання до CO_2. Метан (CH_4) і водень (H_2), які утворюються переважно внаслідок піролізу, мають максимальні концентрації поблизу входу, але різко зменшуються далі по каналу через їхню участь у вторинних реакціях. Така поведінка свідчить про повноцінну конверсію CH_4 і H_2 у CO і CO_2 в зоні активного горіння.

Азот (N_2), як інертний компонент, залишається практично незмінним у своєму розподілі, стабілізуючись на рівні 62% у нижній частині каналу. Його роль як інертного газу підкреслює його участь у транспорті енергії та речовини, але без участі у хімічних реакціях.

Загальна взаємодія між горючими й негорючими компонентами відображає високий рівень ефективності процесу горіння. Швидке споживання кисню, стабілізація концентрації CO_2 та зменшення вмісту проміжних продуктів (CO, CH_4 та H_2) свідчать про те, що наявна система ефективно перетворює вугільний пил на стабільні продукти горіння. Горючі гази, такі як CO, CH_4 та H_2, утворюються внаслідок піролізу та неповного окислювання вугілля у високотемпературних зонах, тоді як піроліз провокує термічне розкладання вугілля, виділяючи леткі компоненти, а обмежена кількість кисню в окремих зонах сприяє утворенню CO як проміжного продукту.

Наведені вище результати ілюструють складність хімічних процесів у замкненій системі згоряння вугільного пилу та підкреслюють домінування реакцій горіння у верхній частині каналу зі стабілізацією складу газів у нижній.

4.3.6 Аналіз динаміки газового потоку

Аналіз основних параметрів динаміки потоку, таких як швидкість, інтенсивність турбулентності та густина газових продуктів горіння дає змогу оцінити фізичні процеси, які визначають ефективність горіння та розподіл газоподібних компонентів уздовж каналу. Результати, наведені на Рисунках 4.13 і 4.14, показують просторову і часову зміну цих параметрів під час горіння вугільного пилу.

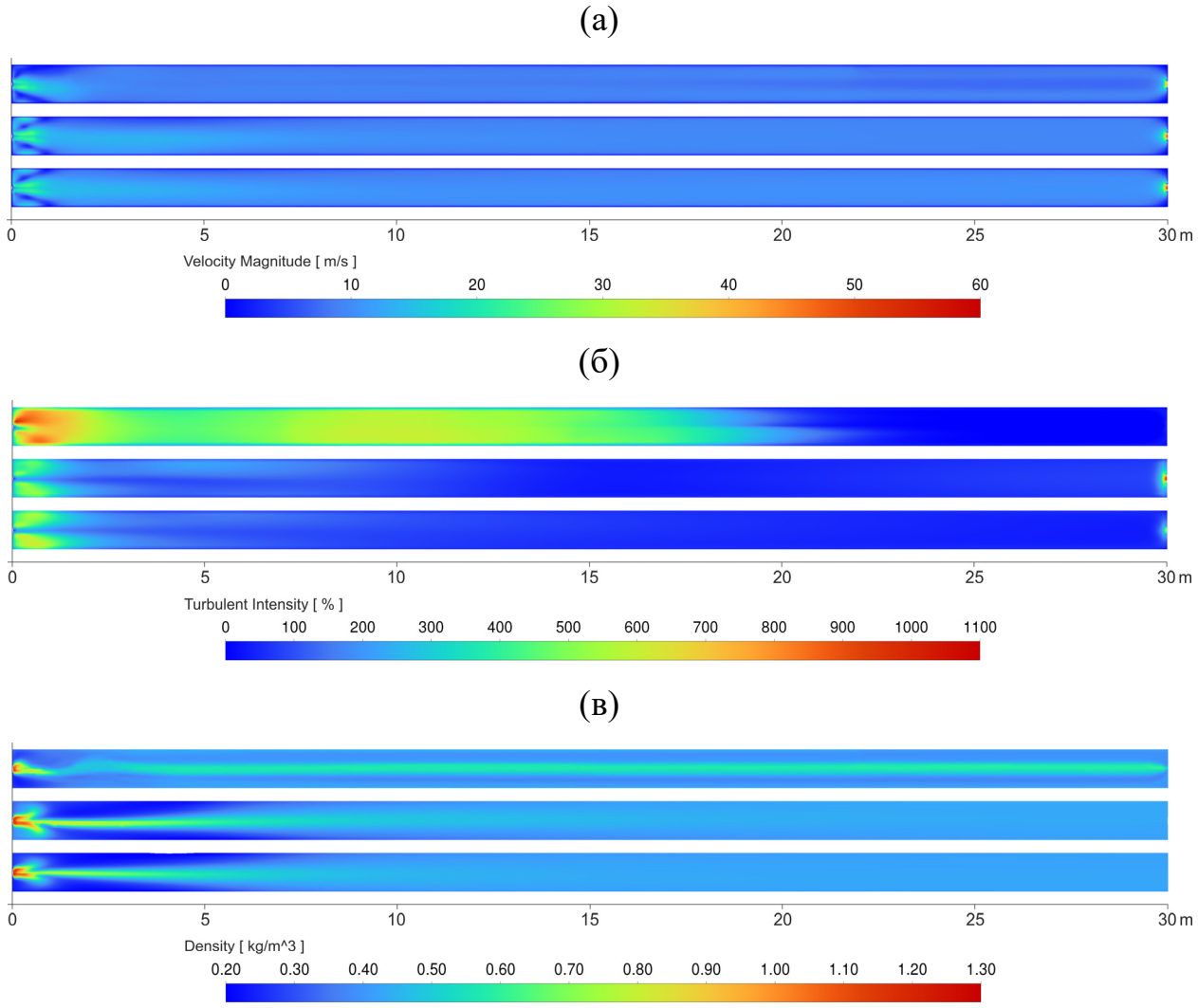


Рисунок 4.13 – Карти розподілу швидкості потоку, турбулентності та густини газу уздовж каналу через 1, 12 і 24 год: (а) – швидкість потоку; (б) – інтенсивність турбулентності; (в) – густина

Швидкість потоку (Рисунок 4.14, верхній ряд) має максимальні значення поблизу входу і виходу, що зумовлено геометрією цих зон. Швидкість на вході залишається стабільною, близько 25 м/с, що відповідає динаміці нагнітання палива й окислювача. Далі каналом швидкість знижується до 10 – 15 м/с, стабілізуючись після зони активного горіння. На виході швидкість збільшується до 58 м/с через теплове розширення газів, що створює додатковий тиск.

Інтенсивність турбулентності (Рисунок 4.14, середній ряд) досягає максимальних значень поблизу входу, перевищуючи 800 – 1000% через високу швидкість нагнітання та інтенсивне змішування палива й окислювача.

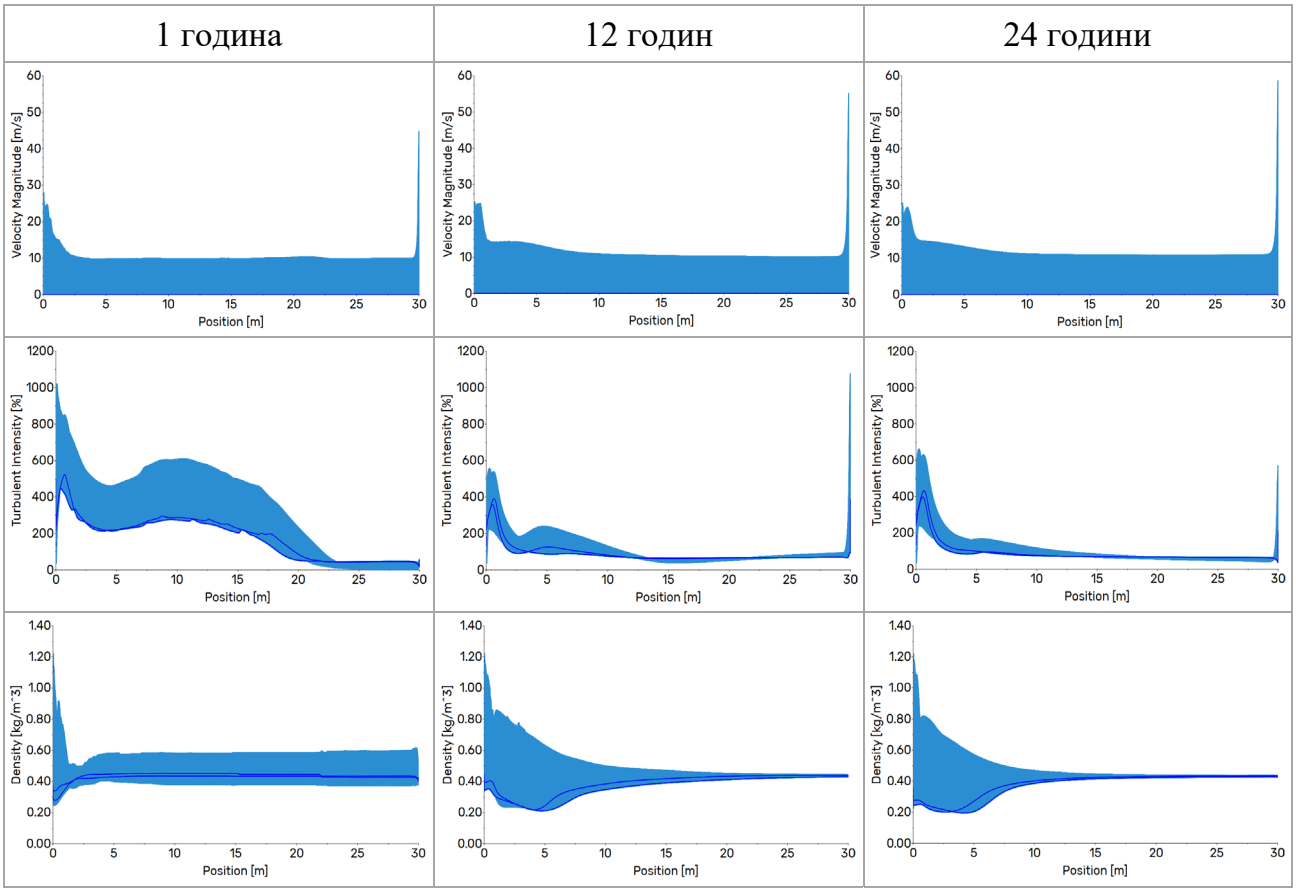


Рисунок 4.14 – Графіки розподілу швидкості потоку, інтенсивності турбулентності та густини вздовж каналу через 1, 12 і 24 год

Після 10 м інтенсивність турбулентності поступово зменшується до 200 – 300%, що вказує на стабілізацію потоку. З часом пікові значення турбулентності поблизу входу зменшуються, що свідчить про розвиток більш стабільного режиму горіння через 12 і 24 год.

Густина газів (Рисунок 4.14, нижній ряд) має характер чіткого спадання вздовж каналу. Поблизу входу густина становить близько 1,3 кг/м^3, що відповідає холодній суміші повітря і палива. У зоні активного горіння густина різко зменшується до 0,4 – 0,6 кг/м^3 через високі температури й утворення легких газоподібних продуктів. Профілі густини стабілізуються після 10 м, що підтверджує повне згоряння і транспортування газів до виходу.

Динаміка потоку має вирішальний вплив на процес горіння. Висока швидкість і турбулентність поблизу входу сприяють інтенсивному змішуванню палива й окислювача, забезпечуючи ефективний запуск реакцій окислювання. У

міру стабілізації потоку зменшення турбулентності сприяє рівномірному транспортуванню газів. Отже зміна густини вздовж каналу чітко відображає термодинамічні процеси, пов'язані з високими температурами і розширенням газів у зоні горіння, що забезпечує транспортування продуктів реакції до виходу.

4.4 Аналітичне визначення розповсюдження температури в анізотропному породному масиві

Гірська порода, а тим більше вугілля, є анізотропними матеріалами, відповідно їх теплопровідність залежить від напрямку. У таких матеріалах теплопередача в різних напрямках (наприклад, вздовж і поперек шаруватої структури) може значно відрізнятися. У загальному випадку рівняння теплопровідності для анізотропного середовища має вигляд:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{\rho c_p}\left(\frac{\partial}{\partial x}\left(k_x \frac{\partial T}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(k_y \frac{\partial T}{\partial y}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(k_z \frac{\partial T}{\partial z}\right)\right), \qquad 4.(17)$$

де: $T(x, y, z, t)$ – температура, °C;

x, y, z – координати у просторі, м;

t – час, с;

k_x, k_y, k_z – коефіцієнти теплопровідності (Вт/м·К) у різних напрямках;

ρ – густина матеріалу (кг/м^3);

c_p – теплоємність матеріалу (Дж/кг·К).

Оскільки породовугільний масив окрім анізотропних властивостей є шаруватим, то можна наблизити задачу до двовимірної, припускаючи, що переважає напрямок розповсюдження тепла вглиб масиву. Тоді рівняння теплопровідності в 2D наближенні (глибина + горизонтальний напрямок шарів) має вигляд:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_x \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + a_y \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}. \qquad 4.(18)$$

де: $a_x = \dfrac{k_x}{\rho c_p}$ – коефіцієнт температуропровідності вздовж шарів;

$a_y = \dfrac{k_y}{\rho c_p}$ – коефіцієнт температуропровідності перпендикулярно до шарів.

Варто зазначити, що зазвичай у вугіллі тепло поширюється набагато швидше вздовж шарів, ніж у глибину, тобто $k_x > k_y$.

Для напівнескінченного середовища з анізотропією теплопровідності розв'язання рівняння можна отримати у вигляді:

$$T(x,y,t) = T_0 + (T_s - T_0) \cdot erf\left(\frac{x}{2\sqrt{a_x t}}\right) \cdot erf\left(\frac{y}{2\sqrt{a_y t}}\right), \qquad (4.19)$$

де: *erf* – функція помилки (моделює дифузійне поширення тепла в напівнескінченному середовищі);

T_s – температура на поверхні (каналу), °С;

T_0 – початкова температура в породі, °С;

x – координата за глибиною, м;

y – координата в горизонтальному напрямку, м;

α_x, α_y – коефіцієнти температуропровідності в різних напрямках.

Формула (19) враховує анізотропію, якщо $a_x > a_y$. В цьому випадку тепло швидко поширюється горизонтально, але повільно в глибину.

Для анізотропного середовища теплове поле набуватиме еліптичної форми, і можна оцінити довжину його проникнення в різних напрямках:

$$L_x \approx 2\sqrt{a_x t}\ ,\ L_y \approx 2\sqrt{a_y t}\ . \qquad (4.20)$$

Це означає, що тепловий фронт у породах покрівлі матиме еліптичну форму, розтягнуту вздовж шарів.

Для врахування зміни температуру на поверхні, можна використовувати інтегральне рівняння:

$$T(x,y,t) = T_0 + \frac{1}{\pi\sqrt{a_x a_y}} \int_0^t \frac{dT_s(\tau)}{d\tau} \frac{xy}{4a_x a_y (t-\tau)} e^{-\frac{x^2}{4a_x(t-\tau)} - \frac{y^2}{4a_y(t-\tau)} d\tau}. \qquad (4.21)$$

Щоб розв’язати рівняння теплопровідності, потрібно задати початкові та граничні умови. На початок часового відліку вся товща гірського масиву має рівномірну температуру T_0:

$$T(x,0) = T_0 . \tag{4.22}$$

У нашому випадку інтактний гірський масив має початкову температуру $T_0 = 20°C$. Гранична умова на контакті з каналом $x = 0$ встановлюється у вигляді умови Діріхле, яка задає відому функцію температури $T_k(t)$:

$$T(0,t) = T_k(t) . \tag{4.23}$$

Граничну умову на значній глибині ($x \to \infty$) можна апроксимувати і передбачити, що температура залишиться незмінною, що також відповідає умові Діріхле:

$$\lim_{x\to\infty} T(x,t) = T_0 . \tag{4.24}$$

Це означає, що за великих значень x порода не встигає прогрітися. У нашому випадку зміна температури поверхні є поступовою, тому для спрощення можна використовувати східчасту апроксимацію (вважати, що температура змінюється «стрибками» через певні проміжки часу).

З метою оцінки впливу фізичних властивостей гірських порід на динаміку температурного поля, проведено моделювання процесу розповсюдження температури в породах покрівлі шахтного простору. Для аналітичних розрахунків було використано результати комп’ютерного моделювання. Прийнято, що температура стінки каналу становить 500°C на 1 год; 1400°C на 12 год; 1540°C на 24 год; 1580°C на 36 год та 1600°C на 48 год. Початкова температура масиву становила 20°C. Розповсюдження температури відбувається вглиб масиву. Основним змінним параметром у розрахунках було значення температуропровідності α, яке відображає теплофізичні властивості відповідних гірських порід. Під час моделювання використано такі значення: аргіліт – $\alpha = 0{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с; алевроліт – $\alpha = 0{,}4 \cdot 10^{-6}$; пісковик – $\alpha = 1{,}3 \cdot 10^{-6}$; вугілля – $\alpha = 0{,}6 \cdot 10^{-6}$. Результати визначення розповсюдження температури наведено на Рисунку 4.15.

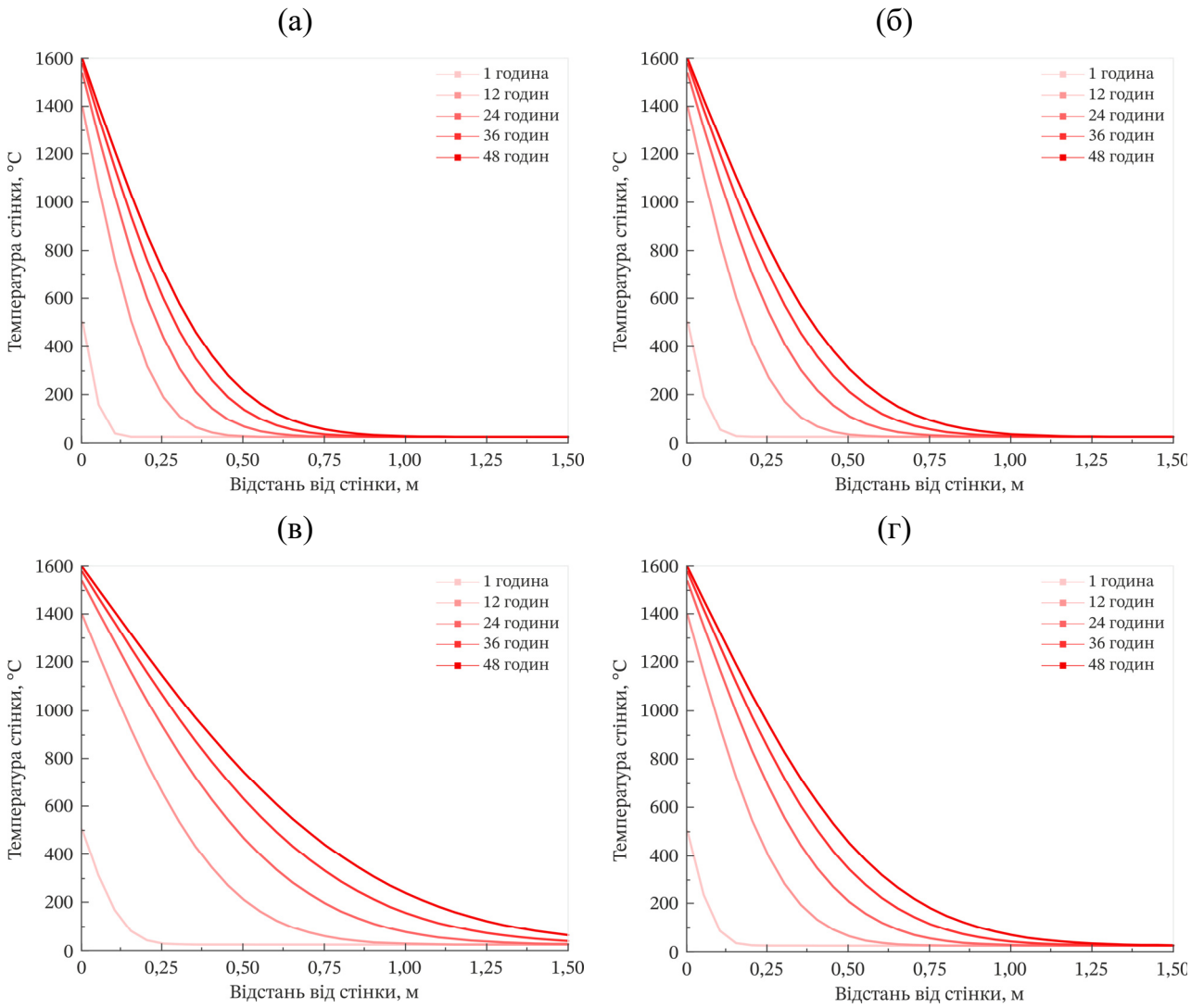


Рисунок 4.15 – Розповсюдження температури в породах і вугіллі: (а) – аргіліт, $\alpha = 0{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с; (б) – алевроліт, $\alpha = 0{,}4 \cdot 10^{-6}$; (в) – пісковик, $\alpha = 1{,}3 \cdot 10^{-6}$; (г) – вугілля, $\alpha = 0{,}6 \cdot 10^{-6}$

Криві, наведені на Рисунку 4.15, вказують на характерне зменшення температури зі збільшенням відстані від нагрітої поверхні, але із суттєвими відмінностями залежно від температуропровідності. Найменше поширення тепла спостерігається в аргіліті – через низьке значення α, тепло проникає повільно, і вже на глибині 0,5 м температура падає нижче 300°С навіть через 48 год. У пісковику ж, навпаки, температура на такій самій глибині через 12 – 24 год ще перевищує 700 – 800°С, що свідчить про його високу теплопровідність.

Таким чином, аналітичне моделювання показало, що інтенсивність поширення температури в гірських породах суттєво залежить від їхніх теплофізичних властивостей, насамперед від температуропровідності. Породи з вищими значеннями α, наприклад пісковик, забезпечують глибше проникнення тепла за однакових умов, що необхідно враховувати при веденні процесу підземної когазифікації. Отримані результати можуть бути використані для прогнозування зон теплового впливу, оцінки потенційної термічної деструкції порід і оптимізації термогідродинамічного режиму роботи геореактора. Зокрема, ці дані ляжуть в основу визначення часових параметрів комбінування дуття для підтримання високої реакційної активності окислювальної зони підземного газогенератора при періодичному нагнітанні пароповітряного дуття, яке чинить охолоджуючий вплив на гірський масив.

4.5 Висновки за розділом

У результаті виконаного дослідження розроблено чисельно-аналітичну методику моделювання процесу спалювання вугільного пилу в реакційному каналі вугільного пласта, яка враховує геометричні, фізико-хімічні та термогідродинамічні параметри середовища. Застосування CFD-підходу на базі програмного середовища Ansys Fluent дало змогу врахувати складну взаємодію багатофазної турбулентної течії, теплообміну, дифузії і хімічних реакцій, що забезпечило високу точність просторово-часового прогнозування температурних полів, концентрацій компонентів і динаміки потоку.

Розроблено обчислювальну модель для симуляції процесу спалювання вугільного пилу з урахуванням фактичної конфігурації реакційного каналу Застосовано модель незмішуваного горіння, яка адекватно відтворює дифузійне згоряння в умовах просторово розділеного введення палива й окислювача, що відповідає реальній схемі «труба в трубі». Використано PDF-модель для врахування турбулентних флуктуацій, що дало змогу коректно оцінити теплові та хімічні параметри в динаміці.

Встановлено, що зона максимальної температури формується в ділянці входу в реакційний канал і поступово розширюється протягом перших 12 год, сягаючи температури 1400 – 1540°C, після чого профіль температури стабілізується. У віддаленій частині каналу (від 10 до 30 м) температура знижується до 490 – 520°C, утворюючи зону теплової рівноваги між залишковим виділенням тепла та тепловими втратами в породи. Після 24 год процесу формується квазістаціонарний режим, у якому подальше збільшення тривалості горіння (до 36 і 48 год) не спричиняє суттєвих змін температурного профілю. Визначено, що ефективний температурний діапазон для когазифікації (900 – 1200°C) забезпечується після 12 год горіння.

Встановлено, що розподіл питомої теплоємності корелюється з температурним полем і підвищується поблизу високотемпературної зони окислення. Основні зміни теплоємності відбуваються між 1 та 12 год, що відповідає фазі активного прогрівання вміщуючих порід.

Визначено закономірності просторово-часового розподілу хімічного складу газової фази. Кисень (O_2) інтенсивно споживається на перших 3 – 6 м каналу, а основна зона горіння обмежується першими 10 м, де масова частка CO_2 збільшується до стабільного рівня як основного продукту реакції.

Встановлено, що горючі компоненти CO, CH_4 і H_2 утворюються поблизу входу в результаті піролізу і неповного згоряння. Масова частка CO сягає максимуму на відстані 6 – 8 м, тоді як CH_4 і H_2 утворюється на відстані 0 – 7 м, після чого знижуються внаслідок вторинних реакцій. Ця система функціонує з високим ступенем конверсії горючих газів, з подальшою стабілізацією після 10 м.

Визначено, що швидкість потоку газів є найбільшою поблизу входу (25 м/с) і виходу (до 58 м/с), де домінує вплив нагнітання і теплового розширення. Інтенсивність турбулентності перевищує 800 – 1000% поблизу зони подачі реагентів дуття, зменшуючись до 200 – 300% на відстані понад 10 м, що вказує на поступову стабілізацію потоку. Густина газів знижується від 1,3 кг/м^3 на вході до 0,4 – 0,6 кг/м^3 в зоні реакції внаслідок нагрівання і генерації легких газів.

Розроблено аналітичну модель розповсюдження температури в анізотропному породному масиві, яка враховує теплопровідність гірського масиву. Визначено, що коефіцієнт температуропровідності α суттєво впливає на глибину проникнення тепла. При $\alpha = 0{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с (аргіліт) температура на глибині 0,5 м не перевищує 300°С через 48 год, у той час як при $\alpha = 1{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с (пісковик) температура на цій же глибині перевищує 700 – 800°С через 12 год інтенсивного горіння.

РОЗДІЛ 5
КОГАЗИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ ТА ВУГЛЕЦЕВМІСНОЇ СИРОВИНИ В РЕАКЦІЙНОМУ КАНАЛІ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА

5.1 Основи когазифікації вугілля

Керованість, безпека і технологічність процесу виробництва генераторного газу визначаються взаємодією і взаємопов'язаною збалансованістю геореакторної системи, а також швидкостями хімічних реакцій і фізичних процесів під час вигазовування вугільного пласта. Технологія когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини розширює цей підхід, спрямовуючись на використання вугільного пласта разом з іншими вуглецевмісними речовинами. Процес когазифікації охоплює взаємодію різних видів речовин органічного походження з газоподібними реагентами для отримання генераторного газу. При цьому, важливо зберігати баланс між ключовими параметрами, такими як тиск, температура і склад реагентів, щоб забезпечити оптимальну ефективність процесу і якість отриманого газу [305, 399].

Когазифікація дає змогу використовувати суміш вуглецевмісних матеріалів, таких як вугілля, біомаса, відходи або інші вуглецевмісні речовини. Ця гнучкість у використанні сировини може призвести до більш сталого та універсального підходу їх використання [9, 263]. Процес когазифікації передбачає взаємодію різних типів органічних речовин з газовими реагентами для отримання газу виробника. У цьому випадку важливо зберігати баланс між ключовими параметрами, такими як тиск, температура та склад реагентів, щоб забезпечити оптимальну ефективність процесу і якість отриманого газу.

Впровадження у конструкції підземного газогенератора технологічних елементів, пов'язаних із можливістю здійснення процесу когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини може забезпечити стабільність процесу термохімічного способу розробки тонких і надтонких вугільних пластів за рахунок привнесення додаткового джерела тепла в реакційний канал підземного газогенератора. Постійне надходження збалансованого джерела

додаткового тепла до газогенератора зменшить загальні втрати тепла на розігрів порід підошви і покрівлі та дасть змогу вести процес підземної когазифікації вугілля в адаптованих режимах тиску та температур. Такий режим когазифікації зумовить зростання якісних і кількісних показників процесу ПГВ адже низка факторів, основними з яких є підвищення температури в реакційному каналі та особливості конструкцій підземного газогенератора призведе до отримання покращених показників генераторного газу і дасть можливість газифікувати тонкі і надтонкі вугільні пласти.

Когазифікація вугілля та вуглецевмісної сировини визначається як перспективна технологія очищення палива для досягнення високої термодинамічної ефективності з відносно низьким викидом CO_2. Уже понад століття окремо газифікують вугілля та вуглецевмісну сировину (біомасу) для отримання газово-рідких палив і хімічних продуктів. Однак когазифікація має вищу ефективність порівняно з одиночною газифікацією вугілля через наявність в біомасі целюлози, геміцелюлози та лігніну, які сприяють запалюванню і підвищують швидкість газифікації.

Газифікація вугілля розпочалася ще в XIX столітті, і протягом останніх 120 років було проведено багато досліджень у цій галузі, і відтоді вугілля розглядають як потенційну сировину для газифікації з метою вироблення синтез-газу та рідкого палива. Біомаса більш широко розповсюджена по всій Землі та має перевагу перед іншими відновлювальними джерелами. Крім того, біомаса є четвертим за важливістю джерелом енергії після вугілля, нафти і природного газу і наразі задовольняє понад 15% глобальної потреби в енергії. Біомаса та різні види відходів можуть забезпечити одну третину глобального попиту на первинну енергію до 2050 року. Однак газифікація вуглецевмісної сировини має свої обмеження через її внутрішні властивості, такі як висока вологість, низька теплотворна здатність, велика кількість водню, гігроскопічний характер, низька густина, що робить її більш критичною під час транспортування, зберігання та підготовки до газифікації. Хоча газифікація вугілля – це вже добре вивчена технологія, дуже мало доступної інформації про

когазифікацію вугілля та вуглецевмісної сировини. Когазифікація вугілля та вуглецевмісної сировини видається багатообіцяючою технологією для вироблення тепла, електроенергії, рідкого та газового біопалива за допомогою синтез-газу. У цьому контексті акцентується увага на оцінці ефективності когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини і продуктивності процесу, оскільки більша кількість неорганічного вмісту впливає на конверсію вуглецю. Досвід великомасштабної газифікації вугілля та вуглецевмісної сировини може бути використаний для ефективної спільної переробки вугілля та вуглецевмісної сировини, особливо з урахуванням високого та нестабільного вмісту вологи, для отримання синтез-газу оптимальної теплової та економічної ефективності.

Головна мета когазифікації вугілля з високим вмістом золи та вуглецевмісної сировини полягає у виробленні чистих горючих газів і рідкого палива. Дослідники в галузі газифікації зазначають, що оптимізація співвідношень високозольного вугілля і вуглецевмісної сировини дає змогу отримати більш калорійний синтез-газ. Зазвичай біомаса є вуглецево-нейтральною, має більшу реактивність та вищий вміст летких речовин, ніж вугілля, що сприяє початку процесу газифікації за меншої температури. Таким чином, низька температура зменшує втрати тепла та значні проблеми, пов’язані з високими температурами. Крім того, біомаса допомагає знизити викиди SOx за рахунок низького вмісту сірки. Додавання певної кількості вуглецевмісної сировини до високозольного вугілля може контролювати проблеми з утворенням шлаків і забрудненням, спричинені високим вмістом лужних металів, таких як натрій і калій у біомасі. Реакційні швидкості вугілля і вуглецевмісної сировини синергетично взаємодіють з меншим виходом, але вищою тепловою ефективністю. Крім того відомо, що співвідношення вугілля і вуглецевмісної сировини у співвідношенні 50% за масою призводить до зниження активаційної енергії, яка майже завжди менша, ніж для будь-якого іншого змішування. Це вказує на те, що змішування вугілля з вуглецевмісною сировиною потребує меншого часу реакції, ніж їхня газифікація окремо та потребує менше кисню або повітря, для когазифікації.

При когазифікації великі целюлозні та лігнінові молекули вуглецевмісної сировини розпадаються на менші молекули та перетворюються на гази, такі як CO, H_2, CH_4 і більш легкі вуглеводні, золу, вугілля, смолу та незначні домішки.

Рівняння (5.1) – (5.11) описують хімічні реакції когазифікації у повітрі та/або парі. Під час газифікації відбуваються багато складних рівноважних реакцій у твердій, рідкій і газовій фазах [400].

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO \text{ (реакція часткового окиснення)}, \quad (5.1)$$

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO_2 \text{ (реакція повного окиснення)}, \quad (5.2)$$

$$CO_2 + C \rightarrow 2CO \text{ (реакція Будуара)}, \quad (5.3)$$

$$C + 2H_2 \rightarrow CH_4 \text{ (реакція гідрогазифікації)}, \quad (5.4)$$

$$2CO + 2H_2 \rightarrow CH_4 + CO_2 \text{ (реакція метанації)}, \quad (5.5)$$

$$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O \text{ (реакція метанації)}, \quad (5.6)$$

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \text{ (реакція зсуву водню)}, \quad (5.7)$$

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 \text{ (основна реакція газифікації воднем)}, \quad (5.8)$$

$$C + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 2H_2 \text{ (вторинна реакція газифікації воднем)}, \quad (5.9)$$

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2 \text{ (реакція парного риформінгу)}, \quad (5.10)$$

$$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2CO + 2H_2 \text{ (реакція сухого риформінгу)}. \quad (5.11)$$

Відповідно реакції когазифікації складаються з різних хімічних процесів, таких як піроліз, розкладання смоли, окислення вугілля, згоряння газу, реакція зсуву, гідрогазифікація, метанація та утворення різних органічних сполук. Складний процес когазифікації вугілля і вуглецевмісної сировини в загальному вигляді наводиться у рівнянні (5.12).

$$CH_mO_n \text{ (вугілля)} + CH_xO_yN_zS_s \text{ (вуглецевмісна сировина)} + O_2 \text{ (повітря)} + H_2O + \text{(пара)} \rightarrow CH_4 + CO + CO_2 + H_2 + H_2O \text{ (нереагована пара)} + \quad (5.12)$$
$$+ C \text{ (вуглецевий залишок)} + CH_m,O_n, \text{ (смола)} + \text{зола}$$

Утворення вуглецевого залишку, зазвичай, відбувається через неповну конверсію вуглецевмісної сировини і вугілля.

Потрійну діаграму вуглецю, водню і кисню (C–H–O) для вугілля і вуглецевмісної сировини, що вказує на динаміку когазифікації, наведено на Рисунку 5.1. Додавання вуглецевмісної сировини збільшує утворення горючих газів, таких як C_2H_2, CH_4, H, CO порівняно з чистим вугіллям.

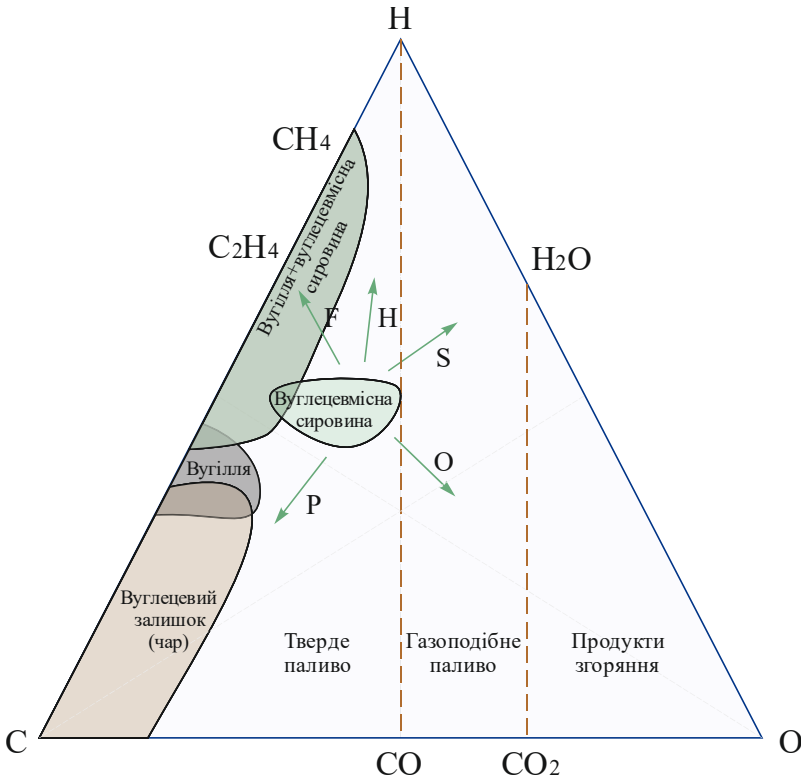


Рисунок 5.1 – Потрійна діаграма C–H–O для вугілля і вуглецевмісної сировини, що показує динаміку когазифікації: H – водень; S – пара; O – кисень; P – повільний піроліз; F – швидкий піроліз

Потрійна діаграма C–H–O, наведена на Рисунку 5.1 не призначена для класифікації вуглецевмісної сировини, але вона корисна для відображення процесів її конверсії. На діаграмі відображаються відносні пропорції кисню, водню і вуглецю, сума яких становить 100%. Три вершини трикутника представляють чистий вуглець, кисень і водень, тобто концентрацію на рівні 100%, а сторона, протилежна кожній вершині, відображає нульову концентрацію компонента.

Щоб знайти положення конкретної сировини, якщо відомі будь-які дві з пропорцій C, H і O, можна провести нормалі від кожної з цих сторін. Перетин цих ліній визначить положення сировини на діаграмі. Точки всередині трикутника позначають тернарні суміші цих трьох речовин. Наприклад, горизонтальна основа на Рисунку 5.1, протилежна вершині водню, вказує на нульову концентрацію водню, тобто бінарні суміші C і O.

Вуглецевмісна сировина знаходиться ближче до вершин водню та кисню порівняно з вугіллям. Це означає, що порівняно з вугіллям, біомаса більш багата на водень і кисень. Лігнін, зазвичай, має менше кисню і більше вуглецю порівняно з целюлозою або геміцелюлозою. Торф є наймолодшим кам'яним паливом, утвореним з біомаси. Він знаходиться в зоні біомаси, але ближче до вуглецевого кута, що вказує на те, що за своїм складом він подібний до біомаси з високим вмістом вуглецю. Вугілля знаходиться далі від вершини кисню і ближче до основи вуглецю на тернарній діаграмі, що означає, що вугілля має дуже низький вміст кисню, але багате на вуглець. Антрацит знаходиться найближче до вуглецевого кута через його високий вміст вуглецю. Діаграма також може показати геологічну еволюцію кам'яного палива.

Тернарна діаграма може зображати термохімічні процеси конверсії на діаграмі. Наприклад, повільний піроліз переміщує продукт у бік вуглецю за рахунок утворення твердого вугілля, а швидкий – у бік водню і подалі від кисню, що означає більший об'єм рідкого продукту. Киснева газифікація переміщує газоподібний продукт у бік вершини кисню, тоді як парова газифікація веде процес подалі від вуглецевого кута.

5.2 Сировино-технологічні аспекти когазифікації

Вугілля та інші види вуглецевмісної сировини характеризуються суттєвими відмінностями у фізико-хімічних властивостях, що безпосередньо впливає на особливості їх спільного перетворення на генераторний газ. Змішування компонентів сировинної суміші, генерація пари, подача окислювача, оптимізація температурного режиму, а також процеси очищення продуктів газифікації потребують ретельного техніко-технологічного обґрунтування.

Одним із ключових етапів є підготовка вуглецевмісної сировини до необхідного гранулометричного складу шляхом подрібнення. Цей процес ускладнюється через високу вологість сировини та її пластичні властивості. Найпоширенішими методами зменшення розміру є змелювання та дроблення. Високий вміст вологи (понад 50 мас.%) у вуглецевмісних матеріалах суттєво ускладнює їх використання як енергетичного ресурсу, оскільки потребує попереднього сушіння.

Процес сушіння потребує врахування низки важливих параметрів, зокрема енергоефективності, рівня викидів парникових газів, теплових втрат та продуктивності сушильного обладнання. Водночас вміст вологи у сировині суттєво впливає на протікання реакцій когазифікації оскільки зумовлює як тепловий баланс процесу, так і ефективність утворення синтез-газу. З огляду на це, оптимізація вологості сировинної суміші є одним із важливих напрямів підвищення ефективності когазифікації.

Значна варіативність густини вугілля та вуглецевмісної сировини зумовлює необхідність ретельного контролю співвідношення компонентів у сировинній суміші, оскільки співвідношення суттєво впливає на ефективність процесу когазифікації та склад синтез-газу. Зокрема, співвідношення між вуглецевмісною сировиною та високозольним вугіллям визначає концентраційний баланс основних газів.

Так, у дослідженні з використанням вугілля родовища Мулія та біомаси японського кедра, які були газифіковані в газогенераторі за температури 1173 К [401], встановлено, що варіювання вмісту вуглецевмісної сировини в межах мольного співвідношення від 0 до 1 призводить до помітних змін у складі газоподібних продуктів. Зі збільшенням частки вуглецевмісної сировини концентрація водню (H_2) зменшувалася з 47,9 до 37,5 об.% при одночасному зростанні вмісту діоксиду вуглецю (CO_2) з 26,1 до 33,7 об.%. При цьому вміст оксиду вуглецю (CO), метану (CH_4) та інших компонентів залишався практично незмінним. Крім того, мольні співвідношення H_2/CO та H_2/CO_2 показали тенденцію до зменшення з 2 до 1 зі збільшенням частки вуглецевмісної

сировини в суміші. Подібним чином, збільшення її вмісту з 20 до 33% спричиняло зростання виходу водню з 17,66 до 19,30%, а також підвищення виходу CO_2 з 19,07 до 20,22%. Таким чином, не лише масове співвідношення компонентів, а й тип вуглецевмісної сировини та вугілля, що використовується в суміші, мають вирішальне значення для ефективності когазифікації та якісного складу отриманого газу.

У процесі когазифікації температура та водяна пара, утворена з вологи в сировині, виступають як активні реагенти, що взаємодіють з леткими компонентами та твердим вуглецем з утворенням синтез-газу, зокрема з підвищеним вмістом водню. Водночас надмірна вологість біомаси (>40 мас.%) негативно впливає на тепловий ККД системи, що зумовлено значними витратами теплоти на нагрівання вологи до 100°C. Латентне тепло випаровування та подальше доведення пари до температури газифікації в комплексі призводить до збільшення теплових втрат у системі.

Біомаса, як правило, складається з целюлози (40 – 60%), геміцелюлози (20 – 30%) і лігніну (10 – 20%), а також містить певну кількість летких компонентів і мінеральних домішок. Вміст зазначених фракцій безпосередньо впливає на якісний і кількісний склад продуктів когазифікації у ході вуглецевої конверсії. Згідно з даними [402], газифікація целюлози та геміцелюлози переважно формує газову суміш, збагачену CO_2 і CH_4, тоді як лігнін та ксилан забезпечують значно вищий вихід водню орієнтовно в 4 рази більший, ніж із целюлозою. Така диференціація у складі газу зумовлена структурними особливостями основних біополімерів біомаси та механізмами їхнього термохімічного розкладання.

Наявність значної кількості золи в сировинній суміші негативно впливає на реакційну здатність і ступінь конверсії вуглецю, що є небажаним фактором у процесі когазифікації. Особливо негативним фактором є зола з низькою температурою плавлення, характерна для деревинної біомаси, оскільки вона спричиняє агломерацію частинок, дефлюїдизацію, спікання, осадження шлакових відкладень і, як наслідок, проблеми з корозією елементів обладнання.

Згідно з даними, наведеними в роботі [403], біомаса із вмістом золи близько 5%, до складу якої входять оксиди та солі лужних металів, суттєво підвищує ймовірність утворення шлаків і клінкерів у реакторі. У зв'язку з цим доцільним є вивчення властивостей плавлення золи, хімічного складу зольного залишку, типів присутніх лужних металів та їхнього кількісного вмісту.

Водночас результати пілотних досліджень [404] свідчать про потенційну можливість покращення процесу когазифікації за рахунок додавання до суміші вуглецевмісних матеріалів з підвищеним вмістом золи і низькокалорійного вугілля. При цьому позитивний вплив забезпечується завдяки високому вмісту летких речовин, низькому вмісту золи та сірки в біомасі, що здатні компенсувати окремі негативні ефекти і загалом підвищити ефективність процесу когазифікації.

Вуглецевмісна сировина рослинного походження, зокрема солома характеризується значним об'ємним розміром і волокнистою структурою, що ускладнює її стабільну подачу до реактора. Такі матеріали схильні до блокування транспортних каналів і часто спричиняють зупинки в роботі систем подачі. Волокниста структура, гетерогенність і низька об'ємна густина змішаних вуглецевмісних матеріалів значною мірою обмежують ефективне впровадження технологій когазифікації. Одним із ефективних підходів до подолання зазначених проблем є попереднє ущільнення сировини. Цей процес сприяє усуненню мікропорожнин і міжчастинкового простору в структурі біомаси, що забезпечує підвищення її об'ємної густини. Як наслідок, покращується транспортування сировини, знижується ймовірність блокування подавальних ліній та забезпечується рівномірне надходження речовин у зону газифікації.

Регулювання витрати та швидкості подачі реагентів дуття, зокрема водяної пари та повітря (або кисню), є важливим для забезпечення стехіометричних умов протікання реакцій, а також для створення достатнього часу перебування реагентів у геореакторі з метою повного розкладу летких сполук і смол на компоненти синтез-газу. Параметри відносного коефіцієнта еквівалентності та поверхневої швидкості подачі визначають об'єм необхідного

повітря, який забезпечує повну стехіометричну газифікацію вугілля та вуглецевмісної сировини. Підвищене значення коефіцієнта еквівалентності сприяє збільшенню загального виходу газоподібних продуктів порівняно з низькими його значеннями, що було встановлено в низці експериментальних досліджень. Водночас кількість повітря, що подається в зону реакції, суттєво впливає на ступінь газифікації через підвищення температури в реакторі. Як зазначено в роботі [405], надмірна подача окислювача може сприяти глибокій конверсії палива, але водночас зумовлює формування синтез-газу зі зниженою теплотворною здатністю внаслідок високої концентрації діоксиду вуглецю. Значний вміст пари в середовищі когазифікації, особливо при обробці великих об'ємів вуглецевмісної сировини, сприяє зростанню концентрації водню в продуктовому газі. Це зумовлено активізацією водно-газових зсувних реакцій у присутності надлишкової нереагованої пари, що підвищує частку H_2 і покращує якісні характеристики синтез-газу.

Температурний профіль у реакторі суттєво впливає на склад синтез-газу та його теплотворну здатність через прямий вплив на хімічні реакції, що відбуваються в процесі газифікації. Зокрема, водно-газова зсувна реакція ($H_2O + CO \rightarrow H_2 + CO_2$) найактивніше протікає в температурному діапазоні 810 – 860°C, сприяючи підвищенню концентрації водню у синтез-газі [406]. Підвищення концентрації CO в генераторному газі може бути зумовлене реалізацією реакції Будуара ($C + CO_2 \rightarrow 2CO$), яка також активується при температурі близько 850°C. Тому особливу увагу слід приділяти формуванню відповідного температурного профілю, забезпечуючи подовжені зони високотемпературного окиснення та водно-газових реакцій [407]. У зоні відновлення температура в межах 850 – 900°C і вище сприяє зниженню концентрації смол і важких органічних фракцій у синтез-газі. Однак надмірно високі температури можуть призводити до небажаних явищ, таких як спікання або синтеризація та дефлюїдизація [408]. Щоб уникнути цих ефектів максимальна температура в традиційних поверхневих реакторах зазвичай обмежується значенням <1000°C.

Результати експериментального дослідження когазифікації вугілля з деревною стружкою в температурному діапазоні 750 – 900°C [407] показали зниження вмісту метану та важких вуглеводнів на 30 і 60% відповідно, за одночасного зростання концентрації водню на 70%. Водночас із підвищенням частки деревної стружки від 20 до 100% спостерігалося зниження середньої температури реактора на 60°C. Таким чином, температурний профіль є специфічним для кожної комбінації вугілля та вуглецевмісної сировини і має враховувати термохімічні властивості відповідних компонентів.

Згідно з даними досліджень [409], розмір частинок вихідної вуглецевмісної сировини є важливим фактором, що визначає час утримання реагентів у реакційній зоні. Саме час утримання значною мірою впливає на формування синтез-газу з високою теплотворною здатністю. Аналогічно, умови термодинамічної рівноваги в реакціях водневої конверсії залежать від тривалості перебування реагентів у високотемпературному середовищі. Зокрема, подача водяної пари сприяє активізації водно-газової зсувної реакції, що веде до підвищення концентрації водню у синтез-газі. Цей ефект особливо виражений у температурному діапазоні 750 – 800°C в умовах збільшеного часу утримання, що дає змогу досягти повнішого протікання гомогенних газофазних реакцій і відповідно покращити якісні характеристики кінцевого газового продукту.

У процесі когазифікації очистка генераторного газу після потребує попереднього охолодження з метою його подальшого використання в енергетичних або хімічних технологіях. Для охолодження отриманого газу до температури, близької до температури навколишнього середовища, застосовують різні типи охолоджувальних систем: природна конвекція, примусова конвекція та водяні теплообмінники. Кожен із зазначених варіантів має свої технічні обмеження. Так, системи природного охолодження потребують електроживлення для роботи вентиляторів, але при цьому не дають змоги ефективно контролювати вміст домішок у газовій суміші. Водяні охолоджувачі також потребують складного технічного обслуговування через

ймовірне накопичення летких речовин і смол, що сприяє забрудненню теплообмінних поверхонь.

Таким чином, когазифікація є перспективною технологією з високим потенціалом для ефективного перетворення вуглецевмісних речовин безпосередньо на місці їх залягання. Здійснення процесу когазифікації забезпечує одержання синтез-газу з високою енергетичною цінністю, який може бути використаний для виробництва електроенергії, тепла, а також як сировина для хімічної промисловості. Впровадження цієї технології сприяє диверсифікації енергетичного балансу, зменшенню викидів CO_2 та зниженню залежності від імпортованих джерел енергії. Крім того, розвиток технології когазифікації відповідає сучасним тенденціям формування низьковуглецевої економіки та стимулює інновації у сфері раціонального використання вуглецевих ресурсів. Комплексне вивчення фундаментальних аспектів включно з підготовкою сировини, гранулометричним складом, зольністю, параметрами подачі реагентів, співвідношеннями пари і кисню та температурним режимом, є необхідною передумовою для оптимізації процесу когазифікації, що також дасть змогу забезпечити його ефективність, економічну доцільність та екологічну безпеку на промисловому рівні.

5.3 Тепловий баланс підземної когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини в реакційному каналі

Теплообмін у реакційному каналі під час когазифікації вугілля і вуглецевмісної сировини є визначальним фактором, що впливає на енергоефективність і стабільність роботи газогенератора. У процесі когазифікації додаткове тепло, що виділяється в зоні інтенсивних хімічних реакцій окислення, передається газовим потоком за рахунок теплопровідності. Цей теплообмін підтримує необхідний температурний режим (800 – 1200°C) для протікання кінетично сприятливих реакцій когазифікації, а також знижує теплові втрати в породи підошви та покрівлі з часом.

У фізичній моделі підземної когазифікації враховуються взаємопов’язані процеси, а саме безпосередньо хімічна реакція окислення вугілля киснем зі значним виділенням тепла, а також конвекційно-дифузійне перенесення кисню до поверхні частинок палива і відведення газоподібних продуктів реакції з реакційної зони. При цьому тепломасоперенесення у межах хімічної граничної зони часто є лімітуючим етапом, що визначає швидкість фронту когазифікації. Щойно встановлюється динамічна рівновага між швидкістю реакції та інтенсивністю масо- і теплообміну, система переходить у стійкий режим із постійним положенням фронту.

Тепловий баланс у реакційній зоні описується рівнянням:

$$Q_x - Q_T - Q_{г.п} = 0, \tag{5.13}$$

де: Q_x – тепловий потік, що виділяється в результаті хімічних реакції;

Q_T – кількість тепла, відведена з реакційної зони через теплопровідність;

$Q_{г.п}$ – кількість тепла, яке втрачається разом із газоподібними продуктами горіння.

Величина Q_x визначається як добуток теплового ефекту взаємодії на швидкість реакцій:

$$Q_x = qw, \tag{5.14}$$

де: q – тепловий ефект фізико-хімічної взаємодії кисню з вугіллям, Дж/м^3 реакційної зони;

w – об’ємна швидкість гетерогенної хімічної реакції, м^3/(м^2·год).

Тепловий ефект q складається з двох складових: тепла хемосорбції (15 – 35 МДж/м^3, у середньому ≈ 25 МДж/м^3) і тепла подальшого окислення вуглецю киснем повітря (≈ 10 МДж/м^3). Враховуючи сумарний характер цих процесів, зазвичай приймають середнє значення $q \approx 35$ МДж/м^3. Швидкість реакції w описується рівнянням Арреніуса (3.10), що передбачає залежність від підвищення температури експоненціально збільшуючи швидкість реакції через зниження енергії активації E_a.

Тепловий потік, який відводиться з реакційної зони за рахунок теплопровідності, описується рівнянням:

$$Q_T = \lambda_y \frac{\partial^2 T(x,t)}{dx^2} - \sum_{i=1}^{2} \lambda_{\Pi i} \frac{\partial^2 T_i(x, z_i, t)}{\partial z_i^2}\Bigg|_{z_i=0}, \qquad (5.15)$$

де: λ_y – коефіцієнт теплопровідності термічно підготовленого вугілля, Вт/м·К;

$\lambda_{\Pi i}$ – коефіцієнти теплопровідності порід покрівлі ($i = 1$) та підошви ($i = 2$), Вт/м·К;

$T(x, t)$ – температура вугілля в зоні реакції як функція координати x і часу t, К;

$T_i(x, z_i, t)$ – функція, що описує температурне поле у вміщуючій породі, К.

Перший член (5.15) відповідає теплопровідності термічно підготовленого вугілля (вісь x спрямована вздовж каналу газогенератора), а сума в другому члені враховує відведення тепла у вміщуючі породи. Початок координат узято на межі системи «вугілля – порода», тому похідні по z_i обчислюються в точці $z_i = 0$. Знак «мінус» перед сумою показує, що це відведення тепла є незворотними втратами для реакційної зони. Таким чином, рівняння теплового балансу враховує одночасно передачу тепла вздовж каналу і його розсіювання у прилеглі породи.

Розрахункову схему теплообміну між вугільним пластом і вміщуючими породами під час підземної когазифікації вугілля наведено на Рисунку 5.2.

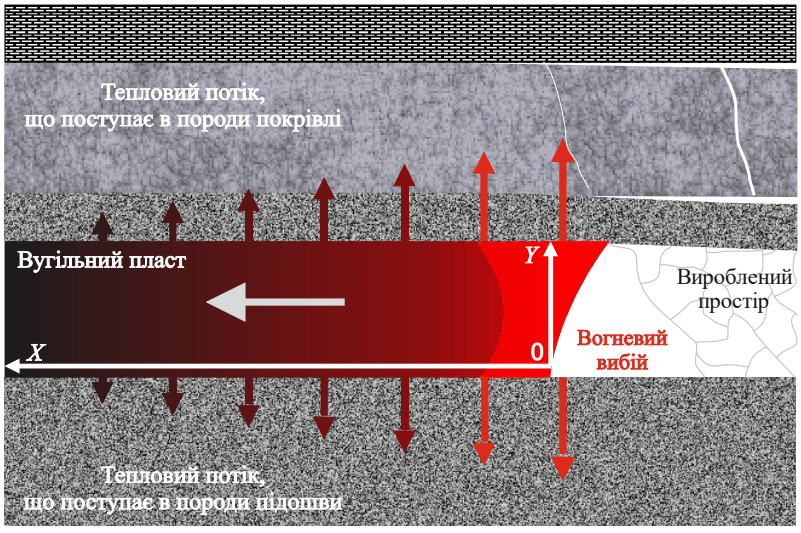


Рисунок 5.2 – Схема розрахунку теплообміну між вугільним пластом і вміщуючими породами під час підземної когазифікації вугілля

У випадку, коли тепловий потік поширюється в гірський масив по одиничній координатній осі z_i, поле температури в породах покрівлі та підошви можна описати одномірним рівнянням теплопровідності:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial T_i}{\partial t} = a_i \dfrac{\partial^2 T_i}{\partial z_i^2} \\ 0 \le t \le \infty;\ 0 \le z_i \le \infty \end{cases}, \qquad (5.16)$$

де: $T(z_i, t)$ – температура вміщуючої породи, К;

a_i – температуропровідність вміщуючих порід покрівлі ($i = 1$) та підошви ($i = 2$), м^2/с;

t – час, с;

z_i – просторовий координатний аргумент, що відраховується від межі «вугілля – порода» (вгору – для порід покрівлі і вниз – для порід підошви), м.

У цьому випадку початкові та граничні умови мають вигляд:

$$\begin{cases} T_i\left(z_i, 0\right) = T_0 \\ T_i\left(0, t\right) = T\left(x, t\right) \\ \lim\limits_{z_i \to \infty} T_i\left(z_i, t\right) = T_0 \end{cases}, \qquad (5.17)$$

де: T_0 – початкова температура інтактних вміщуючих порід, К;

Розв’язок одномірного рівняння теплопровідності (5.16) за умов (5.17) має вигляд:

$$T_i\left(z_i, t\right) = T_0 \cdot \operatorname{erfc}\left(\frac{z_i}{2\sqrt{a_i t}}\right) + \frac{z_i}{\sqrt{\pi a_i}} \int_0^t \frac{T\left(x, \tau\right)}{\left(t - \tau\right)^{3/2}} \exp\left[-\frac{z_i^2}{4a_i\left(t - \tau\right)}\right] d\tau, \qquad (5.18)$$

де: erfc – доповнення до функції помилки;

$T(x, \tau)$ – гранична температура реакційної зони (задається результатами моделювання) як функція координати x і часу t.

Тепловий потік, що надходить у вміщуючі породи з урахуванням закону Фур’є, можна записати таким чином:

$$Q_m(t) = -\sum_{i=1}^{2} F_i \lambda_{\Pi i} \left. \frac{\partial T_i(x, z_i, t)}{\partial z_i} \right|_{z_i=0}, \tag{5.19}$$

де: $Q_m(t)$ – загальний тепловий потік у вміщуючі породи, Вт;

F_i – площа контакту вугільного пласта з породою i, м^2.

Через велику інерційність тепловіддачі в гірських породах (низькі λ і теплоємність) граничні умови для рівняння (5.17) приймаються у вигляді:

$$\begin{cases} T_i(z_i, 0) = T_0 \\ T_i(0, t) = T_C \\ \lim\limits_{z_i \to \infty} T_i(z_i, t) = T_0 \end{cases}, \tag{5.20}$$

де: T_C – постійна температура контакту на межі системи «вугілля – порода», К.

Розв’язок рівняння (5.16) за умов (5.20) має вигляд:

$$\frac{T_C - T_i(z_i, t)}{T_C - T_0} = \operatorname{erf}\left(\frac{z_i}{2\sqrt{a_i t}} \right), \tag{5.21}$$

де: $\operatorname{erf}(u)$ – функція помилки.

Градієнт температури на межі $z_i = 0$:

$$\left. \frac{\partial T_i}{\partial z_i} \right|_{z_i=0} = \frac{T_C - T_0}{\sqrt{\pi a_i t}}. \tag{5.22}$$

Теплові втрати через площу контакту F_i за час dt:

$$dQ_{m,i} = -\lambda_{\Pi_i} F_i \left. \frac{\partial T_i}{\partial z_i} \right|_{z_i=0} dt = -\lambda_{\Pi i} F_i \frac{T_C - T_0}{\sqrt{\pi a_i t}} dt. \tag{5.23}$$

Розгорнувши вираз (5.23) із застосуванням закону Фур’є та підставивши в нього аналітичний вигляд erf-рішення, отримуємо:

$$dQ_{m,i} = -\lambda_{\Pi_i} \left. \frac{\partial T_i(z_i, t)}{\partial z_i} \right|_{z_i=0} dt = -\lambda_{\Pi i} (T_C - T_0) \frac{\partial}{\partial z_i} \left. \operatorname{erf}\left(\frac{z_i}{2\sqrt{a_i t}} \right) \right|_{z_i=0} dt. \tag{5.24}$$

Відомо, що похідна erf-функції за аргументом z_i має вигляд:

$$\frac{\partial}{\partial z_i}\operatorname{erf}\left(\frac{z_i}{2\sqrt{a_i t}}\right)=\frac{1}{\sqrt{\pi a_i t}}\exp\left(-\frac{z_i^2}{4a_i t}\right). \tag{5.25}$$

Підставляючи $z_i = 0$ у вираз (5.25), знаходимо:

$$\frac{\partial}{\partial z_i}\operatorname{erf}\left(\frac{z_i}{2\sqrt{a_i t}}\right)\Bigg|_{z_i=0}=\frac{1}{\sqrt{\pi a_i t}}. \tag{5.26}$$

Отже, в точці $z_i = 0$ градієнт температури спрощується до $\left(T_C - T_0\right)\Big/\sqrt{\pi a_i t}$, а питомий тепловий потік у породі i набуває форми:

$$Q_{T_i}(t)=\frac{dQ_{m,i}}{dt}=\lambda_{\Pi i}\frac{T_C-T_0}{\sqrt{\pi a_i t}}. \tag{5.27}$$

Далі підставляємо $a_i=\dfrac{\lambda_{\Pi i}}{\gamma_i c_i}$:

$$\frac{1}{\sqrt{\pi a_i}}=\frac{1}{\sqrt{\pi}}\frac{1}{\sqrt{a_i}}=\frac{1}{\sqrt{\pi}}\sqrt{\frac{\gamma_i c_i}{\lambda_{\Pi i}}}\ \Rightarrow \lambda_{\Pi i}\frac{1}{\sqrt{\pi a_i}}=\frac{1}{\sqrt{\pi}}\sqrt{\lambda_{\Pi i}\gamma_i c_i}\,. \tag{5.28}$$

Чисельно $\dfrac{1}{\sqrt{\pi}}\approx 0{,}56419\approx 0{,}564$. Отже, в кінцевому вигляді:

$$Q_{T_i}(t)=0{,}564\sqrt{\lambda_{\Pi i}\gamma_i c_i}\left(T_C-T_0\right)\frac{1}{\sqrt{t}}. \tag{5.29}$$

Таким чином, вираз (5.28) дає змогу оцінити зміну питомого теплового потоку в часі, що відводиться від реакційної зони вглиб вміщуючого масиву, враховуючи одночасно властивості порід та динаміку зміни температури на межі системи «вугілля – порода».

Нехай:

$$\theta=\frac{T_C-T_i\left(z_i,t\right)}{T_C-T_0},\quad \mathrm{Fo}=\frac{a_i\tau}{z_i^2},\quad \varepsilon=1.129\sqrt{\lambda_{\Pi i}c_i\gamma_i}\,. \tag{5.30}$$

Тоді відносна температура вміщуючих порід після часу τ визначається лише критерієм Фур'є Fo і не залежить безпосередньо від властивостей середовища:

$$\theta = \mathrm{erf}\left(0{,}5\,\mathrm{Fo}^{-0{,}5}\right). \tag{5.31}$$

Повна кількість тепла ΔQ_i, яке передається породі i протягом періоду τ, обчислюється інтегруванням питомого потоку $Q_{T_i}(t)$ (5.27) за часом на площі контакту F_i:

$$\Delta Q_i = F_i \int_0^\tau Q_{T_i}(t)dt = F_i\, 0{,}564\left(T_C - T_0\right)\sqrt{\lambda_{\Pi i} c_i \gamma_i}\int_0^\tau t^{-1/2}dt\,. \tag{5.32}$$

Оскільки $\int_0^\tau t^{-1/2}dt = 2\sqrt{\tau}$, отримуємо простий аналітичний вираз:

$$\Delta Q_i = 1{,}128 F_i\left(T_C - T_0\right)\sqrt{\lambda_{\Pi i} c_i \gamma_i}\,. \tag{5.33}$$

Вводячи безрозмірні теплові витрати $\Delta q_i = \dfrac{\Delta Q_i}{F_i\left(T_C - T_0\right)}$, отримаємо:

$$\Delta q_i = 1{,}128_i\sqrt{\lambda_{\Pi i} c_i \gamma_i \tau} \equiv \varepsilon_i\sqrt{\tau}\,, \tag{5.34}$$

де: $\varepsilon_i = 1{,}128\sqrt{\lambda_{\Pi i} c_i \gamma_i}$ характеризує здатність породи i приймати тепло.

Отже, знання критерію Фур'є Fo дає змогу оцінити моментальний розподіл температури (5.31), а вираз (5.33) визначає накопичені теплові втрати в породах покрівлі та підошви за будь-який проміжок часу τ. Відповідно ми можемо реалізувати швидкий прогноз теплового балансу геореактора під час підземної когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини без необхідності чисельного інтегрування в кожному окремому випадку.

На Рисунку 5.3 наведено закономірність безрозмірної температури породи $\theta = \mathrm{erf}\left(0{,}5\,\mathrm{Fo}^{-0{,}5}\right)$, як відношення різниці температури в породі до максимальної можливості нагрівання від критерію Фур'є Fo (безрозмірного часу дифузії тепла).

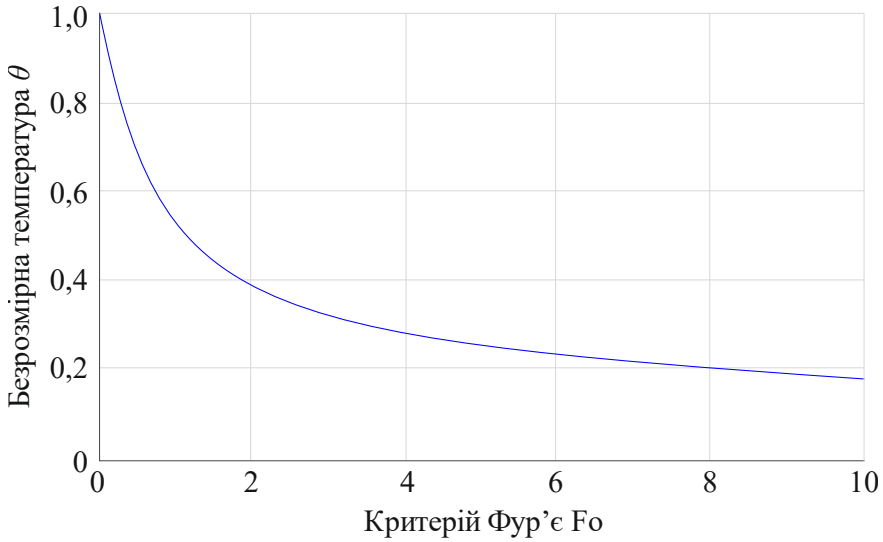


Рисунок 5.3 – Закономірність зміни безрозмірної температури θ від критерію Фур'є Fo

Отримана залежність допомагає швидко оцінити прогрівання вміщуючих порід без здійснення чисельного моделювання. Наприклад, за критерієм Фур'є $\mathrm{Fo} = 0$ безрозмірна температура $\theta = 1$, що вказує на те що порода майже не встигла прогрітися і її температура дорівнює початковій температурі. При $\mathrm{Fo} = 1$ $\theta \approx 0{,}5$, тобто порода прогрілася до середини від максимально можливого значення. Таким чином вибравши потрібне значення θ (наприклад, $\theta = 0{,}2$, тобто порода набрала 80% від теплового контакту), за графіком можна знайти відповідне Fo і отримати час $t = \mathrm{Fo}\dfrac{L^2}{a}$, де L – характерна відстань шару породи; a – температуропровідність породи. Відповідно знаючи, скільки часу потрібно, щоб порода певної товщини прогрілася до потрібної температури, можна розрахувати інтервали між подачею вуглецевмісної сировини та окислювача.

Закономірність зміни кумулятивних теплових втрат ΔQ від часу τ наведено на Рисунку 5.4. Як видно з графіка (Рисунок 5.4), накопичені теплові втрати зростають пропорційно квадратному кореню з часом $\Delta Q \propto \sqrt{\tau}$, що узгоджується з аналітичним виразом (5.32). Важливо зазначити, що наведений графік показує питомі накопичені теплові втрати ΔQ у породи покрівлі та підошви, тобто на одиницю площі. Щоб отримати загальні втрати в об'ємному каналі завдовжки 30 м необхідно помножити цю питому величину на площу контакту F_i.

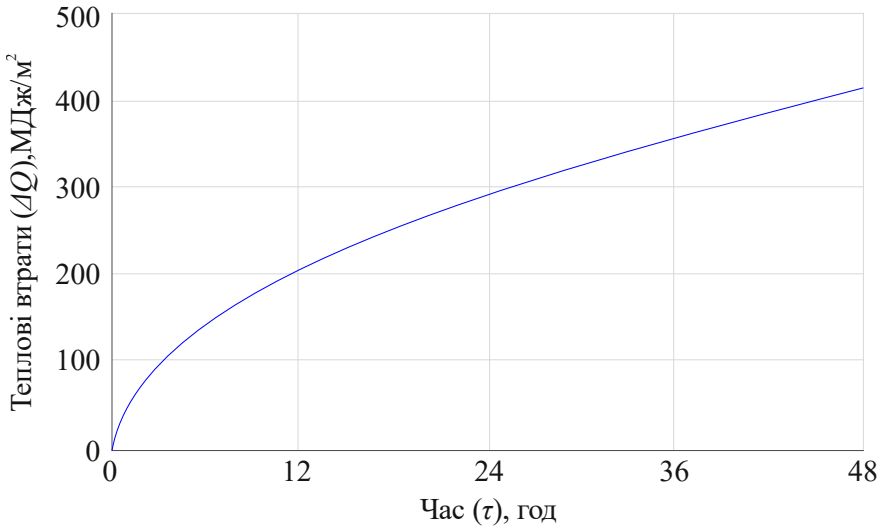


Рисунок 5.4 – Закономірність зміни кумулятивних теплових втрат ΔQ від часу τ

Тепло, що утворюється в окислювальній зоні, витрачається на нагрівання вугільних стінок каналу когазифікації передаючи тепло у напрямку руху газового потоку – відновлювальній зоні. Розігріта реакційна поверхня вугільної маси викликає ендотермічні реакції між діоксидом вуглецю і парою з вугіллям (вуглецем), що призводить до утворення горючих компонентів (CO, H_2, CH_4). Ця особливість є відмінною від звичайного горіння вугілля, яке відбувається в окислювальній зоні. За експериментальними та практичними даними довжина відновлювальної зони коливається в межах 18 – 20 м.

З плином часу температура у відновлювальній зоні починає знижуватися. За температури 600 – 700°С і нижче відновлювальні реакції (CO + C і H_2O + C) різко знижуються, а об'єм горючих компонентів утворюється менш інтенсивно. На цій основі знижуються споживчі властивості газу. Втрати тепла в реакційній зоні газогенератора на нагрівання прилеглих гірських порід, згідно з даними промислових досліджень, не перевищують 10%.

Для визначення збіжності розробленої аналітичної моделі з практичними даними проаналізуємо співвідношення:

$$\eta(\tau) = \frac{\Delta Q(\tau)}{Q_x(\tau)}, \tag{5.35}$$

де: $\Delta Q(\tau)$ – накопичені втрати тепла в породах, МДж/м^2.

Для пласта вугілля:

$$Q_x(\tau) = qw\tau, \tag{5.36}$$

де: q – питомий тепловий ефект реакції в зоні окислення, виражений на одиницю об'єму спаленого вугілля і вуглецевмісної сировини (35 МДж/м^3);

w – об'ємна швидкість гетерогенної реакції, м^3/(м^2·год);

τ – час, год.

Об'ємна швидкість w вказує скільки м^3 вугілля піддається термічній обробці за годину на кожен м^2 реакційної поверхні каналу. Інакше кажучи, через одиницю площі фронту горіння проходить об'єм w м^3 вугілля за 1 год.

Таким чином:

$$\eta(t) = \frac{0{,}564\sqrt{\lambda_{\Pi i} c_i \gamma_i}\,(T_C - T_0)\sqrt{t}}{qw\tau} = \frac{0{,}564\sqrt{\lambda_{\Pi i} c_i \gamma_i}\,(T_C - T_0)}{qw}\tau^{-1/2}. \tag{5.37}$$

Отже, відносна втрата тепла падає зі збільшенням часу за законом $\tau^{-1/2}$. За невеликих значень τ відносна втрата може перевищувати 10%, але з часом стрімко зменшується. Підставивши значення q, w, $\lambda_{\Pi i}$, c_i, γ_i і $(T_C - T_0)$, отримано закономірність відносних втрат тепла у вміщуючі породи з часом (Рисунок 5.5).

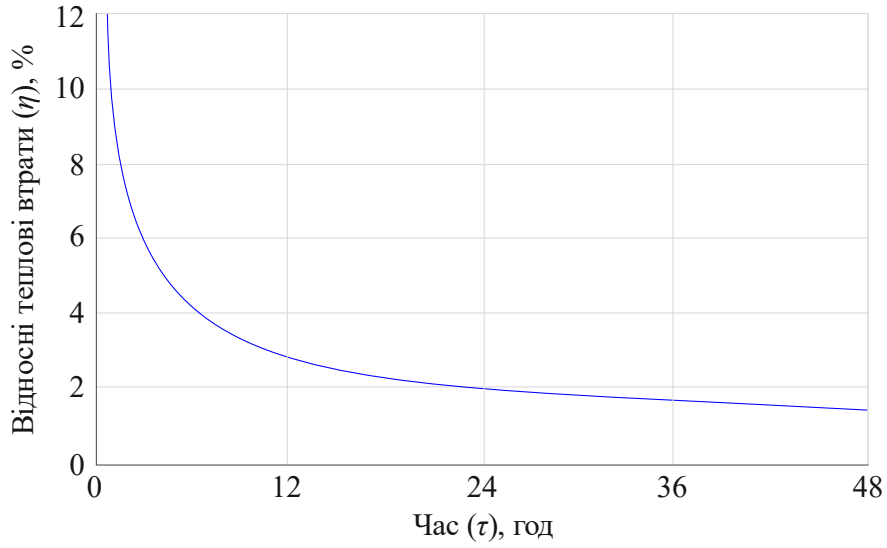


Рисунок 5.5 – Закономірність зміни відносних втрат тепла у вміщуючі породи з часом

Як видно, через 1 год втрати становлять 10%, після 4 год – 5%, а до 20 год падають до 2,2%. Такі числові значення добре узгоджується з практичними даними, де втрати не перевищують 5 – 10% у робочому інтервалі. Водночас зазначені незначні втрати тепла можливі лише на початковому етапі процесу термохімічного перетворення, оскільки зі збільшенням вигазованого простору втрати тепла також поступово збільшуватимуться. Зі збільшенням поверхні порід, що містять дуттьовий потік, у реакційній зоні газогенератора, за постійних розмірів реакційної поверхні, теплові втрати будуть збільшуватись і за певної величини цієї поверхні сягнуть розмірів, що унеможливлять нормальне протікання процесу газоутворення.

Наведена в цьому розділі модель і обчислення застосовуються до оцінки теплового режиму каналу підземного геореактора під час когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини.

5.4 Основи складання матеріально-теплового балансу когазифікації

Обчислення матеріально-теплового балансу для підземної газифікації вугілля є складним завданням. Це пояснюється тим, що результати процесу залежать від значної кількості змінних величин, включно з характеристиками вугільного пласта, складом газової суміші, використовуваної в процесі підземної газифікації, а також організаційними та гірничо-геологічними умовами. Той самий склад газової суміші, який дає задовільні результати на одному вугільному пласті, може не відповідати умовам розробки іншого пласта з іншими характеристиками. Ця ситуація також може виникнути в умовах одного вугільного пласта, при зміні гірничо-геологічних умов, таких як приплив води, зміна потужності та інші фактори. У таких випадках необхідно проводити повторні розрахунки матеріально-теплового балансу підземної газифікації вугілля, а в окремих випадках може знадобитися навіть кілька потокових перерахунків для забезпечення отримання задовільних результатів. Коли йдеться про когазифікацію, то з’являється ще один важливий фактор – «вуглецевмісна сировина», яка матиме безпосередній вплив на роботу газореакторної системи.

Складання матеріального і теплового балансів відіграє визначальну роль у встановленні основних параметрів технологічного процесу підземної когазифікації. Матеріальний баланс охоплює дослідження кількісного складу реагентів (дуття) і продуктів реакцій, визначаючи об’єми і склад вхідних та вихідних речовин. Тепловий баланс, відповідно, стосується аналізу теплових процесів, зокрема оцінки кількості тепла, що надходить або виводиться із системи. В обох випадках враховують теплові втрати та надлишок тепла на різних стадіях процесу. Обидва баланси ґрунтуються на фундаментальних законах збереження матерії та енергії, які постулюють збереження загальної кількості речовини та енергії в межах будь-якої системи, що дає змогу визначити оптимальні умови для формування кінцевих газових продуктів, підвищуючи ефективність процесу та зменшуючи витрати ресурсів.

У рамках матеріального балансу принципово важливо забезпечити відповідність кількості матеріалів, що надходять у технологічний процес, кількості кінцевих і проміжних речовин, які утворюються. Аналогічно, кількість тепла, що вводиться в процес, має бути збалансована з кількістю теплової енергії, яка виводиться з реакційними продуктами. Під час складання обох балансів широко застосовують стехіометричні розрахунки на підставі хімічних рівнянь і термохімічні характеристики, які дають змогу чітко описати взаємодію реагентів і продуктів, а також визначити енергетичні показники реакцій, гарантуючи надійність і високу продуктивність технологічного процесу.

Складання балансів зазвичай здійснюють у дві стадії. Спочатку формують матеріальний баланс, а вже на його основі визначають тепловий. Матеріальний баланс є кількісним відображенням закону збереження маси, розуміючи, що маса речовини, яка надходить на конкретну технологічну операцію (прихід), дорівнює масі речовин, отриманих у результаті обробки (витрата).

Розрахунок матеріального балансу виконують, виходячи із загальної хімічної реакції з урахуванням паралельних і побічних реакцій. У переважній більшості випадків масу розраховують окремо для трьох фаз – твердої, рідкої та газоподібної за рівнянням [410]:

$$M_т + M_р + M_г = M'_т + M'_р + M'_г, \quad (5.38)$$

де: $M_т, M_р, M_г$ – відповідно маси твердих, рідких та газоподібних матеріалів, які введено до процесу;

$M'_т, M'_р, M'_г$ – маси продуктів, що утворилися внаслідок хімічного перетворення.

Рівняння матеріального балансу зазвичай виражають у перерахунку на одиницю готової продукції, одиницю маси сировини або одиницю часу. Для складання цього балансу необхідно мати відомості про хімічний склад, фізичні та фізико-хімічні характеристики вихідної сировини, а також основних і побічних продуктів. Після виконання стехіометричних обчислень результати оформлюють у вигляді таблиці, що містить дві частини – прихідну та витратну. У кожній частині всі статті балансу наводять не лише у вагових або об'ємних одиницях, а й у відсотках від сумарного приходу чи витрати, що суттєво полегшує візуальний аналіз і порівняння з теоретично можливими показниками.

Тепловий баланс кількісно відображає закон збереження енергії. Для процесів, пов'язаних із тепловими перетвореннями в хімічній промисловості, цей закон формулюють так: кількість теплової енергії, що надходить до зони взаємодії речовин, дорівнює кількості енергії, яка виводиться з цієї зони. Зазначена рівність приходу і витрати енергії виражається таким чином:

$$Q_ф + Q_е + Q_з = Q'_ф + Q'_с, \quad (5.39)$$

де: $Q_ф$ – фізична теплота, що вводиться в технологічний процес разом із вихідними речовинами;

$Q_е$ – теплота екзотермічних реакцій і фізичних переходів когазифікації між агрегатними станами (якщо тепловий ефект взаємодії від'ємний, то відповідну величину переносять у витратну частину балансу);

$Q'_ф$ – фізична теплота, яка виводиться з процесу разом із продуктами реакції;

$Q_з$ – теплота, що надходить у процес додатково, але не бере безпосередньої участі в хімічних реакціях (наприклад, теплота, внесена насиченою парою);

Q'_c – теплота, втрачена в навколишнє середовище (теплопровідність порід покрівлі та підошви, теплове випромінювання, конвекція тощо).

Значення окремих складників теплового балансу визначають за добре відомими формулами. Так, фізичну теплоту, яка надходить із вихідними речовинами або вилучається з продуктами, розраховують за формулою:

$$Q_ф = M \cdot c \cdot t, \tag{5.40}$$

де: M – маса вихідної речовини;

c – середня теплоємність речовини за температури її введення в реакцію;

t – температура вихідної речовини.

Теплота, що виділяється під час екзотермічних реакцій і фізичних переходів між агрегатними станами, встановлюється за експериментальними даними або за допомогою термохімічних обчислень. Зокрема, втрати теплоти в навколишнє середовище (Q_c') у підземному газогенераторі чи його моделі, зумовлені теплопровідністю порід, випромінюванням і конвекцією, визначають за основними рівняннями теплопередачі або приймають з урахуванням емпіричних показників. У разі коли їх неможливо встановити, теплові втрати знаходять за різницею між сумою теплового надходження і витрат.

Отже, узгоджене визначення матеріального та теплового балансів є передумовою для коректного моделювання та оптимізації процесів когазифікації. Поєднання стехіометричних розрахунків з детальним урахуванням теплових потоків дає змогу оцінити ефективність використання сировини, що, відповідно, дасть змогу обґрунтовано обирати оптимальні технологічні параметри та мінімізувати втрати енергії й матеріалів у процесі когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини.

5.5 Методична основа визначення параметрів матеріально-теплового балансу процесу когазифікації

Для визначення параметрів матеріально-теплового балансу (МТБ) процесу когазифікації застосовано комп'ютерну програму "MT Balance", розроблену в НТУ «Дніпровська політехніка». Розробники підтвердили результативність цієї програми, оскільки вона успішно пройшла комплексну апробацію і довела свою ефективність у практичному використанні [254]. Програма "MT Balance" містить алгоритм розрахунку параметрів газоутворення, що враховує термохімічні перетворення твердого палива на газоподібний стан на основі технічного та елементного складу вугілля (Рисунок 5.6).

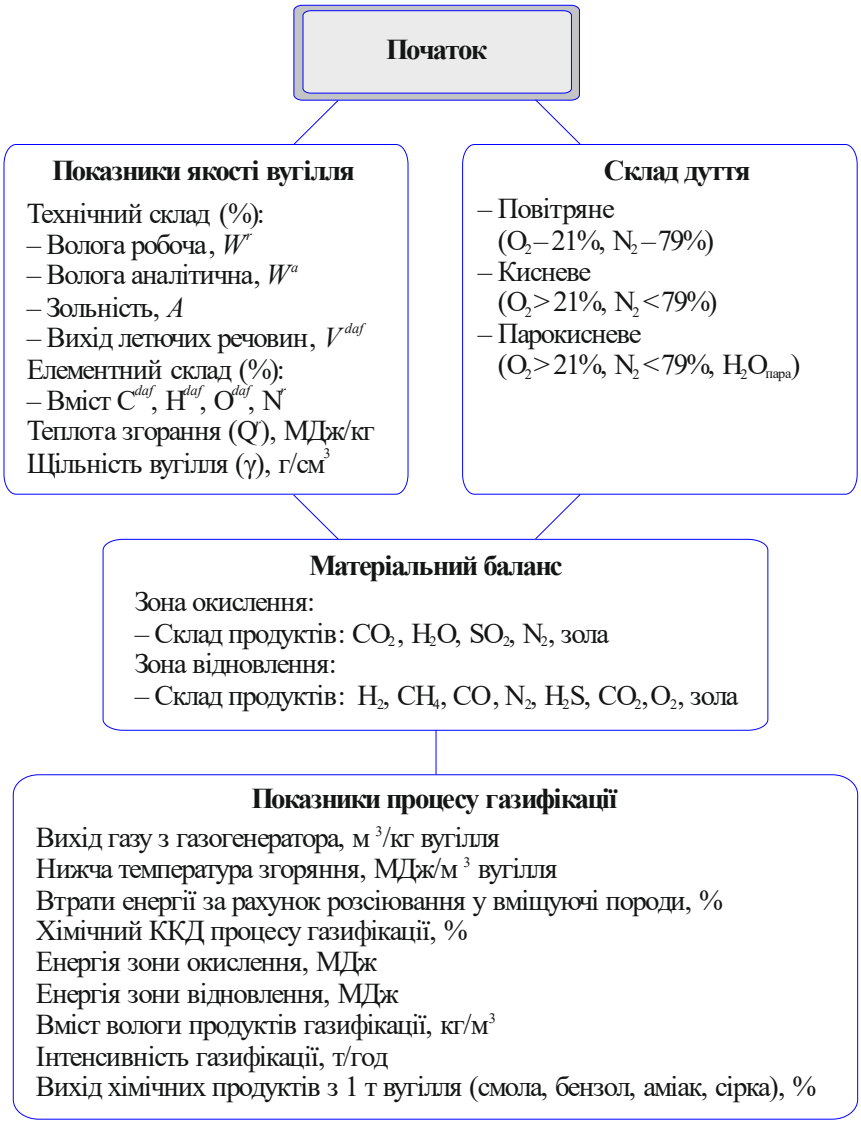


Рисунок 5.6 – Алгоритм програми "MT Balance" при визначенні МТБ

У програмі “MT Balance” передбачено розрахунки вмісту дуттьових сумішей, які подають в газогенератор у визначених пропорціях. Варто зазначити, що у зв’язку з тим, що до складу сухої беззольної маси (dry ash free) вугілля з горючих елементів входить вуглець (C^{daf}), водень (H^{daf}) і горюча сірка (S^{daf}), продуктами процесу газифікації та когазифікації, окрім горючих газів H_2, CH_4 та CO, є: N_2, CO_2, SO_2, пари води, а також O_2, що не прореагував, та H_2S.

Матеріальний баланс процесів окислення і відновлення вугілля та вуглецевмісної сировини проаналізовано відносно 1 кг їхньої маси, а щодо газоподібного палива – відносно 1 м^3. Газ розглядали за нормальних умовах, тобто при $T = 20°C$ (293K) і тиску $P = 101326$ Па (1 атм = 0,1 МПа). Таке нормування забезпечує можливість коректного порівняння результатів та узгодження їх із довідковими термохімічними даними.

Під час розрахунку програмою “MT Balance” використовуються низка константних хімічних і фізичних величин (Таблиці 5.1 – 5.3). Також враховуються величини, що описують первинний стан процесу газифікації. Ці величини йдуть за замовчуванням, однак є можливість за потреби їх змінити.

Таблиця 5.1 – Параметри густини газу за нормальних умов, кг/м^3

Кисень	Повітря	Пара	Азот	Двоокис вуглецю	Сірка
1,42904	1,2928	0,8041	1,2505	1,9768	2,9263

Таблиця 5.2 – Параметри температури та теплоємності

Температура, K			Теплоємність, Дж/(кг·K)		
Вугілля	Повітря	Золи	Вугілля	Повітря	Золи
873,15	573,15	1073	1060	1321,7	963

Таблиця 5.3 – Енергія хімічних реакцій (МДж/кмоль)

Реакція	$C + O_2$	$2H_2 + O_2$	$S + O_2$	$CO_2 + C$	$C + H_2O$	$SO_2 + HO_2$	$CO + H_2O$	$CO + 2H_2$
Продукт	CO_2	$2H_2O$	SO_2	2CO	$CO+H_2$	H_2SO_3	CO_2+H_2O	CH_3OH
Значення	395	242	297	–178	–130	–21	–42	–90

Визначення матеріально-теплового балансу процесу когазифікації за допомогою програмного продукту є дієвим і зручним механізмом отримувати кількісні і якісні показники складу дуттьової суміші та вихідних газів із газогенератора, що значно спрощує процес обробки даних і надає можливість швидкого отримання кінцевих результатів із високим ступенем відповідності.

Окрім енергії хімічних реакцій, у розрахунках матеріально-теплового балансу було враховано фізичний процес пароутворення з питомою теплотою 2,26 МДж/кг. Також було враховано додаткові параметри вугільного пласта, які впливають на теплову рівновагу системи. Зокрема, швидкість горіння вугілля приймалась на рівні 0,1 – 0,2 м/год, що відповідає просуванню фронту реакції за умов обмеженої подачі окислювача. Об'єднані параметри вугільних пластів, запропоновані Я.Л. Пеккером, використовували для врахування структури й властивостей пласта: коефіцієнт структурної неоднорідності $a = 1{,}1$; відносна пористість $\delta = 0{,}05$ і вміст летких речовин $x = 18{,}2\%$.

Для визначення параметрів МТБ процесу когазифікації вугілля і вуглецевмісної сировини використовували три типи дуття:

– повітряне (O_2 – 21%, N_2 – 79%);

– кисневе (O_2 – 42%, N_2 – 58%);

– парокисневе (O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%).

Дослідження проводиться в 6 етапів. На першому етапі досліджувалося повітряне дуття (O_2 – 21%, N_2 – 79%), на другому – кисневе (O_2 – 42%, N_2 – 58%), а на третьому – парокисневе (O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%). При виконанні четвертого, п'ятого і шостого етапів використовували ті ж самі типи дуття, однак для розрахунку матеріально-теплового балансу, умовно, додавалися вуглецевмісні компоненти, тобто збільшували кількість вуглецю (C) у вихідних даних елементного складу вугілля. Максимальне значення додаткового залучення вуглецю (C) становить 100% порівняно з вихідним вмістом вуглецю (C) у складі вугілля – від початкового значення, тобто від 80 до 160 одиниць вуглецю. Крок зміни кількості вуглецю становить 5 одиниць, або 6,25%.

5.6 Результати визначення матеріально-теплового балансу процесу когазифікації

Процес підземної когазифікації вугілля складається з первинних хімічних реакцій у зоні окислення реакційного каналу газогенератора. Процес горіння (окислення) в цій зоні супроводжується утворенням монооксидів і діоксидів вуглецю. У відновлювальній зоні газогенератора відбуваються процеси, що супроводжуються вторинними реакціями відновлення з отриманням продуктів когазифікації. Ступінь перетворення вугілля на продукти когазифікації залежить від низки основних умов і параметрів: елементний склад, текстура і структура вугільного пласта і порід покрівлі та підошви, гідрогеологічні умови, тиск, температура, склад дуттьової суміші, направленість і термін контакту дуття у просторі й часі з вогневим вибоєм підземного газогенератора.

Під терміном «підземний генератор» ми розуміємо частину вугільного пласта, де відбувається термохімічний процес підземної когазифікації. Ключовим елементом цього процесу є вогневий вибій (канал), що формується між суміжними свердловинами. На реакційній поверхні вогневого вибою взаємодіє кисень, що подається в підземний газогенератор, з твердою фазою (вугіллям). Утворені гази (оксид вуглецю, діоксид вуглецю, а також пара) рухаються далі, контактуючи з реакційною поверхнею вогневого вибою, омивають його розпечену частину та відновлюються вуглецем до оксиду вуглецю і водню. Під час продовженого руху в каналі горючі гази нагрівають вугілля, внаслідок чого відбувається термічне розкладання його горючої маси з виділенням летких газів, які потім потрапляють у газовий потік. Далі ці гази омивають кінцеву частину каналу, де підсушують вугілля і виходять у газовідвідну свердловину. Таким чином, процес газоутворення у вогневому вибої можна умовно розділити на три зони: окислення (горіння), відновлення (термічне розкладання вугілля) і сушіння.

На кінці зони окислення виникає найвища температура, коли реакції відбуваються з вивільненням теплової енергії, досягаючи значень у межах 1100 – 1300°C. Це відбувається через високу енергетичну інтенсивність

процесів окислення у цій ділянці. У зоні відновлення, навпаки, всі реакції відбуваються з поглинанням тепла, що різко знижує температуру в каналі. При виході з газогенератора температура газу становить від 450 до 550°С. Цей діапазон температур свідчить про ефективний термічний перехід від високих температур у зоні окислення до менших значень після відновлювальних процесів, що підтримує оптимальні умови для утворення газових продуктів та їхнього виведення з системи.

Результати перших трьох етапів дослідження при застосуванні повітряного дуття (O_2 – 21%, N_2 – 79%), кисневого дуття (O_2 – 42%, N_2 – 58%) і паро-кисневого дуття (O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%) наведено на Рисунку 5.7.

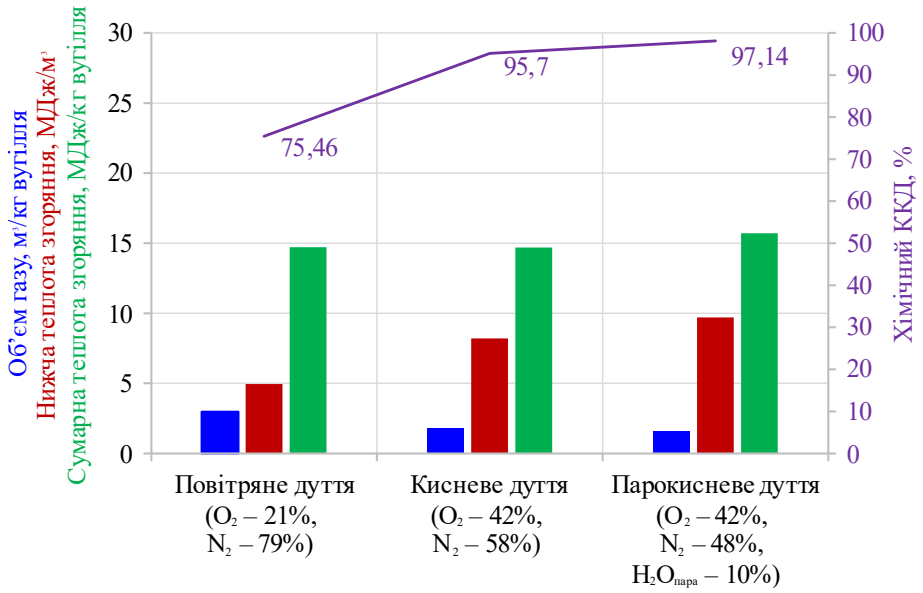


Рисунок 5.7 – Основні параметри матеріально-теплового балансу газифікації вугілля при зміні типу дуття

На першому етапі досліджувалося повітряне дуття із вмістом кисню на рівні 21% і азоту на рівні 79%. Другий етап охоплював кисневе дуття з більш високим вмістом кисню (42%) і меншою кількістю азоту (58%). Третій етап охоплює парокисневе дуття з додатковим вмістом водяної пари ($H_2O_{пара}$) на рівні 10%. Здійснюючи аналіз і порівняння наведених даних (Рисунок 5.7) для трьох типів дуття (повітряне, кисневе, парокисневе), можна виокремити кілька ключових аспектів:

– розрахунковий вихід генераторного газу зменшується на 40% при переході від повітряного до кисневого дуття і 45,5% при переході від повітряного до парокисневого дуття;

– нижча теплота згоряння зростає при використанні кисневого дуття (на 65,8%) і парокисневого дуття (на 95,9%) порівняно з повітряним дуттям;

– хімічний ККД вищий для кисневого (96,7%) і парокисневого дуття (98,1) порівняно з повітряним дуттям (75,8);

– сумарна теплота згоряння на кілограм вугілля не збільшується при переході від повітряного до кисневого дуття, але збільшується при переході від повітряного до парокисневого дуття, а саме на 1,0 МДж, що становить 6,8%.

Отже, загальною тенденцією є покращення ефективності газифікації при заміні повітряного дуття на кисневе та парокисневе.

Четвертий, п’ятий і шостий етапи використовують ті самі типи дуття, але для розрахунку матеріально-теплового балансу вводяться додатковий вуглець (С), що збільшує його дольову участь у вихідних даних елементного складу вугілля. Максимальне значення додаткового залучення вуглецю (С) становить 100% порівняно з початковим вмістом вуглецю у складі вугілля. За умовний «0» прийнято значення вмісту вуглецю у базовому вугіллі – 80%. Як уже було зазначено – крок зміни кількості вуглецю становить 5 одиниць, або 6,25%, тобто на графіках нижче по осі Х кількість додатково залученого вуглецю змінюватиметься від 0 до 80.

На Рисунку 5.8 наведено розрахункові залежності зміни виходу генераторного газу з газогенератора за різних типів дуття.

Проаналізуємо і порівняємо дані для різних типів дуття (повітряного, кисневого, парокисневого) при збільшенні кількості вуглецю (Рисунок 5.8). При повітряному дутті збільшення кількості вуглецю призводить до поступового збільшення об’єму вихідного газу від 3,0 до 5,8 $м^3$/кг вугілля. Аналогічно повітряному дуттю, збільшення кількості вуглецю при кисневому дутті викликає збільшення об’єму вихідного газу від 1,8 до 3,4 $м^3$/кг вугілля.

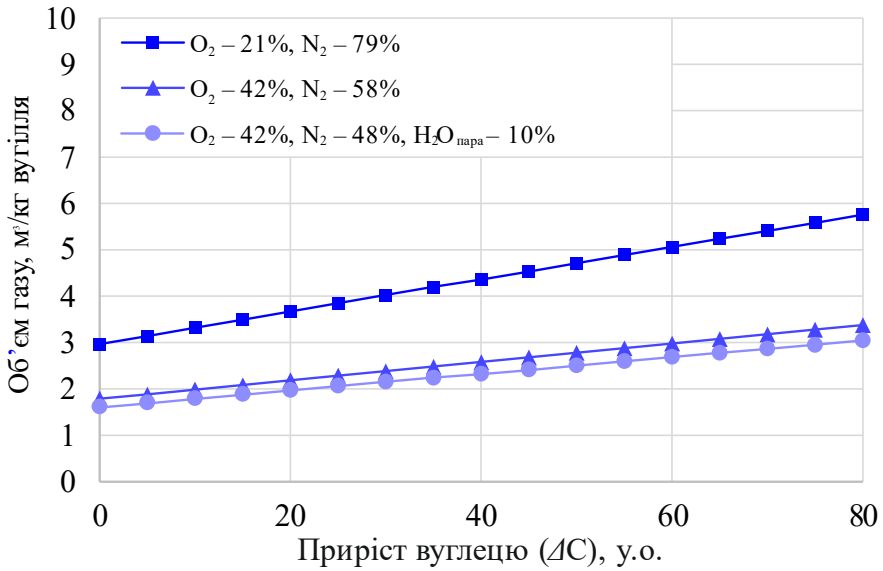


Рисунок 5.8 – Залежності зміни виходу генераторного газу за різних типів дуття в процесі когазифікації вугілля

При застосуванні парокисневого дуття, також спостерігається збільшення об'єму вихідного газу при збільшенні кількості вуглецю від 1,6 до 3,1 м^3/кг вугілля. Таким чином зростання кількості вуглецю призводить до збільшення об'єму газу для всіх типів дуття.

На Рисунку 5.9 наведено залежності зміни нижчої теплоти згоряння генераторного газу з газогенератора за різних типів дуття.

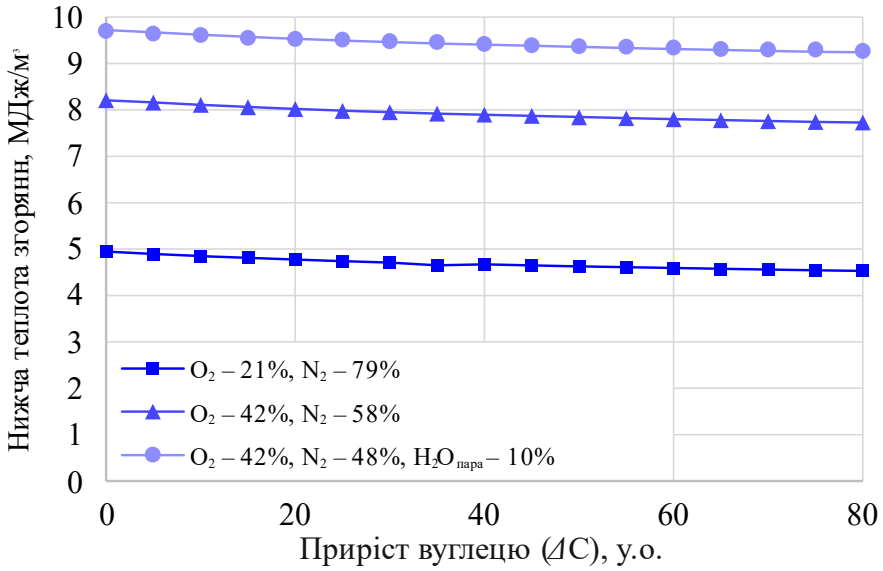


Рисунок 5.9 – Залежності зміни нижчої теплоти згоряння генераторного газу за різних типів дуття в процесі когазифікації вугілля

Розглянемо дані щодо збільшення кількості вуглецю та його вплив на нижчу теплоту згоряння для різних типів дуття (повітряного, кисневого, парокисневого), наведені на Рисунку 5.9, і зробимо порівняльний аналіз. Збільшення кількості вуглецю при повітряному дутті призводить до поступового зменшення нижчої теплоти згоряння від 4,9 до 4,5 МДж/м^3. При кисневому дутті також спостерігається зменшення нижчої теплоти згоряння при збільшенні кількості вуглецю від 8,2 до 7,7 МДж/м^3. При застосуванні парокисневого дуття нижча теплота згоряння також зменшується при збільшенні кількості вуглецю від 9,7 до 9,3 МДж/м^3. Отже, можна стверджувати, що збільшення кількості вуглецю призводить до зниження нижчої теплоти згоряння генераторного газу для всіх типів дуття. Кисневе і парокисневе дуття мають більш високе значення нижчої теплоти згоряння порівняно з повітряним дуттям, але зменшення цього параметра відбувається при збільшенні кількості вуглецю.

На Рисунку 5.10 наведено залежності зміни сумарної теплоти згоряння генераторного газу, отриманого з газогенератора, у перерахунку на кілограм вугілля за різних типів дуття.

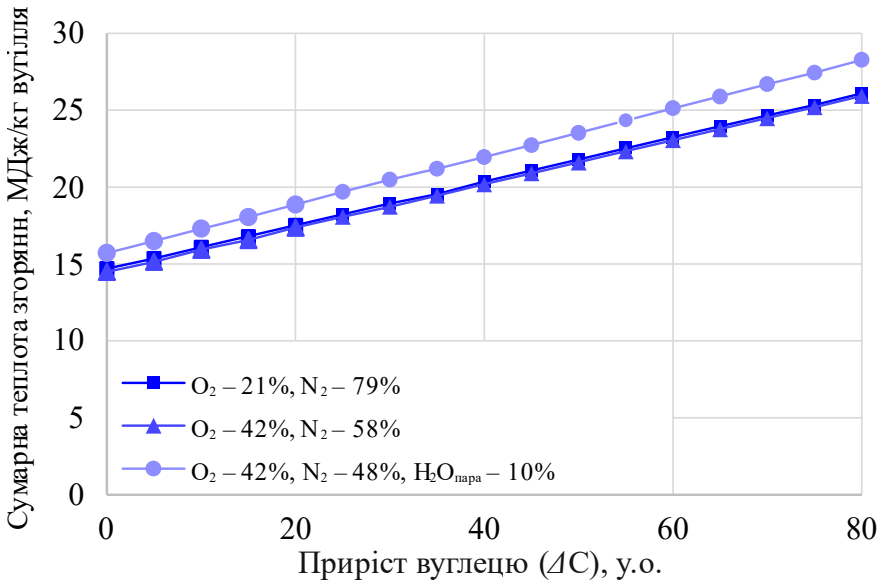


Рисунок 5.10 – Залежності зміни сумарної теплоти згоряння генераторного газу за різних типів дуття в процесі когазифікації вугілля

Проаналізуємо і порівняємо дані для різних типів дуття (повітряного, кисневого, парокисневого) при збільшення кількості вуглецю та його вплив на сумарну теплоту згоряння генераторного газу (Рисунок 5.10). При повітряному дутті збільшення кількості вуглецю призводить до збільшення сумарної теплоти згоряння генераторного газу від 14,7 до 26,1 МДж/кг вугілля. Аналогічно повітряному дуттю, збільшення кількості вуглецю призводить до збільшення сумарної теплоти згоряння генераторного газу від 14,5 до 25,9 МДж/кг вугілля. При застосуванні парокисневого дуття, також спостерігається збільшення сумарної теплоти згоряння генераторного газу при збільшенні кількості вуглецю від 15,7 до 28,3 МДж/кг вугілля. Таким чином збільшення кількості вуглецю призводить до значного підвищення сумарної теплоти згоряння для всіх типів дуття, причому найбільший приріст теплотворної здатності спостерігається при парокисневому дутті, що зумовлено вищою концентрацією горючих компонентів у газі та меншим розбавленням продуктами, інертними до горіння.

На Рисунку 5.11 наведено залежності зміни хімічного ККД процесу когазифікації із залученням додаткової вуглецевмісної сировини за різних типів дуття.

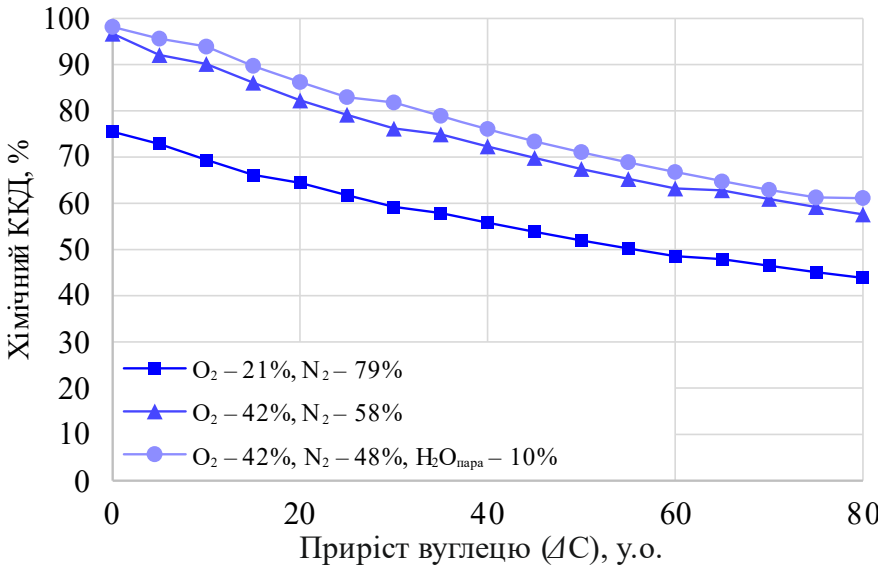


Рисунок 5.11 – Залежності зміни хімічного ККД процесу когазифікації за різних типів дуття в процесі когазифікації вугілля

Залежності, наведені на Рисунку 5.11, показують вплив збільшення кількості вуглецю на хімічний ККД процесу когазифікації для різних типів дуття (повітряного, кисневого, парокисневого). Проаналізувавши отримані дані можна зазначити, що збільшення кількості вуглецю призводить до поступового зниження хімічного ККД. Для повітряного дуття зниження відбувається від 75,5 до 43,9%, для кисневого – від 96,7 до 57,6% і для парокисневого – від 98,1 до 61,1%. Отже, збільшення кількості вуглецю призводить до зниження хімічного ККД для всіх типів дуття. Хімічний ККД для кисневого і парокисневого дуття вищий порівняно з повітряним дуттям, але в обох випадках відбувається зниження цього параметра при збільшенні вмісту вуглецю.

На Рисунку 5.12 наведено основні систематизовані дані параметрів матеріально-теплового балансу при когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини з максимальним вмістом додатково залученого вуглецю.

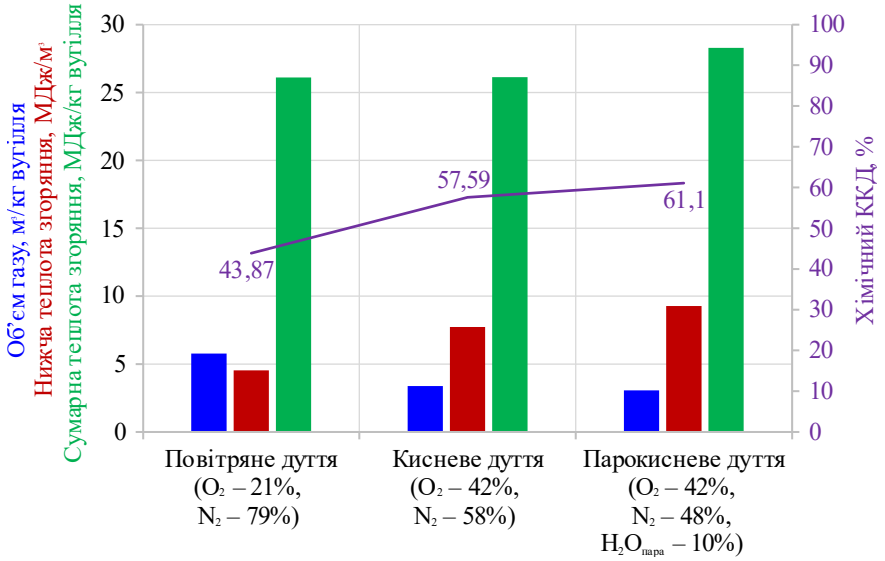


Рисунок 5.12 – Основні параметри матеріально-теплового балансу для повітряного, кисневого та парокисневого дуття при когазифікації кам'яного вугілля та вуглецевмісної сировини з максимальним вмістом додатково залученого вуглецю

Характерно, що зменшення кількості азоту та використання кисню і пари як дуття дає змогу отримати газ із більш високою LHV і хімічним ККД (Рисунок 5.12). Відповідно, парокисневе дуття показує найвищий хімічний ККД

і найвищу сумарну теплоту згоряння. При повітряному дутті велика кількість азоту в газовій суміші призводить до меншої LHV і хімічного ККД порівняно з іншими типами дуття. Кисневе і парокисневе дуття показують вищий хімічний ККД, що є важливим аспектом для процесу когазифікації, особливо коли йдеться про тонкі і надтонкі вугільні пласти.

Для кращого візуального сприйняття отриманих результатів наведемо на одному графіку результати визначення матеріально-теплового балансу при газифікації кам'яного вугілля з параметри матеріально-теплового балансу при когазифікації кам'яного вугілля та вуглецевмісної сировини з додатковим залученням вуглецю (Рисунок 5.13).

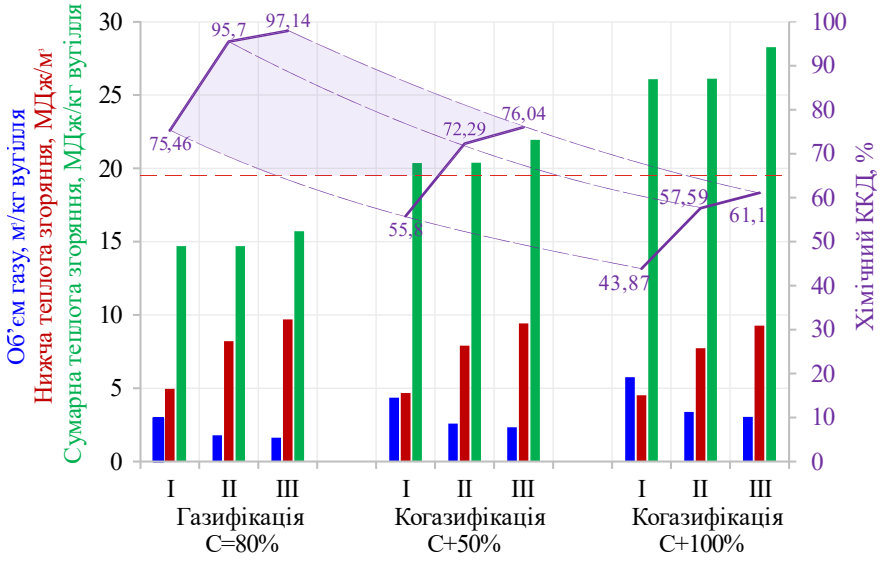


Рисунок 5.13 – Основні параметри матеріально-теплового балансу газифікації та когазифікації кам'яного вугілля: I – повітряне дуття; II – кисневе дуття; III – парокисневе дуття

Результати досліджень вказують на значний вплив кількості вуглецевмісної сировини і типу дуття на характеристики генераторного газу. Парокисневе дуття виявилося найефективнішим, показуючи найвищий хімічний ККД і сумарну теплоту згоряння. Отримані результати дають нам вкрай важливе розуміння подальшого напряму оптимізації процесу когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини при термохімічному методі розробки вугільних пластів з орієнтацією на отримання водню.

Варто зазначити, що зі збільшенням вуглецевмісної сировини зменшується ККД процесу когазифікації, що потребує визначення максимально можливої кількості сировини, яку можна подати в газогенератор з урахуванням ефективності процесу. Вважається, що процес когазифікації є ефективним, коли ККД не опускається нижче 2/3 максимального значення. З урахуванням стандартної похибки (10%) визначимо показники для наших умов, які наведено на номограмі (Рисунок 5.14).

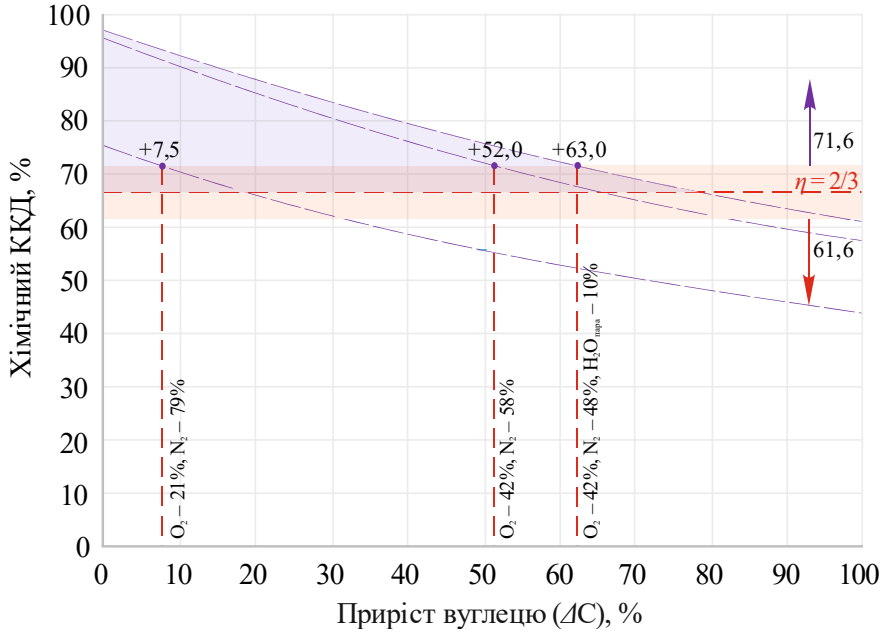


Рисунок 5.14 – Номограма визначення ефективності процесу когазифікації (ККД) з урахуванням додаткового залучення вуглецевмісної сировини для різних типів дуття

Виходячи зі стандартної похибки 10% в обидва боки значення 66,6% встановлено, що максимально можливий вміст залучення вуглецевмісної сировини (*Δ*C) становить 7,5%. для повітряного дуття. Для кисневого дуття це значення становить 52,0%, а для парокисневого 63,0%. Тобто *ΔC* вказує на приріст вуглецевмісної сировини у відсотках до базового значення вмісту вуглецю у вугіллі (80%). Отримані дані будуть використовуватися для комп'ютерного моделювання процесу когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини.

5.7 Результати комп'ютерного моделювання підземної когазифікації

Комп'ютерне моделювання підземної когазифікації здійснювалося у середовищі ANSYS Fluent з використанням моделі Species Transport для опису процесів змішування та хімічних перетворень у газовій фазі. Реакції газифікації враховувалися через механізм Volumetric Reactions, з відповідно заданими стехіометріями та енергіями активації.

Метою моделювання було дослідити вплив різних комбінацій вуглецевмісної сировини (вугільного пилу та біомаси) і типу дуття на вихід генераторного газу, його склад і теплоти згоряння. Окремо було досліджено вплив зниження енергії активації реакцій як моделювання дії магнітного поля на дуття.

Базовий варіант дослідження передбачав газифікацію вугільного пилу із вмістом вуглецю 80%, в умовах нестачі кисню 23% відносно стехіометричної потреби ($\lambda \approx 0{,}73$). Отриманий склад генераторного газу в мольних частках становив (%): H_2 – 4,06; CH_4 –11,92; CO – 13,16; N_2 – 59,68; CO_2 – 11,17; O_2 – 0,00.

Результати визначення матеріально-теплового балансу процесу когазифікації, наведені в попередньому розділі, лягли в основу моделювання, оскільки вихідні параметри в ANSYS Fluent задаються відповідно до проведених аналітичних розрахунків.

Перед застосуванням ANSYS Fluent для дослідження впливу різних комбінацій вуглецевмісної сировини (вугільного пилу та біомаси) і типу дуття на вихід генераторного газу, його склад і теплоту згоряння, необхідно провести валідацію результатів комп'ютерного моделювання щодо розрахунків матеріально-теплового балансу (МТБ). Валідацію проведено для трьох типів дуття – повітряного, кисневого та парокисневого, при відповідній зміні приросту вуглецю 7,5; 52 і 63% (Таблиця 5.4). Такий підхід дає змогу оцінити достовірність CFD-моделі та ступінь її узгодженості з аналітичними даними щодо утворення та енергетичних характеристик генераторного газу.

Таблиця 5.4 – Зведені дані для валідації CFD моделювання та розрахунків МТБ

Тип дуття	ΔC, %	H_2, %	CH_4, %	CO, %	CO_2, %	N_2, %	Σ (%) H_2, CH_4, CO	LHV (МДж/м^3)	LHV (МДж/кг)
CFD									
Повітряне	7,5	4,24	11,99	13,71	10,45	59,62	29,94	6,49	8,70
Кисневе	52,0	5,53	12,28	15,98	10,05	56,16	33,79	7,02	9,76
Парокисневе	63,0	7,20	12,10	17,1	9,40	54,20	36,40	7,28	10,84
МТБ									
Повітряне	7,5	4.73	12.90	15.10	11.15	56.12	32.73	7.04	10.32
Кисневе	52,0	5.70	13.20	17.30	10.84	52.96	36.20	7.53	17.28
Парокисневе	63,0	8.54	14.00	19.6	10.15	47.71	42.14	8.42	22.42

Для валідації результатів CFD-моделювання щодо аналітичних розрахунків матеріально-теплового балансу побудовано матрицю розбіжностей результатів CFD-моделювання та МТБ. У цьому порівнянні враховані основні складові генераторного газу (H_2, CH_4, CO, CO_2, N_2), сумарний вміст горючих компонентів $\Sigma(H_2 + CH_4 + CO)$ і нижчу теплоту згоряння. Відносну розбіжність для кожного показника визначали за формулою:

$$\delta_i = \frac{|\text{МТБ}_i - \text{CFD}_i|}{\text{МТБ}_i} \cdot 100\%, \tag{5.41}$$

де: МТБ_i – значення розраховане за матеріально-тепловим балансом;

CFD_i – значення отримане під час комп’ютерного моделювання в ANSYS Fluent.

Отримані значення, наведені в Таблиці 5.5 характеризують ступінь відповідності CFD-моделі аналітичним розрахункам для кожного типу дуття (повітряного, кисневого, парокисневого) і слугують основою для оцінки достовірності моделі.

Аналіз матриці розбіжностей показав, що відхилення між результатами CFD-моделювання та розрахунками МТБ залежать від типу дуття та умов реакції.

Таблиця 5.5 – Матриця розбіжностей результатів CFD-моделювання та розрахунків матеріально-теплового балансу

Тип дуття	ΔC, %	H_2, %	CH_4, %	CO, %	CO_2, %	N_2, %	Σ (%) H_2, CH_4, CO	LHV (МДж/м^3)
Повітряне	7.50	11.56	7.59	10.14	6.70	5.87	9.32	8.55
Кисневе	52.00	3.07	7.49	8.26	7.86	5.70	7.13	7.34
Парокисневе	63.00	18.61	15.70	12.00	7.98	11.97	14.51	14.90

Для повітряного дуття спостерігається незначна розбіжність (6 – 12%) між CFD-моделюванням і розрахунками МТБ, що свідчить про адекватне відтворення процесів часткового окислення при низькому прирості вуглецю (7,5%). Для кисневого дуття відмінності становлять близько 3 – 8%. Найбільші розбіжності (до 18%) характерні для парокисневого дуття, що може бути зумовлено складними процесами одночасного протікання реакцій парового риформінгу та реакцій зсуву водню (5.7), які є чутливими до температурних коливань і зміни рівноваги між CO, CO_2 і H_2.

Загалом, отримані результати підтверджують, що CFD-модель є валідованою і достовірно відтворює тенденції зміни складу і теплотворної здатності генераторного газу при різних типах дуття і приростах вуглецю.

У рамках комп’ютерного моделювання було визначено показники складу генераторного газу, отриманого в процесі підземної когазифікації, за різних поєднань вуглецевмісної сировини (вугільного пилу, біомаси та їхніх сумішей у співвідношеннях 25/75, 50/50, 75/25) і трьох типів дуття: повітряного, кисневого та парокисневого. Кількість додатково введеного вуглецю у вигляді шихти для кожного типу дуття визначали за попередніми розрахунками, що забезпечують однаковий рівень надлишку повітря ($\lambda \approx 0{,}73$) для порівнянності результатів. Застосування різних видів шихти і дуття дало змогу отримати повну картину впливу як якісного складу палива, так і параметрів дуття на ключові характеристики генераторного газу. Узагальнені результати моделювання когазифікації наведено в Таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Узагальнені результати моделювання когазифікації

Тип дуття	ΔC, %	H_2, %	CH_4, %	CO, %	CO_2, %	N_2, %	Σ (%) H_2, CH_4, CO	LHV (МДж/м^3)	LHV (МДж/кг)
Джерело додаткового вуглецю – вугільний пил									
Повітряне	7,5	4,24	11,99	13,71	10,45	59,62	29,94	6,49	8,70
Кисневе	52,0	5,53	12,28	15,98	10,05	56,16	33,79	7,02	9,76
Парокисневе	63,0	7,20	12,10	17,1	9,40	54,20	36,40	7,28	10,84
Джерело додаткового вуглецю – вугільний пил/біомаса (75/25)									
Повітряне	7,5	4,35	12,15	13,58	10,34	59,61	30,08	6,54	10,21
Кисневе	52,0	5,85	12,52	15,75	10,00	56,02	34,12	7,11	11,38
Парокисневе	63,0	7,50	13,00	17,40	9,10	52,10	37,90	7,67	12,42
Джерело додаткового вуглецю – вугільний пил/біомаса (50/50)									
Повітряне	7,5	4,53	12,27	13,38	10,24	59,59	30,18	6,58	10,92
Кисневе	52,0	6,08	12,71	15,50	9,94	55,78	34,29	7,17	12,05
Парокисневе	63,0	7,75	13,30	17,25	8,95	51,50	38,30	7,79	13,00
Джерело додаткового вуглецю – вугільний пил/біомаса (25/75)									
Повітряне	7,5	4,72	12,43	13,20	10,14	59,55	30,35	6,64	11,81
Кисневе	52,0	6,38	12,95	15,25	9,88	55,58	34,58	7,26	13,29
Парокисневе	63,0	8,25	13,26	16,30	8,50	54,10	37,81	7,71	14,18
Джерело додаткового вуглецю – біомаса									
Повітряне	7,5	4,82	12,55	13,05	10,03	59,55	30,42	6,67	11,61
Кисневе	52,0	6,40	13,14	15,01	9,82	55,41	34,55	7,30	13,10
Парокисневе	63,0	8,30	13,40	15,80	8,30	54,00	37,50	7,70	14,32

На першому етапі аналізу було оцінено, як змінюється об’ємна (мольна) частка водню (H_2) у складі синтез-газу залежно від виду вуглецевмісної сировини та типу окислювача, за постійного коефіцієнта надлишку повітря ($\lambda = 0{,}73$). Такий підхід дає змогу встановити оптимальні умови для максимального генерування водню як одного з ключових компонентів під час отримання синтез-газу для подальшої хімічної переробки або використання як енергоносія. Залежності зміни мольної частки H_2 у генераторному газі за різних поєднань палива в шихті та типів дуття наведено на Рисунку 5.15.

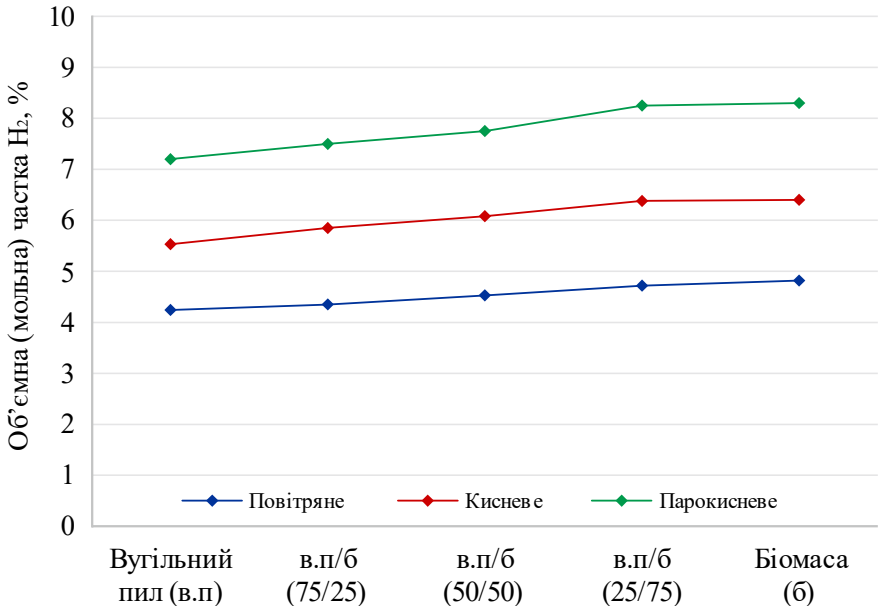


Рисунок 5.15 – Залежності зміни мольної частки H_2 в генераторному газі за різних поєднань палива в шихті та типів дуття

Отримані результати (Рисунок 5.15) підтверджують чітку тенденцію до збільшення вмісту водню при заміщенні вугільного пилу біомасою в шихті, що зумовлено вищим вмістом летких компонентів і водню в органічній структурі біомаси. Найнижчі значення H_2 спостерігаються при використанні повітряного дуття, оскільки воно містить високу частку інертного азоту, що розбавляє горючі компоненти газу. Кисневе дуття забезпечує суттєве підвищення концентрації H_2, а найбільший ефект досягається при застосуванні парокисневого дуття, яке не тільки інтенсифікує реакції парової газифікації, а й створює сприятливе середовище для генерації водню в результаті реакцій вуглецю з водяною парою.

При переході від чистого вугільного пилу (при повітряному дутті) до суміші пил/біомаса (при пароповітряному дутті) у співвідношенні 25/75 мольна частка H_2 збільшується з 4,24 до 8,25% (+95%). Максимальний вміст водню (8,3%) досягнуто при когазифікації чистої біомаси в умовах парокисневого дуття. В той же час співвідношення вугільного пилу до біомаси в пропорції 25/75 також дає суттєвий вихід H_2 – 8,5%, тобто при переважанні біомаси у шихті досягається майже максимальний ефект виходу водню.

Варто зазначити, що на відміну від водню, мольна частка метану (CH_4) в генераторному газі значною мірою визначається вмістом летких речовин у сировині, тоді як її чутливість до типу окислювача помітно менша. Саме це обґрунтовує доцільність розгляду цього параметра окремо, оскільки високий теплотворний потенціал CH_4 відіграє важливу роль у формуванні енергетичної цінності генераторного газу. На Рисунку 5.16 наведено залежність об'ємної (мольної) частки CH_4 від співвідношення вуглецевмісної сировини в шихті та типу використаного окислювача.

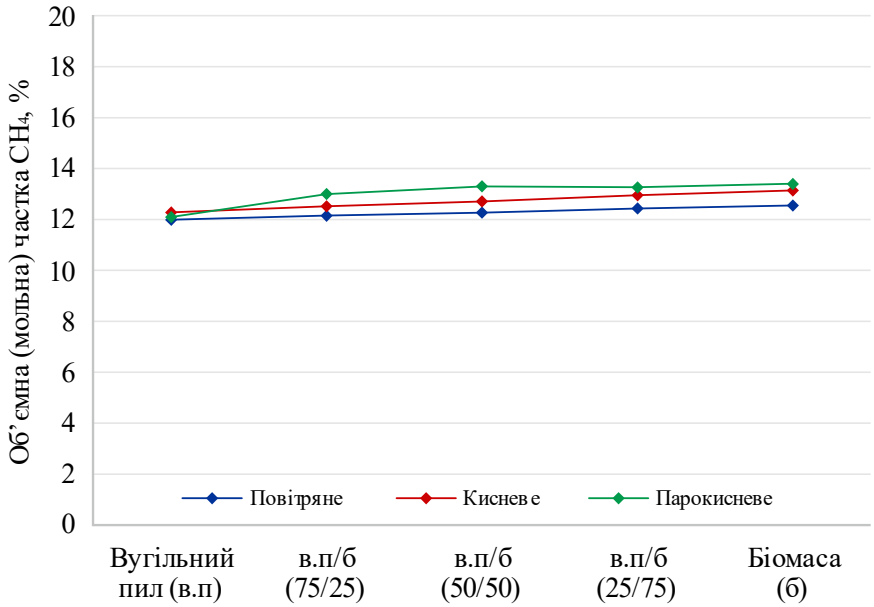


Рисунок 5.16 – Залежності зміни мольної частки CH_4 в генераторному газі за різних поєднань палива в шихті та типів дуття

З отриманих результатів видно помірну тенденцію до підвищення концентрації метану зі збільшенням частки біомаси. Найменше значення (11,99%) спостерігається при газифікації вугільного пилу повітряним окислювачем, а найбільше (13,4%) при когазифікації чистої біомаси із застосуванням парокисневого дуття, що пояснюється вищим вмістом летких органічних сполук у біомасі, які при високій температурі (≈1000°C) утворюють газ метан. Водночас спостерігається позитивний вплив збагачення окислювача киснем і водяною парою. Зокрема, застосування парокисневого окислювача сприяє підвищенню мольної частки CH_4 у всіх варіантах складу палива, що

пов’язано з покращенням умов термічної деструкції органіки за зниженого вмісту інертного азоту. Кисневий окислювач також впливає на дещо вищі показники CH_4 порівняно з повітряним. Таким чином, збільшення частки біомаси у шихті в поєднанні з використанням окислювачів, збагачених киснем і парою, сприяє підвищенню концентрації метану в генераторному газі.

Після аналізу вмісту водню та метану доцільно розглянути ще один важливий компонент генераторного газу – монооксид вуглецю (CO), який разом із вищезгаданими компонентами впливає на енергетичну цінність отриманого генераторного газу. На Рисунку 5.17 наведено залежності мольної частки CO в продуктах когазифікації за різних поєднань палива в шихті та типів окислювача.

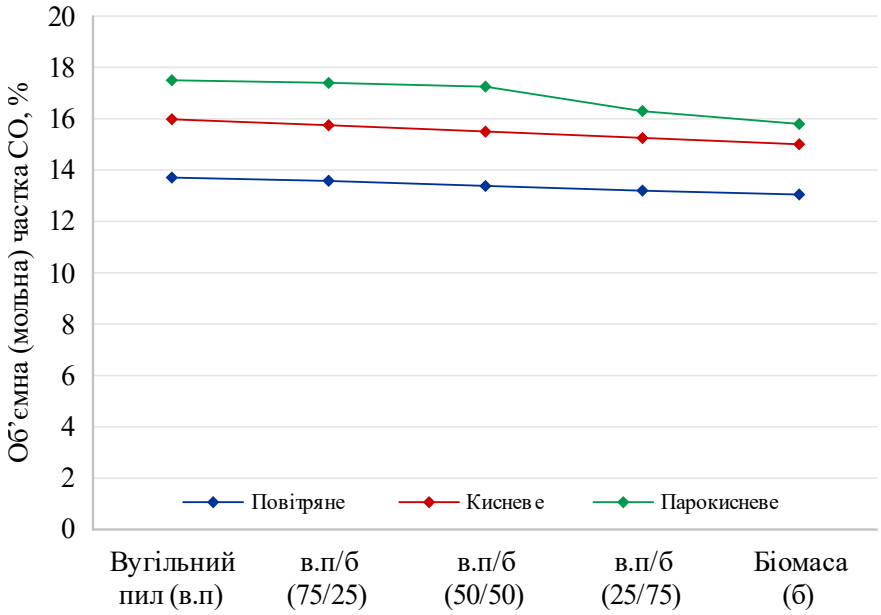


Рисунок 5.17 – Залежності зміни мольної частки CO в генераторному газі за різних поєднань палива в шихті та типів дуття

Як видно з наведених результатів, загальна тенденція для всіх типів окислювачів свідчить про зменшення об’ємної частки CO зі зростанням вмісту біомаси в паливній шихті. Зазначене зменшення пояснюється тим, що біомаса має меншу кількість зв’язаного вуглецю, порівняно з вугільним пилом, а отже, генерує менше CO внаслідок реакцій часткового окислення та реакцій взаємодії вуглецю з водяною парою.

Найнижчі значення концентрації CO (13,05%) спостерігаються для біомаси за умов повітряного окислювача, що зумовлено високим вмістом інертного азоту та обмеженим надходженням кисню для реакцій утворення CO. Навпаки, застосування кисневого окислювача дає змогу підвищити мольну частку CO до 15,98% для вугільного пилу. Найвищі ж показники досягаються при використанні парокисневого окислювача – до 17,4% CO при співвідношенні вугільного пилу та біомаси 75/25, що пояснюється високою температурою та наявністю водяної пари, яка сприяє протіканню ендотермічних реакцій утворення CO.

Перед аналізом нижчої теплоти згоряння (LHV) варто зазначити, що LHV (МДж/кг) і LHV (МДж/м^3) відображають різні аспекти енергетичної цінності генераторного газу. Перша величина показує, скільки енергії виділить згоряння газу, утвореного з одиниці маси основного палива, а друга – скільки енергії міститься в одиниці об'єму цього газу. На Рисунку 5.18 наведено взаємозв'язок двох LHV-величин з часткою біомаси в шихті (від чистого вугілля до чистої біомаси) і трьома типами окислювача (повітряний, кисневий і парокисневий).

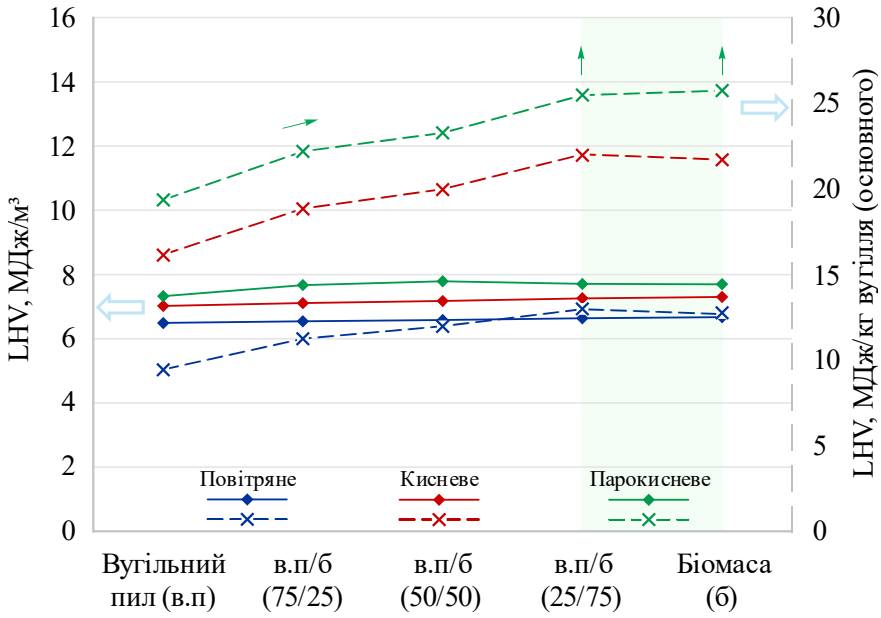


Рисунок 5.18 – Залежності нижчої теплоти згоряння генераторного газу в перерахунку на одиницю маси (МДж/кг) і на одиницю об'єму (МДж/м^3) за різних поєднань палива в шихті та типів окислювача

Аналізуючи Рисунок 5.18 варто зазначити, що:

– при повітряному режимі нижча теплоти згоряння генераторного газу в перерахунку на одиницю маси змінюється від 6,49 до 6,64 МДж/кг (+2,3%), тоді як нижча теплоти згоряння генераторного газу в перерахунку на одиницю об'єму зростає від 8,70 до 11,81 МДж/м^3 (+35,7%);

– при кисневому режимі масова теплота підвищується з 7,02 до 7,26 МДж/кг (+3,4%), а об'ємна – з 9,76 до 13,29 МДж/м^3 (+36,2%);

– при парокисневому режимі масова теплота підвищується з 7,33 до 7,71 МДж/кг (+5,2%), а об'ємна – з 10,92 до 14,18 МДж/м^3 (+29,9%).

Отримані дані вказують на те, що об'ємна теплота згоряння змінюється більш помітно (понад 30 – 36%) порівняно з масовою (2 – 5%). Основна причина полягає в тому, що об'ємний теплотворний потенціал підвищується не лише завдяки збільшенню вмісту горючих компонентів (H_2, CO, CH_4), а й унаслідок збільшення загального об'єму генераторного газу.

Виходячи з отриманих результатів, оптимальним для забезпечення балансу між масовою та об'ємною енергетичною цінністю синтез-газу є парокисневий окислювач у поєднанні з шихтою, яка складається з 25% вугільного пилу та 75% біомаси, відповідно надалі розглядатиметься лише парокисневе дуття.

Зниження енергії активації з 200,0 до 179,8 кДж/моль внаслідок застосування попередньо намагніченого парокисневого дуття (O_2 – 42%, H_2O – 10%) призводить до зміни складу генераторного газу за основними складовими: воднем (H_2), метаном (CH_4) та оксидом вуглецю (CO). Відповідні зміни для кожного з компонентів відображено на Рисунку 5.19, де наведено порівняння для п'яти варіантів сировини: вугільного пилу (в.п), біомаси (б), а також трьох проміжних сумішей у масових співвідношеннях 75/25, 50/50, 25/75.

Найбільш виражене підвищення спостерігається для водню. Залежно від варіанта сировини його об'ємна частка збільшується на 8 – 29%, причому найвищий приріст спостерігається при використанні біомаси (з 8,30 до 10,71%; +29%), а найменший при використанні вугільного пилу (з 7,20 до 7,78%; +8%). Така закономірність пов'язана з початковим вмістом летких речовин.

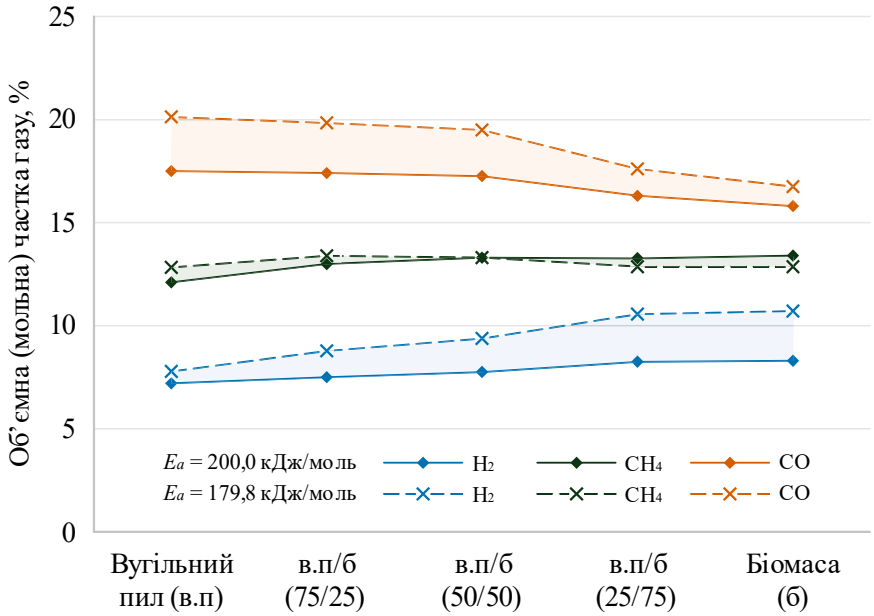


Рисунок 5.19 – Залежності зміни мольних часток складових генераторного газу при магнітній активації парокисневого дуття

Для метану зміни носять нелінійний характер. У разі переважання вугільного пилу його концентрація підвищується з 12,10 до 12,83% (+6%), а для суміші в.п/б (75/25) до 13,39% (+3%). Однак при подальшому збільшенні частки біомаси приріст стабілізується (в.п/б 50/50 – 0%). Далі зі збільшенням біомаси приріст від'ємний і становить –4%. У цьому випадку досягається рівноважний стан реакцій утворення метану, а також активуються процеси його зворотного розпаду ($CH_4 \rightleftharpoons C + 2H_2$) за високих температур у реакційному каналі. Інакше кажучи, надлишковий водень, що утворюється за рахунок зниження енергії активації, частково витісняє метан із газової фази.

Вміст оксиду вуглецю збільшується від 6% при застосуванні біомаси і до 15% при застосуванні вугільного пилу, що зумовлено посиленням реакції Будуара ($C + CO_2 \rightleftharpoons 2CO$), реакції парової газифікації ($C + H_2O \rightleftharpoons CO + H_2$) та загальною активацією гетерогенних процесів. Для вугільного пилу концентрація CO підвищилась з 17,50 до 20,13%, а для біомаси – з 15,80 до 16,75%.

Загалом спостерігається збільшення енергетичної складової генераторного газу ($H_2 + CH_4 + CO$), що приводить до зростання його теплотворної здатності на одиницю об'єму. LHV підвищується з 7,3 – 7,8 МДж/м^3 при E_a = 200,0 кДж/моль до 7,9 – 8,3 МДж/м^3 при E_a = 179,8 кДж/моль (Рисунок 5.20).

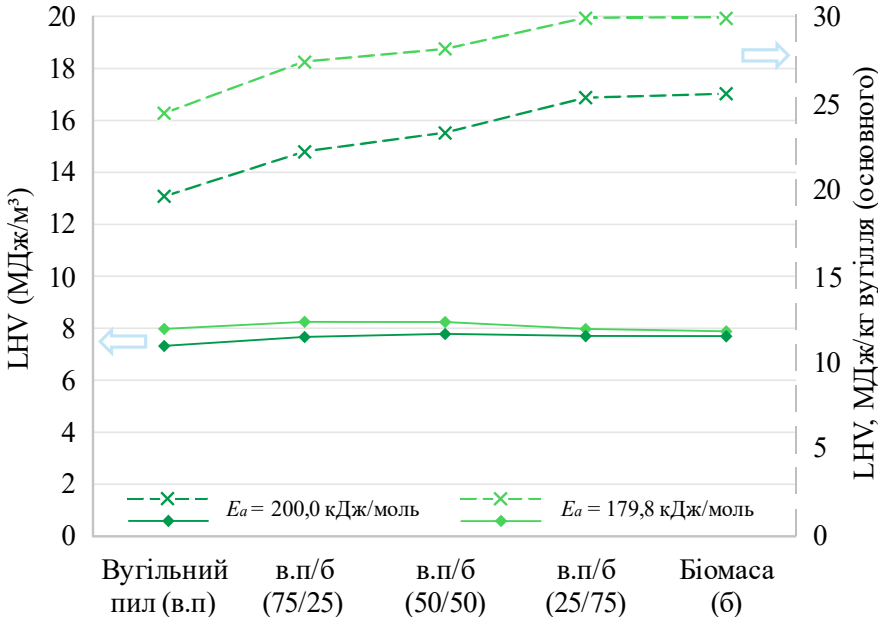


Рисунок 5.20 – Залежності зміни нижчої теплоти згоряння генераторного газу в перерахунку на одиницю маси (МДж/кг) і на одиницю об'єму (МДж/м^3) при магнітній активації парокисневого дуття

У перерахунку на 1 кг основного вугілля, LHV збільшується до 24,37 – 29,98 МДж/кг, що свідчить про суттєве підвищення ефективності перетворення вуглецевої сировини в горючий газ.

Важливим індикатором якості синтез-газу є молярне співвідношення H_2/CO, що суттєво впливає на придатність отриманого газу для різних напрямів подальшого використання, зокрема, водневої генерації, синтезу метанолу або вуглеводневої продукції за процесом Фішера-Тропша. Оптимальне значення цього показника зазвичай знаходиться в межах 0,5 – 2,0 залежно від кінцевого технологічного процесу, а для водневої генерації перевага надається значенням, ближчим до 1,0.

За результатами моделювання встановлено, що зниження енергії активації з 200,0 до 179,8 кДж/моль, зумовлене попереднім намагнічуванням парокисневого дуття, призводить до підвищення H_2/CO у всіх випадках сировинних сумішей (Рисунок 5.21). Крім цього наведено динаміку зниження теплотворної здатності сумішей залежно від співвідношення речовин. Тобто, вугілля за тієї ж маси вуглецю дає більше енергії, ніж біомаса.

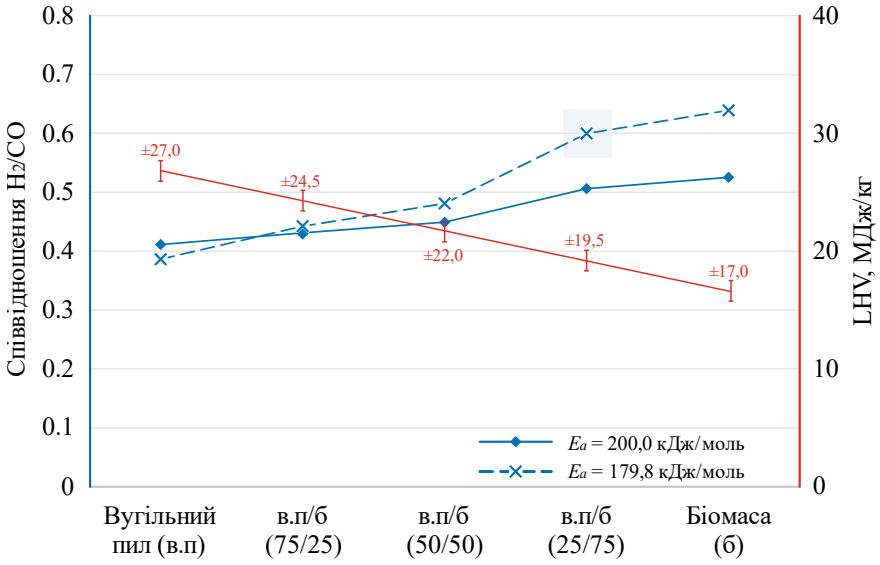


Рисунок 5.21 – Залежності зміни молярного співвідношення H_2/CO у синтез-газі від типу вуглецевмісної сировини в шихті та енергії активації

Саме тому балансування між отриманням генераторного газу та тепловиділенням для підтримання високих температур в окислювальній зоні за рахунок екзотермічних реакцій є важливим компонентом регулювання процесу когазифікації.

Найбільше підвищення зафіксовано для варіантів з високою часткою біомаси, де вміст H_2/CO збільшується більш ніж на 20%. Така динаміка пояснюється випереджальним збільшенням водню в продуктах реакції при каталітичному зниженні E_a, що пов'язано з високим вмістом гідрогеновмісних летких речовин у біомасі. Зі зменшенням енергії активації активізуються реакції H_2-утворення, водночас збільшуючи частку H_2 у загальному балансі. Таким чином, перехід до активованої когазифікації за рахунок магнітного впливу на дуття дає змогу цілеспрямовано коригувати співвідношення H_2/CO, створюючи умови для оптимізації синтез-газу під потреби воднево-орієнтованих або хімічних технологій.

Отримане співвідношення $H_2/CO \approx 0,6$ наближається до допустимого діапазону для низки хімічних технологій. Однак для синтезу метанолу, виробництва рідких палив або водневої генерації потрібно забезпечити співвідношення $H_2/CO \geq 1,0 – 2,0$.

Для доведення складу газу до цільового рівня рекомендовано застосування реакції водно-газової конверсії (Water-Gas Shift, WGS):

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \ (\Delta H<0). \quad (5.42)$$

Цей процес дає можливість перетворити частину оксиду вуглецю на додатковий водень у присутності надлишкової водяної пари [411]. Навіть часткова WGS-обробка дає змогу довести співвідношення H_2/CO з 0,60 до ≈1,0 – 2,0 без втрат енергетичної цінності генераторного-газу, оскільки кількість горючих компонентів зберігається.

Відомо, що на кожну 1 молекулу CO ми можемо отримати +1 молекулу H_2. За повної конверсії CO для наших умов максимальне значення отриманого водню складе 28%, однак для практичних цілей зазвичай реалізується часткова WGS-конверсія, що дає змогу довести співвідношення H_2/CO з 0,60 до цільових значень 1,0 – 2,0.

У результаті проведення досліджень встановлено, що концентрація водню в генераторному газі процесу підземної когазифікації при застосуванні парокисневого дуття (O_2 – 42%, $H_2O_{пара}$ – 10%) зі зниженням енергії активації з 200,0 до 179,8 кДж/моль змінюється лінійно, досягаючи максимуму (10,56%) при вмісті біомаси в шихті ≥75%, забезпечуючи оптимальне співвідношенням H_2/CO на рівні 0,6. Це дає можливість спрогнозувати теплотворну здатність генераторного газу (LHV) і ефективність ведення процесу воднево-орієнтованої підземної когазифікації, а також адаптувати синтез-газ до потреб хімічних технологій без зміни базових параметрів процесу когазифікації.

Таким чином, комбіноване застосування WGS-конверсії дає можливість отримати високоякісний синтез-газ для виробництва метанолу, синтетичних палив та інших хімічних продуктів без потреби в додатковому глибокому очищенні та адаптувати склад генераторного газу до промислових потреб, без зміни базових параметрів процесу когазифікації.

5.8 Визначення часових параметрів комбінування дуття

З метою визначення часових параметрів комбінування дуття для підтримання високої реакційної активності окислювальної зони підземного газогенератора при нагнітанні пароповітряного дуття, як найперспективнішого виду окислювача для генерації водню, виконано оцінку зміни температури в зоні окислення при подачі парокисневого дуття (O_2 – 42% , N_2 – 48%, H_2O – 10%). Для цього використано аналітичну модель експоненціального зниження температури, яка зумовлена охолоджуючим впливом пари через ендотермічні реакції:

$$T(t) = T_0 - \Delta T \cdot \left(1 - e^{-k_1 t}\right) \text{D}, \qquad 5.43)$$

де: $T(t)$ – температура зони реакцій у момент часу t, °С;

T_0 – початкова температура після прогрівання (прийнята рівною 1200°С);

ΔT – розрахункове зниження температури, °С;

k_1 – коефіцієнт охолодження, пов’язаний з тепловою інерцією середовища;

ΔT – температура вихідної речовини, °С.

Підґрунтям для моделі слугували результати CFD-моделювання температурного поля в каналі (Рисунки 4.4 – 4.7), які показали, що середня температура зони реакцій після 12 год становить близько 1200°С, тобто квазістабільна температура окислювальної зони. Отримані дані розподілу температури (Рисунок 4.15) при $\alpha = 0{,}3 – 1{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с вказують на повільне проникнення тепла в породи і загасання температурного поля з відстанню. Крім цього закономірність зміни кумулятивних теплових втрат ΔQ від часу τ (Рисунок 5.4) і закономірність відносних втрат тепла у вміщуючі породи з часом (Рисунок 5.5) вказують на те, що з часом система стає термічно інерційною, однак вплив дуття визначатиме зміну температури в геореакторі, особливо у високотемпературній зоні окислення. Такий вплив відбуватиметься за рахунок ендотермічних реакцій, зокрема реакції $C + H_2O \rightarrow CO + H_2$ +131 кДж/моль (3.7).

Запропонована модель описує узагальнену поведінку температури в центрі зони окислення і не враховує локальні коливання через турбулентність або пульсації дуття. Однак вона дає достовірну оцінку часових меж для зміни режиму подачі реагентів дуття, що дає змогу обґрунтувати доцільність переведення газогенератора з парокисневого дуття на кисневе у відповідний момент часу з метою збереження стабільного температурного режиму для ефективного протікання реакцій когазифікації.

На тлі охолоджувального впливу пари в канал додатково потрапляє органічна маса, яка продовжує продукувати тепло – особливо за великого співвідношення поданої сировини (з розрахунків – 63% вуглецю до базового значення на кілограм вугілля). Відповідно, поточну модель (5.44) необхідно доповнити тепловиділеннями реакцій когазифікації. Тоді модель матиме такий вигляд:

$$T(t) = T_0 - \Delta T_{пара} \cdot \left(1 - e^{-k_1 t}\right) + \Delta T_{паливо} \cdot \left(1 - e^{-k_2 t}\right), \qquad (5.44)$$

де: $T_{паливо}$ – приріст тепла від реакцій когазифікації, °С;

T_0 – початкова температура після прогрівання (прийнята рівною 1200°С);

ΔT – розрахункове зниження температури, °С;

k_2 – темп вивільнення тепла з палива;

У формулі (5.44) другий доданок частково або повністю компенсує охолодження залежно від співвідношення пари в дутті. Відповідно початкове охолодження, зумовлене ендотермією пари, накладалося на компенсуюче тепловиділення палива.

При підземній газифікації вугілля температура в зоні окислення зазвичай коливається між 900 і 1200°С [179]. Температура >900°С необхідна для підтримання екзотермічних реакцій з киснем, які живлять окислювальну зону теплом. Для газифікації біомаси ефективним вважається діапазон 1000 – 1200°С [412]. За такого режиму леткі речовини розкладаються на CO і H_2. Нижче 900°С активність реакцій значно падає через сповільнення окислення і водогазові реакції [413]. Водночас перевищення 1200°С може спричинити надмірне

окислювання продуктів газифікації, що знижує загальну ефективність процесу. Відповідно оптимальні температурні межі когазифікації знаходяться в діапазоні 1000 – 1200°C.

У нашому випадку парокисневе дуття містить 10% (масових одиниць) H_2O, тобто це 15,5% мольного об'єму. Згідно з розрахунком матеріально-теплового балансу витрата дуття при когазифікації становитиме 10945 м^3/год, або за середньої густини пароповітряної суміші (200°C) 1,20 кг/м^3 – 13134 кг/год. Масова часка пари при 10% складе 1313 кг/год (≈22 кг/хв), а при газифікації – 734 кг/год (≈12 кг/хв).

Завдання полягало в тому, щоб визначити, через який проміжок часу окислювальна зона реакційного каналу знизиться до критичної позначки 1000°C, за якої необхідно відмовитися від пари і перейти на виключно збагачене кисневе дуття (42% O_2).

У дослідженні враховувалися три варіанти дії дуття за наявності пари на зниження температури в окислювальній зоні:

1) В-1 – охолодження парою без урахування виділення екзотермічного тепла;

2) В-2 – газифікація вугілля (у пласті);

3) В-3 – когазифікація вугілля і вуглецевмісної суміші: вугільний пил/біомаса = 25/75» (63% вуглецю до базового значення на кілограм основного палива).

Результуючі криві зміни температури в окислювальній зоні газогенератора наведено на Рисунку 5.22.

За найпесимістичнішого варіанта (В-1), коли в системі немає жодного джерела тепла, крім початкового запасу тепла порід, температура падає з 1200 до 1000°C через приблизно 1,1 год. Далі охолодження триває, і на 3 год в окислювальній зоні температура становитиме 915°C.

Якщо ж врахувати тепловиділення від окиснення вугілля пласта (В-2), швидкість спаду помітно зменшується. Межа 1000°C досягається через 1,6 год, а наприкінці 3 год температура в окислювальній зоні становитиме 955°C.

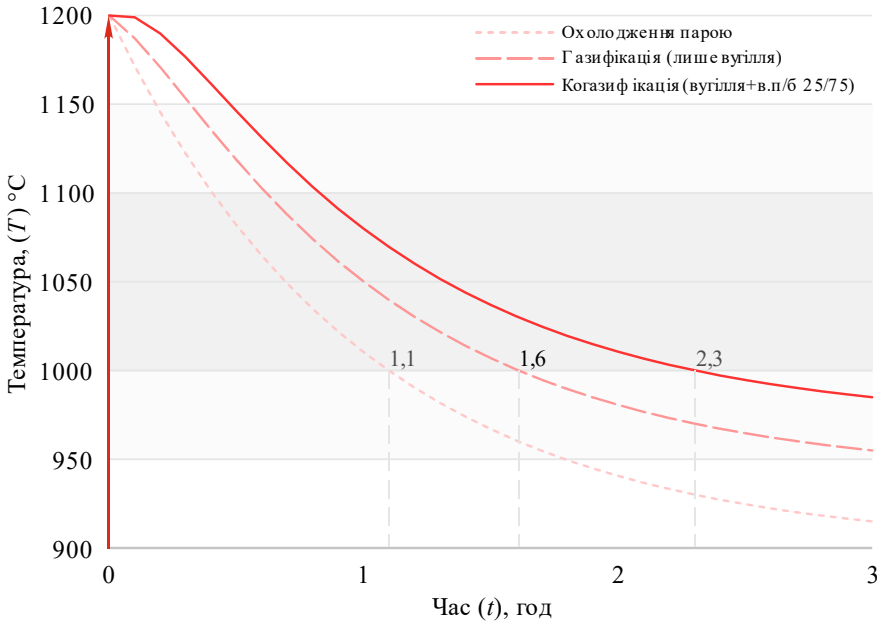


Рисунок 5.22 – Динаміка зміни температури окислювальної зони підземного газогенератора після переходу на дуття із застосуванням пари

Найвищі температури спостерігаються під час когазифікації вугілля (В-3). Додаткові леткі компоненти генерують достатню кількість теплоти, щоб утримувати температуру вище критичної протягом 2,3 год. Через 3 год процесу температура в центрі каналу становитиме 985°C.

Отже, з практичного погляду, перехід на кисневе дуття необхідно здійснювати при досягненні критичної температури. Примітно, що при подачі суміші «вугільний пил / біомаса = 25/75» окислювальна зона зберігає робочу температуру найдовше, і зміну режиму подачі пари можна відтермінувати без ризику зупинення основних реакцій газоутворення. Таким чином, збільшення частки біомаси в шихті виступає ефективним способом термостабілізації підземного геореактора, даючи змогу довше працювати в парокисневому режимі і підвищувати вихід водню.

Після встановлення характеру температурного спаду в окислювальній зоні за безперервної подачі парокисневого дуття, постало завдання оптимізації теплового режиму шляхом поєднання двох типів дуття – парокисневого і кисневого. Такий підхід дає змогу уникнути неконтрольованого охолодження геореактора і забезпечити тривалу роботу в межах оптимального температурного

інтервалу. У цьому випадку аналіз проводився для режиму когазифікації з найбільшим тепловиділенням – вугільний пил/біомаса у співвідношенні 25/75 (варіант В-3), із сумарним внеском 63%. вуглецю до базового значення на кілограм основного палива. Результати визначення зміни температури в зоні окислення при циклічній подачі дуття наведено на Рисунку 5.23.

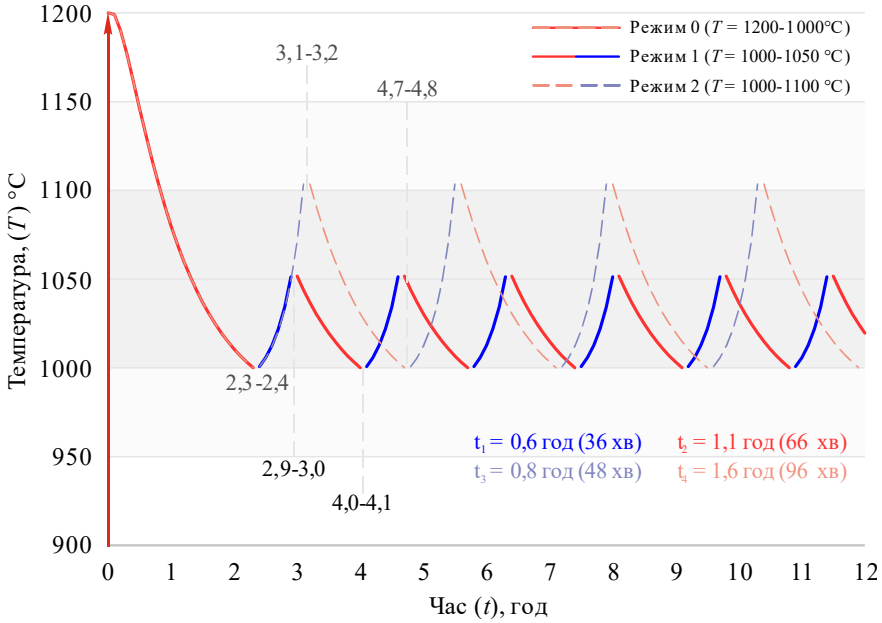


Рисунок 5.23 – Динаміка зміни температури в зоні окислення при циклічній подачі дуття за трьома режимами: режим 0 (спад 1200 – 1000°C); режим 1 (цикл 1000 – 1050°C); режим 2 (цикл 1000 – 1100°C)

На першому етапі подається лише парокисневе дуття (10% H_2O, 42% O_2, 48% N_2), що призводить до охолодження окислювальної зони з 1200°C до критичних 1000°C. Як було зазначено, критична температура спостерігається вже через 2,3 год від початку процесу когазифікації із застосуванням перегрітої пари (режим 0). Падіння температури зумовлене не лише відведенням теплоти з гірського масиву для врівноваження системи, а й протіканням ендотермічних реакцій (зокрема реакції водогазової конверсії), які інтенсивно споживають теплову енергію.

Для утримання температури в межах сприятливого інтервалу >1000°C застосовано концепцію чергування режимів дуття. При досягненні 1000°C

відбувається перехід від парокисневого дуття до кисневого, що сприяє підвищенню температури завдяки екзотермічному окисленню вуглецю і летких компонентів біомаси.

У режимі 1 передбачено підігрів до 1050°C. Подача кисню забезпечує приріст температури за 0,6 год (36 хв), після чого система знову переходить на парокисневе дуття і температура спадає до 1000°C протягом 1,1 год. Така конфігурація дає змогу встановити майже симетричний цикл тривалістю ≈1,7 год, що забезпечує стабільність роботи підземного газогенератора.

У режимі 2 верхню межу встановлено на рівні 1100°C. Для досягнення цієї температури в зоні окислення знадобиться приблизно 0,8 год (48 хв) кисневої подачі, натомість охолодження до 1000°C займає вже 1,6 год. Повний цикл збільшується до 2,4 год, тобто перевищує тривалість циклу в режимі 1 в 1,4 раза. Також зменшується частота переходів між активацією процесу когазифікації, що потенційно спрощує керування процесом на практиці.

Кожен режим характеризується своєю температурною амплітудою і частотою, однак обидва забезпечують підтримання зони реакцій у високотемпературному інтервалі 1000 – 1100°C, що є основною умовою для ефективного протікання реакцій когазифікації. Запропонований підхід дає змогу уникнути як надмірного перегріву, що спричиняє побічне повне окислення продуктів газифікації, так і охолодження, яке знижує теплову ефективність і уповільнює хімічні реакції.

З метою визначення доцільності використання кожного з розглянутих режимів здійснено порівняльний аналіз параметрів теплового циклу, тривалості активної та пасивної фази, а також потенційного впливу температурного інтервалу на хімічну селективність реакцій і загальну ефективність когазифікації.

Режим 1 (t = 1000 – 1050°C) характеризується коротшим циклом із загальною тривалістю приблизно 1,7 год, де фаза активного підвищення температури досягається за 0,6 год, а охолодження з 1050 до 1000°C триває 1,1 год. Така конфігурація дає змогу своєчасно реагувати на зміну параметрів у геореакторі, підтримуючи температуру в межах реакційно активного інтервалу,

але без перевищення межі, за якою можуть активізуватись небажані побічні процеси. Зокрема, підтримання температури нижче 1050°C сприяє збереженню продуктів часткової газифікації, зокрема оксидів вуглецю та водню, і знижує ризик повного окислення до CO_2, що властиво для температур вищих за 1100°C. Крім того, менша амплітуда температурних коливань у межах режиму 1 позитивно впливає на стабільність теплового стану гірського масиву, знижуючи ризики термомеханічної деградації стінок каналу.

Водночас режим 2 (t = 1000 – 1100°C) забезпечує довший цикл тривалістю 2,4 год, з яких 0,8 год припадає на фазу активного нагрівання і 1,6 год на охолодження. Такий режим дає змогу довше утримувати систему у високотемпературній зоні, наближеній до верхньої межі когазифікації. Теоретично режим 2 сприяє підвищенню швидкості ендотермічних реакцій і глибшій конверсії органічної маси. Однак перевищення температури 1050°C може активізувати побічні реакції, що знижують якість синтез-газу, а саме реакції повного окислення і термічної деструкції метану.

З огляду на сукупність факторів, таких як стабільність температурного інтервалу, керованість процесу, енергетичну доцільність і селективність реакцій, режим 1 є оптимальнішим для підтримання ефективного процесу когазифікації. Його перевага полягає в балансі між необхідним тепловим імпульсом, що дає змогу зберігати якісний склад генераторного газу не допускаючи надлишкового окиснення.

Таким чином, встановлено, що оптимізація теплового режиму когазифікації в підземному газогенераторі може бути досягнута шляхом впровадження керованих циклів чергування дуття з урахуванням меж температурної ефективності та конструктивно-технологічних обмежень системи. Відповідно ефективний час (t) подачі парокисневого дуття (O_2 – 42%, $H_2O_{пара}$ – 10%) у газогенератор при підземній когазифікації визначається циклічністю активізації окислювальної зони кисневим дуттям (O_2 – 42%) і залежить від теплового ефекту залучених органічних компонентів (суміш вугільного пилу і біомаси у співвідношенні 1:3) із сумарним внеском 63% вуглецю до базового

значення вугілля як граничне значення. Це дає змогу прогнозувати роботи підземного газогенератора в температурному діапазоні 1000 – 1050°C.

Проведені дослідження щодо впливу складу дуття і тепловиділення сировини на температурну стабільність окислювальної зони вказали на доцільність використання керованих циклів чергування парокисневого та кисневого дуття для забезпечення ефективного та стабільного протікання процесів когазифікації в межах термодинамічно оптимального режиму.

У попередньому аналізі було визначено часові параметри чергування парокисневого та кисневого дуття для процесу когазифікації, коли основне паливо складалося із суміші вугільного пилу та біомаси у співвідношенні 1:3. Високе тепловиділення внаслідок наявності біомаси забезпечувало ефективне підтримання температури в зоні реакції та давало змогу здійснювати подачу парокисневого дуття протягом 66 хв з подальшою короткою активацією киснем протягом 36 хв для відновлення температури. Однак в умовах класичної газифікації, коли як паливо використовується лише вугілля, теплова динаміка процесу суттєво змінюється.

За відсутності додаткових органічних компонентів, кількість летких речовин і реакційна здатність палива зменшується, а отже – знижується інтенсивність екзотермічних реакцій у фазі кисневого дуття. Це призводить до збільшення часу, необхідного для підвищення температури окислювальної зони. Відповідно до розрахунків, фаза кисневого дуття для досягнення температури 1050°C становитиме 55 хв, що в 1,5 рази більше, ніж у випадку когазифікації. З іншого боку, фаза охолодження (при подачі парокисневого дуття) навпаки – відбувається швидше. Відсутність додаткового тепла, яке утворюється під час згоряння летких речовин біомаси, зумовлює домінування ендотермічних реакцій, таких як водогазова конверсія, що інтенсивно знижує температуру. За попередніми оцінками, температура в зоні реакції може знижуватися з 1050 до 1000°C вже за 50 хв, тобто приблизно на 25% швидше, ніж у випадку когазифікації.

5.9 Висновки за розділом

Обґрунтовано наукові засади когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини як ефективного термохімічного процесу, що забезпечує підвищену теплову ефективність і стабільність роботи підземного газогенератора. Встановлено, що введення в шихту біомаси, завдяки її високому вмісту летких речовин і гідрогену, знижує температуру запалювання, підвищує реакційну здатність суміші та сприяє скороченню енерговитрат на ініціацію когазифікації. Запропоновано підхід до кількісного опису процесів когазифікації на основі системи хімічних реакцій і тернарної C–H–O діаграми, що відображає структурно-композиційні відмінності між вугіллям і біомасою і дає змогу передбачити динаміку утворення основних компонентів генераторного газу залежно від складу палива і типу реагентів.

Систематизовано та узагальнено сировинно-технологічні фактори, що визначають ефективність процесу когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини. Встановлено, що фізико-хімічні властивості компонентів шихти, зокрема вологість, зольність, гранулометричний склад, густина та хімічний склад суттєво впливають на термодинамічні умови протікання реакцій когазифікації, склад генераторного газу та енергетичні характеристики вихідних продуктів. Показано, що оптимізація температурного профілю, часу утримання реагентів, подачі пари і кисню дає змогу підвищити вихід водню за рахунок активізації водно-газових реакцій.

Розроблено аналітичну модель теплового балансу реакційного каналу підземного газогенератора, яка враховує теплоутворення внаслідок гетерогенних реакцій, теплопровідність у вугіллі та відведення тепла у вміщуючі породи. Встановлено, що ключовим фактором регулювання енергетичного режиму є швидкість тепломасообміну в приконтактній зоні системи «вугілля – порода», яка визначається критерієм Фур’є та експоненціально впливає на кумулятивні теплові втрати. Запропонована модель дає змогу без чисельного інтегрування прогнозувати розподіл температури в породах і втрати тепла в часі з урахуванням теплопровідності,

температуропровідності та площі контакту. Аналітично доведено, що відносні втрати тепла у вміщуючі породи знижуються за законом $\tau^{-1/2}$, що корелюється з експериментальними даними і забезпечує до 90% утримання тепла в реакційній зоні в межах 4 – 6 год роботи.

На основі поетапного аналізу матеріально-теплового балансу встановлено ключові закономірності впливу типу дуття і кількості додатково залученої вуглецевмісної сировини на енергоефективність підземної когазифікації. Встановлено, що застосування парокисневого дуття (O_2 – 42%, H_2O – 10%) забезпечує нижчу теплоту згоряння генераторного газу 9,27 – 9,7 МДж/м^3. Показано, що збільшення кількості вуглецю в шихті сприяє збільшенню виходу генераторного газу та сумарної теплоти згоряння, але водночас знижує нижчий хімічний ККД.

Визначено критичні межі додаткового залучення вуглецю (ΔC), за яких ефективність процесу не знижується нижче 2/3 максимального значення з урахуванням стандартної похибки і становить 7,5% для повітряного, 52,0% для кисневого і 63,0% для парокисневого дуття. Побудовано номограму оптимізації складу шихти для забезпечення максимального енергетичного виходу і стабільного протікання процесу когазифікації.

На основі комп'ютерного моделювання в програмному середовищі ANSYS Fluent вперше встановлено кількісні залежності між складом паливної шихти, типом дуття, енергією активації реакцій і ключовими параметрами генераторного газу в умовах підземної когазифікації. Показано, що заміщення вугільного пилу біомасою (до 75%) і перехід до парокисневого дуття (O_2 – 42%, H_2O – 10%) забезпечують підвищення вмісту водню з 4,0 до 8,25%, сумарної концентрації горючих компонентів з 28,0 до 37,8% і LHV з 6,36 до 7,7 МДж/м^3. Моделювання ефекту зниження енергії активації з 200,0 до 179,8 кДж/моль, як еквівалент впливу магнітного поля, виявило подальше підвищення H_2 до 10,56%, CO до 17,60%, LHV до 7,98 МДж/м^3.

Встановлено закономірність зміни молярного співвідношення H_2/CO в синтез-газі залежно від типу сировини та енергії активації, що дає змогу

визначити оптимальні параметри когазифікації, за яких досягається співвідношення H_2/CO до ≈ 0,6. Запропоновано метод доведення співвідношення H_2/CO до цільових технологічних меж 1,0 – 2,0 шляхом часткової водно-газової конверсії без зміни геометрії або умов роботи генератора, що відкриває перспективу адаптації генераторного газу процесу когазифікації до отримання синтез-газу для хімічного синтезу та водневої енергетики.

Вперше аналітично обґрунтовано часові межі термостабільної роботи підземного газогенератора при подачі парокисневого дуття на основі моделі теплового балансу з урахуванням ендотермічного ефекту пари та тепловиділення реакцій когазифікації. Встановлено, що когазифікація вугільного пилу з біомасою у співвідношенні 25/75 забезпечує стабілізацію температури окислювальної зони понад 1000°C протягом 2,3 год, що перевищує аналогічні показники при газифікації вугілля. Запропоновано концепцію циклічного чергування режимів дуття (парокисневе/кисневе) для підтримання робочого температурного інтервалу 1000 – 1050°C. Визначено оптимальний режим динамічного регулювання складу дуття (режим 1) з періодом 1,7 год, який забезпечує теплову стійкість, високу хімічну селективність і мінімізує ризик повного окислення генераторного газу.

РОЗДІЛ 6
ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПІДЗЕМНОЇ КОГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

6.1 Обґрунтування параметрів посування вогневого вибою підземного газогенератора з урахуванням впливу магнітних полів

6.1.1 Особливості інтенсифікації посування вогневого вибою підземного газогенератора

На сьогодні науково підтверджено велику кількість технологічних рішень, спрямованих на інтенсифікацію посування вогневого вибою. Більшість із цих рішень базуються на вивченні хімізму процесу газифікації і на основі цього аналізу виявляють прогалини, які можуть бути компенсовані за допомогою фізичних, хімічних або технологічних дій

Під час інтенсифікації процесу ПГВ важливу увагу слід приділяти рівномірності посування вогневого вибою [414]. Процес посування фронту вигазовування є складним і залежить від багатьох факторів [415]. Останні дослідження в цьому напрямі спрямовані на вивчення впливу напрямку і швидкості подачі реагентів дуття на ефективність отримання генераторного газу [416] і формування порожнини у вигазованому просторі [290].

Зокрема, дослідження [416] показали, що прямоточна подача дуття забезпечує вищі показники теплотворної здатності генераторного газу та його стабільне отримання. Подача дуття у зворотному напрямку доцільна для вугілля з низьким вмістом летких речовин, оскільки вона запобігає витоку генераторного газу та підвищує ефективність формування порожнини шляхом оптимізації відстані між точкою подачі дуття та зонами в реакційному каналі. Важливим фактором є контроль над відстанню між точкою подачі дуття і реакційними зонами, щоб уникнути повторного займання вугілля. Мікросейсмічний моніторинг також відіграє важливу роль у відстеженні руху вогневого вибою та поширенні теплових хвиль горіння [417]. Ця технологія дає змогу точніше контролювати процес газифікації, що значно покращує продуктивність та ефективність ПГВ. Інші дослідження зосереджуються на ключових параметрах, таких як еквівалентне співвідношення, що впливає на

характеристики потоку та вигазовування. У дослідженні [418] встановлено оптимальне еквівалентне співвідношення на рівні 0,33 для стабільної роботи системи газифікації. Моделювання процесів горіння виявило, що передача тепла відбувається швидше у верхній частині вугільного пласта і біля виходу продуктів газифікації на початковій стадії [419]. Формування порожнини відіграє важливу роль у процесі ПГВ, оскільки воно фактично виступає реактором для газифікації. Дослідження, проведені за допомогою рентгенівської томографії, показали, що вугілля має тенденцію тріскатися вздовж площин шаруватості під час горіння, з утворенням товстих відкладень біля основи повітроподавальної свердловини [420].

В обох підходах, як у прямому, так і в зворотному пропалювані реакційного каналу, було експериментально продемонстровано можливість отримання синтез-газу з високим вмістом водню [421]. Зворотне горіння використовується для покращення проникності вугільного пласта перед газифікацією. Швидкість його поширення залежить від таких факторів, як потік газу, використання прискорювачів горіння та інгібіторів [422]. Техніка створення збійки зворотним пропалюванням (*Reverse Combustion Linking*) є важливою для створення зв’язку між повітроподавальною свердловинами та газовідвідною свердловинами [423]. Експериментальні дослідження колективу авторів у роботі [275] показали, що підвищені концентрації кисню (>21%) і швидкості потоку реагентів дуття сприяють покращенню складу газу та підвищенню його калорійності, а також збільшенню швидкості фронту вигазовування в процесах зворотної газифікації. Наведені вище дослідження сприяють оптимізації процесів ПГВ, що дає змогу здійснювати процес вигазовування вугілля більш ефективно [424 – 427].

Одним із нових підходів до інтенсифікації процесу газифікації є використання зовнішніх фізичних полів для інтенсифікації хімічних процесів. Зокрема, застосування магнітних полів для активації дуття, що подається в зону газифікації, може значно підвищити реакційну здатність молекул кисню і водяної пари [165, 303]. Магнітне поле викликає зміни в структурі та поведінці молекул, що впливає на заряджені частинки та сприяє їх активнішій участі в

термохімічних реакціях. Таким чином, вплив магнітних полів на дуття дає змогу інтенсифікувати процеси газифікації, знижуючи енергетичні витрати на розщеплення молекул органічного палива, підвищуючи вихід корисних продуктів, таких як водень і монооксид вуглецю.

Електромагнітне поле може значно впливати на ефективність дуття, що подається в підземний газогенератор для підтримання процесу газифікації. Магнітне поле створює умови, за яких молекули дуттьового потоку проходять через зони з різними силовими характеристиками, що змінюють їхню реакційну активність. Найпростіший магнітний пристрій для впливу на дуття виглядає таким чином (Рисунок 6.1) [428].

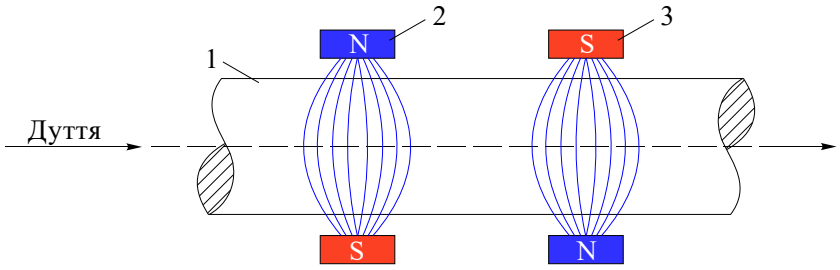


Рисунок 6.1 – Принцип дії магнітного пристрою: 1 – труба;
2, 3 – N та S магніти

Дуттьові потоки рухаються по трубі, навколо якої розміщені магніти. Ці магніти можуть генерувати як постійне, так і змінне магнітне поле, що дає змогу створювати різні режими впливу на потоки газу. Кожен елемент дуттьового потоку, проходячи через трубу, перетинає силові лінії обох магнітів. Це призводить до того, що зовнішнє магнітне поле для кожного елемента стає змінним у часі. Оскільки полюси другого магніту розташовані протилежно полюсам першого магніту, створюється ефект змінного магнітного поля в просторі. Така зміна полів призводить до збудження молекул дуття, що підвищує їхню реакційну здатність і активізує процеси окислення вуглецю у вугільному пласті. Крім того, застосування змінного магнітного поля дає змогу більш рівномірно розподілити енергію по всій довжині дуттьового потоку, що сприяє інтенсифікації процесів газифікації, створює сприятливі умови для

збільшення швидкості окислювальних реакцій і підвищення продуктивності газогенератора. Завдяки такому впливу можна значно зменшити енергетичні втрати на розщеплення молекул кисню і водяної пари, що беруть участь у хімічних реакціях, та підвищити загальну ефективність процесу.

У промислових магнітних апаратах складних конструкцій магнітні поля реалізуються як важливі робочі елементи для інтенсифікації різних процесів, зокрема в наземних установках газифікації. Вони можуть використовувати як постійні магніти, так і електромагніти, зокрема соленоїди, що дає змогу ефективно маніпулювати полем залежно від потреб процесу.

Фізична сутність впливу магнітних полів полягає в тому, що під їхньою дією молекули або заряджені частинки дуттьового потоку переходять у збуджений стан завдяки діям сил Лоренца. Таке явище виникає, коли заряджені частинки рухаються у магнітному полі, яке змушує їх змінювати траєкторію. Радіус такої траєкторії визначається за формулою:

$$R = \frac{mV}{eH}, \tag{6.1}$$

де: m – маса частинки, кг;

V – швидкість, м/с;

e – електричний заряд частинки, Кл;

H – напруженість магнітного поля, А/м.

Що сильніше магнітне поле (H), то меншим буде радіус траєкторії, який спричиняє більш інтенсивне переміщення заряджених частинок, активуючи молекули дуття та підвищуючи їхню здатність вступати в хімічні реакції, що, водночас, забезпечує ефективнішу взаємодію молекул і сприяє інтенсифікації процесу газифікації. Активовані молекули кисню беруть участь у хімічних реакціях газифікації з підвищеною швидкістю. При цьому не самі реакції зазнають змін, а відбуваються зміни в процесах, що протікають у гетерогенній системі під впливом магнітного поля. Якщо вважати, що первинною є трансформація структури молекул кисню, тоді зміна швидкості хімічних реакцій є вторинним ефектом.

У цьому контексті важливим є обґрунтування підходу до інтенсифікації процесу підземної когазифікації вугілля завдяки керуванню лінією вогневого вибою та забезпеченню своєчасного реверсування дуттьових газових потоків. Цей підхід має потенціал для впровадження в промислових масштабах і може бути адаптований до різних типів вугільних пластів, що відкриває нові можливості для розвитку технологій ПГВ.

6.1.2 Визначення швидкості посування вогневого вибою підземного газогенератора

У цьому розділі описано підхід до визначення розрахункової швидкості посування вогневого вибою підземного газогенератора без і з урахуванням впливу магнітних полів.

Сумарний об’єм повітря, необхідний для повного згоряння вугілля в окислювальній зоні газогенератора, можна визначити за допомогою стехіометричних розрахунків на основі реакцій згоряння вуглецю [429]. Основні реакції згоряння вугілля виражаються рівняннями [305]:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2, \tag{6.2}$$

$$C + 1/2O_2 \rightarrow CO + q. \tag{6.3}$$

Перше рівняння відображає повне окислення вуглецю до вуглекислого газу (CO_2), а друге – часткове окислення до чадного газу (CO).

Для розрахунку кількості повітря, необхідного для повного згоряння вугілля, використовується стехіометричне співвідношення між кількістю кисню (O_2) і вуглецю (C) в реакціях [128]. Для повного згоряння вуглецю до CO_2 співвідношення становить 1:1, тобто для окислення однієї молекули C потрібна одна молекула O_2 [430]. У разі часткового згоряння вуглецю до CO співвідношення становить 1:0,5, оскільки для утворення однієї молекули CO потрібна лише половина молекули O_2. Отже, для визначення об’єму повітря, необхідного для повного або часткового згоряння вугілля, потрібно враховувати кількість кисню, необхідну для кожного типу згоряння, і

відповідні стехіометричні співвідношення. У разі підземної когазифікації вугілля сумарний розрахунок повітря для повного згоряння вугілля в окислювальній зоні газогенератора можна визначити з виразу:

$$V_n = l_{o.з} \cdot b \cdot m \cdot \gamma \cdot q \cdot E \cdot C^+, \text{ м}^3/\text{год} \qquad (6.4)$$

де: $l_{o.з}$ – довжина окислювальної зони (приймається 0,3 довжини реакційного каналу [255]);

b = 0,08 – 0,12 м/год – ширина окислювальної зони, що вигазовується за годину (для повітряного дуття приймається 0,1, для пароповітряного приймаємо 0,08, а для дуття, збагаченого киснем, – 0,12);

m – потужність вугільного пласта, м;

γ – густина вугілля, кг/м^3;

q – кількість дуття для згоряння 1 кг вугілля (дані з розрахунку матеріально-теплового балансу – МТБ [254, 235]), нм^3;

E – коефіцієнт активізації дуття магнітними полями,

C^+ – коефіцієнт залучення вуглецевмісних речовин.

Теоретичний вихід газу в окислювальній зоні на 1 м^3 дуття становитиме:

$$V_{o.з}^m = \frac{N_2^n}{N_2^{o.з}}, \text{ м}^3/\text{м}^3, \qquad (6.5)$$

де: N_2^n – вміст азоту в повітрі (дані з розрахунку МТБ);

$N_2^{o.з}$ – вміст азоту в окислювальній зоні (дані з розрахунку МТБ).

Вихід газу з окислювальної зони становить:

$$V_{o.з} = V_n \cdot V_{o.з}^m, \text{ м}^3/\text{год}. \qquad (6.6)$$

Теоретичний вихід газу з газогенератора на 1 м^3 газу окислювальної зони становитиме:

$$V_{г.г}^m = \frac{N_2^{o.з}}{N_2^{в.г}}, \qquad (6.7)$$

де: $N_2^{o.з}$ – вміст азоту у валовому газі (з МТБ).

Тоді вихід валового газу і відповідно продуктивність газогенератора визначимо за формулою:

$$V_{в.г} = V_{о.з} \cdot V_{г.г}^{m}, \text{ м}^3/\text{год}. \quad (6.8)$$

Кількість вугілля, що вигазовується за одиницю часу розраховується за формулою:

$$Q_{в} = \frac{V_{в.г}}{V_{г.г}}, \text{ кг/год}, \quad (6.9)$$

де: $V_{г.г}$ – вихід газу з газогенератора (дані з розрахунку МТБ), м^3/кг.

Кількість вугілля, що вигазовується за одиницю часу в окислювальній зоні розраховується за формулою:

$$Q_{в}^{о.з} = \frac{V_{п}}{V_{г.г}}, \text{ кг/год}, \quad (6.10)$$

Кількість вугілля, що вигазовується у відновлювальній зоні за одиницю часу, розраховується за формулою:

$$Q_{в}^{в.з} = Q_{в} - Q_{в}^{о.з}, \text{ кг/год}, \quad (6.11)$$

Лінійна швидкість посування вогневого вибою окислювальної зони газогенератора визначається за виразом:

$$V_{в.в}^{о.з} = \frac{Q_{в}^{о.з}}{Q_{в.1}}, \text{ м/год}, \quad (6.12)$$

де: $Q_{в.1}$ – кількість вугілля в 1 п.м пласта панелі газогенератора, кг.

Лінійна швидкість посування вогневого вибою відновлювальної зони газогенератора становитиме:

$$V_{в.в}^{о.з} = \frac{Q_{в}^{в.з}}{Q_{в.1}}, \text{ м/год}. \quad (6.13)$$

Лінійна швидкість посування вогневого вибою газогенератора становитиме:

$$V_{в.в} = \frac{Q_в^{о.з} + Q_в^{в.з}}{2}, \text{ м/год.} \tag{6.14}$$

Швидкості посування вогневого вибою газогенератора визначалися при застосуванні змінного типу дуття.

Для відтворення форми положення вогневого вибою $x(t)$ статичні співвідношення (6.4) – (6.14) доповнюються часовою кінематикою з рухомою межею. При цьому стехіометричні співвідношення (6.2) – (6.8) не змінювалися. Нестаціонарність вводиться виключно через закон миттєвої швидкості $v(t)$, який описує послідовність «прогрівання/активація → розгін → згасання». Далі траєкторія $x(t)$ була отримана інтегруванням $v(t)$ і використана як поточна довжина сформованого реакційного каналу.

Кінематика вибою задається функцією часу:

$$v(t) = \frac{v_{\max}}{1 + \exp\left(-\dfrac{t - t_0}{\tau_1}\right)} \exp\left(-\frac{(t - t_2)}{\tau_2}\right), \; x(t) = \int_0^t v(\theta)\, d\theta, \tag{6.15}$$

де: $Q_{в.1}$ – кількість вугілля в 1 п.м пласта панелі газогенератора, кг;

t_0, τ_1 – затримка окислювальних реакцій і характерний час розгону (перехід до активної стадії);

t_2, τ_2 – момент початку і темп згасання швидкості (збільшення тепловтрат і обмеження доступності реагентів дуття).

Сталу швидкість вигазовування виразимо через $v(t)$. Тоді швидкість вигазовування становитиме:

$$V_1(t) = \gamma \cdot m \cdot b \cdot v(t), \text{ кг/год,} \tag{6.16}$$

а накопичена маса вигазованого вугілля:

$$M_1(t) = \gamma \cdot m \cdot b \cdot x(t), \text{ кг,} \tag{6.17}$$

де: γ, m, b – параметри визначення маси вугілля в 1 п.м каналу;

$v(t)$ – лінійна швидкість посування вогневого вибою вздовж реакційного каналу $v(t) = dx/dt$, (м/год);

$x(t)$ – поточна довжина посування вогневого вибою від початку каналу, з початковою умовою $x(0) = 0$, м.

Довжини зон у кожен момент часу визначаються як частки поточної довжини каналу:

$$L_o(t) = \lambda x(t),\ L_в(t) = (1-\lambda)x(t), \tag{6.18}$$

де: λ – частка окислювальної зони (для режиму без намагнічування дуття $\lambda = \lambda_0 \approx 0{,}3$.

Формули (6.4) – (6.8) обчислюються покроково в часі з використанням актуальних $x(t)$ і $L_o(t)$. Таким чином, витрати дуття і вихід газу стають функціями часу при незмінній стехіометрії реакцій.

Практично розрахунок виконується дискретно за часовим кроком Δt. На кроці k знаходимо $v(t_k)$, після чого оновлюємо $x_{k+1} = x_k + v(t_k)\Delta t$. Далі обчислюємо $L_o(t_k) = \lambda x_k$.

Одна й та сама формула $v(t)$ використовується для двох режимів, які відрізняються лише наборами параметрів:

$$\{v_{\max}, t_0, \tau_1, t_2, \tau_2, \lambda\}_б,\ \{v_{\max}, t_0, \tau_1, t_2, \tau_2, \lambda\}_н, \tag{6.19}$$

де: *б*, *н* – режими без намагнічування і з намагнічуванням дуття відповідно.

Фізично обґрунтовано очікувати для режиму з намагнічуванням парокисневого дуття $v^н_{\max} > v^б_{\max}$, $t^н_0 < v^б_0$, $\tau^н_1 < \tau^б_1$, $\tau^н_2 > \tau^б_2$, а також можливе помірне збільшення частки окислювальної зони $\lambda_н \geq \lambda_0$ за рахунок зменшення енергії активації E_a.

Отже, у випадку намагнічування дуття отримаємо більш інтенсивне посування окислювальної зони, вищу швидкість вигазовування і повільніше загасання відновлювальної зони.

Наведений вище опис дає можливість оцінити ефективність подачі різного типу дуття, а також вплив магнітних полів на когазифікацію вугілля. Результати розрахунків дають змогу визначити динаміку поведінки газогенератора, включно з виходом генераторного газу, продуктивністю та швидкістю посування поверхні горіння як у зоні окислення, так і в зоні

відновлення. Отримані показники можна використовувати для контролю ефективної роботи підземного газогенератора.

У наступному підрозділі розглядаються параметри посування вогневого вибою підземного газогенератора з урахуванням впливу магнітних полів на інтенсифікацію процесу когазифікації. Наведено основні аспекти, пов’язані зі зміною напрямку і швидкості посування вогневого вибою, а також їх оптимізацію для досягнення більшої ефективності процесу когазифікації. На основі отриманих результатів розроблено спосіб підготовки газогенератора з інтенсифікацією процесу когазифікації магнітними полями.

6.1.3 Коригування параметрів посування вогневого вибою з урахуванням впливу магнітних полів

Як було зазначено в дослідженні [165] намагнічування дуття (активації молекул пароповітряної суміші дуття за допомогою створення неоднорідного магнітного поля) впливає на активність вигазовування вуглецю в процесі когазифікації твердого палива. Таким чином, при застосуванні намагнічування дуття як елемента інтенсифікації необхідно здійснити коригування швидкості посування вогневого вибою. Тут же необхідно розуміти, що намагніченість дуття впливає на активність вигазовування, але не є тотожним швидкості вигазовування. Активність вигазовування вуглецю, спричинена впливом магнітних полів, матиме місце в окислювальній зоні реакційного каналу, в той час як прямий вплив на відновлювальну зону нівелюється. Це пояснюється тим, що в умовах окислювальної зони спостерігається переважне утворення активних радикалів та збуджених молекул, що реагують з вуглецевмісною складовою твердого палива. Під впливом магнітного поля інтенсифікується протікання таких реакцій, як окислення летких компонентів, розщеплення водяної пари та активування кисню, що підвищує ступінь конверсії вуглецю. Водночас, у відновлювальній зоні, де домінують реакції взаємодії твердого вуглецю з вуглекислим газом або водяною парою з утворенням CO та H_2, вплив магнітного поля є опосередкованим і значно менш вираженим, що вказує на потенціал отримання водню в зоні переходу.

На Рисунку 6.2 на основі проведення розрахунків швидкості посування вогневого вибою та попередньо отриманих параметрів інтенсифікації вигазовування вугілля із застосуванням магнітних полів [165] визначено параметри, які дають змогу прогнозувати формування та розвиток (зміну кривизни) лінії вогневого вибою.

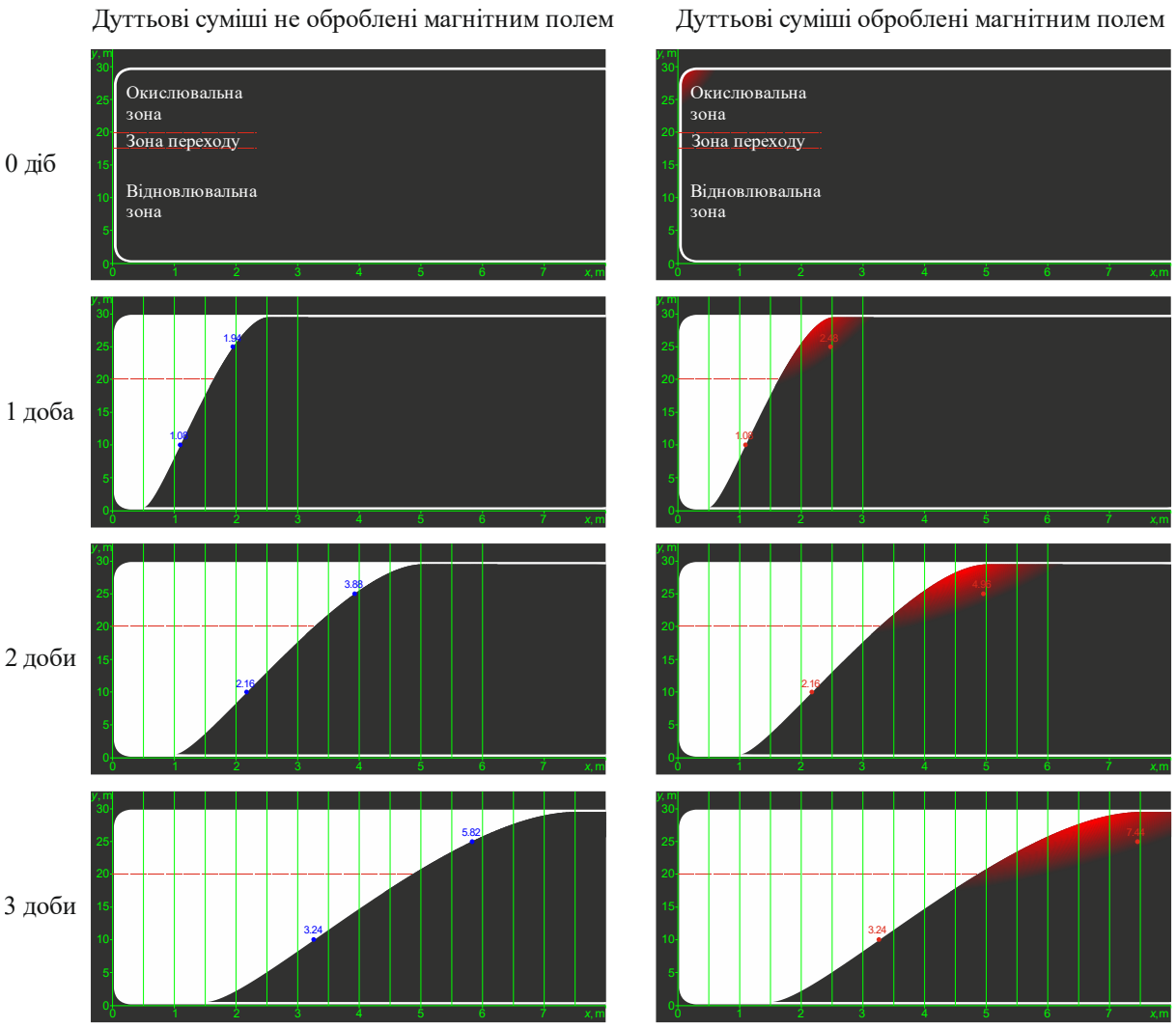


Рисунок 6.2 – Порівняльний прогноз розвитку лінії вогневого вибою без застосування та із застосуванням магнітних полів

Як можемо спостерігати на Рисунку 6.2 довжина вогневого вибою становить 30 м. Довжина вугільного стовпа визначається розрахунково, враховуючи низку геомеханічних, термодинамічних та аеродинамічних параметрів. Для більш чіткого зображення ситуаційного ходу вигазовування масштабна сітка координат є не фіксованою.

Для наочності на Рисунку 6.3 наведено динаміку зміни ліній вогневого вибою в масштабі. Більше того наведено порівняння прогнозу розвитку лінії вогневого вибою парокисневого дуття з повітряним дуттям для розуміння впливу процесу інтенсифікації на швидкість вигазовування.

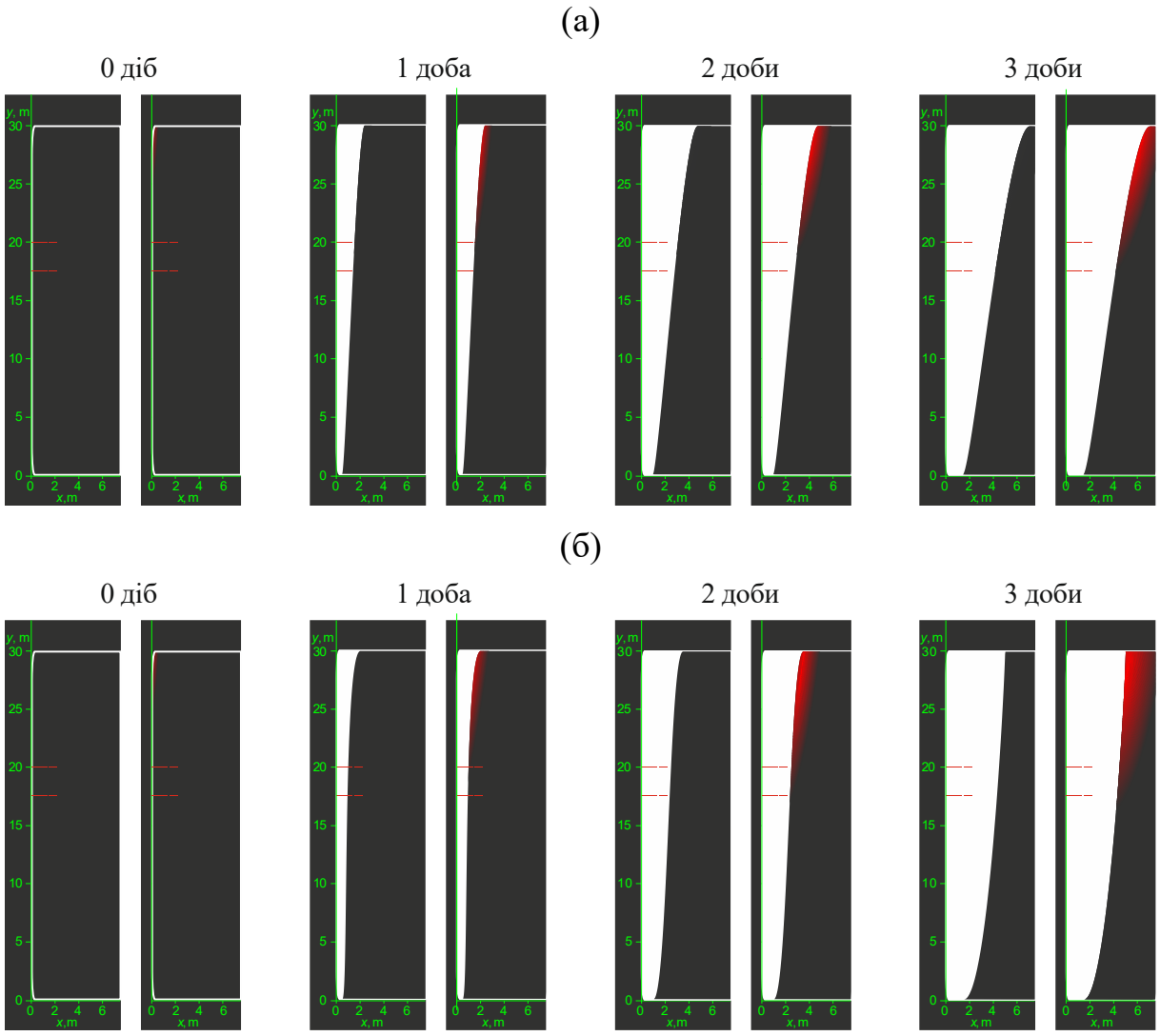


Рисунок 6.3 – Порівняльний прогноз розвитку лінії вогневого вибою (у масштабі) без застосування магнітних полів (ліві частини) та із застосуванням магнітних полів (праві частини): (а) парокисневе дуття; (б) – повітряне дуття

Реакційний канал умовно поділено на 3 зони: окислювальна зона (33% довжини реакційного каналу), зона переходу та відновлювальна зона. У межах окислювальної зони відбувається найбільш інтенсивна взаємодія

окислювальних реагентів з твердим паливом, що супроводжується виділенням тепла, утворенням активних газоподібних продуктів і різким підвищенням температури. Червоним кольором на правій частині рисунків зображено динаміку впливу магнітного поля за перші 3 доби. На Рисунку 6.4 показано залежність зміни посування вогневого вибою по довжині реакційного каналу при застосуванні намагнічування дуття та без намагнічування.

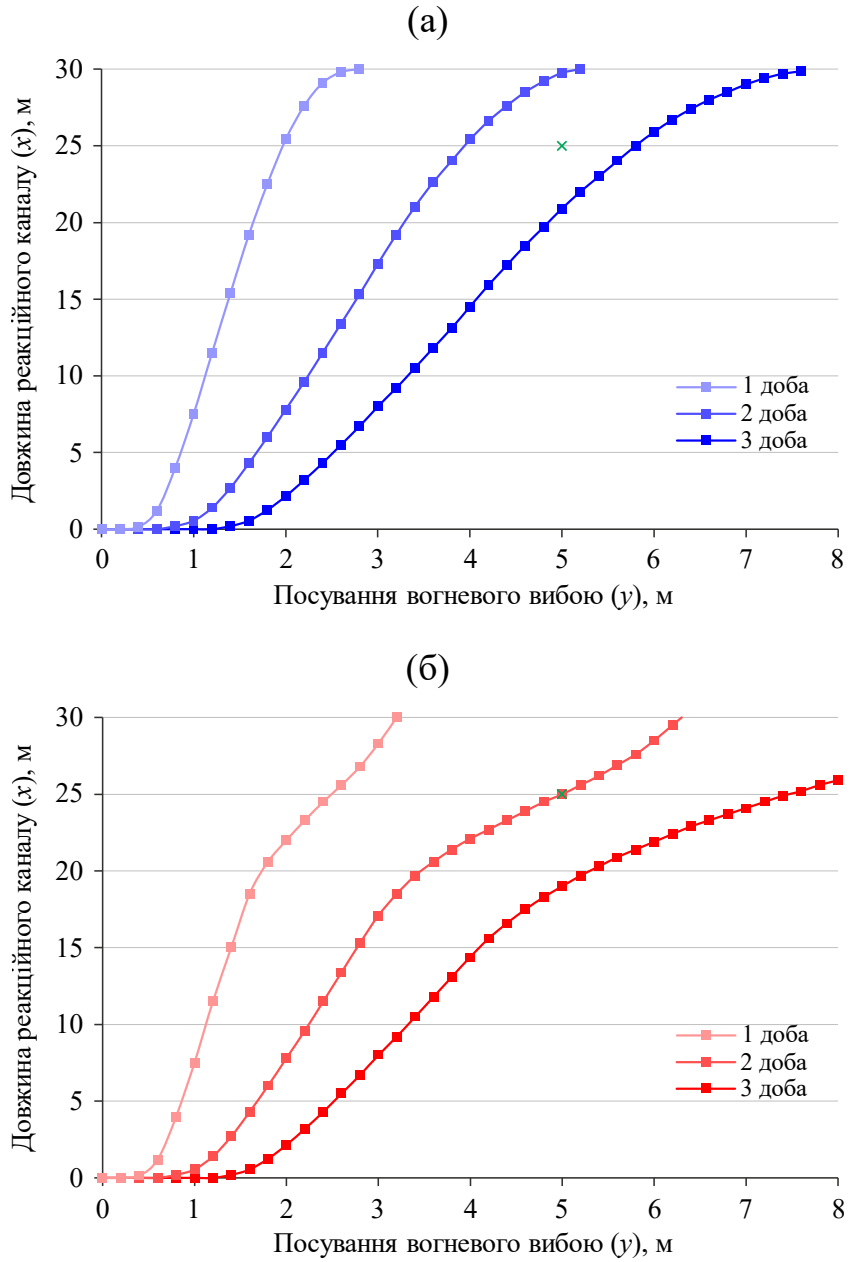


Рисунок 6.4 – Залежність зміни посування вогневого вибою по довжині реакційного каналу: (а) – без намагнічування; (б) – при застосуванні намагнічування дуття

Аналізуючи графіки, наведені на Рисунку 6.4, можемо стверджувати, що за інтенсифікації вигазовування вугілля магнітними полями відбувається випередження розвитку окислювальної зони і цей розвиток збільшується з плином часу. Відповідно необхідно здійснювати коригування параметрів посування вогневого вибою, а саме періодичність реверсування газодуттьових потоків. Зазвичай періодичність реверсування за потужності вугільного пласта 1 м має здійснюватися один раз на 3 доби, тобто посування окислювальної зони на відстань 5,0 м за розрахункового добового посування окислювальної зони 1,66 м при застосуванні повітряного дуття та 2,6 доби за розрахункового добового посування окислювальної зони 1,94 м при застосуванні парокисневого дуття.

Для визначення часового проміжку, в який необхідно здійснювати реверсування газодуттьових потоків, зіставимо отримані криві, що межують з умовною точкою 5 м окислювальної зони для уникнення надмірного видовження реакційного каналу (Рисунок 6.5).

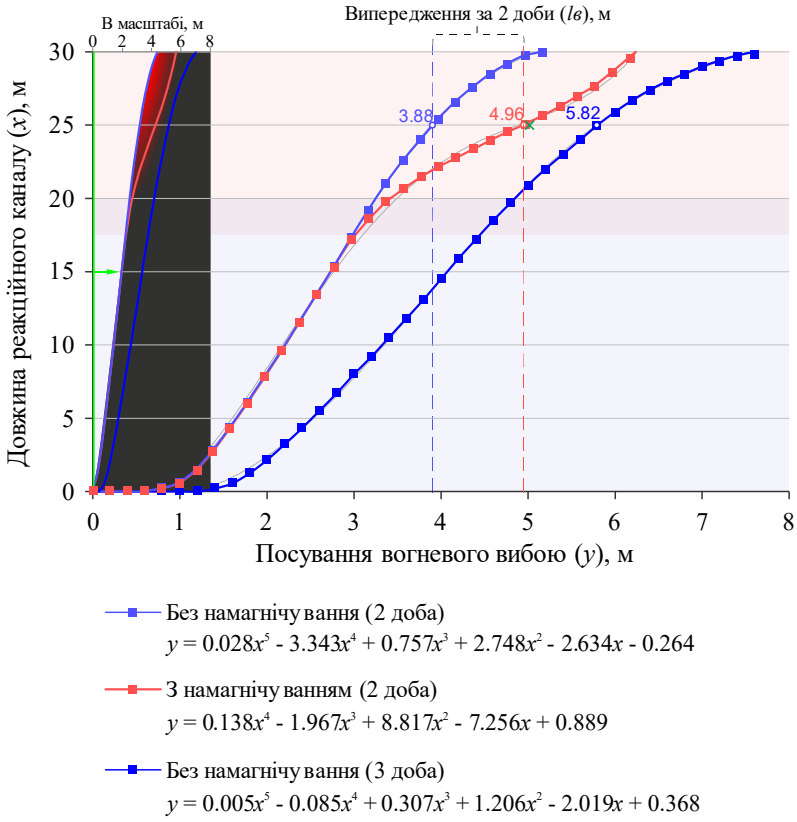


Рисунок 6.5 – Зіставлення залежностей зміни посування вогневого вибою по довжині реакційного каналу

У нашому випадку при застосуванні магнітних полів така періодичність скорочується до 2 діб, тобто час скорочується на 23%. Варто зазначити, що це мається на увазі лише коригування часових рамок реверсування, а не весь процес інтенсифікації, адже застосування магнітних полів має прямий вплив лише на активну окислювальну зону газифікації. Це уточнення є вкрай важливим для забезпечення стабільності процесу вигазовування. Очевидно, що при застосуванні намагнічування дуття збільшується довжина лінії реакційного каналу за рахунок випередження, зміна якої призведе до втрати керованості над процесом когазифікації. Відповідно недопущення критичного збільшення довжини реакційного каналу є одним із найважливішим технологічним параметром.

У межах порівняння варіантів з та без намагнічування дуття для визначення впливу на інтенсивність вигазовування було використано дані зміни довжини реакційного каналу залежно від посування вогневого вибою. На основі отриманих значень виконано чисельне інтегрування методом трапецій, що дало змогу визначити площу вигазованого вугілля за 2 доби. Встановлено, що для базового варіанту без намагнічування площа зони вигазовування становить 82,4 м^2, тоді як для інноваційного варіанту з намагнічуванням - 92,6 м^2, що відповідає приросту площі вигазовування 12,4%. Отримані дані площі підтверджуються додатково проведеним графічно-геометричним аналізом.

Виходячи з площі зони вигазовування – 41,2 м^2/добу для базового варіанту газифікації без намагнічування дуття та 46,3 м^2/добу для інноваційного варіанту когазифікації із намагнічуванням дуття, лінійна швидкість посування вогневого вибою, становитиме 1,37 та 1,54 м/добу.

Таким чином встановлено, що застосування намагніченого парокисневого дуття підвищує лінійну швидкість посування вогневого вибою з 1,37 до 1,54 м/добу, збільшуючи площу вигазовування на 12,4%, що забезпечує скорочення інтервалу реверсування з 2,6 до 2,0 діб при віддалені середини окислювальної зони на довжину 5,0 м від початкового значення. Врахування параметрів реверсування дає змогу запобігти надмірному видовженню реакційного каналу і забезпечить стабільну роботу геореакторної системи при інтенсифікації процесу когазифікації.

6.1.4 Розробка способу підготовки газогенератора з інтенсифікацією процесу когазифікації магнітними полями

Для реалізації запропонованого способу інтенсифікації процесу когазифікації магнітними полями в натурних умовах у даній роботі запропоновано спосіб підземної когазифікації вугілля, який передбачає буріння дуттьової і газовідвідної свердловин, їх збійку, розпалювання вугільного пласта і утворення вогневого вибою з подачею різнотипного дуття і вуглецевмісної сировини дуттьовою свердловиною та відведенням продуктів когазифікації на земну поверхню газовідвідною свердловиною. Відмінною особливістю запропонованого способу є попереднє намагнічування парокисневого дуття на поверхні перед його подачею в зону когазифікації, що забезпечує додаткову активацію реагентів і сприяє інтенсифікації протікання термохімічних перетворень у високотемпературній зоні окислення.

Запропонований спосіб може бути використаний при підземній розробці вугільних пластів шляхом когазифікації вугілля безпосередньо на місці його залягання. Він також може знайти застосування у хімічних виробництвах, де використання парокисневого дуття є складовою технологічних процесів переробки твердих вуглецевмісних сумішей. Застосування парокисневого дуття в поєднанні з магнітною обробкою дає змогу збільшити вміст водню в продуктивному газі за рахунок інтенсифікації реакцій конверсії водяної пари, що підвищує енергетичну цінність газу та ефективність процесу в цілому.

В основу запропонованого способу інтенсифікації процесу газифікації покладено технічне завдання, спрямоване на підвищення ефективності перетворення вуглецевмісної сировини шляхом збільшення інтенсивності термохімічних реакцій у підземному газогенераторі, зменшення втрат вуглецю в процесі когазифікації та підвищення експлуатаційної надійності системи за рахунок привнесення додаткових вуглецевмісних компонентів у реакційну зону. Це, водночас, дає змогу підвищити частку водню та в складі генераторного газу, а також стабілізувати фронт вигазовування в умовах тривалого циклу роботи газогенератора. Технологічну схему підготовки газогенератора при когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини наведено на Рисунку 6.6.

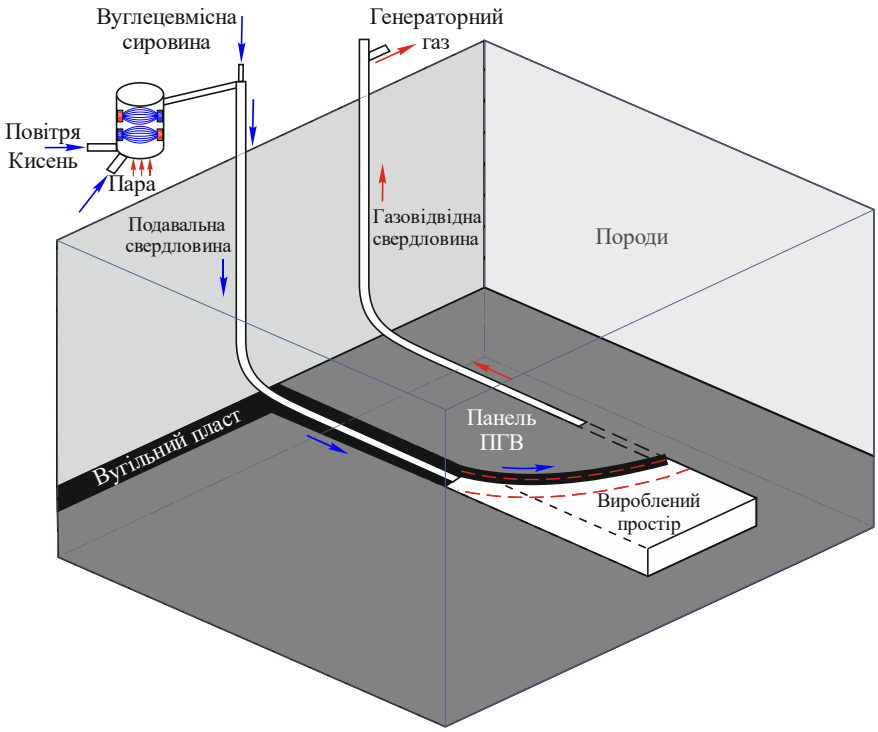


Рисунок 6.6 – Технологічна схема підготовки підземного газогенератора при когазифікації (стрілками показано напрямок руху дуття і відведення генераторного газу)

Використання магнітного поля для попередньої обробки парокисневого дуття забезпечує його активацію, що сприяє інтенсифікації процесів окислення та парової конверсії. Продукти дуття перед подачею в підземний газогенератор готують у спеціальному пристрої, який намагнічує відповідні реагенти. У цьому пристрої попередньо нагрівають водоповітряну суміш до утворення пароповітряної, одночасно впливаючи на неї магнітними полями. Цей вплив триває протягом усього часу подачі реагентів дуття в зону когазифікації.

Перед подачею у підземний газогенератор продукти дуття проходять підготовку у спеціальному пристрої, призначеному для магнітної обробки реагентів. У цьому пристрої водоповітряну суміш попередньо нагрівають до утворення пароповітряної, одночасно піддаючи її впливу магнітного поля. Такий вплив здійснюється безперервно протягом усього часу подачі реагентів у зону когазифікації, що забезпечує додаткову активацію кисню та водяної пари, прискорення термохімічних реакцій і збільшення виходу цільових компонентів у складі генераторного газу.

Намагнічування парокисневої суміші характеризується переведенням молекул водяної пари та кисню повітря у збуджений енергетичний стан. Потрапляючи до підземного газогенератора, активізоване магнітним полем дуття інтенсифікує протікання окислювально-відновних реакцій у вогневому вибої завдяки зниженню енергетичних витрат на розщеплення молекул органічної частини палива, що бере участь у цих процесах. Підвищена реакційна здатність молекул пари сприяє прискоренню парової конверсії та інших термохімічних реакцій, унаслідок чого підвищується концентрація горючих компонентів, насамперед водню та оксидів вуглецю, у складі генераторного газу. Такий ефект забезпечує не лише підвищення теплоти згоряння газу, але й підвищення загальної ефективності процесу когазифікації.

Під дією магнітного поля у пристрої намагнічування відбувається формування водяної пари з одночасним розривом водневих зв'язків між молекулами. Контакт молекул води з поверхнею полюсів магнітів на межі фаз «тверде – рідке» створює градієнт напруженості магнітного поля, що проявляється на молекулярному рівні. Наявність неоднорідності магнітних полів сприяє інтеркомбінаційним переходам спінів іонів H^+ і недисоційованих пар електронів молекул H_2O, що різко знижує концентрацію водневих зв'язків молекул води. В результаті різко зменшується кількість водневих зв'язків між молекулами води, формуючи триплетний збуджений стан, в якому знижується енергія розпаду молекул у хімічних реакціях.

Збуджені в такий спосіб молекули води інтенсивно переходять у газову фазу і надходять у зону когазифікації у вигляді активованої водяної пари. Аналогічного збудження зазнають молекули кисню в повітрі, які на початкових стадіях хімічних реакцій дисоціюють на атоми, що додатково підвищує швидкість та глибину окислювально-відновних процесів у вогневому вибої.

Стійкість триплетного збудженого стану молекул кисню та води зумовлена тим, що вони перебувають у своєрідній «енергетичній пастці». Перехід з триплетного в основний синглетний стан є забороненим згідно з правилами відбору, що унеможливлює швидке вивільнення накопиченої

енергії. Водночас підвищення енергетичного рівня з переходом у синглетний збуджений стан, а потім поверненням до основного з випроміненням енергії, також не реалізується через недостатню енергію зіткнень між молекулами. Таким чином, триплетний стан зберігається достатньо довго для того, щоб молекули води і кисню вступили в реакції у зоні високотемпературного окислення підземного газогенератора з підвищеною реакційною здатністю.

Оскільки переходи між триплетним і синглетним станами не є абсолютно забороненими, збуджений стан молекул поступово релаксує до початкового. Однак тривалість цього процесу є достатньою для транспортування активізованих молекул кисню і водяної пари в реакційну зону процесу підземної когазифікації. У цих умовах вони вступають у хімічні реакції з підвищеною реакційною здатністю, що сприяє інтенсифікації окислювально-відновних процесів і збільшенню виходу горючих компонентів генераторного газу.

Результати досліджень запропонованого способу показали, що намагнічування пароповітряної суміші під час когазифікації вугілля марки Г забезпечує підвищення інтенсивності технологічного процесу. Одночасно спостерігається збільшення вмісту водню в генераторному газі, що зумовлено більш повним протіканнм термохімічних реакцій відновлення CO_2 та парової конверсії під впливом активізованої магнітним полем пароповітряної суміші. Очікується, що впровадження цього способу в промислових умовах дасть змогу досягти значного економічного ефекту за рахунок підвищення виходу горючих компонентів генераторного газу.

6.1.5 Прикладна реалізація у технічних і технологічних рішеннях

Результати проведених досліджень не обмежилися лише теоретичними положеннями чи комп’ютерним моделюванням. Вони лягли в основу створення низки технічних і технологічних рішень, які отримали правову охорону у вигляді патентів України на винаходи [431 – 433] та корисні моделі [434, 435]. Це підтверджує як наукову новизну проведених досліджень, так і їхню прикладну спрямованість, оскільки запропоновані рішення орієнтовані на промислове впровадження.

Першим кроком реалізації технологічного рішення стала розробка патенту на винахід №121987 [431], в якому розроблено спосіб утилізації відходів у процесі підземної газифікації вугілля (когазифікація). На відміну від традиційних підходів, тут передбачено кріогенну підготовку відходів рідким азотом, доведення їх до кристалізаційного стану, подальше тонке подрібнення та введення до складу дуттьової суміші. Такі рішення дають змогу інтенсифікувати процес газифікації, оскільки дрібнодисперсні частинки легше потрапляють у реакційний канал, забезпечуючи рівномірність хімічних перетворень. Важливим результатом є також екологічна складова, оскільки канцерогенні сполуки відокремлюються мембранними системами та повторно спрямовуються до вогневого вибою, що значно знижує шкідливі викиди та формує замкнений екологічно безпечний цикл.

Подальший розвиток ідеї утилізації наведено в патенті на винахід №124678 [432], який орієнтований на одночасну газифікацію побутових і промислових відходів у поєднанні з вугіллям (когазифікація). Суттєвою інновацією тут стало використання плазмотронів на гнучких трубопроводах у дуттьових і газовідвідних свердловинах, що дає змогу створювати локальні температурні поля та керувати активністю зон вогневого вибою вздовж усього стовпа газифікації. У результаті процес стає більш стабільним, контрольованим і передбачуваним. Крім того, поєднання газифікації вугілля з відходами дає змогу розширити ресурсну базу, зменшити обсяг відходів, які підлягають захороненню, і водночас отримати енергетичний і хімічний продукт, придатний для подальшої переробки.

У патенті на винахід №127929 [433] основну увагу зосереджено на технічному вдосконаленні шахтного газогенератора. Запропоноване рішення полягає у застосуванні гнучкого карбонового трубопроводу, з’єднаного з дозатором-змішувачем дуттьових сумішей, формуванні камери підготовки дуття, а також використанні спеціальної платформи зі шківами тертя для його посування. Це дає змогу значно знизити трудомісткість підготовчих робіт, підвищити ергономіку праці та забезпечити високу маневреність системи. Важливо, що технологія орієнтована на відпрацювання тонких і дуже тонких

пластів твердого палива, які традиційно вважаються проблемними для промислової газифікації. Таким чином, рішення не лише зменшує втрати дуття, генераторного газу та вугілля, а й відкриває можливості для використання шахт, які перебувають на стадії стагнації, однак мають значні забалансові запаси.

Практичний внесок досліджень підтверджує і патент на корисну модель №159882 [434], присвячений удосконаленню конструкції трубопроводу для підземної газифікації. Особливість полягає у використанні перфорованої жаростійкої насадки з металевими пластинами у формі розсіювальної лінзи, які забезпечують рівномірний розподіл дуттьових сумішей у зоні реакційного каналу. Це рішення дає змогу суттєво покращити умови високотемпературних окислювальних процесів у вогневому вибої, стабілізувати тепловий режим і зменшити енергетичні втрати. Завдяки підвищенню надійності та довговічності трубопроводу така конструкція є особливо цінною для шахт із некондиційними запасами вугілля, непридатними для традиційного видобутку.

Не менш важливим є патент на корисну модель №152841 [435], що враховує геомеханічні особливості процесу. На основі визначення напружено-деформованого стану гірського масиву формується приконтурна зона розсіювання напружень, яка використовується для оптимального розташування дуттьових і газовідвідних свердловин. Такий підхід дає змогу забезпечити високу керованість процесу навіть у зонах тектонічних порушень, де традиційні методи виявляються малоефективними. Результатом є зменшення втрат дуття і генераторного газу, а також ефективне використання як балансових, так і забалансових запасів палива. У підсумку це веде до підвищення продуктивності газогенераторів і безпеки робіт у складних гірничо-геологічних умовах.

Вищенаведені патенти вказують на те, що результати проведених досліджень мають не лише теоретичну, а й практичну цінність. Вони заклали основу для створення інноваційних технічних рішень, що забезпечують інтенсифікацію процесів підземної когазифікації, підвищення її екологічної та економічної ефективності, а також розширення ресурсної бази шляхом залучення вуглецевмісних відходів.

6.2 Багатокритеріальна оцінка придатності вугільних пластів до когазифікації з використанням вибору індексу переваг

6.2.1 Постановка проблеми оцінки придатності вугільних пластів

Підземна газифікація вугілля дає змогу розробляти малопотужні вугільні пласти перетворюючи вуглецеву складову на синтез-газ без безпосереднього видобутку вугілля на поверхню [122, 171, 191]. Однак ефективність цієї технології значною мірою залежить від вибору придатних для газифікації пластів, які визначаються низкою критеріїв, включно із груповаными геологічними, гідрогеологічними та гірничотехнічними факторами. На сьогодні відсутні чітко, офіційно затвердженні чи регламентовані стандарти для оцінки придатності вугільних пластів до використання цієї технології.

За відсутності чітких норм постає потреба у простій і прозорій процедурі відбору ділянок чи конкретних пластів до розробки [436]. Вона має враховувати не один показник, а сукупність ключових ознак родовища та умов його освоєння. Такий підхід формує основу для послідовного порівняння можливих ділянок та обґрунтованого вибору. Це зумовлює необхідність проведення детального аналізу та розробки відповідної методології.

У сучасних дослідженнях дедалі більшої уваги приділяється багатокритеріальним підходам у процесі вибору та оцінки ділянок до підземної газифікації вугілля, що дає змогу узгоджено враховувати різнорідні фактори та формувати обґрунтовані, відтворювані висновки щодо придатності ділянок. Так, Huang та ін. [47] проаналізували розподіл залишкових вугільних ресурсів у Китаї та оцінили їхню придатність до ПГВ на основі геологічних та економічних факторів, підкресливши необхідність системного підходу до відбору ділянок. Подальший розвиток цього напряму наведено в роботі Не та ін. [437], де запропоновано індексну систему геологічного добору та метод оцінки перспективних районів для ПГВ, з урахуванням таких параметрів, як проникність, потенціал отримання генераторного газу та гідрологічні умови. Використання таких індексів уможливлює порівняння альтернатив на єдиній шкалі та адаптацію оцінки до гірничо-геологічних.

Для підвищення надійності процесу вибору ділянок для ПГВ, Huang та ін. [175] запропонували метод моделювання, заснований на поєднанні вагових коефіцієнтів із використанням теорії ігор, що забезпечує більш збалансований підхід до ухвалення рішень шляхом поєднання експертного досвіду та кількісних даних. В іншому нещодавньому дослідженні Chen та ін. [438] розробили систему оцінки, орієнтовану на застосування ПГВ на середніх і великих глибинах, що враховує геологічні, технічні та екологічні фактори з метою оптимізації ухвалення рішень у проєктах підземної газифікації.

Таким чином, вибір придатних ділянок для ПГВ потребує структурованого багатокритеріального підходу, що інтегрує геологічні, гідрогеологічні та гірничотехнічні параметри. Відсутність загальновизнаних стандартів оцінки придатності зумовлює потребу у створенні адаптивної та об’єктивної методології, яка могла б застосовуватися до різних вугільних родовищ і геологічних умов.

Дослідження представлене в цьому розділі, спрямоване на вивчення та обґрунтування можливостей використання методу підземної когазифікації вугільних пластів на прикладі шахти “Західно-Донбаська” ПрАТ “ДТЕК Павлоградвугілля”, що має важливе значення для розвитку енергетичного сектору та забезпечення енергетичної безпеки країни. Для обґрунтування придатності вугільних пластів з урахуванням конкретних критеріїв щодо застосування інноваційної технології підземної когазифікації необхідно провести аналіз вугільних пластів, які знаходяться в межах обраної ділянки, а також оцінити якість вугілля та гірничо-геологічне середовище що вміщує пласти вугілля. Наступним кроком є доповнення визначених критеріїв фактором інтенсифікації процесу газифікації (когазифікації), як додаткового критерію зважаючи на важливість зовнішнього впливу на процес протікання термохімічного перетворення вугілля на генераторний газ. На основі дослідження буде визначено конкретні вугільні пласти, які розглядатимуться для подальшого відпрацювання з використанням технології свердловинної підземної когазифікації вугілля.

6.2.2 Характеристика об’єкта дослідження

Шахта «Західно-Донбаська» знаходиться на схід від міста Павлоград (15 км), що належить Павлоградському району Дніпропетровської області. Межі поля шахти «Західно-Донбаська» були затверджені ВСП ШУ «Тернівське» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» (Рисунок 6.7). Шахтне поле має розміри: за простяганням – 15,8 км, за падінням – від 2,1 км до 6,2 км (загальна площа гірничого відводу становить 77,3 км^2). Шахтне поле розділене на 3 блоки. Проєктна потужність шахти – 2500 тис. т/рік, встановлена виробнича потужність – 2430 тис. т/рік.

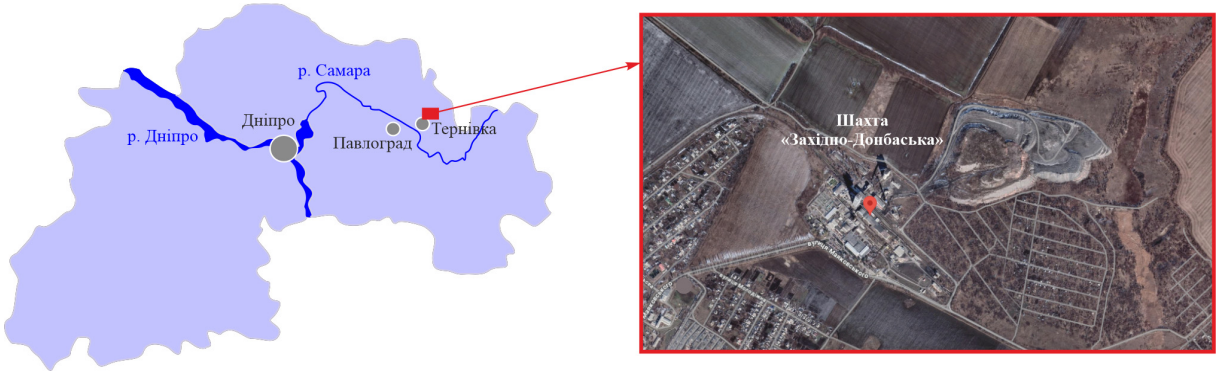


Рисунок 6.7 – Розташування шахти «Західно-Донбаська»

Категорія шахти за газом – надкатегорійна. Категорія за пилом – небезпечна. Абсолютна газоносність – 109,5 м^3/хв. Відносна – 43,17 м^3/т. Водоприплив становить 81 м^3/год. На балансі шахти знаходиться 8 вугільних пластів, з яких шахта розробляє лише два – $c_{10}^{в}$ і $c_8^{н}$. Марка вугілля, що видобувається – ДГ, Г. Вугілля використовується як енергетичне паливо і може використовуватися при виробництві коксу.

У геологічній будові району бере участь потужний комплекс палеозойських, мезозойських і кайнозойських осадових відкладів, що залягають на кристалічних породах північно-східного схилу Українського щита. Комплекс осадових відкладів представлений породами девонської, кам’яновугільної, пермської, тріасової, юрської, палеогенової та неогенової систем, перекритих суцільним чохлом четвертинних відкладів.

У геологічній будові шатного поля поширені осадові утворення докембрійського, палеозойського і кайнозойського віку. Докембрійські кристалічні утворення були розкриті в південній частині шахтного поля. Докембрійські породи представлені гранітами, магматитами, кристалічними сланцями та гнейсами на глибині. Крім диз'юнктивної тектоніки, що має основний розвиток на площі шахтного поля, мають розповсюдження плікативні форми дислокацій, які набули розвитку переважно в смузі, що примикає до Богданівського скиду. Тут розвинуті дислокації, виражені у вигляді пологих антиклінальних підняттів і синклінальних прогинів. Форми полого-хвилястого залягання порід і вугілля добре простежуються на гіпсометричних планах вугільних пластів і геологічній карті. Геологорозвідувальні роботи в межах шахтного поля дали змогу вивчити тектонічну структуру площі досить повно. Однак під час експлуатаційних робіт регулярно виявляють невеликі тектонічні порушення з амплітудами приблизно від 1 до 3 м [439].

У зв'язку із завершенням видобутку запасів вугільних пластів $c_8^н$ і $c_{10}^в$ до 2030 року, необхідно прогнозувати введення в експлуатацію нових вугільних пластів робочої потужності, що дасть змогу зберегти виробничу потужність та досягти відповідних техніко-економічних показників.

Основною продуктивною товщею оцінюваного шахтного поля є вугільні поклади самарської світи (C_1^3), у розрізі якої виявлено 56 вугільних пластів і прошарків, з яких потужності 0,60 м та вище досягають 14 вугільних пластів: $c_{10}^в$, c_9, $c_8^в$, $c_8^н$, $c_7^в$, $c_7^н$, c_6, $c_6^в$, c_5, c_4^2, c_4^1, $c_4^в$, $c_4^н$, c_1. Промислове значення мають 8 вугільних пластів: $c_{10}^в$, $c_8^в$, $c_8^н$, $c_7^н$, c_6, c_5, $c_4^в$ і c_1. Пласти, що розробляються: $c_{10}^в$, c_9, $c_8^н$. Загальні відомості про розвідані вугільні пласти, за якими виконано підрахунок запасів, наведені в Таблиці 6.1. На Рисунку 6.8 наведено стратиграфічну колонку вугільних пластів із виділенням основних пластів за Таранівським скидом. Пласти c_9, $c_7^в$,$c_7^н$, $c_6^в$, c_4^2, $c_4^н$, c_1 мають підпорядковане значення та віднесені до позабалансових. На площі шатного поля витриманість пластів неоднакова. На обмежених площах робочої потужності досягають пласти $c_7^в$, c_4^2, c_4^1, $c_4^в$.

Таблиця 6.1 – Загальні відомості про основні розвідані пласти шахти «Західно-Донбаська»

№ з/п	Пласт	Відстань між пластами, м	Глибина залягання, м (від рівня моря)		Глибина залягання дослідної ділянки, м	Потужність вугільного пласта, від-до/середня	Витриманість вугільного пласта
			від	до			
1	$c_{10}^{в}$	-	224	501,0	450	0,60-1,35 0,95	відносно витриманий
2	c_9	30	242	538,00	480	0,45-0,85 0,75	відносно витриманий
3	$c_8^{в}$	24	262	579,0	504	0,60-1,25 0,65	невитриманий
4	$c_8^{н}$	10	264	586,9	514	0,60-1,20 0,90	невитриманий
5	$c_7^{н}$	22	278,9	610,0	536	0,60-1,40 0,70	відносно витриманий
6	c_6	54	341,4	653,0	590	0,60-1,10 0,80	відносно витриманий
7	c_5	32	347,2	692,3	622	0,65-1,30 0,85	відносно витриманий
8	$c_4^{в}$	66	416,4	733,4	668	0,15-1,00 0,55	невитриманий
9	c_2	44	482,20	763,00	712	0,35-0,60 0,45	невитриманий
10	c_1	14	469,7	775,0	726	0,51-1,50 0,80	невитриманий

Глибина залягання пластів промислового значення від 224,0 м за пластом $c_{10}^{в}$ до 775,0 м – за пластом c_1. Потужність продуктивної товщі дослідної ділянки від верхнього пласта $c_{10}^{в}$ до нижнього c_1 становить 276 м, сума середніх стратиграфічних потужностей вугільних пластів, прийнятих до підрахунку запасів, дорівнює 1,35 м. Для складних вугільних пластів характерна двох- або трьохпачкова будова, що розділяється прошарками порід, представлених аргілітом вуглистим. Характерним для деяких вугільних пластів є їх розщеплення та наявність пост формаційних розмивів руслового типу.

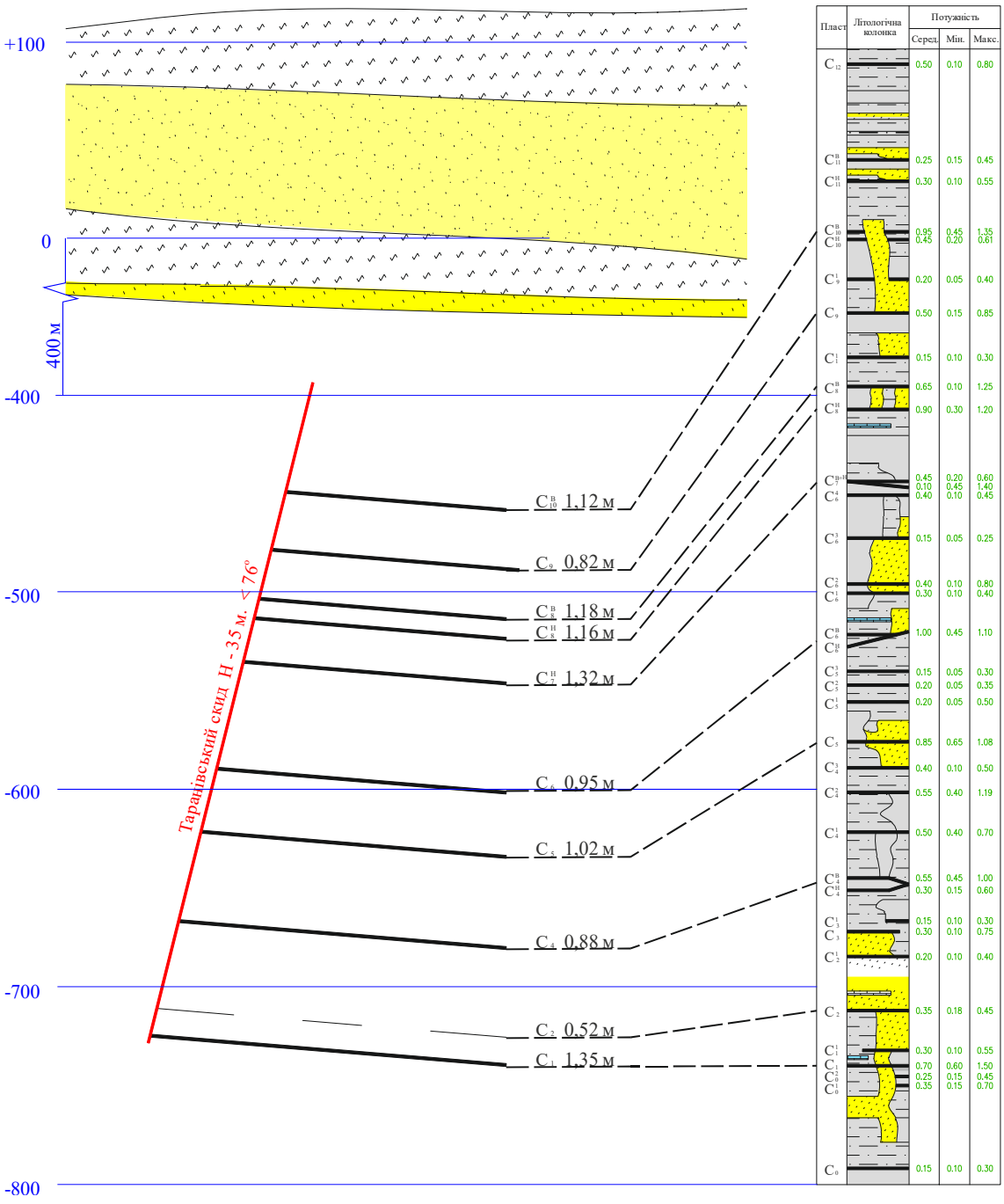


Рисунок 6.8 – Стратиграфічна колонка вугільних пластів (балансові та забалансові) за Таранівським скидом

На дві пачки розщеплено такі вугільні пласти: c_{10} (на $c_{10}^{в}$ і $c_{10}^{н}$), c_8, (на $c_8^{в}$ і на c_7), c_7 (на $c_7^{в}$ і $c_7^{н}$) і c_5 (від нього відокремлюється нижня пачка вугілля неробочого значення). Регіональні розмиви до 2 – 3 км простежуються, головним чином, у західній частині шатного поля по вугільних пластах $c_8^{н}$, $c_7^{н}$, $c_6^{в}$ і c_4^{2}. Розмиви характеризуються переважно субмеридіальним напрямком та складною конфігурацією контурів.

6.2.3 Визначення критеріїв придатності вугільних пластів до підземної газифікації вугілля

На сьогодні немає чітких критеріїв для оцінки доцільності використання підземної газифікації на вугільних родовищах, включно з конкретними вугільними пластами [55, 440, 441]. Потенціал підземної газифікації вугільного родовища залежить від широкого спектра критеріїв, які мають бути оцінені та визначені. Останніми роками кілька груп учених та окремі дослідники намагалися розробити універсальні вимоги до конкретних місць підземної газифікації [36], [283], [442] – [445]:

– «*Керівні принципи для вибору місця газифікації*» [36];

– «*Критерії вибору місця до підземної газифікації*» [283];

– «*Вибір та оцінка ділянки для ПГВ*» [442];

– «*Бажані геологічні та гідрологічні характеристики до підземної газифікації*» [443];

– «*Вибір критеріїв до підземної газифікації*» [444];

– «*Мінімальні вимоги до вибору місця та експлуатації підземної газифікації*» [445].

Однак, оскільки широке впровадження підземної газифікації наразі відсутнє, відповідно фактори для вибору потенційного місця підземної газифікації діють лише як рекомендації і не можуть вважатися суворими критеріями. Відтак доцільно застосовувати гнучкі рамки з поетапним уточненням вимог у міру накопичення вихідних даних.

У даній роботі для оцінки придатності вугільних пластів шахти «Західно-Донбаська» до підземної газифікації вугілля було обрано підхід, запропонований професором кафедри гірничої інженерії та освіти НТУ «Дніпровська політехніка» Дичковським Р.О. [241]. Надалі цей підхід позначатиметься як стандартний метод. Зазначений метод пройшов апробацію в промислових умовах і підтвердив свою ефективність під час розробки технічної документації для проєктів підземної газифікації [446].

Цей підхід є відповідним для визначення можливості застосування технології свердловинної підземної газифікації вугілля в конкретних складних гірничо-геологічних умовах. Зазначений метод є ефективним у визначенні придатності для свердловинної підземної газифікації вугілля з точки зору технологічності та економічних показників. Для оцінки можливості газифікації родовище поділяють на характерні ділянки, і їхню придатність визначають за загальним коефіцієнтом *K*, який залежить від природних параметрів залягання ділянки газифікації та технологічних факторів, з урахуванням відповідних коефіцієнтів. Усього розглядається 17 критеріїв [446].

Коефіцієнти визначаються конкретними гірничо-геологічними умовами та технічними параметрами процесу вигазовування запасів. Загальний коефіцієнт придатності ділянки до підземної газифікації *K* розраховується за формулою (6.20):

$$K_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_i k_v k_{c.м}}{z_i k_r}, \tag{6.20}$$

де: k_i – коефіцієнт, що враховує вплив *i*-го критерію;

n – загальна кількість врахованих критеріїв;

k_v – коефіцієнт варіативності окремих компонентів;

$k_{c.м}$ – коефіцієнт, що враховує ступінь метаморфізму вугілля (марка вугілля);

k_r – коефіцієнт, що враховує ступінь розвіданості ділянки газифікації;

N – емпіричний коефіцієнт, що враховує кількість параметрів оцінки.

При ретельному аналізі вугілля на предмет його придатність до підземної газифікації, значну роль відіграє ступінь метаморфізму. Найбільш придатним є буре вугілля, але цей вид вугілля має значну пористість, що призводить до високої водо- та газопроникності. Найбільш сприятливими умовами, згідно з попереднім досвідом роботи експериментальних і промислових станцій підземної газифікації вугілля, є кам’яне вугілля марок Д і Г, які мають максимальний приплив води до 10 м^3/год.

6.2.4 Обґрунтування вибору методу багатокритеріального прийняття рішення

На сьогодні існує багато технік багатокритеріального прийняття рішень для вирішення різнопланових питань. Проблеми багатокритеріального прийняття рішень (Multi-Criteria Decision-Making Techniques, MCDM) набирають популярності в широкому діапазоні реальних ситуацій, таких як інженерія, економіка та управління. Суть MCDM полягає в сортуванні всіх альтернатив, а потім виборі оптимальної з використанням певного підходу та наявної інформації про рішення з урахуванням різних критеріїв.

Найбільш відомі методи охоплюють:

– «Метод аналізу ієрархій» / Analytic Hierarchy Process (AHP) [447];

– «Аналітичний мережевий процес» / Analytic Network Process (ANP) [448];

– «Техніка визначення порядку переваги за схожістю з ідеальним рішенням» / Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) [449, 450].

– «Багатокритеріальна оптимізація та компромісне рішення» / Viekriterijumsko Kompromisno Rangiranje (Multicriteria Optimization and Compromise Solution) (VIKOR) [451];

– «Реальність перетворення елімінації та вибору» / ÉLimination et Choix Traduisant la REalité (Elimination and Choice Transcribing Reality) (ELECTRE) [452];

– «Метод організації ранжування уподобань для збагачення оцінок» / Preference Ranking Organization Method for Enrichment of Evaluations (PROMETHEE) [453, 454];

– «Лабораторія прийняття рішень та оцінки» / Decision Making Trial and Evaluation Laboratory (DEMATEL) [455];

– «Аналіз обгортки даних» / Data envelopment analysis (DEA) [456].

– «Вибір індексу переваг» / Preference Selection Index (PSI) [457].

Для вибору оптимального методу який враховує необхідні фактори розглянемо детально кожен із методів.

Метод аналізу ієрархій (Analytic Hierarchy Process або AHP) – це математичний метод прийняття рішень, розроблений професором Томасом Сааті у 1970-х роках [447]. AHP використовують для ранжування та аналізу альтернативних варіантів у складних багатокритеріальних проблемах. Процес AHP базується на ідеї розбиття складної проблеми на простіші підзадачі та подальшому порівнянні їх за важливістю відносно одне одного. Це порівняння здійснюється за допомогою матриць парних порівнянь, де експерти оцінюють значущість кожної пари альтернатив за певним критерієм. На основі цих оцінок обчислюється власне вага кожної альтернативи відносно всіх інших. Однією з ключових переваг методу AHP є його здатність враховувати як кількісні, так і якісні критерії, а також враховувати вагомість експертних оцінок. AHP широко використовується в різних сферах, включно з менеджментом, економікою, інженерією, прийняттям рішень та іншими, де необхідно розв’язувати складні проблеми з урахуванням багатьох критеріїв і альтернатив.

Аналітичний мережевий процес (Analytic Network Process або ANP) – це метод прийняття рішень, який розробив професор Томас Сааті, автор також методу аналізу ієрархій (Analytic Hierarchy Process або AHP) [448]. ANP розширює підхід AHP, даючи змогу моделювати взаємозв’язки та вплив між елементами в складних системах. На відміну від AHP, де відносна важливість альтернатив порівнюється за одним критерієм, ANP дає змогу враховувати взаємовплив між різними критеріями та елементами. В ANP елементи системи наведено у вигляді мережі, де кожен елемент може впливати на інші. ANP використовується для прийняття рішень у складних ситуаціях, де взаємозв’язки між різними альтернативами та критеріями важливі.

Техніка визначення порядку переваг за схожістю з ідеальним рішенням (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution або TOPSIS) – це метод прийняття рішень, що використовується для вибору найкращої альтернативи з низки варіантів на основі їхньої відстані від ідеального рішення

[449, 450]. Процес TOPSIS має такі кроки: нормалізація матриці прийняття рішень; визначення ідеального і невдалого рішення; обчислення відстаней до ідеального і невдалого рішення; ранжування альтернатив. Критерії та їхні значення нормалізуються для того, щоб вони мали однаковий масштаб. Ідеальне рішення визначається шляхом вибору максимального (або мінімального, залежно від характеру критеріїв) значення кожного критерію. Невдале рішення вибирається, виходячи з мінімального (або максимального) значення кожного критерію. Обчислюється відстань кожної альтернативи від ідеального і невдалого рішення. Кожну альтернативу оцінюють щодо її відстані до ідеального і невдалого рішення. Альтернативи ранжуються в порядку спадання їхніх балів. TOPSIS може бути використаний у різних сферах, де потрібно вибрати оптимальний варіант серед кількох альтернатив на основі багатьох критеріїв.

Багатокритеріальна оптимізація та компромісне рішення (Multicriteria Optimization and Compromise Solution або VIKOR) – це метод прийняття рішень, розроблений для вибору найкращого компромісу серед альтернатив в умовах багатьох критеріїв [451]. Процес VIKOR можна описати таким чином. Кожен критерій нормалізується, щоб усі вони мали однаковий масштаб. Ідеальне рішення визначається шляхом вибору максимального (або мінімального, залежно від характеру критеріїв) значення кожного критерію. Невдале рішення вибирається, виходячи з мінімального (або максимального) значення кожного критерію. Визначення відстаней до ідеального і невдалого рішення обчислюється на основі відстані кожної альтернативи від ідеального і невдалого рішення. Визначення індексу компромісності (C) відображає загальний компроміс альтернативи між близькістю до ідеального рішення і далекістю від невдачі. Альтернативи ранжуються в порядку збільшення значення індексу компромісності. VIKOR дає змогу знаходити компроміс між різними критеріями та розв’язувати задачі багатокритеріальної оптимізації в умовах конфліктуючих цілей.

Реальність перетворення елімінації та вибору (ÉLimination et Choix Traduisant la REalité або ELECTRE) – це метод багатокритеріального прийняття рішень, який використовують для вибору найкращої альтернативи з набору альтернатив на основі багатьох критеріїв [452]. У процесі ELECTRE альтернативи оцінюються за допомогою багатьох критеріїв, і для кожної пари альтернатив визначається їхнє взаємне порівняння. Зазвичай це відбувається на основі того, яка з альтернатив краще відповідає заданим критеріям. Для побудови матриці взаємного порівняння спочатку створюють матрицю, де кожну альтернативу порівнюють із кожною іншою з урахуванням усіх критеріїв. Визначення ваги кожного критерію визначається експертно або на основі об'єктивних даних. Обчислення сумарних рангів альтернатив виконують на основі її відносних рангів порівняно з іншими альтернативами. Вибір оптимальних альтернатив ранжуються відповідно до їхніх сумарних рангів, і найбільш оптимальні вибираються залежно від певного порогового значення. Метод ELECTRE дає змогу врахувати важливість кожного критерію та ступінь відповідності альтернативи порівняно з іншими альтернативами.

Метод організації ранжування уподобань для збагачення оцінок (Preference Ranking Organization Method for Enrichment of Evaluations або PROMETHEE) є методом багатокритеріального прийняття рішень, який використовується для порівняння та ранжування альтернатив з урахуванням багатьох критеріїв [453, 454]. Процес PROMETHEE охоплює створення матриці прийняття рішень, визначення ваг критеріїв, розрахунок відносних переваг альтернатив, агрегацію відносних переваг та аналіз їхньої чутливості. Цей метод дає змогу враховувати багато різних критеріїв та їхню важливість, що робить його корисним інструментом для складних завдань прийняття рішень.

Лабораторія прийняття рішень та оцінки (Decision Making Trial and Evaluation Laboratory або DEMATEL) є методологією аналізу, яка допомагає розв'язувати складні проблеми прийняття рішень шляхом визначення та вивчення взаємозв'язків між різними факторами або змінними в системі [455]. DEMATEL спрямований на виявлення та кількісну оцінку впливу цих факторів

один на одного, що дає змогу ухвалити більш об’єктивні та ефективні рішення. У методології DEMATEL використовується матриця впливу, де кожен елемент відображає взаємозв’язок між двома факторами. Ці взаємозв’язки можуть бути позитивними або негативними, що дає змогу враховувати як підтримку, так і конфліктні взаємодії між факторами. Після визначення матриці впливу проводиться аналіз для ідентифікації ключових факторів або змінних, які мають найбільший вплив на систему.

Аналіз обгортки даних (Data Envelopment Analysis або DEA) є методом ефективності, який використовується для оцінки продуктивності групи схожих одиниць, що використовуються однаковим способом в одній сфері. DEA допомагає визначити, наскільки ефективно кожна одиниця використовує свої ресурси і генерує виходи, порівнюючи їх з іншими одиницями в групі [456]. У методі DEA використовується математична модель, яка порівнює вхідні та вихідні дані кожної одиниці, щоб визначити, наскільки вона ефективно використовує свої ресурси, що дає змогу ідентифікувати найбільш ефективні одиниці, які можуть слугувати моделлю для інших. Однією з основних переваг DEA є те, що його можна використовувати для оцінки ефективності в будь-якій ситуації, де важливо з’ясувати, як найкраще використовувати ресурси для досягнення максимальних результатів.

Вибір індексу переваг (Preference Selection Index або PSI) – це метод, який використовують для розв’язання проблем багатокритеріального прийняття рішень. PSI допомагає врахувати індивідуальні переваги та важливість кожного критерію при виборі оптимальної альтернативи [457]. Основна ідея PSI полягає в тому, щоб надати можливість вибирати, які критерії є найважливішими. Кожен учасник оцінює важливість кожного критерію відносно інших, і на основі цих оцінок обчислюється індекс переваги для кожної альтернативи. Цей індекс відображає те, наскільки добре альтернатива відповідає вимогам кожного учасника. PSI є важливим інструментом в управлінні, бізнесі та інших галузях, де важливо враховувати індивідуальні вподобання і потреби учасників під час прийняття рішень. Він допомагає створити більш адаптивний і

відповідальний процес вибору, що відповідає індивідуальним потребам кожного учасника. На відміну від традиційних методів багатокритеріального прийняття рішень, таких як AHP або TOPSIS, PSI не потребує попереднього задання суб'єктивних ваг для кожного критерію. Натомість ваги визначаються динамічно на основі аналізу варіації переваг, розрахованих за нормалізованими значеннями. Основна концепція PSI полягає в тому, щоб об'єктивно визначати важливість критеріїв без втручання суб'єктивного фактора, спираючись на статистичні відхилення нормалізованих даних, що також забезпечує об'єктивність і мінімізує вплив людських упереджень у процесі прийняття рішень. Кожна альтернатива оцінюється за допомогою PSI-індексу, який показує, наскільки повно вона задовольняє встановленим критеріям [439].

З огляду на вищенаведене очевидно, що комплексне ж рішення може бути досягнуте за допомогою методу «Вибору індексу переваг» / Preference Selection Index (PSI). Цей метод досягає результатів на основі статистичного підходу з мінімальними та простими обчисленнями, але без необхідності визначення ваги атрибутів.

6.2.5 Алгоритм застосування методу вибору індексу переваг

Для оцінки через кілька критеріїв без визначення відносної важливості між атрибутами на основі об'єктивного типу методології, у цьому дослідженні використовується метод «Вибір індексу переваг» / Preference Selection Index (PSI).

Метод Preference Selection Index (PSI) є зручним інструментом для прийняття рішень, який дає змогу проводити комплексну оцінку варіантів на основі багатокритеріального підходу. У цій методиці, застосованій до аналізу вугільних пластів, PSI використовується для ранжування пластів за геологічними, гідрогеологічними та гірничотехнічними критеріями, з метою виявлення найбільш пріоритетних пластів для відпрацювання. Метод PSI можна розбити на п'ять основних етапів, які містять у собі 8 кроків (Рисунок 6.9).

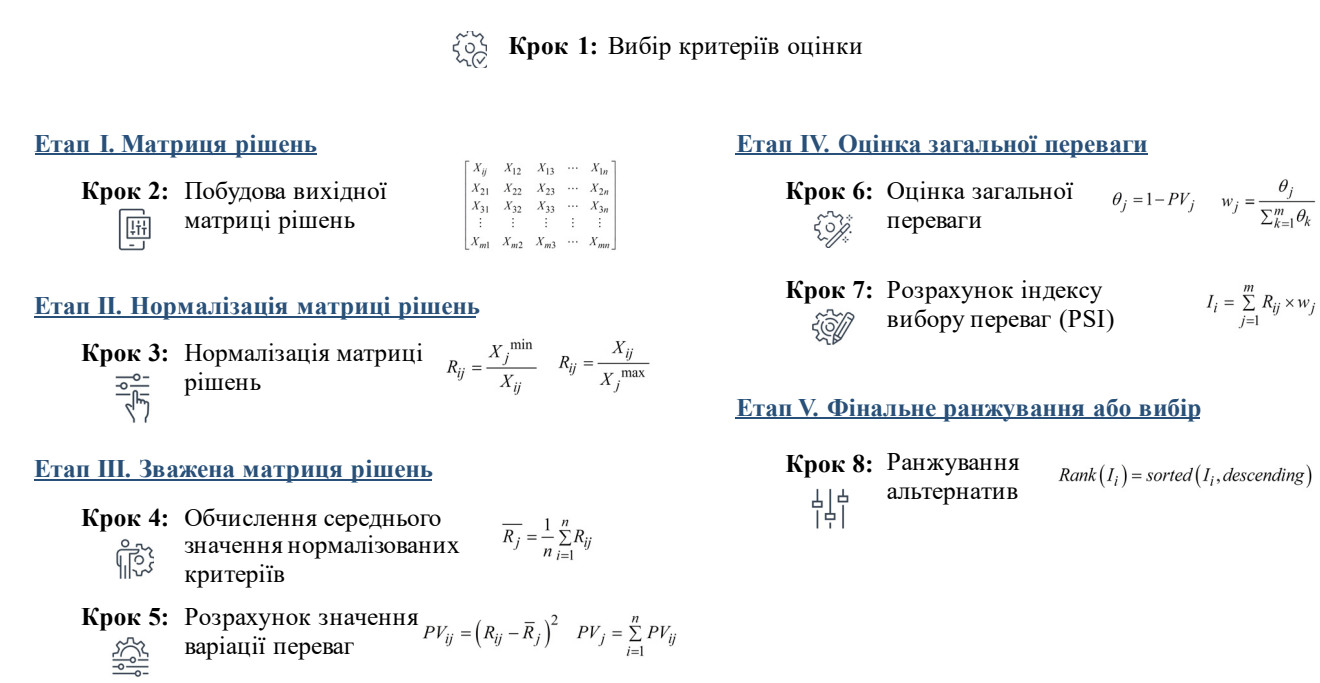


Рисунок 6.9 – Етапи та кроки алгоритму методу вибору індексу переваг

Перший крок немає прямого відношення до методу PSI, оскільки є важливим для будь-якого методу багатокритеріального прийняття рішень, проте є необхідним аспектом в алгоритмі розрахунку індексу переваг. Процедурні кроки методу PSI описано нижче.

Крок 1: Вибір критеріїв оцінки

Вибір критеріїв є критично важливим для успішного застосування методу PSI. Для цього дослідження аналізуються геологічні, гідрогеологічні та гірничотехнічні критерії з погляду їхньої придатності для відпрацювання технологією підземною газифікацією вугілля. Загальною метою є визначення всіх альтернатив (10 вугільних пластів: $c_{10}^{в}$, c_9, $c_8^{в}$, $c_8^{н}$, $c_7^{н}$, c_6, c_5, $c_4^{в}$, c_2, c_1) та атрибутів (18 найважливіших критеріїв), які є важливими для оцінки придатності вугільних пластів до ПГВ. Критерії, які не мають конкретних величин чи одиниць вимірювань описуються коефіцієнтом *k*.

Вісімнадцять найважливіших критеріїв:

1) Запаси вугілля, т;

2) Потужність вугільного пласта, м;

3) Структура і текстура вугілля, k;

4) Зольність вугілля, %;

5) Глибина залягання, м;

6) Геологічна порушеність ділянки, k;

7) Літологія бокових порід (покрівля), k;

8) Літологія бокових порід (підошва), k;

9) Обводненість вміщуючих порід, %;

10) Водоприплив у реакційний канал, $м^3$/год;

11) Проникність вміщуючих порід, мД;

12) Гірський тиск, МПа;

13) Втрати вугілля в надрах, k;

14) Втрати дуття і газу, %;

15) Охорона навколишнього середовища, k;

16) Втрати тепла, %;

17) Наявність споживачів продуктів газифікації, k;

18) Інтенсифікація процесу газифікації, k.

Останній критерій (когазифікація) було додано для доповнення до наявних критеріїв, адже він може суттєво впливати на результуюче значення, щодо вибору ділянки чи вугільного пласта.

Крок 2: Побудова вихідної матриці рішень

На цьому етапі створюється матриця рішень, де рядки представляють альтернативи (різні пласти вугілля), а стовпці – обрані критерії. Кожен елемент матриці X_{ij} представляє значення критерію j для пласта i. У матриці прийняття рішень – інформація про альтернативи та атрибути групується. Альтернативи (m) відображаються в рядках, а атрибути (n) – у стовпцях. Якщо дані є якісними, то вони перетворюються на кількісні. Якщо деякі дані наведені у якісній формі, вони перетворюються на кількісні значення, наприклад, якість пласта може бути наведена числовими оцінками, де більше значення означає кращу якість. Після цього формується остаточна матриця розміром [$m \cdot n$]:

$$\begin{bmatrix} X_{ij} & X_{12} & X_{13} & \cdots & X_{1n} \\ X_{21} & X_{22} & X_{23} & \cdots & X_{2n} \\ X_{31} & X_{32} & X_{33} & \cdots & X_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ X_{m1} & X_{m2} & X_{m3} & \cdots & X_{mn} \end{bmatrix}, \tag{6.21}$$

де: x_{mn} – це результат виконання альтернатив порівняно з критеріями (атрибутами).

Крок 3: Нормалізація матриці рішень

На етапі нормалізації дані атрибутів приводяться до єдиної шкали, щоб уникнути спотворення результатів через різницю в масштабах. Це робиться шляхом стандартизації (перетворення значень так, щоб вони мали середнє значення 0 і стандартне відхилення 1) або масштабування в діапазоні від 0 до 1, що дає змогу порівнювати значення незалежно від початкових одиниць виміру. У результаті нормалізації значення атрибутів можуть бути наведені в бінарній формі (0 і 1) за потреби. Також нормалізація враховує тип атрибутів: бажані атрибути (beneficial attributes), де вищі значення є найкращими, і небажані (non-beneficial attributes), де менші значення є найкращими. Нормалізація допомагає уникнути впливу різних одиниць виміру і робить атрибути сумісними в одній безрозмірній формі.

Для того, щоб зробити дані порівнянними, необхідно нормалізувати вихідну матрицю рішень. Нормалізація виконується за такими формулами:

– для бажаних (beneficial) атрибутів:

$$R_{ij} = \frac{X_{ij}}{X_j^{\max}}, \tag{6.22}$$

– для небажаних (non-beneficial) атрибутів:

$$R_{ij} = \frac{X_j^{\min}}{X_{ij}}, \tag{6.23}$$

де: R_{ij} – коефіцієнт, що враховує вплив *i*-го критерію;

$X_j^{\max}$ – максимальне значення критерію *j* серед всіх пластів;

$X_j^{\min}$ – мінімальне значення критерію *j*.

Крок 4: Обчислення середнього значення нормалізованих критеріїв

На цьому етапі обчислюється середнє значення для кожного атрибута, нормалізованого на попередньому етапі. Це виконується шляхом обчислення середнього арифметичного всіх нормалізованих значень цього атрибута. Результати цього етапу використовуються для подальшого аналізу та прийняття рішень. Середнє значення нормалізованих даних має вигляд:

$$\overline{R_j} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} R_{ij}, \tag{6.24}$$

де: $\overline{R_j}$ – середнє значення нормалізованого критерію *j*;

n – кількість пластів;

R_{ij} – нормалізоване значення критерію *j* для пласта *i*.

Крок 5: Розрахунок значення варіації переваг

На цьому етапі обчислюється варіація переваг для кожного елемента нормалізованої матриці, щоб оцінити відхилення між альтернативами щодо їхніх середніх значень, визначених на попередньому етапі. П’ятий крок допомагає зрозуміти, наскільки кожна альтернатива відрізняється від середнього значення критерію, що дає змогу побачити, які альтернативи мають сильніші або слабші позиції. Обчислена варіація переваг для кожного критерію визначається як сума квадратів відхилень від середнього значення. Отримане значення можна використовувати для визначення порядку пріоритетів альтернатив на основі їхніх переваг, з урахуванням результатів, отриманих на етапах 3 і 4.

Варіація переваг для кожного елемента нормалізованої матриці розраховується як:

$$PV_{ij} = \left(R_{ij} - \overline{R}_j\right)^2. \tag{6.25}$$

Ці значення зводяться до значень варіації переваг (PV_j) для кожного критерію шляхом сумування:

$$PV_j = \sum_{i=1}^{n} PV_{ij} \,. \tag{6.26}$$

Крок 6: Оцінка загальної переваги

На цьому етапі визначається загальна перевага для кожного критерію на основі значень варіації переваг, розрахованих раніше. Це дає змогу оцінити, який критерій має сильнішу або слабшу загальну перевагу, враховуючи його вплив на прийняття рішень. Спочатку обчислюють загальну перевагу критерію θ_j, що показує різницю між перевагою критерію та його варіацією. Потім ці значення нормалізують, щоб отримати ваговий коефіцієнт кожного критерію w_j, який відображає відносну значущість критеріїв у загальній оцінці альтернатив. Вагові коефіцієнти дають змогу порівнювати критерії за їхнім впливом і використовувати їх для остаточного вибору найкращої альтернативи.

На основі значень варіації переваг визначається загальна перевага критерію j:

$$\theta_j = 1 - PV_j \,. \tag{6.27}$$

Отримане значення потім нормалізується для отримання вагового коефіцієнта кожного критерію:

$$w_j = \frac{\theta_j}{\sum_{k=1}^{m} \theta_k} \,, \tag{6.28}$$

де: m – загальна кількість критеріїв;

θ_k – означає значення загальної переваги для критерію k з усього набору критеріїв.

Крок 7: Розрахунок індексу вибору переваг (PSI)

На цьому етапі обчислюється індекс вибору переваг (PSI), який відображає загальну перевагу кожної альтернативи, з огляду на значення переваг і вагові коефіцієнти, визначені на попередніх етапах. PSI допомагає

порівняти альтернативи та обрати ту, яка найкраще відповідає заданим критеріям. Для кожного пласта i індекс вибору переваг I_i розраховується шляхом сумування добутків нормалізованих значень критеріїв на їхні вагові коефіцієнти:

$$I_i = \sum_{j=1}^{m} R_{ij} \times w_j , \tag{6.29}$$

де: I_i – загальний індекс переваг для пласта i.

На завершальному етапі альтернативи ранжуються відповідно до отриманих значень PSI, що дає змогу визначити найкращу альтернативу.

Крок 8: Ранжування альтернатив

На цьому етапі альтернативи ранжуються в порядку пріоритетності на основі отриманих індексів вибору переваг, що дає змогу визначити найбільш перспективні альтернативи або вибрати ту, яка найкраще відповідає поставленим вимогам чи критеріям:

$$Rank\left(I_i\right) = sorted\left(I_i, descending\right). \tag{6.30}$$

Пласт із найбільшим I_i отримує найвищий ранг (ранг 1), наступний – ранг 2 і т.д.

Ранжування альтернатив допомагає приймати обґрунтовані рішення та вибирати оптимальні варіанти для подальшої реалізації. Альтернативи можуть ранжуватися як у висхідному, так і низхідному порядку залежно від їхніх значень PSI. Альтернатива з найвищим значенням PSI отримує ранг 1 як найкраща альтернатива, після чого решта ранжуються в порядку спадання переваг. Такий підхід робить вибір прозорим і дає змогу швидко сформувати короткий перелік для подальшої детальної перевірки.

Отримані результати дають змогу ідентифікувати найбільш пріоритетні пласти для подальшої розробки. Високі значення I_i вказують на пласти, які відповідають бажаним критеріям найкраще, що дає можливість виділити перспективні пласти для подальших досліджень і розробки.

6.2.6 Результати визначення критеріїв придатності стандартним методом

Відповідно до використаного методу оцінки придатності вугільних пластів [241] були надані відповідні коефіцієнти 10 вугільним пластам які знаходяться в межах досліджуваної ділянки шахтного поля: $c_{10}^{в}$, c_9, $c_8^{в}$, $c_8^{н}$, $c_7^{н}$, c_6, c_5, $c_4^{в}$, c_2, c_1. Результати визначення коефіцієнтів придатності кам'яновугільних пластів ділянки шахти Західно-Донбаська до підземної газифікації стандартним методом наведені на Рисунках 6.10 – 6.13.

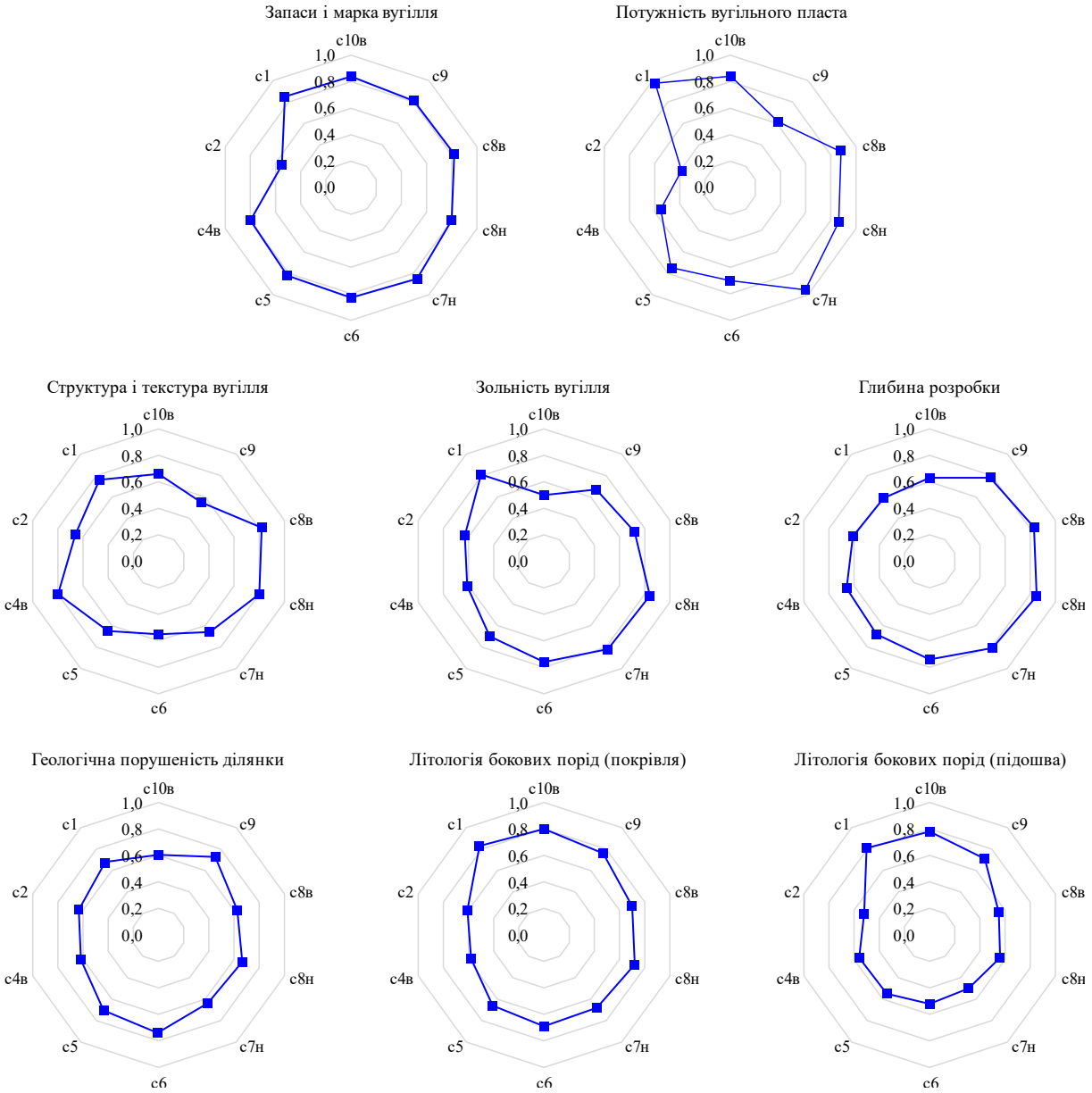


Рисунок 6.10 – Діаграми коефіцієнтів придатності (геологічні фактори)

Аналізуючи коефіцієнти, наведені на кругових діаграмах зображених на Рисунку 6.10 бачимо, що запаси вугілля у пластах варіюються від 0,55 до 0,85, де найбільш придатними є пласти з максимальними значеннями, такі як c_1 та $c_7^н$ (0,85). Коефіцієнти за потужністю вугільних пластів коливаються від 0,39 до 0,98. Найвищі показники також мають пласти c_1 та $c_7^н$ (0,96), що позитивно впливає на їхню придатність до підземної газифікації. Структура і текстура вугілля змінюються від 0,55 до 0,82, при цьому пласт $c_8^в$ показує найвищу придатність за цим показником, що свідчить про кращі фізичні властивості для газифікації. Зольність вугілля варіюється від 0,5 до 0,84, причому вища величина є кращим для СПГВ, зокрема в пластах $c_{10}^в$ (0,5) та c_1 (0,59).

Глибина залягання пластів має значення коефіцієнтів у діапазоні від 0,59 до 0,85, при цьому перевагу зазвичай віддають пластам із меншими значеннями глибини залягання, що полегшує доступ до них. Геологічна порушеність ділянки змінюється від 0,61 до 0,74, де найменша порушеність характерна для пластів c_9 і c_6 (0,74). За показниками літології бокових порід (покрівля та підошва), найкращі результати мають пласти з високою стійкістю бокових порід, і пласт c_1 показує стійкі літологічні характеристики: 0,83 – для покрівлі та 0,81 – для підошви.

Гідрогеологічні фактори (Рисунок 6.11), що визначають умови наявності води в пластах і вміщуючих породах, можуть суттєво впливати на процес підземної газифікації вугілля. Обводненість вміщуючих порід варіюється від 0,61 (пласт $c_{10}^в$) до 0,85 (пласт $c_8^н$), причому менше значення свідчить про більші ризики пов’язані з гідрогеологічними умовами, що може ускладнити стійкий процес термохімічних реакцій у каналі газифікації. Показник водоприпливу в реакційний канал коливається між 0,58 та 0,72, причому найбільше значення спостерігається у пласті $c_7^н$ (0,72). Дане значення є оптимальним, оскільки менший водоприплив може зменшити втрати тепла під час процесу газифікації. Проникність вміщуючих порід варіюється в межах від 0,66 (пласт c_2) до 0,83 (пласт $c_7^н$).

Рисунок 6.11 – Діаграми коефіцієнтів придатності (гідрогеологічні фактори)

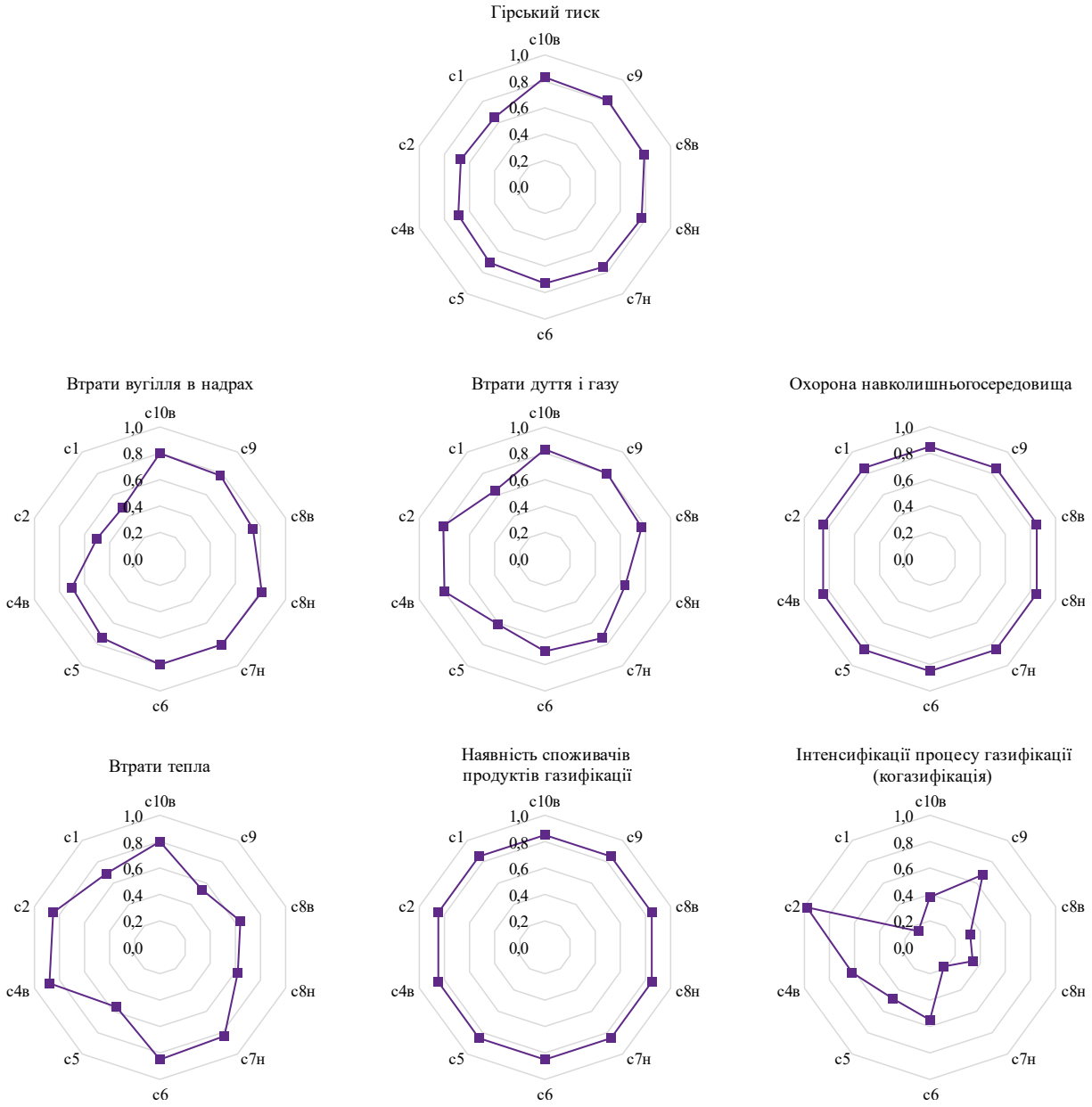


Рисунок 6.12 – Діаграми коефіцієнтів придатності (гірничотехнічні фактори)

Гірничотехнічні фактори (Рисунок 6.12) охоплюють технічні та екологічні аспекти газифікації, які можуть впливати на ефективність процесу газифікації. Коефіцієнти впливу гірського тиску коливаються від 0,65 до 0,83, причому найвище значення має верхній пласт $c_{10}^{в}$ (0,83), що сприяє більш стабільним умовам для газифікації. Втрати вугілля в надрах варіюються від 0,48 до 0,81, з максимальними втратами у пласті c_1, що спричинено значною глибиною його залягання.

Втрати дуття і газу змінюються від 0,61 (пласт c_5) до 0,83 (пласт $c_{10}^{в}$). Коефіцієнт охорони навколишнього середовища прийнято 0,78 для всіх пластів однаковий, так само як і коефіцієнт наявності споживачів продуктів газифікації (0,85). Це зумовлено тим що розроблені критерії часто мають на меті оцінювати різні родовища, однак у нашому випадку оцінка проводиться в межах одного шахтного поля. Втрати тепла, які розраховувалися тепловим балансом коливаються від 0,54 до 0,88, при цьому пласт c_9 має найбільші втрати.

Інтенсифікація процесу газифікації – це додатковий критерій, який вводять у розрахунок з огляду на важливість зовнішнього впливу на процес протікання термохімічного перетворення вугілля на генераторний газ. Найвищий коефіцієнт надається пластам з меншою потужністю пласта, оскільки зовнішній вплив за рахунок інтенсифікації є критично необхідним у зв’язку зі значним розсіюванням тепла в породи покрівлі та підошви. Таким чином інтенсифікації процесу газифікації (когазифікація) має на меті відкоригувати фінальне значення результуючого критерію придатності. Практично це реалізується через множник, що враховує очікуваний приріст теплової потужності та стійкість фронту вигазовування для обраної технологічної складової інтенсифікації. В певному сенсі це компенсація обмеженої здатності тонких пластів зберігати тепло й підтримувати стабільний фронт вигазовування без додаткового підживлення. Водночас цей критерій не замінює базову гірничо-геологічну та гірничо-технічну придатність конкретної ділянки. Він лише доповнює її вибір з урахуванням технологічних та технічних можливостей.

Далі зведемо показники 18 критеріїв придатності для кожного пласта з метою отримання наочної інформації, щодо варіативного значення зміни коефіцієнтів придатності (Рисунок 6.13).

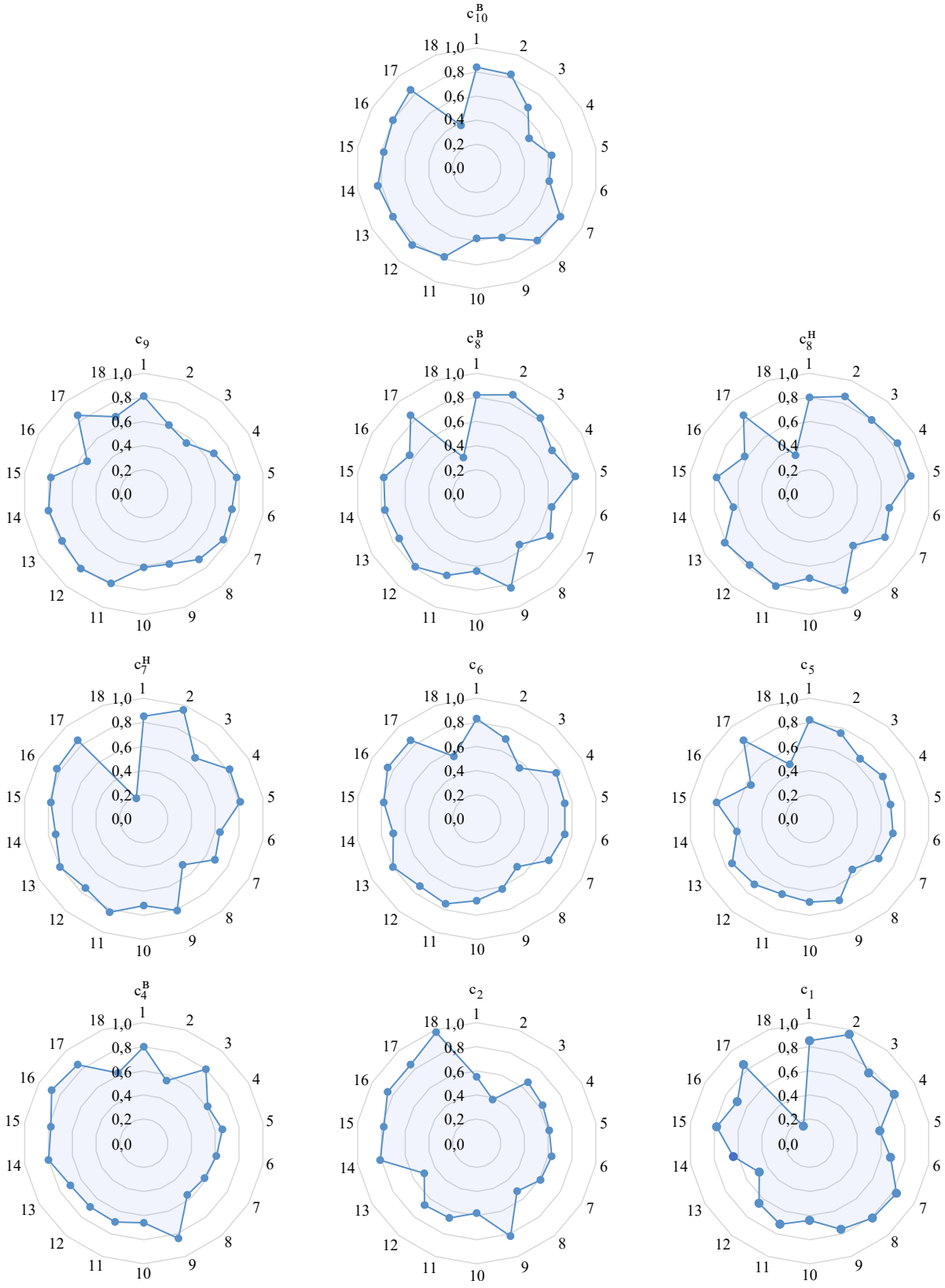


Рисунок 6.13 – Діаграми зміни коефіцієнтів придатності 10 вугільних пластів

Використовуючи формулу (6.31) розраховано середньозважене значення коефіцієнтів придатності пластів у межах обраної ділянки (Рисунок 6.14).

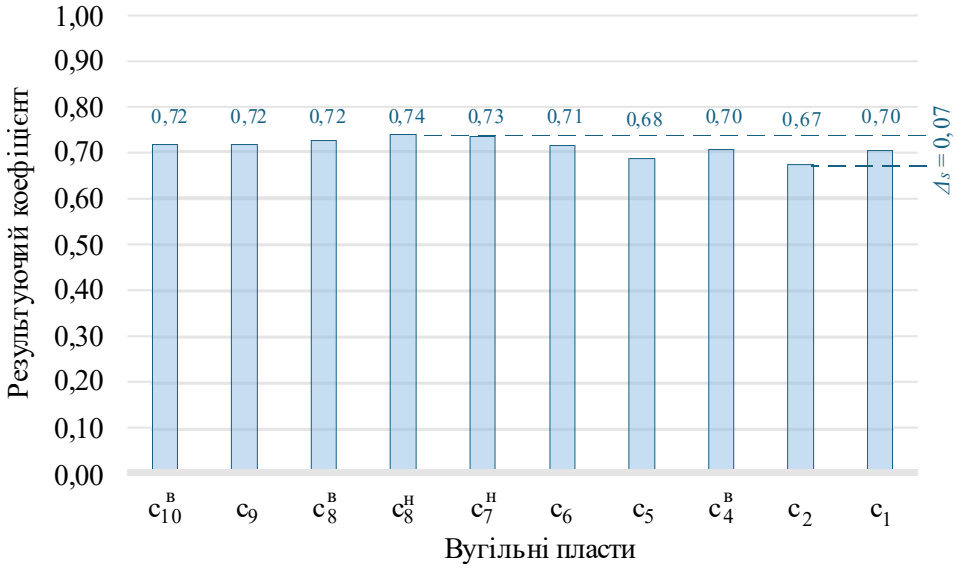


Рисунок 6.14 – Результати розрахунку середньозважених значень коефіцієнтів придатності вугільних пластів

Значення коефіцієнтів придатності для більшості пластів знаходяться у вузькому діапазоні розбіжностей від 0,67 до 0,74, що вказує на практично однакове значення придатності для всіх пластів. Відповідно стандартний метод не виділяє жодного пріоритетного пласта. Середньозважене значення коефіцієнтів становить 0,70, що ще раз підкреслює загальну рівномірність показників придатності для пластів у межах досліджуваної ділянки. Різниця між найвищим ($c_8^{в} - 0,74$) і найнижчим ($c_4^{в} - 0,67$) значеннями коефіцієнтів становить лише 0,07.

Таким чином стандартний метод оцінки, застосований для вугільних пластів досліджуваної ділянки, не виявив значної переваги окремих пластів. Результати розрахунків вказують на однорідність значень придатності, що може свідчити про схожість геологічних і технічних характеристик пластів у межах шахтного поля. Отримані результати вказують на необхідність додаткових критеріїв для більш точного ранжування пластів або ж застосування методу багатокритеріального прийняття рішення.

6.2.7 Результати застосування методу вибору індексу переваг

Метод PSI не лише встановлює порядок переваги для альтернативних варіантів на основі наявних атрибутів/факторів, а й сприяє визначенню відносної сили прийняття рішень. Результати визначення коефіцієнтів придатності 10 вугільних пластів до підземної газифікації вугілля в умовах шахти «Західно-Донбаська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» наведено на Рисунках 6.15 – 6.19.

I. Decision Matrix																		
	I	I	I	I	I	I	III	III	I	I	II	II	II	III	III	III	III	III
	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Запаси вугілля, тис. т	Потужність вугільного пласта, м	Структура і текстура вугілля, k	Геологічна порушеність ділянки, k	Літологія бокових порід (покрівля), k	Літологія бокових порід (підошва), k	Охорона навколишнього середовища, k	Наявність споживачів продуктів газифікації, k	Зольність вугілля, %	Глибина залягання, м	Обводненість вміщуючих порід, %	Водоприплив у реакційни канал, м3/год	Проникність вміщуючих порід, мД	Гірський тиск, МПа	Втрати вугілля в надрах, k	Втрати дуття і газу, %	Втрати тепла, %	Інтенсифікація процесу газифікації, k
Пласт/ критерій	1	2	3	6	7	8	15	17	4	5	9	10	11	12	13	14	16	18
c10в	4771	1.12	0.65	0.84	0.76	0.72	1	1	32.6	450	3.8	3.2	6.5	11.03	15.00	20.16	22.4	0.38
c9	3493	0.82	0.85	0.87	0.85	0.83	1	1	34.8	480	4.4	2.8	2.1	11.76	16.00	15.74	16.4	0.68
c8в	5027	1.18	0.72	0.72	0.78	0.78	1	1	34.6	504	4.2	3.8	2.3	12.35	16.80	23.79	23.6	0.32
c8н	4942	1.16	0.78	0.62	0.73	0.68	1	1	33.4	514	5.2	3.2	1.8	12.59	17.13	23.85	23.2	0.34
c7н	5623	1.32	0.8	0.64	0.65	0.62	1	1	29.0	536	8.8	4.0	2.5	13.13	17.87	28.30	26.4	0.18
c6	4047	0.95	0.72	0.52	0.67	0.65	1	1	30.0	590	8.7	4.5	4.5	14.46	19.67	22.42	19.0	0.55
c5	4345	1.02	0.65	0.64	0.54	0.66	1	1	33.2	622	9.8	5.0	4.7	15.24	20.73	25.38	20.4	0.48
c4в	3749	0.88	0.71	0.58	0.65	0.65	1	1	34.5	668	9.1	5.5	6.5	16.37	22.27	23.51	17.6	0.62
c2	2215	0.52	0.55	0.42	0.45	0.51	1	1	36.2	712	7.8	6.0	7.2	17.44	23.73	14.81	25.2	0.98
c1	5751	1.35	0.65	0.45	0.65	0.67	1	1	33.7	726	9.0	6.5	6.5	17.79	24.20	29.40	27.0	0.15
Max/Min	**5751**	**1.35**	**0.85**	**0.87**	**0.85**	**0.83**	**1**	**1**	**29**	**450**	**3.8**	**2.8**	**1.8**	**11.03**	**15**	**14.81**	**16.4**	**0.15**

Рисунок 6.15 – Матриця рішень

II. Decision Matrix Normalization *(beneficial attributes: Rij = Xij /Xj maximum; non-beneficial attributes: Rij = Xij minimum / Xij)*																		
Пласт/ критерій	1	2	3	6	7	8	15	17	4	5	9	10	11	12	13	14	16	18
c10в	0.830	0.830	0.765	0.966	0.894	0.867	1.000	1.000	0.890	1.000	1.000	0.875	0.277	1.000	1.000	0.735	0.732	0.395
c9	0.607	0.607	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.833	0.938	0.864	1.000	0.857	0.938	0.938	0.941	1.000	0.221
c8в	0.874	0.874	0.847	0.828	0.918	0.940	1.000	1.000	0.838	0.893	0.905	0.737	0.783	0.893	0.893	0.623	0.695	0.469
c8н	0.859	0.859	0.918	0.713	0.859	0.819	1.000	1.000	0.868	0.875	0.731	0.875	1.000	0.875	0.875	0.621	0.707	0.441
c7н	0.978	0.978	0.941	0.736	0.765	0.747	1.000	1.000	1.000	0.840	0.432	0.700	0.720	0.840	0.840	0.523	0.621	0.833
c6	0.704	0.704	0.847	0.598	0.788	0.783	1.000	1.000	0.967	0.763	0.437	0.622	0.400	0.763	0.763	0.661	0.863	0.273
c5	0.756	0.756	0.765	0.736	0.635	0.795	1.000	1.000	0.873	0.723	0.388	0.560	0.383	0.723	0.723	0.584	0.804	0.313
c4в	0.652	0.652	0.835	0.667	0.765	0.783	1.000	1.000	0.841	0.674	0.418	0.509	0.277	0.674	0.674	0.630	0.932	0.242
c2	0.385	0.385	0.647	0.483	0.529	0.614	1.000	1.000	0.801	0.632	0.487	0.467	0.250	0.632	0.632	1.000	0.651	0.153
c1	1.000	1.000	0.765	0.517	0.765	0.807	1.000	1.000	0.861	0.620	0.422	0.431	0.277	0.620	0.620	0.504	0.607	1.000
Mean	0.764	0.764	0.833	0.724	0.792	0.816	1.000	1.000	0.877	0.796	0.608	0.678	0.522	0.796	0.796	0.682	0.761	0.434

Рисунок 6.16 – Нормалізація матриці рішень

III. Preference variation value *(Σ=(Rij-Mean Rji)^2)*																		
Пласт/ критерій	1	2	3	6	7	8	15	17	4	5	9	10	11	12	13	14	16	18
c10в	0.004	0.004	0.005	0.058	0.010	0.003	0.000	0.000	0.000	0.042	0.153	0.039	0.060	0.042	0.042	0.003	0.001	0.002
c9	0.025	0.025	0.028	0.076	0.043	0.034	0.000	0.000	0.002	0.020	0.065	0.104	0.112	0.020	0.020	0.067	0.057	0.045
c8в	0.012	0.012	0.000	0.011	0.016	0.015	0.000	0.000	0.002	0.009	0.088	0.004	0.068	0.009	0.009	0.004	0.004	0.001
c8н	0.009	0.009	0.007	0.000	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.006	0.015	0.039	0.228	0.006	0.006	0.004	0.003	0.000
c7н	0.046	0.046	0.012	0.000	0.001	0.005	0.000	0.000	0.015	0.002	0.031	0.001	0.039	0.002	0.002	0.025	0.020	0.160
c6	0.004	0.004	0.000	0.016	0.000	0.001	0.000	0.000	0.008	0.001	0.029	0.003	0.015	0.001	0.001	0.000	0.010	0.026
c5	0.000	0.000	0.005	0.000	0.024	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.049	0.014	0.019	0.005	0.005	0.010	0.002	0.015
c4в	0.013	0.013	0.000	0.003	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.015	0.036	0.028	0.060	0.015	0.015	0.003	0.029	0.037
c2	0.144	0.144	0.035	0.058	0.069	0.040	0.000	0.000	0.006	0.027	0.015	0.044	0.074	0.027	0.027	0.101	0.012	0.079
c1	0.055	0.055	0.005	0.043	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.031	0.035	0.061	0.060	0.031	0.031	0.032	0.024	0.320
Sum (*PVj*)	0.311	0.311	0.096	0.266	0.170	0.100	0.000	0.000	0.034	0.158	0.516	0.337	0.736	0.158	0.158	0.248	0.162	0.685

Рисунок 6.17 – Зважена матриця рішень

IV. Estimation of overall preference *(ψ (1-PVj))*																		
Theta *j* (1-*PVj*)	0.689	0.689	0.904	0.734	0.830	0.900	1.000	1.000	0.966	0.842	0.484	0.663	0.264	0.842	0.842	0.752	0.838	0.315
Weights (Theta *j* /ΣTheta)	0.051	0.051	0.067	0.054	0.061	0.066	0.074	0.074	0.071	0.062	0.036	0.049	0.019	0.062	0.062	0.055	0.062	0.023

Рисунок 6.18 – Оцінка загальної переваги

V. Get of overall Preference Selection Index *Ij* *(Σ(Normalized matrix * weights))*		
Пласт/ критерій	*Ij*	Ranking
c10в	0.876	2
c9	0.908	1
c8в	0.854	3
c8н	0.844	4
c7н	0.824	5
c6	0.769	6
c5	0.742	7
c4в	0.733	9
c2	0.648	10
c1	0.736	8

Рисунок 6.19 – Фінальне ранжування вугільних пластів

Наведені результати на Рисунках 6.15 – 6.19 відображають послідовне застосування методу PSI до 10 вугільних пластів шахти «Західно-Донбаська» з метою визначення їхньої придатності до підземної когазифікації. Спочатку сформовано початкову матрицю рішень (Рисунок 6.15) на основі відповідних факторів (атрибутів), серед яких деякі є «бажаними» (їхні вищі значення є кращими), а деякі – «небажаними» (їхні нижчі значення є кращими).

Далі для коректного порівняння ці показники були нормовані (Рисунок 6.16), щоб уніфікувати шкали вимірювань. На основі відхилень

нормованих значень від середнього (Рисунок 6.17) обчислено вагові коефіцієнти, що відображають відносну важливість кожного критерію (Рисунок 6.18).

Завершальним етапом є підсумовування нормованих значень з урахуванням знайдених коефіцієнтів, у результаті чого отримано інтегральний показник *Ij* (Рисунок 6.19). За цим показником визначено рейтинг кожного пласта за їхньою придатністю до підземної когазифікації. Найвищий показник має пласт c_9 (*Ij* = 0,908), за ним ідуть $c_{10}^{в}$ (0,876), $c_8^{в}$ (0,854), $c_8^{н}$ (0,834) і $c_7^{н}$ (0,824). У середині рейтингу опинилися пласти c_6 і c_5, тоді як дещо нижчі оцінки отримали c_6, c_5, c_1 і $c_4^{в}$. Останнім у рейтингу є пласт c_2, який є найменш перспективним.

На підставі вищезазначеного вугільний пласт c_9 ймовірно має найкращий потенціал (пріоритет) для пілотного впровадження технології підземної когазифікації в межах розглядуваної ділянки світи вугільних пластів шахти «Західно-Донбаська». Водночас варто зазначити, що пласти $c_{10}^{в}$, $c_8^{в}$, $c_8^{н}$, та $c_7^{н}$, також мають високий результуючий коефіцієнт, тобто понад 0,8.

Далі, порівняємо результати розрахунку середньозважених коефіцієнтів придатності вугільних пластів, що були розраховані стандартним методом, з результатами застосування методу PSI (Рисунок 6.20 і 6.21).

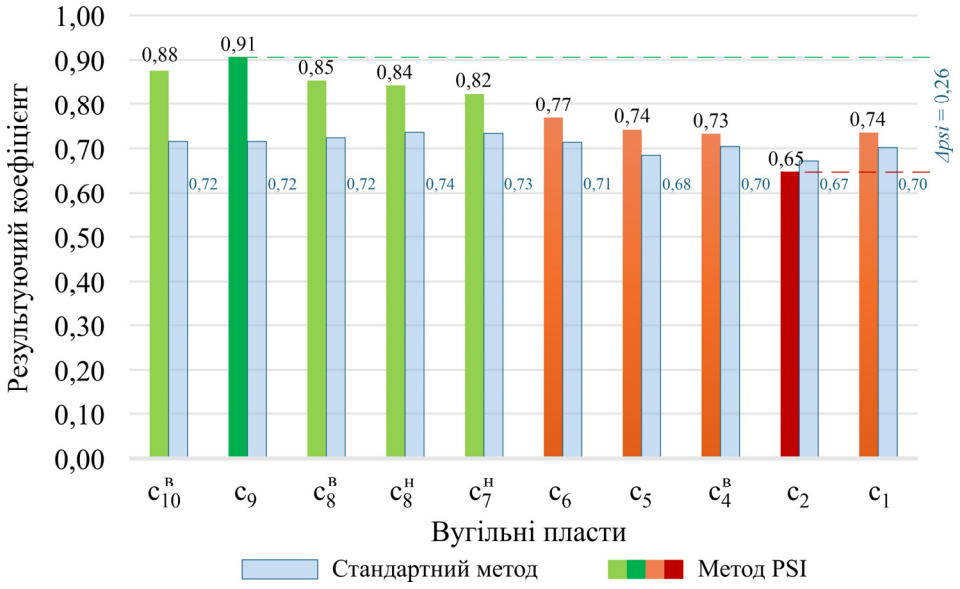


Рисунок 6.20 – Порівняння отриманих значень коефіцієнтів придатності 10 вугільних пластів до підземної когазифікації вугілля

Вугільний пласт	Preference Selection Index	Середньозважене значення	Похибка, %	Потужність вугільного пласта
c_{10}^{v}	0.88	0.72	18.29	1.12
c_9	0.91	0.72	21.11	0.82
c_8^{v}	0.85	0.72	15.32	1.18
c_8^{n}	0.84	0.74	12.57	1.16
c_7^{n}	0.82	0.73	10.99	1.32
c_6	0.77	0.71	7.27	0.95
c_5	0.74	0.68	7.76	1.02
c_4^{v}	0.73	0.70	3.89	0.88
c_2	0.65	0.67	3.62	0.52
c_1	0.74	0.70	4.53	1.35

Рисунок 6.21 – Зведені дані отриманих значень коефіцієнтів придатності вугільних пластів із зазначенням похибки

Наведені на Рисунку 6.20 результати свідчать про узгодженість рейтингу вугільних пластів за обома методами (стандартним середньозваженим та методом PSI), однак спостерігаються певні відмінності у кількісних оцінках придатності (Рисунок 6.21). Найбільше ці відмінності помітні для пластів c_9 і $c_{10}^{в}$, де максимальна похибка між двома методами сягає близько 21%. Основною причиною такої різниці може бути врахування методу PSI нечітких або прихованих впливів окремих факторів через застосування вагових коефіцієнтів, отриманих на підставі варіації нормованих даних. Іншими словами, метод PSI дає змогу «збалансованіше» відобразити відносну важливість кожного критерію, тоді як стандартний метод більш рівномірно розподіляє їхній внесок у загальний показник. Загалом найбільш перспективними залишаються пласти c_9 і $c_{10}^{в}$, які отримали найвищі інтегральні оцінки. При цьому врахування результатів обох оцінювальних методів разом зі значеннями похибки дає змогу прийняти більш надійне рішення про пріоритетність упровадження підземної когазифікації на певному пласті.

З огляду на те, що технологія підземної газифікації (когазифікації) вугілля має на меті здійснювати відпрацювання вугільних пластів з максимальним залученням запасів, то пропонується розробляти вугільні пласти в низхідному порядку (Рисунок 6.22).

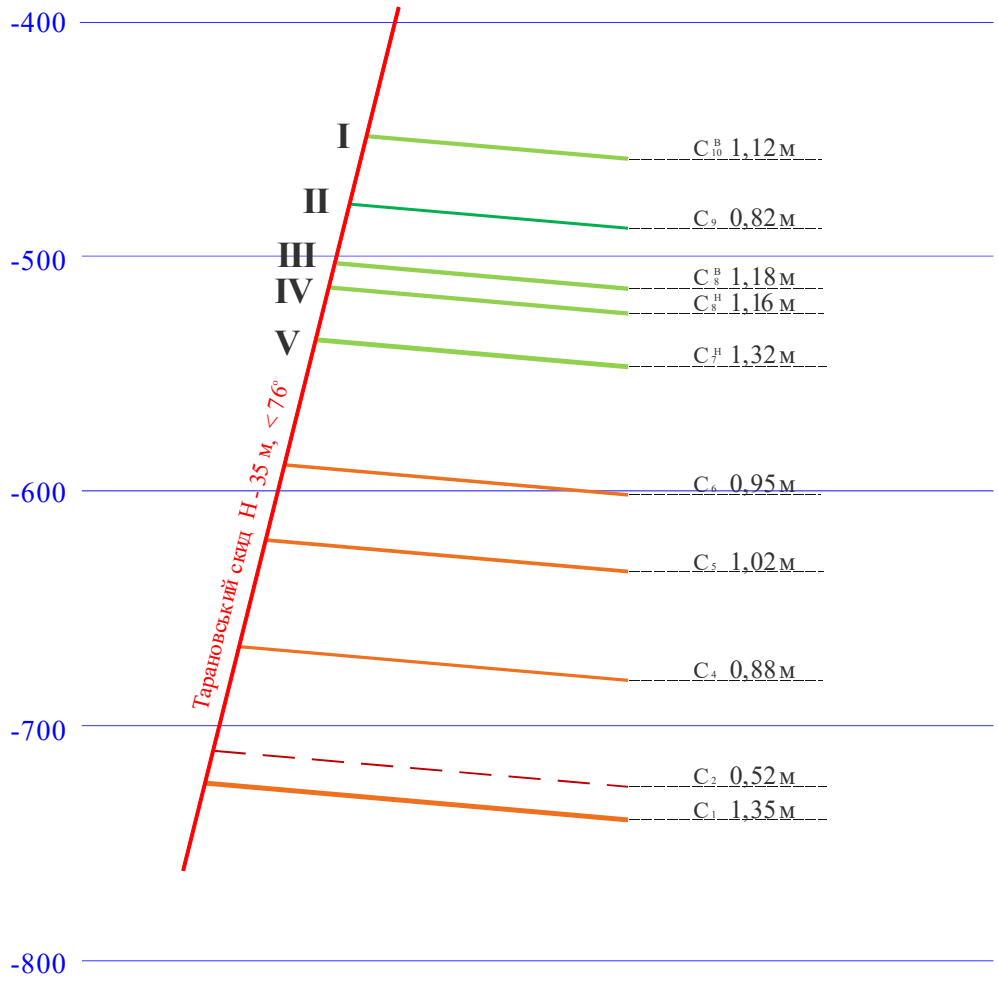


Рисунок 6.22 – Схематичне зображення пріоритетності когазифікації вугільних пластів

Варто зазначити, що в цьому випадку можливо застосовувати конструкції газогенераторів, які дають змогу відпрацьовувати одразу кілька вугільних пластів (світи вугільних пластів) [193]. У такому разі мінімізуються витрати на проведення розкривних вертикальних свердловин. Також не менш важливий аспект у конкретному випадку стосується наявності геологічного порушення у вигляді скиду. Однак і це питання детально вивчено, а науково обґрунтовані технологічні рішення дають змогу відпрацьовувати вугільні пласти за наявності малоамплітудних геологічних порушень [80].

Одним із обмежень класичного методу індексу переваг (Preference Selection Index, PSI) є поділ критеріїв лише на два типи: бажані атрибути (що більші, то кращі) і небажані (що менші, то кращі). Однак деякі фактори при

підземній когазифікації, такі як глибина залягання та потужність вугільного пласта, доцільніше класифікувати як інтервальні критерії, для яких існує оптимальний діапазон значень, а не просто атрибути збільшення чи зменшення. Тому подальші дослідження мають бути спрямовані на модифікацію методу PSI з урахуванням таких інтервальних критеріїв. Відповідні вдосконалення потребуватимуть системного підходу до визначення верхніх і нижніх граничних значень та математичного обґрунтування їхнього включення в процес прийняття рішень. Такий підхід може стати перспективним напрямом удосконалення застосування методу PSI для оцінки придатності пластів до підземної когазифікації.

У той час як у цьому дослідженні застосовано метод багатокритеріального прийняття рішень (MCDM) для оцінки придатності вугільних пластів до підземної когазифікації, майбутні дослідження мають на меті розширити набір критеріїв. Додаткові геологічні фактори, а також ключові властивості вугілля такі як когезійність, реактивність, вологість і температура спікання золи – відіграють важливу роль у процесі підземної когазифікації. Включення цих факторів до оціночної моделі дасть змогу точніше приймати рішення та підвищити обґрунтованість оцінок придатності вугільних пластів.

Перспективи подальшого дослідження полягають у розширенні застосування методу PSI для визначення пріоритетності вугільних пластів з урахуванням їхніх якісних характеристик, зокрема даних технічного (волога, зольність, вміст летких речовин, фіксований вуглець) та елементного аналізу (вміст вуглецю, водню, кисню, азоту, сірки). Такий підхід дасть змогу комплексно оцінити вплив якісних параметрів на ефективність підземної газифікації, сприятиме більш точному розрахунку потенціалу залучення запасів та врахує можливий вплив складу вугілля на процес когазифікації. У результаті це дасть змогу уточнити й доповнити рейтингові оцінки пластів, створивши більш надійні умови для планування та впровадження ефективних технологічних рішень до підземної когазифікації.

6.3 Рекомендації щодо практичної реалізації технології підземної когазифікації вугілля

6.3.1 Розробка технологічної схеми розкриття та відпрацювання ділянки вугільного пласта

Для забезпечення стабільного та ефективного функціонування вугільних шахт України необхідно впроваджувати прогресивні технології розробки, які забезпечують досягнення оптимальних техніко-економічних показників діяльності гірничодобувних підприємств. З метою мінімізації складнощів, пов'язаних з підготовкою ділянок вугільних пластів, зокрема в умовах обмежень, викликаних геологічними порушеннями, запропоновано змінити підхід до розробки таких запасів вугілля. Як приклад розглянуто обрану ділянку шахти «Західно-Донбаська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля».

Перед розробкою технологічної схеми доцільно проаналізувати гірничо-геологічні умови, в межах яких будуть розміщуватися експлуатаційні свердловини. З цією метою на рисунку 6.23 наведено схему залягання вугільного пласта в межах обраної ділянки (Рисунок 6.23).

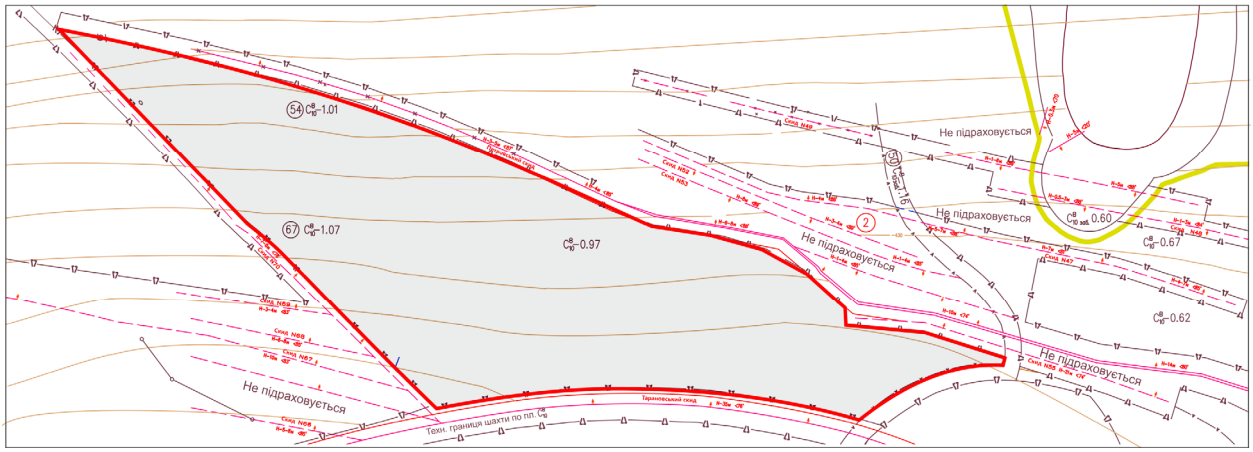


Рисунок 6.23 – Розповсюдження геологічних порушень в межах обраної ділянки шахтного поля пласта $c_{10}^{в}$

Пласт $c_{10}^{в}$ є одним з основних пластів промислового значення і залягає на глибині 112 м стратиграфічно нижче вапняку C_5 і є верхнім пластом промислового значення. Глибина залягання пласта – від 224,60 до 501,0 м (Таблиця 6.1).

Ділянка пласта $c_{10}^{в}$ є відносно витриманою. Характеризується простою будовою. У верхній частині простежується прошарування аргіліту (0,01 – 0,03 м). Потужність пласта – від 0,60 до 1,35 м. Вугілля – в'язке, міцність (f = 2,5 – 3,0). Контакти з вміщуючими породами – чіткі. Зчеплення – слабке.

Безпосередня покрівля пласта – аргіліт, на контакті з вугіллям (m = 0,2 – 0,3 м) грудкуватої текстури, вельми нестійка (f = 0,8 – 1,0) – «хибна» покрівля пласта. Вище аргіліт поступово переходить в горизонтально-шарувате залягання.

Основною покрівлею слугує товща перешаровуючих між собою аргілітів і алевролітів, що містять в собі пісковики. Потужність порід основної покрівлі становить 19 – 27 м. Безпосередня підошва представлена аргілітами, алевролітами грудкуватої структури. Нестійка при зволоженні (f = 1,0). Схильна до розмокання та інтенсивного здимання з втратою несучої здатності.

За зазначених вище гірничо-геологічних умов застосування технологічної схеми з розкриттям пласта вертикальними та горизонтально спрямованими свердловинами є технічно можливим і доцільним варіантом.

Для представлення оптимальної схеми розкриття ділянки вугільного пласта $c_{10}^{в}$ необхідно детально розглянути її геометричні розміри (Рисунок 6.24). Обрана ділянка має умовно трикутну форму розмірами 1180×2480×1410 м.

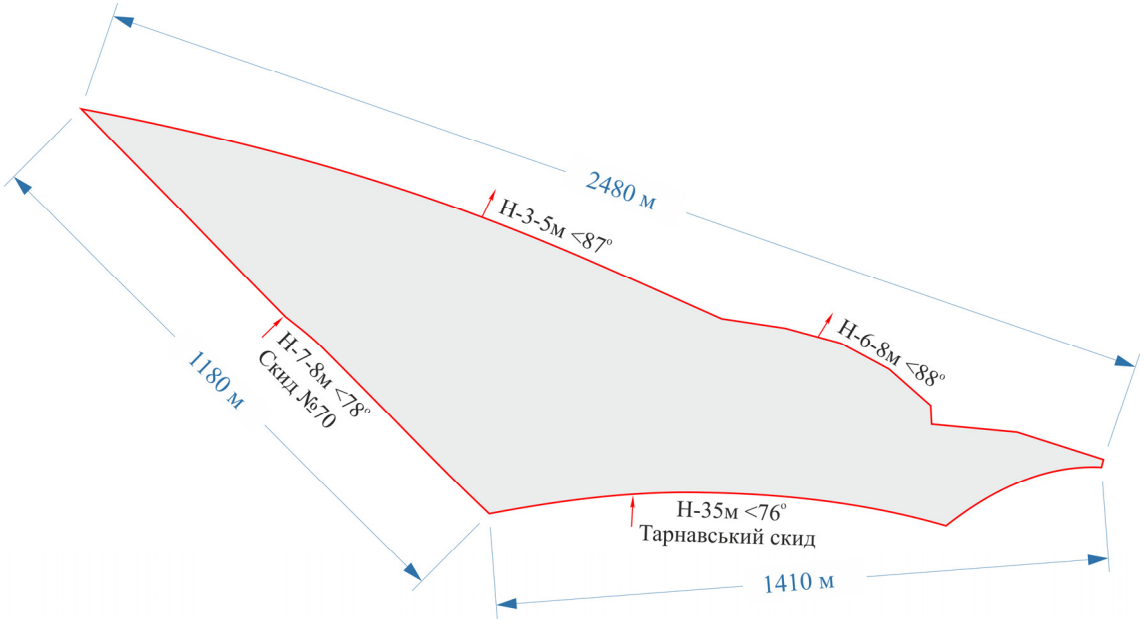


Рисунок 6.24 – Геометрична параметризація ділянки вугільного пласта

З трьох сторін ділянка оконтурена геологічними порушеннями:

– геологічне порушення (Скид №70) Н-7-8 м <78°;

– геологічне порушення Н-3-5 м <87°;

– геологічне порушення Н-6-8 м <88°;

– геологічне порушення (Тарнавський скид) Н-35 м <76°.

З практичного досвіду підготовки та проведення робіт із підземної газифікації вугільних пластів встановлено, що довжина горизонтальної частини експлуатаційної свердловини не повинна перевищувати 1200 – 1300 м (за аеродинамічним фактором). При перевищенні цієї межі виникають труднощі з підтриманням необхідного робочого тиску в газогенераторі, що негативно впливає на стабільність процесу газифікації та якість отримуваного генераторного газу. У разі підготовки підземних газогенераторів малої довжини (300 – 400 м) досягається більш швидкий вихід на продуктивний режим, однак збільшуються капітальні та експлуатаційні витрати, оскільки для забезпечення заданої продуктивності необхідно бурити більшу кількість вертикальних свердловин, що в свою чергу призводить до підвищення собівартості генераторного газу.

Безперервне вдосконалення технологічних схем розкриття вугільних пластів є одним із ключових завдань подальшого розвитку процесів ПГВ. Принциповою особливістю запропонованої схеми є реалізація технології ПГВ з направленою подачею реагентів дуття і вуглецевмісної сировини через систему довгомірних гнучких трубопроводів, що забезпечує можливість керованого формування фронту газифікації в межах обраної ділянки пласта.

Горизонтальна частина свердловин пробурена по вугіллю. Її стінки закріплюються спеціальним розчином, що утворює ущільнену кірку по периметру стінки свердловини, забезпечуючи її стійкість і герметичність.

Газифікація вугілля передбачається за схемою з прямоточною термопідготовкою вугілля і періодичним реверсуванням дуттьового потоку. Утворення початкового каналу газифікації здійснюється за допомогою бінарних зарядів, які розміщуються в дуттьовій свердловині.

Межі обраної ділянки забезпечують можливість підготовки газогенераторів на всю її максимально допустиму довжину. Таким чином, для повного відпрацювання ділянки підземними газогенераторами передбачається буріння 25 дуттьових і газовідвідних свердловин. Крім того, необхідно виконати аналогічну кількість фільтраційних збійок для забезпечення міжсвердловинного гідродинамічного зв'язку. Схематичне зображення плану підготовки і відпрацювання ділянки вугільного пласта, що обмежене геологічними порушеннями, наведено на Рисунку 6.25.

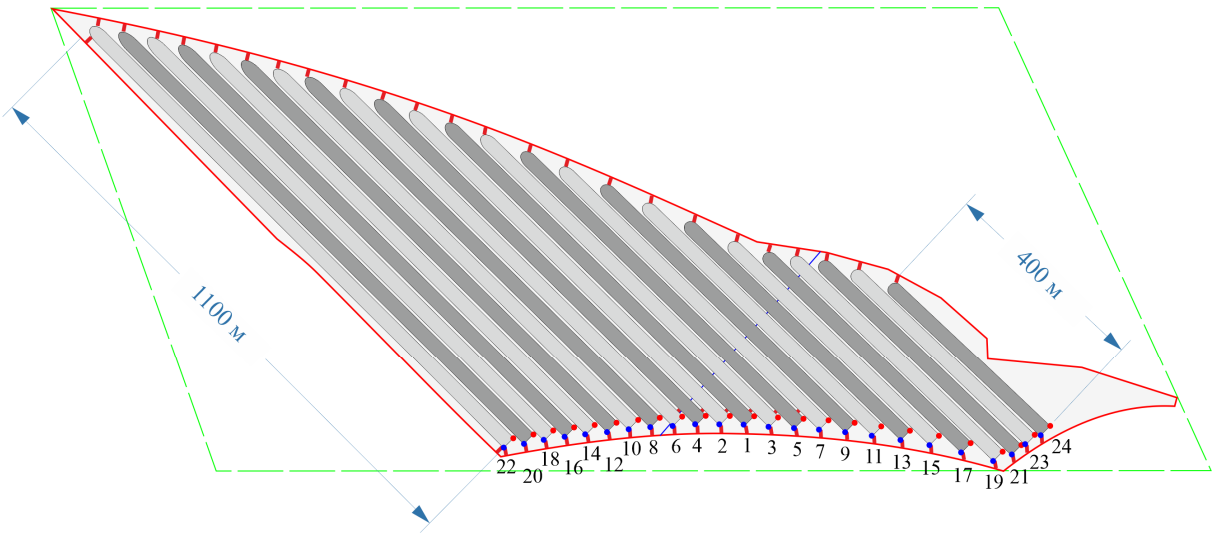


Рисунок 6.25 – План підготовки і відпрацювання обраної ділянки вугільного пласта $c_{10}^{в}$

Подача гнучких трубопроводів у свердловину та їх вилучення здійснюються за допомогою спеціальної установки барабанного типу, що забезпечує контрольований рух і точне позиціонування комунікацій у процесі експлуатації газогенератора. Загальною концептуальною метою створення новітньої технології підземної когазифікації вугілля є оптимізація існуючої технології ПГВ та приведення її у відповідність до сучасних вимог щодо підвищення споживчих характеристик генераторного газу, зокрема його теплотворної здатності. Тому передбачається використання системи намагнічування дуття та додаткове введення вуглецевмісних речовин з метою інтенсифікації процесів газифікації.

Важливою особливістю запропонованої технологічної схеми когазифікації вугільного пласта є створення сприятливих умов для направленої подачі реагентів дуття безпосередньо в реакційну зону вугільного масиву з рухомих точок. Такий підхід забезпечує стабільне утримання дуття в зоні контакту з вугіллям протягом усього періоду газифікації наміченого до відпрацювання стовпа пласта. Реалізація схеми дає змогу ефективно керувати процесом газоутворення завдяки направленій подачі реагентів і постійному притисканню потоку дуття до фронту горіння, що досягається шляхом раціонального комбінування систем нагнітання дуття і відведення продуктів газифікації забезпечуючи керованість процесу.

6.3.2 Поверхневий комплекс станції підземної когазифікації вугілля

Для реалізації технології підземної когазифікації вугілля передбачається будівництво поверхневого комплексу, призначеного для підготовки окислювальних реагентів, приймання та первинної обробки генераторного газу, а також для забезпечення енергетичних і технологічних потреб процесу. Для розміщення комплексу здійснюється тимчасове відведення земельної ділянки орієнтовною площею близько 1,5 га.

Поверхневий комплекс проєктується за модульним принципом і містить мінімальну кількість споруд, переважно інвентарного або пересувного типу, що забезпечує високу мобільність системи при переході до нових ділянок пласта. Загальну структурну схему комплексу наведено на Рисунку 6.26.

Свердловини з установками для переміщення довгомірних труб *1* забезпечують спуск і підйом бурових колон, термопарних зондів, газовідвідних та дуттьових трубопроводів. Адміністративно-побутовий комплекс *2* містить операторну, диспетчерський пункт керування процесом когазифікації, приміщення персоналу та санітарно-побутовий блок. Блок підготовки газових сумішей *3* виконує змішування кисню, водяної пари та інертних компонентів у заданих пропорціях. У даному блоці передбачено систему контролю температури та тиску.

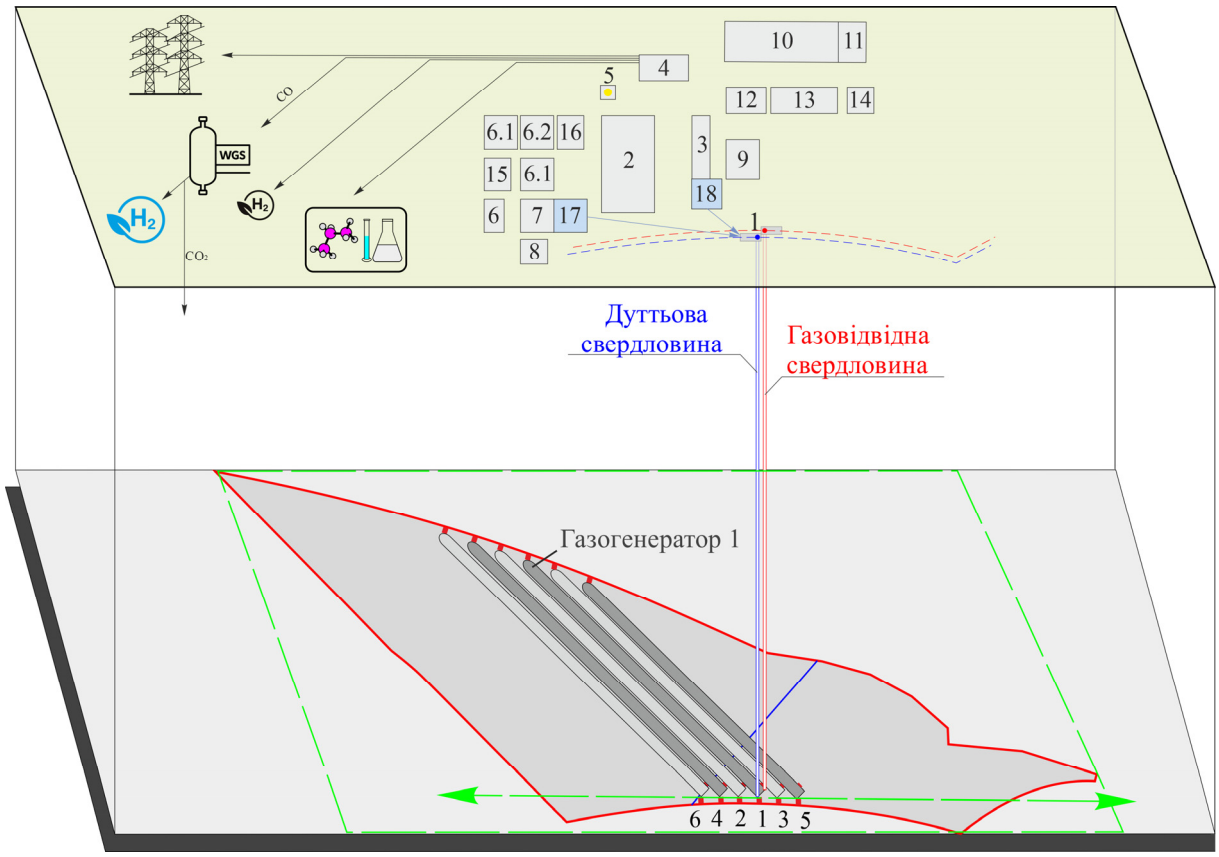


Рисунок 6.26 – Розташування споруд на поверхневому комплексі станції підземної когазифікації вугілля:

1 – свердловини з установками для переміщення довгомірних труб;

2 – адміністративно-побутовий комплекс; 3 – блок підготовки газових сумішей;

4 – установка очищення та розподілу генераторного газу; 5 – димова труба, факел; 6 – вузол водопостачання; 6.1 – насосна; 6.2 – резервуари; 7 – котельня, паро-генераторна; 8 – склад закладного матеріалу; 9 – газонакопичувачі (ресивери); 10 – компресорна; 11 – високовольтна комірка (РУ-6кВ);

12 – трансформаторна підстанція (ТП 6/0,4 кВ); 13 – хімічна лабораторія;

14 – побутові приміщення; 15 – матеріальний склад; 16 – резервуар-дистилятор;

17 – система намагнічування парокисневого дуття; 18 – блок підготовки вуглецевмісних сумішей

Установка очищення та розподілу генераторного газу *4* здійснює первинне охолодження, конденсацію смол і водяної пари, а також видалення пилових і сірчистих компонентів. Димова труба *5* використовується для

спалювання невикористаних надлишкових газів та регулювання тиску в газозбірній системі. Вузол водопостачання *6* складається з насосної станції *6.1* та резервуарів *6.2* для технічної води. Котельня *7* забезпечує нагрівання води, отримання насиченої пари та підтримання необхідних температур у системі підготовки дуття. Склад закладного матеріалу *8* використовується для зберігання матеріалів, необхідних для закладання виробленого простору. Газонакопичувачі *9* представляють собою групу ресиверів для тимчасового зберігання та вирівнювання тиску генераторного газу перед компримуванням. Компресорна станція *10* призначена насамперед для подачі реагентів дуття у підземний газогенератор під необхідним робочим тиском, що забезпечує стабільність процесу газифікації та керування фронтом горіння.

Додатково компресорна може використовуватися для стиснення газу з метою його подальшої подачі в блок очищення, WGS-реактор або систему тимчасового зберігання. Високовольтна комірка *11* і трансформаторна підстанція *12* забезпечують енергоживлення всіх технологічних вузлів станції на рівні 6/0,4 кВ. Хімічна лабораторія *13* виконує аналіз складу генераторного газу, дуттьових сумішей і конденсатів, а також контроль параметрів реакційної зони. Побутові приміщення *14* призначені для обслуговуючого персоналу. Матеріальний склад *15* призначений для зберігання запасних частин, реагентів і витратних матеріалів. Резервуар-дистилятор *16* призначений для очищення конденсатів і їх підготовки до повторного використання.

Система намагнічування парокисневого дуття *17* і блок підготовки вуглецевмісних сумішей *18* є додатковими елементами, необхідними для реалізації технології когазифікації. Система намагнічування *17* здійснює магнітну активацію парокисневих потоків з індукцією 500 Е (≈40 кА/м), що забезпечує зниження енергії активації реакцій окислення в підземному газогенераторі. Блок підготовки вуглецевмісних сумішей *18* забезпечує попереднє дозування і змішування пилової вугільної і біомасової фракцій, формуючи оптимальний склад твердого палива для ефективного протікання процесів когазифікації.

На проммайданчику забезпечується підготовка реагентів дуття з їх магнітною обробкою та додаванням вуглецевмісної сировини. Подача вихідних сумішей відбувається через дуттьову свердловину до зони газифікації, а також відведення отриманого генераторного газу через газовідвідну свердловину. Газ із газогенератора надходить до системи очищення, охолодження, а потім до газо-накопичувачів.

Подальше використання генераторного газу передбачає його розподіл на чотири основні потоки відповідно до цільового призначення продуктів когазифікації:

1. Отримання хімічних продуктів – використання частини генераторного газу як сировини для синтезу метанолу, аміаку, синтетичних вуглеводнів (через реакції Фішера-Тропша), а також оксигенатів і вуглекислого газу.

2. Виокремлення водню – очищення та розділення газової суміші шляхом мембранного або адсорбційного виділення H_2, що дає змогу отримати високочистий водень (>99%) для подальшого використання в енергетичних або хімічних цілях.

3. Реакція водяного газу (WGS) – перетворення оксиду вуглецю (CO) на водень (H_2) за реакцією $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ у присутності каталізатора, що підвищує частку водню у складі генераторного газу.

4. Виробництво електроенергії – спалювання генераторного газу в когенераційних установках для отримання електричної та теплової енергії, яка може використовуватися для власних потреб станції та/або передаватися в енергосистему.

Для мінімізації викидів парникових газів передбачається впровадження системи уловлювання та утилізації CO_2 (CCS/CCU). Завдяки цьому отриманий водень (як виділений, так і після реакції WGS) класифікується як «блакитний водень», що відповідає концепції низьковуглецевої енергетики та декарбонізації виробництва, а також сприяє зменшенню вуглецевого сліду технології підземної когазифікації та можливості її інтеграції в сучасні ланцюги «чистого» енергопостачання.

Поряд з енергетичним використанням генераторний газ підземної когазифікації вугілля має важливе ресурсне значення. У процесі термохімічного перетворення органо-мінеральної маси вугілля відбувається не лише формування газоподібних продуктів (H_2, CO, CH_4, CO_2), а й перерозподіл елементів мікро- та нанорівня, зокрема таких, що відносяться до критичної мінеральної сировини.

У високотемпературній зоні реакційного каналу, де температура сягає 1000 – 1600°C, частина металів і напівметалів переходить у летку або парову фазу, формуючи оксиди, хлориди або сульфіди, які далі транспортуються разом із генераторним газом. Під час охолодження і очищення газу ці сполуки конденсуються, сорбуються або осаджуються у фільтрах і конденсатах, що дає можливість їх вилучення та вторинного використання.

До числа найбільш перспективних для вилучення з генераторного газу або супутніх продуктів когазифікації належать: германій (Ge), галлій (Ga), арсен (As), антимон (Sb), фосфор (P), літій (Li), стронцій (Sr), а також кобальт (Co), нікель (Ni), мідь (Cu), ванадій (V), вольфрам (W), титан (Ti), які зосереджуються переважно в твердих залишках [458-463].

Поведінка елементів у процесі газифікації залежить від їх леткості, хімічної форми та вмісту в паливі. Поділяються елементи на 3 основні типи:

– леткі (Ge, Ga, As, Sb) – переходять у газову фазу у вигляді оксидів (GeO, As_2O_3, Sb_2O_3), які осаджуються у конденсатах та пилових потоках;

– слаболеткі (Co, Ni, Cu, V, W, Ti, P) – залишаються у зольних частинках та шлаку, які можуть бути придатними для вилуговування;

– розчинні (Li, Sr) – можуть потрапляти до газоконденсатів та підземних вод у зоні контакту з реакційним каналом.

Таким чином, продукти когазифікації формують три потенційні потоки вилучення критичних елементів:

– конденсати і пилові фракції: Ge, Ga, As, Sb;

– зола і шлаки: Co, Ni, Cu, V, W, Ti, P;

– дренажні води: Li і Sr.

Варто зазначити, що у нашому випадку доцільно розглядати виключно конденсати та пилові фракції (Таблиця 6.2), оскільки видобування інших критичних елементів вимагає суттєвих затрат, що пов’язанні з розкриттям газогенераторів.

Таблиця 6.2 – Потенційне вилучення елементів критичної сировини під час підземної когазифікації вугілля

№ з/п	Елемент (CRM)	Типова форма у вугіллі	Стан під час газифікації	Потенційний продукт / фаза вилучення	Можливий спосіб вилучення
1	Германій (Ge)	органічні та сульфідні сполуки	Летка фаза (GeO, GeO_2)	Конденсат газу, пил	Конденсація, сорбція на фільтрах, вилуговування
2	Галлій (Ga)	оксиди Al–Si, глинисті мінерали	Частково летка	Пил, зола	Хімічне вилуговування, кислотна екстракція
3	Арсен (As)	арсенопірит (FeAsS)	Летка фаза (As_2O_3)	Конденсат, фільтрат	Уловлювання в системах очищення газу
4	Антимон (Sb)	сульфіди (Sb_2S_3)	Летка фаза (Sb_2O_3)	Пил, конденсат	Конденсація, сорбційне уловлювання

Германій і галлій вважаються основними елементами для виробництва напівпровідників, оптоелектроніки та водневої енергетики; антимон і арсен використовуються в легуванні сплавів.

Вилучення елементів критичної сировини з продуктів підземної когазифікації створює новий ресурсний напрям розвитку цієї технології. По-перше, це забезпечує додаткову економічну ефективність процесу за рахунок утилізації побічних потоків. По-друге, така технологія сприяє зменшенню антропогенного навантаження на довкілля через уловлювання токсичних сполук (As, Sb, Se). По-третє, вона підсилює ресурсну автономію держави у частині забезпечення критичною сировиною для водневої енергетики, електроніки, акумуляторів і каталітичних систем.

Отже, генераторний газ і продукти його очищення можуть бути не лише енергетичним, а й ресурсним джерелом елементів критичної сировини.

6.3.3 Побудова діаграми Ганта вигазовування вугільного пласта

Для забезпечення безперервного виконання плану вигазовування вугілля необхідно своєчасно здійснювати підготовку нових стовпів газогенераторів, що в свою чергу потребує дотримання раціональної послідовності вигазовування кожного газогенератора у часі та просторі. З цією метою складаються календарні плани відпрацювання пластів, що є графічним відображенням порядку та тривалості їх газифікації в межах шахтного поля або його окремих ділянок протягом певного періоду часу.

У даній роботі пропонується формування календарного плану у вигляді діаграми Ганта, яка охоплює короткострокову перспективу тривалістю 6 років. Діаграма Ганта є ефективним інструментом планування та управління процесом газифікації, що дає змогу візуалізувати часові межі виконання окремих етапів і взаємозв'язки між ними.

Розроблений календарний план передбачає деталізацію всіх етапів вигазовування вугілля, підготовку та введення в роботу нових стовпів газогенераторів, а також інших ключових подій і технологічних операцій, пов'язаних з процесом когазифікації. Кожен етап буде чітко відображений на діаграмі Ганта із зазначенням часу початку і завершення виконання, що забезпечить можливість контролю та оперативного коригування робіт у ході реалізації проєкту. З огляду короткострокову перспективу, стає можливим планування та визначення пріоритетних завдань, необхідних для забезпечення ефективності та успішної реалізації проєкту вигазовування вугілля. Такий календарний план виступає надійним інструментом управління для всіх учасників процесу, оскільки дає змогу своєчасно реагувати на зміни виробничих умов і технологічні виклики, які можуть виникати протягом періоду реалізації.

Перед побудовою діаграми Ганта було виконано просторовий розподіл обраної ділянки вугільного пласта на окремі газогенератори. У межах цієї ділянки передбачено розміщення 24 стовпів-газогенераторів, довжина яких варіюється від 440 м (газогенератор № 24) до 1100 м (газогенератор № 22). Схематичне розташування газогенераторів наведено на Рисунку 6.27.

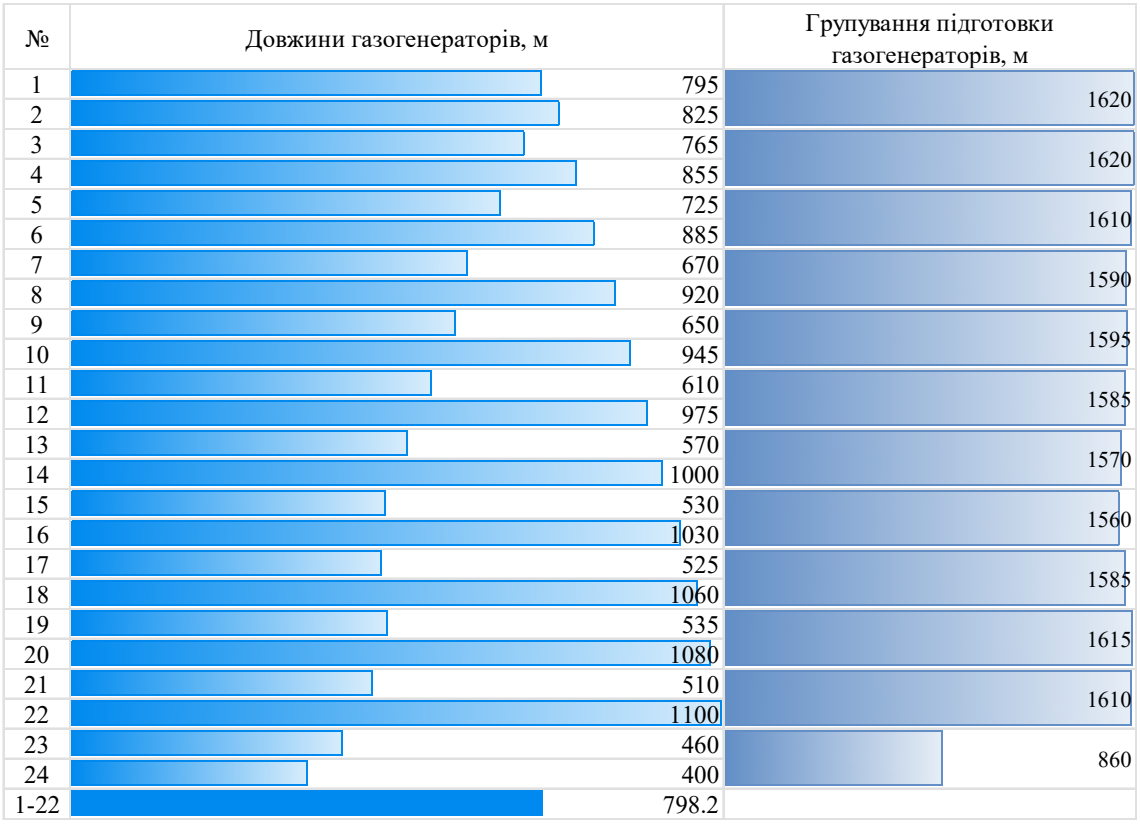


Рисунок 6.27 – Розподілення довжин стовпів-газогенераторів в межах обраної ділянки

Для забезпечення рівномірного ритму робіт і уникнення перевантаження технологічних процесів прийнято принцип послідовного введення газогенераторів з урахуванням їх довжини і просторового розташування. Процес вигазовування починається з центрального стовпа (№ 1), після чого роботи послідовно переходять на сусідні – по черзі вліво і вправо від центру ділянки. Така послідовність дає можливість забезпечити симетричний розвиток фронту газифікації, рівномірне навантаження систем дуття, буріння і газовідведення, а також стабільність виробничого циклу. При цьому враховано різницю в довжинах стовпів-газогенераторів. Середня довжина по ділянці становить приблизно 798 м.

Такий підхід дає змогу сформувати збалансований календарний план, у якому тривалість циклу підготовки та вигазовування кожного газогенератора визначалася пропорційно до його довжини. На основі отриманих даних (Рисунок 6.28) побудовано діаграму Ганта (створену в табличному процесорі

Microsoft Excel), що відображає рівномірний графік завантаження робіт протягом 6-річного періоду (Рисунок 6.29). Завдяки цьому усуваються пікові навантаження на виробничі та допоміжні підрозділи, забезпечується ритмічність введення стовпів в роботу і підтримується стабільна динаміка виробництва генераторного газу протягом усього циклу когазифікації.

PROJECT NAME		PROJECT MANAGER	START DATE	END DATE	CURRENT STATUS	OVERALL PROGRESS	SCOPE STATEMENT	
UCG Zahidno-Donbaska		V. Lozynskyi	1-Jan-26	26-Mar-33	Not Started	0%		
						PROJECT DELIVERABLE		
TASKS		START	END	DAYS	STATUS	Коментар	Значення	Рохрахунок
ГАЗОГЕНЕРАТОР 1 (H=570; L=795)		1-Jan-26	6-May-28	856	Not Started			
Буріння вертикальної св.1	570	1-Jan-26	27-Feb-26	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння вертикальної св.2	570	1-Jan-26	27-Feb-26	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння горизонтальної св.1	795	28-Feb-26	20-Nov-26	265	Not Started	3 м/доб	3.0	265
Буріння горизонтальної св.2	795	28-Feb-26	20-Nov-26	265	Not Started	3 м/доб	3.0	265
Збійка свердловин (газогенератор 1)	30	21-Nov-26	6-Dec-26	15	Not Started	2 м /доб	2.0	15
Газифікація (газогенератор 1)	795	7-Dec-26	6-May-28	516	Not Started	1.54 м/доб	1.54	516
ГАЗОГЕНЕРАТОР 2 (H=570; L=825)		7-Dec-26	10-May-29	886	Not Started			
Буріння вертикальної св.1	570	7-Dec-26	2-Feb-27	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння вертикальної св.2	570	7-Dec-26	2-Feb-27	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння горизонтальної св.1	825	3-Feb-27	5-Nov-27	275	Not Started	3 м/доб	3.0	275
Буріння горизонтальної св.2	825	3-Feb-27	5-Nov-27	275	Not Started	3 м/доб	3.0	275
Збійка свердловин (газогенератор 2)	30	6-Nov-27	21-Nov-27	15	Not Started	2 м /доб	2.0	15
Газифікація (газогенератор 2)	825	22-Nov-27	10-May-29	536	Not Started	1.54 м/доб	1.54	536
ГАЗОГЕНЕРАТОР 3 (H=570; L=765)		22-Nov-27	25-Feb-30	827	Not Started			
Буріння вертикальної св.1	570	22-Nov-27	18-Jan-28	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння вертикальної св.2	570	22-Nov-27	18-Jan-28	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння горизонтальної св.1	765	19-Jan-28	30-Sep-28	255	Not Started	3 м/доб	3.0	255
Буріння горизонтальної св.2	765	19-Jan-28	30-Sep-28	255	Not Started	3 м/доб	3.0	255
Збійка свердловин (газогенератор 3)	30	1-Oct-28	16-Oct-28	15	Not Started	2 м /доб	2.0	15
Газифікація (газогенератор 3)	765	17-Oct-28	25-Feb-30	497	Not Started	1.54 м/доб	1.54	497
ГАЗОГЕНЕРАТОР 4 (H=570; L=855)		17-Oct-28	20-Apr-31	915	Not Started			
Буріння вертикальної св.1	570	17-Oct-28	13-Dec-28	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння вертикальної св.2	570	17-Oct-28	13-Dec-28	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння горизонтальної св.1	855	14-Dec-28	25-Sep-29	285	Not Started	3 м/доб	3.0	285
Буріння горизонтальної св.2	855	14-Dec-28	25-Sep-29	285	Not Started	3 м/доб	3.0	285
Збійка свердловин (газогенератор 4)	30	26-Sep-29	11-Oct-29	15	Not Started	2 м /доб	2.0	15
Газифікація (газогенератор 4)	855	12-Oct-29	20-Apr-31	555	Not Started	1.54 м/доб	1.54	555
ГАЗОГЕНЕРАТОР 5 (H=570; L=725)		12-Oct-29	8-Dec-31	787	Not Started			
Буріння вертикальної св.1	570	12-Oct-29	8-Dec-29	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння вертикальної св.2	570	12-Oct-29	8-Dec-29	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння горизонтальної св.1	725	9-Dec-29	7-Aug-30	242	Not Started	3 м/доб	3.0	242
Буріння горизонтальної св.2	725	9-Dec-29	7-Aug-30	242	Not Started	3 м/доб	3.0	242
Збійка свердловин (газогенератор 5)	30	8-Aug-30	23-Aug-30	15	Not Started	2 м /доб	2.0	15
Газифікація (газогенератор 5)	725	24-Aug-30	8-Dec-31	471	Not Started	1.54 м/доб	1.54	471
ГАЗОГЕНЕРАТОР 6 (H=570; L=885)		24-Aug-30	26-Mar-33	945	Not Started			
Буріння вертикальної св.1	570	24-Aug-30	20-Oct-30	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння вертикальної св.2	570	24-Aug-30	20-Oct-30	57	Not Started	10 м/доб	10.0	57
Буріння горизонтальної св.1	885	21-Oct-30	12-Aug-31	295	Not Started	3 м/доб	3.0	295
Буріння горизонтальної св.2	885	21-Oct-30	12-Aug-31	295	Not Started	3 м/доб	3.0	295
Збійка свердловин (газогенератор 6)	30	13-Aug-31	28-Aug-31	15	Not Started	2 м /доб	2.0	15
Газифікація (газогенератор 6)	885	29-Aug-31	26-Mar-33	575	Not Started	1.54 м/доб	1.54	575
					Not Started			
					In Progress			
					Overdue			
					Complete			

Рисунок 6.28 – Таблиця з вихідними розрахунковими даними для побудови діаграми Ганта

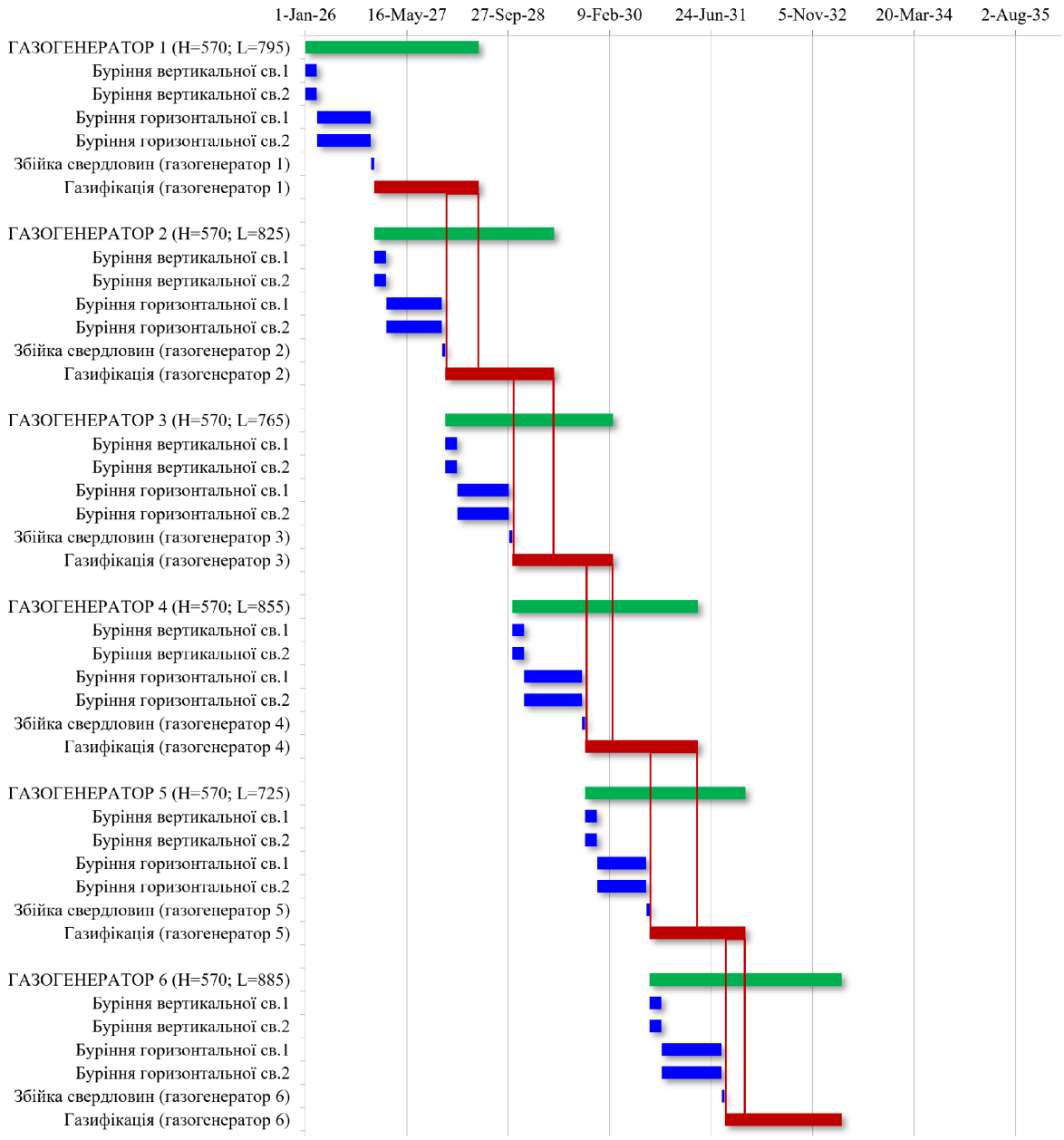


Рисунок 6.29 – Діаграма Ганта відпрацювання ділянки пласта $c_{10}^{в}$

Використання діаграми Ганта дає змогу наочно відстежувати послідовність і тривалість виконання робіт з буріння, збійки свердловин і вигазовування кожного газогенератора. Згідно з розробленим календарним планом, протягом 6-річного періоду (2026 – 2032 рр.) в роботі одночасно знаходиться як мінімум один газогенератор, а в окремі проміжки часу – два газогенератори з максимальним технологічним навантаженням. Така схема забезпечує безперервність процесу когазифікації, рівномірне використання технічних ресурсів і поступове розширення фронту вигазовування вугільного пласта.

6.4 Економічна ефективність розробленої технології та технологічних параметрів процесу когазифікації

Економічну ефективність розробленої технології оцінено за методологією інкрементального порівняння показників [464 – 467], яка ґрунтується на визначенні умовної одиниці ефективності (УОЕ) для кожного варіанта технологічної реалізації. Методика передбачає порівняння тільки тих статей доходів і витрат, які змінюються між альтернативами, за винятком постійних і загальних витрат, що не впливають на різницю економічних результатів. Вихідні параметри для розрахунків наведені в Таблиці 6.3.

Оцінка тривалості експлуатації газогенератора є першим етапом у визначенні технологічної ефективності процесу когазифікації. Цей параметр визначає загальний час, протягом якого відбувається вигазовування вугілля по всій довжині стовпа. Відповідно до умов проведення процесу, фронт вогневого вибою поступово посувається вздовж стовпа, забезпечуючи послідовне вигазовування вугілля.

Виходячи з лінійної швидкості посування вогневого вибою (1,37 м/добу для газифікації та 1,54 м/добу для когазифікації), тривалість експлуатації газогенератора завдовжки 800 м становитиме 583 доби для базового варіанту підземної газифікації вугілля та 518 діб для інноваційного варіанту підземної когазифікації вугілля. Скорочення часу відпрацювання газогенератора на 64 доби вказує на вищу продуктивність газогенераторного підприємства, що матиме безпосередній вплив на скорочення витрат з обслуговування газогенератора.

Оцінка ефективності запропонованої технології виконувалася на основі аналізу виходу водню при впровадженні технології підземної когазифікації з магнітною обробкою дуття. Основним критерієм є об’єм виробленого водню на один газогенератор. Для оцінки виходу водню в процесі когазифікації враховано змінний характер подачі окислювача, який реалізується у вигляді циклічного чергування парокисневого і кисневого дуття. Такий підхід дає змогу отримати усереднений вихід водню з одиниці маси вугілля з урахуванням тривалості кожного режиму і відповідного виходу генераторного газу.

Таблиця 6.3 – Основні параметри для розрахунків економічної ефективності розробленої технології

Параметри	Базовий варіант		Інноваційний варіант	
	Підземна газифікація вугілля		Підземна когазифікація вугілля	
Спосіб підготовки	Паралельний CRIP		Паралельний CRIP	
Розміри панелі, м	30 × 800		30 × 800	
Потужність пласта, м	1,0		1,0	
Густина вугілля, т/м^3	1,45		1,45	
Особливості:	–		в.п/б (25/75)	
			E_a = 179,8 кДж/моль	E_a = 200,0 кДж/моль
			ΔC, 63%	ΔC, 52%
Тип дуття	парокисневе (O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%)	кисневе (O_2 – 42%, N_2 – 48%)	парокисневе (O_2 – 42%, N_2 – 48%, $H_2O_{пара}$ – 10%)	кисневе (O_2 – 42%, N_2 – 48%)
H_2, %	12,45	8,38	10,56	7,94
CH_4, %	11,97	8,03	12,86	11,82
CO, %	31,27	34,19	17,60	20,52
Σ (H_2, CH_4, CO), %:	55,69	50,6	41,03	40,28
Вихід газу з газогенератора, м^3/кг вугілля (основного)	1,62	1,78	3,76	3,82
LHV, МДж/м^3 (суміші)	9,58	8,10	7,98	7,69
LHV CH_4 + CO, МДж/м^3	8,24	7,19	6,84	6,83
Сумарна теплота згоряння, МДж/кг вугілля (основного)	15,52	14,41	29,98	29,36
Тривалість циклу подачі дуття, хв	50	55	66	36
Площа вигазовування, м^2/добу	41,2		46,3	
Маса вугілля, т	16571	18229	22518	12282
Лінійна швидкість посування вогневого вибою, м/добу	1,37		1,54	
Тривалість газифікації, діб	583		518	

Вихід водню розраховується за формулою зваженого середнього значення:

$$q_{\mathrm{H}_2} = \alpha \cdot V_{пк} \cdot C_{\mathrm{H}_2,пк} + \beta \cdot V_{к} \cdot C_{\mathrm{H}_2,к}, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (6.31)$$

де: α, β – частки тривалості парокисневого і кисневого режимів відповідно (в межах одного циклу);

$V_{пк}$, $V_{к}$ – об'єми генераторного газу, що утворюється на 1 кг основного вугілля при парокисневому і кисневому дутті, м^3/кг;

$C_{\mathrm{H}_2,пк}$, $C_{\mathrm{H}_2,к}$ – об'ємні частки водню у складі генераторного газу при парокисневому і кисневому дутті, виражені у частках від 1.

Щоб обчислити масу отриманого водню з одного газогенератора, скористаємося формулою:

$$m_{\mathrm{H}_2} = V_{\mathrm{H}_2} \cdot \rho_{\mathrm{H}_2}, \text{ т}, \quad (6.32)$$

де: V_{H_2} – загальний об'єм водню, отриманого з вигазованого вугілля, тис. м^3;

ρ_{H_2} – густина водню за нормальних умов (0.08988 кг/м^3 при 0°С, 1 атм).

Загальний об'єм водню, отриманого з одного газогенератора, розраховується за формулою:

$$V_{\mathrm{H}_2} = M_{вуг} \cdot q_{\mathrm{H}_2}, \text{ тис.м}^3, \quad (6.33)$$

де: $M_{вуг}$ – маса вигазованого вугілля, тис. т;

q_{H_2} – питомий вихід водню, м^3/кг.

Генераторний газ, крім водню, містить інші горючі гази, а саме CO і CH_4. Відповідно розрахуємо вартість реалізації енергії генераторного газу (без водню) з урахуванням змінного характеру подачі окислювача, який реалізується у вигляді циклічного чергування парокисневого і кисневого дуття.

Середня теплота згоряння газу без урахування водню ($q_{\mathrm{CO+CH_4}}$) розраховується за формулою зваженого середнього:

$$q_{\mathrm{CO+CH_4}} = \alpha \cdot V_{пк} \cdot LHV_{пк} + \beta \cdot V_{к} \cdot LHV_{к}, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (6.34)$$

де: α, β – частки тривалості парокисневого і кисневого режимів відповідно (в межах одного циклу);

$V_{пк}$, $V_к$ – об'єми генераторного газу, що утворюється на 1 кг основного вугілля при парокисневому і кисневому дутті, м^3/кг;

$LHV_{пк}$, $LHV_к$ – нижча теплота згоряння суміші генераторного газу (CO і CH_4) при кожному режимі.

Для оцінки ефективності використання енергії, отриманої в результаті термохімічного перетворення, важливим аспектом є вибір форми її реалізації у вигляді теплової або електричної. З огляду на ринкові умови, економічну доцільність та наявну інфраструктуру гірничих підприємств, пріоритетним напрямом є перетворення теплової енергії генераторного газу на електричну. Це зумовлено кількома факторами. По-перше, електроенергія має стабільний і передбачуваний ринковий попит порівняно з тепловою енергією, реалізація якої обмежена умовами споживання і потребує спеціалізованої інфраструктури. По-друге, електроенергія є уніфікованим енергетичним ресурсом з вищою доданою вартістю і широким спектром застосування. По-третє, наявність розвиненої системи електропередачі дає змогу реалізовувати електричну енергію за гарантованими тарифами, що підвищує інвестиційну привабливість.

Для забезпечення економічної порівнянності з іншими джерелами енергії теплову енергію, що утворюється в процесі когазифікації, було приведено до еквівалентної електричної енергії, що дає змогу коректно оцінити потенційний дохід від реалізації енергії на ринку, враховуючи уніфіковану тарифну політику.

Перетворення теплоти генераторного газу в електричну енергію відбувається шляхом її спалювання в газовій турбіні. Згідно з технічними характеристиками типових газотурбінних установок, що працюють на низькокалорійному газі, коефіцієнт корисної дії (ККД) такого перетворення становить в середньому $\eta = 0{,}35$. Зазначений ККД узгоджується з типовими значеннями для установок на основі циклу Брейтона, що використовуються для спалювання генераторного газу з теплотою згоряння в межах 6 – 10 МДж/м^3. Відповідно, електрична енергія, яку теоретично можна отримати з теплової енергії визначається як:

$$W_{ел} = Q_{тепл} \cdot \eta \text{, ГДж,} \qquad (6.35)$$

де: $Q_{тепл}$ – теплова енергія генераторного газу, ГДж;

η – ККД газотурбінної установки.

Після цього отриманий обсяг електроенергії перераховується з ГДж у кВт·год за співвідношенням: 1 ГДж = 277,78 кВт·год.

Між базовим та інноваційним варіантами доцільно враховувати лише ті статті, які є виключно притаманними інноваційній технології. До таких витрат належать: закупівля, підготовка та транспортування біомаси; встановлення та експлуатація системи намагнічування дуття, а також обладнання для змішаної подачі палива; впровадження додаткових заходів контролю зміни режимів роботи газогенератора; підвищення кваліфікації персоналу. Витрати, що є спільними для обох варіантів (буріння, традиційна подача дуття, інфраструктура), не враховувалися у порівнянні.

Ще однією характерною витратою, притаманною інноваційному варіанту когазифікації, є збільшене споживання окислювальних реагентів, що зумовлено більшим обсягом вуглецевмісної сировини, яка бере участь у термохімічному перетворенні, оскільки у вугільний пласт додатково подається суміш вугільного пилу та біомаси. Підтримання необхідного теплового режиму і забезпечення повноти реакцій когазифікації в таких умовах потребує більш високих витрат на виробництво кисню і генерацію пари, що слід враховувати при формуванні повної економічної моделі технології.

За попередньо визначених умов парокисневого дуття в процесі когазифікації як тепловий реагент використовується перегріта пара з температурою 200°C. Для визначення вартості 1 кг такої пари необхідно врахувати сумарну теплоту, яка витрачається на її утворення, а також вартість енергоносія, що забезпечує це теплопостачання.

Зокрема, нагрівання води від температури 25°C до точки кипіння (100°C) потребує $\approx 0{,}313$ МДж/кг, теплота пароутворення становить 2,26 МДж/кг, а перегрівання насиченої пари від 100 до 200°C потребує ще близько 0,45 МДж/кг. Таким чином, загальні енерговитрати на утворення 1 кг перегрітої пари при 200°C становлять орієнтовно 3,02 МДж/кг.

При використанні вугілля як енергоносія з орієнтовною вартістю 5000 грн/т (теплота згоряння ≈24 МДж/кг) та ККД котла 80%, вартість 1 кг пари можна визначити за формулою:

$$C_{пар} = \frac{Q_{пар}}{\eta} \cdot p_{ен}, \text{ грн/кг}, \tag{6.36}$$

де: $Q_{пар}$ – теплота на утворення пари, МДж/кг;

η – ККД котла;

$p_{ен}$ – ціна теплової енергії при спалюванні вугілля, грн/МДж.

У процесі підземної газифікації та когазифікації кисень у складі дуття (42% мас.) подається у двох режимах – кисневому та парокисневому. Масу палива для кожного режиму визначають пропорційно до тривалості підциклів подачі дуття. Для кожного режиму парокисневого дуття визначено питомі витрати O_2 на 1 кг палива:

– для базового варіанту – 0,51 кг O_2/кг (кисневе) та 0,56 кг O_2/кг;

– для інноваційного варіанту – 1,07 кг O_2/кг (кисневе) та 1,15 кг O_2/кг.

Вартість сумарної потреби кисню обчислюється за формулою:

$$C_{кис} = \left(M_{п.к} \cdot c_{п.к} + M_{к} \cdot c_{к}\right) \cdot p_{O_2}, \text{ грн/кг}, \tag{6.37}$$

де: $M_{пк}$, $M_к$ – маса палива, вигазованого в парокисневому та кисневому режимі, т;

$c_{пк}$, $c_к$ – питомі витрати O_2 на 1 кг палива, кг;

p_{O_2} – ціна кисню, грн/кг.

Застосування цього підходу дає змогу кількісно оцінити різницю у витратах кисню між базовою та інноваційною технологіями з урахуванням режимів роботи газогенератора та складу палива.

Витрати на закупівлю додаткової вуглецевмісної сировини визначаються виходячи з обсягів її подачі на 1 кг вугілля у газогенераторі та вартості компонентів суміші (вугільного пилу та сухої біомаси) у заданому співвідношенні 25/75 (6.38). Відповідно до розрахунків для парокисневого дуття маса суміші становить 0,19 кг вугільного пилу та 0,56 кг біомаси на 1 кг вугілля, для кисневого дуття 0,15 кг та 0,45 кг відповідно.

$$C_{в.п/б} = W_c \cdot \left(\alpha \cdot p_{в.п} + b \cdot p_б\right), \text{ грн/кг}, \quad (6.38)$$

де: W_c – маса вугілля, кг;

$p_{в.п}$, $p_б$ – вартість 1 кг вугільного пилу, та 1 кг сухої біомаси, грн;

a, b – витрата вугільного пилу та біомаси на 1 кг вугілля (кг/кг) для обраного типу дуття.

Формула (6.38) враховує необхідні пропорції компонентів у додатковій суміші та дає змогу швидко розрахувати вартість додаткової вуглецевмісної сировини для різних технологічних схем дуття.

Попереднє намагнічування дуття в інноваційному варіанті передбачає використання «магнітного бака» для впливу на парокисневе дуття перед його подачею в газогенератор. Для парокисневого дуття O_2 – 42%, H_2O – 10% енергія, що йде на безпосереднє намагнічування дуття, відносно мізерна. Витрати на роботу «магнітного бак» визначаються, головним чином, вартістю самого обладнання та затратами на обслуговування.

Результати проведених розрахунків економічної ефективності розробленої технології та технологічних параметрів процесу когазифікації наведені в Таблиці 6.4.

Щоб коректно порівняти базову технологію підземної газифікації вугілля та запропоновану технологію підземної когазифікації вугілля, використаємо умовну одиницю ефективності:

$$УОЕ = \left(R_{H_2} + R_e\right) - \left(C_{пар} + C_{кис} + C_{в.п/б} + C_н\right), \quad (6.39)$$

де: R_{H_2} – дохід від реалізації водню, млн грн;

R_e – дохід від реалізації електроенергії, млн грн;

$C_{пар}$ – витрати на виробництво пари;

$C_{кис}$ – витрати на виробництво кисню;

$C_{в.п/б}$ – витрати на додаткову вуглецевмісну сировину;

$C_н$ – витрати на попереднє намагнічування дуття.

Таблиця 6.4 – Порівняльні показники економічної ефективності розробленої технології

Параметри	Базовий варіант	Інноваційний варіант
	Підземна газифікація вугілля	Підземна когазифікація вугілля
Маса вигазованого вугілля з одного газогенератора, тис. т	34,8	34,8
Вихід водню, $м^3$/кг основного вугілля	0,174	0,364
Об'єм водню з одного газогенератора, тис. $м^3$	6061,3	12663,7
Маса водню з одного газогенератора, т	544,8	1138,2
Дохід від реалізації водню, млн. грн	114,4	239,0
Теплота згоряння генераторного газу (CH_4 + CO), МДж/кг	13,06	25,83
Теплова енергія з одного газогенератора, ГДж	454,5	899,0
Електрична енергія, тис. МВт·год	44,2	87,4
Дохід від реалізації електричної енергії, млн. грн	304,9	603,1
Витрати на виробництво пари, млн. грн	3,8	8,4
Витрати на виробництво кисню, млн грн	149,3	305,2
Витрати на додаткову вуглецевмісну сировину (в.п/б = 25/75), млн грн	–	85,7
Витрати на попереднє намагнічування дуття, млн грн	–	0,9

Зазначимо, що для обох варіантів такі статті витратної частини як буріння, інфраструктура, традиційна подача дуття тощо тут не враховуються, оскільки вони тотожні й не впливають на різницю між варіантами.

Індекс переваги технології визначається як відношення інноваційного УОЕ до базового:

$$K = \frac{УОЕ_i}{УОЕ_б}. \tag{6.40}$$

Отже, інноваційний варіант забезпечує індекс переваги 1,66, тобто +66% вищий інкрементальний нетто-внесок, що обумовлено підвищеним виходом генераторного газу.

Запас міцності інновації визначається як різниця нетто і становить 175,7 млн грн:

$$\Delta УОЕ = УОЕ_i - УОЕ_б . \tag{6.41}$$

Позначимо через ΔF додаткові постійні витрати інноваційного рішення (CAPEX/OPEX), які не внесені до таблиці. Інновація зберігає перевагу, якщо:

$$\Delta УОЕ - \Delta F > 0 \Rightarrow \Delta F < 175{,}7 \text{ млн грн.} \tag{6.42}$$

На Рисунку 6.30 наведено порівняння сумарних економічних показників для базового варіанту – підземна газифікація вугілля та інноваційного варіанту – підземна когазифікація вугілля з використанням додаткової вуглецевмісної сировини та попереднього намагнічування дуття.

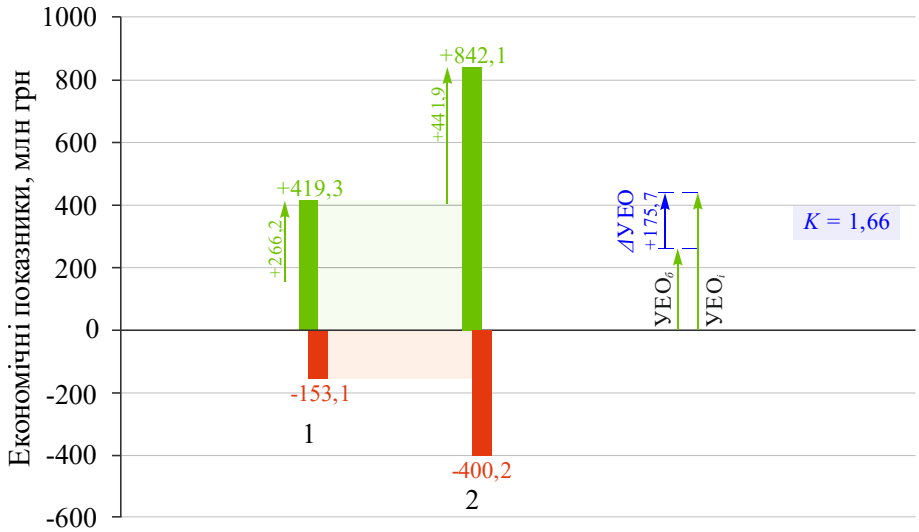


Рисунок 6.30 – Порівняння сумарних економічних показників та умовної одиниці ефективності: 1 – базовий варіант (підземна газифікація вугілля); 2 – інноваційний варіант (підземна когазифікація вугілля)

Щоб оцінити, як коливання ринкових цін вплинуть на економічну перевагу інноваційної технології наведемо аналіз чутливості (Таблиця 6.5).

Таблиця 6.5 – Аналіз чутливості нормований до базової технології

Варіант	Опис змін	Індекс переваг (K)	Різниця між інноваційною та базовою технологією, млн грн
Базовий	Без змін	1,66	175,7
А	−10% ціни прибуткової частини	1,60	134,3
Б	+10% ціни витратної частини	1,61	152,4
В	А + Б	1,53	110,8

У проведеному аналізі чутливості зміни ключових ринкових факторів таких як ціна реалізації водню та електроенергії, вартість кисню та вуглецевмісної сировини, розглядалися як варіанти ризику, а саме як зменшення доходів або збільшення витрат впливають на економічну перевагу інноваційної технології порівняно з базовою.

У Таблиці 6.5 значення −10% і +10% моделюють ризики зміни вартості ключових факторів, таких як ціни на продукцію та/або ресурси. Негативне відхилення (−10%) моделює ризики зниження ціни продажу готової продукції (H_2 та електроенергії), що зменшує дохід і рентабельність. Позитивне відхилення (+10%) моделює ризики збільшення витрат на сировину та/або енергоносії (O_2, пара, вуглецевмісна сировина), що також знижує економічний результат.

Отримані значення економічної переваги дають змогу інтерпретувати результати з позицій інвестиційної та експлуатаційної стійкості. У базових умовах граничний додатковий постійний CAPEX/OPEX, який інновація може втримати і залишитися вигіднішою за базову технологію, становить близько 175,7 млн грн/газогенератор. У найгіршому варіанті (В) цей запас міцності зменшується до 110,1 млн грн, що вказує на нижчу, але досить високу здатність інновації витримувати додаткові капітальні та/або операційні витрати в умовах несприятливих ринкових змін. Отримані результати дають змогу зробити висновок, що при збереженні загальної прибутковості базової технології підземної газифікації вугілля, впровадження запропонованої технології підземної когазифікації забезпечить значний додатковий економічний ефект і підвищить загальну рентабельність виробництва.

6.5. Висновки за розділом

У ході дослідження встановлено, що застосування магнітної активації парокисневого дуття під час підземної когазифікації вугілля забезпечує інтенсифікацію процесу за рахунок зниження енергії активації окислювально-відновних реакцій у високотемпературній окислювальній зоні реакційного каналу. Фізичний механізм дії зумовлений впливом неоднорідного магнітного поля на молекули кисню та водяної пари, що призводить до утворення триплетних збуджених станів і підвищення їх реакційної здатності, що дає змогу підвищити швидкість вигазовування вугілля, збільшити площу вигазовування та скоротити інтервали реверсування дуттьових потоків.

Встановлено, що використання намагніченого парокисневого дуття під час підземної когазифікації вугілля забезпечує збільшення лінійної швидкості посування вогневого вибою з 1,37 до 1,54 м/добу та збільшення площі вигазовування на 12,4%, що дає можливість скоротити інтервал реверсування з 2,6 до 2,0 діб за умови збереження відстані середини окислювальної зони на рівні 5,0 м від початкового положення. Такий режим роботи запобігає надмірному видовженню реакційного каналу та забезпечує стабільність функціонування геореакторної системи в умовах інтенсифікації процесу когазифікації.

Розроблено технологічну схему отримання генераторного газу з орієнтацією на підвищене виробництво водню з урахуванням науково-обґрунтованих рішень для інтенсифікації процесу термохімічного перетворення вугілля.

Проведено комплексну оцінку придатності вугільних пластів обраної ділянки шахти «Західно-Донбаська» до підземної когазифікації з використанням методу багатокритеріального прийняття рішень (MCDM), зокрема методу індексу переваг (PSI). Запропонований підхід інтегрує геологічні, гідрогеологічні і гірничотехнічні фактори, а також додатковий критерій інтенсифікації процесу газифікації, що дає змогу підвищити точність та об’єктивність оцінки порівняно зі стандартним методом.

Метод PSI підтвердив свою ефективність за рахунок усунення суб'єктивності, що притаманна ваговим оцінкам у традиційних методиках, шляхом статистичної обробки нормалізованих даних та визначення вагових коефіцієнтів на основі варіації критеріїв. На відміну від стандартного середньозваженого методу, який показав відносно рівномірну придатність пластів (0,67 – 0,74), застосування PSI забезпечило більш чітке ранжування і виявило найбільш перспективні пласти для впровадження технології когазифікації. Найвищі інтегральні оцінки отримали пласти c_9 (0,908) і $c_{10}^в$ (0,876), що зумовлює доцільність їхнього першочергового освоєння. Максимальна розбіжність між методами становила близько 21%, а середня – 10,5%.Встановлено, що впровадження технології підземної когазифікації вугілля з використанням додаткової вуглецевмісної сировини та попереднього намагнічування парокисневого дуття забезпечує суттєве підвищення виробничої та економічної ефективності порівняно з базовою технологією підземної газифікації. За рахунок збільшення швидкості вигазовування і підвищення виходу горючих компонентів генераторного газу, зокрема водню (з 0,174 до 0,364 $м^3$/кг основного вугілля), тривалість експлуатації газогенератора скорочується на 11,5%. Дохід від реалізації водню зросте більш ніж у 2 рази (з 114 до 239 млн грн), окрім цього сумарний вихід додаткової електроенергії зросте майже в 2 рази (з 44,2 до 87,4 тис. МВт·год), що обумовлює додаткову прибутковість навіть за умови зростання окремих витратних статей.

Інкрементальний аналіз показав, що індекс переваги інноваційного варіанту становить 1,66, що відповідає +66% додаткового нетто-внеску відносно базової технології, із запасом економічної міцності 175,9 млн грн на один газогенератор. Аналіз чутливості підтвердив стійкість економічної переваги до коливань ключових ринкових факторів, адже навіть у найгіршому варіанті (–10% ціни реалізації та +10% витрат) зберігається індекс переваги 1,53 і додатковий економічний ефект понад 110 млн грн. Таким чином, розроблена технологія забезпечує високий рівень інвестиційної привабливості та операційної стабільності.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Дисертація є завершеною науково-дослідною роботою, в якій вирішено нову актуальну наукову проблему з розробки наукових основ воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля, які ґрунтуються на закономірностях зміни параметрів термохімічних процесів у реакційному каналі при формуванні високотемпературної зони окислення підземного газогенератора, що дає можливість інтенсифікувати вигазовування вугільних пластів і є підґрунтям для подальшого розвитку термохімічного способу перетворення вуглецевмісної сировини в наземних газогенераторних установках замкненого циклу.

Основні наукові та практичні результати полягають у такому:

1. На основі бібліометричного аналізу встановлено, що інтенсивність наукових досліджень у сфері газифікації вугілля характеризується вираженою циклічністю, зумовленою глобальними енергетичними викликами. Зокрема, піки дослідницької та публікаційної активності збігаються з періодами енергетичних криз і різкого підвищення світових цін на нафту, що відображає реакцію наукової спільноти та промисловості на потребу в розвитку альтернативних і енергонезалежних технологій. Виявлена закономірність підтверджує, що газифікація вугілля залишається актуальною і затребуваною технологією, здатною підвищити рівень енергетичної безпеки в умовах нестабільності традиційних енергоносіїв.

2. За результатами систематичного огляду літературних джерел з технології підземної газифікації вугілля та використання сучасних систем аналізу даних на основі використання штучного інтелекту спрогнозовано перспективні напрями інтенсифікації процесу. Серед них особливе місце займають когазифікація та магнітна активація дуття, які сприяють прискоренню термохімічних реакцій, покращенню якісного складу генераторного газу та підвищенню питомого виходу водню. Зазначені підходи формують наукове підґрунтя для розробки нових концепцій використання вугілля на якісно вищому рівні.

3. Проведені експериментальні дослідження на авторській запатентованій стендовій установці з дотриманням інваріантів і критеріїв подібності дали змогу отримати дані якісного і кількісного складу генераторного газу, які в результаті валідації показали узгодженість з розрахунками матеріально-теплового балансу і даними напівпромислових випробувань. Використання експериментальних даних дало змогу визначити необхідну концентрацію кисню у дутті для забезпечення оптимальної швидкості посування вогневого вибою газогенератора.

4. Адаптовано чисельно-аналітичний підхід до моделювання процесу когазифікації вуглецевмісної сировини в реакційному каналі підземного газогенератора з використанням k–ε турбулентної моделі та методу незмішуваного горіння з урахуванням густини розподілу ймовірностей (PDF).

5. Розроблено і протестовано математичну модель теплового балансу реакційного каналу на основі встановлених закономірностей теплової взаємодії високотемпературної зони окислення з вміщуючими породами. Встановлено, що ці закономірності описуються експоненціальним зниженням безрозмірної температури θ зі збільшенням критерію Фур'є Fo, збільшенням кумулятивних теплових втрат ΔQ з часом τ та зменшенням відносних втрат тепла η.

6. Доведено, що ефективність газифікації вуглецевмісної сировини в температурному діапазоні 800 – 1000°C підвищується за умови магнітної обробки дуттьової суміші, що аналітично описується зниженням енергії активації на 10% під дією магнітного поля напруженістю 500 Е. Активація термохімічного перетворення фізичними полями спричиняє експоненціальне підвищення константи швидкості реакції газифікації у 6,74 –7,11, що відображається у значенні фактора F і відповідає збільшенню частки участі вуглецю на 51,5 – 58,9%. Це дає змогу кількісно оцінити вплив параметрів магнітного поля на кінетику реакцій і обґрунтувати доцільність його застосування для інтенсифікації процесу газифікації.

7. Виявлено лінійну тенденцію зміни концентрації водню в генераторному газі процесу підземної когазифікації при застосуванні парокисневого дуття (O_2 – 42%, $H_2O_{пара}$ – 10%) зі зниженням енергії активації з 200,0 до 179,8 кДж/моль. Максимальне значення концентрації водню (10,56%) досягається при вмісті

біомаси в шихті ≥75%, забезпечуючи оптимальне співвідношенням H_2/CO на рівні 0,6. Це дає можливість спрогнозувати теплотворну здатність генераторного газу (LHV) і ефективність ведення процесу воднево-орієнтованої підземної когазифікації. Перевага такого прогнозування полягає в адаптації складу синтез-газу до потреб хімічних технологій без зміни базових параметрів процесу когазифікації.

8. Уточнено ефективний час (*t*) подачі парокисневого дуття (O_2 – 42%, $H_2O_{пара}$ – 10%) у газогенератор під час підземної когазифікації, який визначається циклічністю активізації окислювальної зони кисневим дуттям (O_2 – 42%). Режим подачі парокисневого дуття залежить від теплового ефекту залучених органічних компонентів (суміш вугільного пилу і біомаси у співвідношенні 1:3) із сумарним внеском 63% вуглецю до базового значення вугілля як граничне значення. Це дає змогу прогнозувати ефективний період роботи підземного газогенератора в температурному діапазоні 1000 – 1050°C.

9. Визначено, що застосування намагніченого парокисневого дуття підвищує лінійну швидкість посування вогневого вибою з 1,37 до 1,54 м/добу, збільшуючи площу вигазовування на 12,4%. Рівномірне посування забезпечує скорочення інтервалу реверсування з 2,6 до 2,0 діб при віддалені середини окислювальної зони на довжину 5,0 м від початкового значення. Дотримання режиму реверсування дає змогу запобігти надмірному видовженню реакційного каналу і забезпечить стабільну роботу геореакторної системи при інтенсифікації процесу когазифікації.

10. Врахування впливу складу вуглецевмісної сировини, типу дуття, параметрів високотемпературної зони окислення і зовнішніх фізичних впливів на тепловий баланс, кінетику реакцій і стабільність роботи геореакторної системи призвело до розвитку концепції воднево-орієнтованої підземної когазифікації вугілля як інтегрованого термохімічного процесу. Відмінність запропонованої концепції від існуючих полягає в комплексному врахуванні взаємозв’язків між способами інтенсифікації та режимами роботи, що забезпечує підвищення її енергоефективності.

11. Удосконалено критерії придатності вугільних пластів до підземної газифікації шляхом врахування додаткового фактора – когазифікації як елемента інтенсифікації процесу. На цій основі запропоновано інтегрований підхід до оцінки придатності, що базується на багатокритеріальному аналізі з використанням методу індексу переваг (PSI). Застосування запропонованого інструментарію забезпечило обґрунтоване виокремлення перспективних пластів для реалізації технології термохімічного перетворення вугілля на генераторний газ з орієнтацією на отримання водню.

12. Сформовано технологічну схему підземної когазифікації вугілля з орієнтацією на підвищене виробництво водню. Відмінність від існуючих схем полягає в доповненні технологічного процесу, що полягає в попередньому намагнічуванні парокисневого дуття та оптимізації складу додатково залученої вуглецевмісної сировини з обґрунтуванням параметрів керування процесом термохімічного перетворення вугілля на генераторний газ. У межах запропонованої схеми передбачено отримання блакитного водню як проміжного етапу переходу до водневої енергетики, а також акцентовано увагу на можливості вилучення окремих елементів критичної сировини із продуктів газифікації.

13. Розроблено методики і рекомендації та отримано акт впровадження: «Методика прогнозу ефективності процесу підземної когазифікації з орієнтацією на отримання водню» (ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»), «Методика багатокритеріальної оцінки придатності вугільних пластів шахти «Західно-Донбаська» до підземної когазифікації (ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»), «Методика оцінки високоефективного використання техногенних родовищ вуглезбагачення України» (ПАТ «Львівська вугільна компанія»), «Рекомендації з оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля» (ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»), «Рекомендації щодо технічного та технологічного удосконалення комплексної утилізації відходів вуглезбагачення на техногенних об’єктах ПАТ «Львівська вугільна компанія» (ПАТ «Львівська вугільна компанія»), акт впровадження «Наукові засади технології воднево орієнтованої когазифікації вугілля» (ПАТ «Львівська вугільна компанія»).

14. Впровадження технології підземної когазифікації вугілля з використанням додаткової вуглецевмісної сировини і попереднього намагнічування парокисневого дуття забезпечить збільшення виходу водню з 0,174 до 0,364 $м^3$/кг і скорочення тривалості експлуатації газогенератора на 11,5%. Дохід від реалізації водню збільшиться з 114,4 до 239,0 млн грн, а сумарний вихід додаткової електроенергії – з 44,2 до 87,4 тис. МВт·год. Індекс переваги інноваційного варіанту становить 1,66 із запасом економічної міцності 175,7 млн грн на один газогенератор, що підтверджує високу інвестиційну привабливість та операційну стабільність технології.

ПЕРЕЛІК ПОССИЛАНЬ

1. Boretti, A. (2023). Supply of abundant and low-cost total primary energy to a growing world needs nuclear energy and hydrogen energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, *48*(5), 1649-1650. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.09.210

2. Petlovanyi, M.V., Lozynskyi, V.H., Saik, P.B., & Sai, K.S. (2018). Modern experience of low-coal seams underground mining in Ukraine. *International Journal of Mining Science and Technology*, *28*(6), 917-923. https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.05.014

3. Holechek, J.L., Geli, H.M., Sawalhah, M.N., & Valdez, R. (2022). A global assessment: can renewable energy replace fossil fuels by 2050? *Sustainability*, *14*(8), 4792. https://doi.org/10.3390/su14084792

4. Moldabayeva, G., & Abileva, S. (2021). Study and determination of regularities in variability of oil rheological properties to enhance oil recovery. *Periodicals of Engineering and Natural Sciences (PEN)*, *9*(4), 44-60. http://dx.doi.org/10.21533/pen.v9i4.2299

5. Dyczko, A., Kamiński, P., Stecuła, K., Prostański, D., Kopacz, M., & Kowol, D. (2021). Thermal and mechanical energy storage as a chance for energy transformation in Poland. *Polityka Energetyczna*, *24*(3), 43-60. https://doi.org/10.33223/epj/141867

6. Bondarenko, V., Salieiev, I., Kovalevska, I., Chervatiuk, V., Malashkevych, D., Shyshov, M., & Chernyak, V. (2023). A new concept for complex mining of mineral raw material resources from DTEK coal mines based on sustainable development and ESG strategy. *Mining of Mineral Deposits*, *17*(1), 1-16. https://doi.org/10.33271/mining17.01.001

7. Krewitt, W., Teske, S., Simon, S., Pregger, T., Graus, W., Blomen, E., Schmid, S., & Schäfer, O. (2009). Energy [R]evolution 2008 – a sustainable world energy perspective. *Energy Policy*, *37*(12), 5764-5775. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.042

8. Dyczko, A. (2023). Production management system in a modern coal and coke company based on the demand and quality of the exploited raw material in the aspect of building a service-oriented architecture. *Journal of Sustainable Mining*, *22*(1), 2-19. https://doi.org/10.46873/2300-3960.1371

9. Koveria, A., Kieush, L., Usenko, A., & Sova, A. (2023). Study of cellulose additive effect on the caking properties of coal. *Mining of Mineral Deposits*, *17*(2), 1-8. https://doi.org/10.33271/mining17.02.001

10. Dyczko, A. (2023). Real-time forecasting of key coking coal quality parameters using neural networks and artificial intelligence. *Rudarsko-geološko-Naftni Zbornik*, *38*(3), 105-117. https://doi.org/10.17794/rgn.2023.3.9

11. Joshi, A., Shah, V., Mohapatra, P., Kumar, S., Joshi, R.K., Kathe, M., & Fan, L.S. (2021). Chemical looping-A perspective on the next-gen technology for efficient fossil fuel utilization. *Advances in Applied Energy*, (3), 100044. https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100044

12. Rehman, A., Ma, H., Chishti, M. Z., Ozturk, I., Irfan, M., & Ahmad, M. (2021). Asymmetric investigation to track the effect of urbanization, energy utilization, fossil fuel energy and CO2 emission on economic efficiency in China: another outlook. *Environmental Science and Pollution Research*, (28), 17319-17330. https://doi.org/10.1007/s11356-020-12186-w

13. Hosseini, S.E. (2022). Transition away from fossil fuels toward renewables: lessons from Russia-Ukraine crisis. *Future Energy*, *1*(1), 2-5. https://orcid.org/0000-0002-0907-9427

14. Sathre, R. (2014). Comparing the heat of combustion of fossil fuels to the heat accumulated by their lifecycle greenhouse gases. *Fuel*, (115), 674-677. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.07.069

15. Lapčík, V., Lapčík, M., & Lapčík Jr, V. (2022). Current aspects of decarbonisation in the Czech Republic and possibilities of replacement of coal energy sources by renewable sources of electric energy. *Inżynieria Mineralna*, *1*(1), 87-96. https://doi.org/10.29227/IM-2022-01-11

16. Karmaker, A.K., Rahman, M.M., Hossain, M.A., & Ahmed, M.R. (2020). Exploration and corrective measures of greenhouse gas emission from fossil fuel power stations for Bangladesh. *Journal of Cleaner Production*, (244), 118645. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118645

17. Koval, V., Kryshtal, H., Udovychenko, V., Soloviova, O., Froter, O., Kokorina, V., & Veretin, L. (2023). Review of mineral resource management in a circular economy infrastructure. *Mining of Mineral Deposits*, *17*(2), 61-70. https://doi.org/10.33271/mining17.02.061

18. Cantarero, M.M.V. (2020). Of renewable energy, energy democracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries. *Energy Research & Social Science*, (70), 101716. https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101716

19. Piwniak, G.G., Bondarenko, V.I., Salli, V.I., Pavlenko, I.I., & Dychkovskiy, R.O. (2007). Limits to economic viability of extraction of thin coal seams in Ukraine. *Technical, Technological and Economic Aspects of Thin-Seams Coal Mining*, 129-132. https://doi.org/10.1201/noe0415436700.ch16

20. Carley, S., & Konisky, D.M. (2020). The justice and equity implications of the clean energy transition. *Nature Energy*, *5*(8), 569-577. https://doi.org/10.1038/s41560-020-0641-6

21. Falshtynskyi, V.S. (2009). Improvement of Technology of Borehole Underground Coal Gasification, Dnipropetrovsk, NMU, 180 p.

22. Konovšek, D., Nadvežnik, J., & Medved, M. (2017, July). An overview of world history of underground coal gasification. *AIP Conference Proceedings*, 1866(1), 050004. https://doi.org/10.1063/1.4994528

23. Klimenko, A.Y. (2018). Early developments and inventions in underground coal gasification. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 11-24. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00002-5

24. Olateju, B., & Kumar, A. (2013). Techno-economic assessment of hydrogen production from underground coal gasification (UCG) in Western Canada with carbon

capture and sequestration (CCS) for upgrading bitumen from oil sands. *Applied Energy*, (111), 428-440. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.014

25. Xie, J., Xin, L., Hu, X., Cheng, W., Liu, W., & Wang, Z. (2020). Technical application of safety and cleaner production technology by underground coal gasification in China. *Journal of Cleaner Production*, (250), 119487. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119487

26. Li, Y., Liang, X., & Liang, J. (2007). An overview of the Chinese UCG program. *Data Science Journal*, (6), S460-S466. https://doi.org/10.2481/dsj.6.S460

27. Bhutto, A.W., Bazmi, A.A., & Zahedi, G. (2013). Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, *39*(1), 189-214. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2012.09.004

28. Derbin, Y., Walker, J., Wanatowski, D., & Marshall, A. (2015). Soviet experience of underground coal gasification focusing on surface subsidence. *Journal of Zhejiang University: Science A*, *16*(10), 839-850. https://doi.org/10.1631/jzus.A1500013

29. Gregg, D.W., Hill, R.W., & Olness, D.U. (1976). An overview of the Soviet effort in underground coal gasification. Lawrence Livermore Laboratory, Report UCRL-52004.

30. Khadse, A., Qayyumi, M., Mahajani, S., & Aghalayam, P. (2007). Underground coal gasification: A new clean coal utilization technique for India. *Energy*, *32*(11), 2061-2071. https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.04.012

31. Khan, M.M., Mmbaga, J.P., Shirazi, A.S., Trivedi, J., Liu, Q., & Gupta, R. (2015). Modelling underground coal gasification - A review. *Energies*, *8*(11), 12603-12668. https://doi.org/10.3390/en81112331

32. Klimenko, A.Y. (2009). Early ideas in underground coal gasification and their evolution. *Energies*, *2*(2), 456-476. https://doi.org/10.3390/en20200456

33. Ming, Z., Daoyi, X., & Wenpeng, S. (2012). Rapid progress of underground coal gasification in the world. *Chinese Journal of Nature*, *34*(3), 161-166.

34. Ming, Z., Daoyi, X., Wenpeng, S., Zuotang, W., Meng, H., & Xuedong, Y. (2013). History and present status of underground coal gasification technology in overseas countries. *Coal Science and Technology*, *41*(5), 4-9.

35. Mocek, P., Pieszczek, M., Świądrowski, J., Kapusta, K., Wiatowski, M., & Stańczyk, K. (2016). Pilot-scale underground coal gasification (UCG) experiment in an operating Mine "Wieczorek" in Poland. *Energy*, (111), 313-321. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.087

36. Perkins, G. (2018). Underground coal gasification–Part I: Field demonstrations and process performance. *Progress in Energy and Combustion Science*, (67), 158-187. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.02.004

37. Shi-Yi, Chen., Le-Zhong, Li., Jing-Yun, Cui., Yue, Zhang., & Xiao-Dan, Wu. (2014). Advances of underground coal gasification (UCG) and industrial development. *Resources & Industries*, *16*(5), 129.

38. Zou, C., Chen, Y., Kong, L., Sun, F., Chen, S., & Dong, Z. (2019). Underground coal gasification and its strategic significance to the development of natural gas industry in China. *Petroleum Exploration and Development*, *46*(2), 205-215. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60002-9

39. Bondarenko, V., Tabachenko, M., & Wachowicz, J. (2010). Possibility of production complex of sufficient gasses in Ukraine. *New Techniques and Technologies in Mining*, 113-119. https://doi.org/10.1201/b11329-19

40. 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

41. Buktukov, N.S., Gumennikov, E.S., Mashataeva, G.A. (2019). In-situ gasification of steeply dipping coal beds with production hole making by supersonic hydraulic jets. *Mining Informational and Analytical Bulletin*, (9), 30-40. https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-09-0-30-40

42. Saik, P., Petlovanyi, M., Lozynskyi, V., Sai, K., & Merzlikin, A. (2018). Innovative approach to the integrated use of energy resources of underground coal gasification. *Solid State Phenomena*, (277), 221-231. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/SSP.277.221

43. Schrider, L.A., & Jennings, J.W. (1974). An underground coal gasification experiment, Hanna, *Wyoming. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-4993. https://doi.org/10.1080/00908317508945955

44. Luo, J.A., & Wang, L. (2011). High-temperature mechanical properties of mudstone in the process of underground coal gasification. *Rock mechanics and rock engineering*, (44), 749-754. https://doi.org/10.1007/s00603-011-0168-z

45. Fischer, D.D., Brandenburg, C.F., & Schrider, L.A. (1975). Energy recovery from in situ coal gasification. *Energy Sources*, *2*(3), 281-292.

46. Davis, B.E., & Jennings, J.W. (1984). State-of-the-art summary for underground coal gasification. *Journal of Petroleum Technology*, *36*(01), 15-21. https://doi.org/10.2118/12815-PA

47. Huang, W.G., Zhang, S.W., Lu, X., Wu, S.L., & Huang, J. (2022). Residual coal distribution in China and adaptability evaluation of its resource conditions to underground coal gasification. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, (49), 101654. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101654

48. Sajjad, M., & Rasul, M. G. (2014). Review on the existing and developing underground coal gasification techniques in abandoned coal seam gas blocks: Australia and global context. *International e-Conference on Energies*, 14-31.

49. Blinderman, M.S., & Anderson, B. (2004). Underground coal gasification for power generation: high efficiency and CO2-emissions. *ASME Power Conference*, (41626), 473-479. https://doi.org/10.1115/POWER2004-52036

50. Richardson, R.J., & Singh, S. (2012). Prospects for underground coal gasification in Alberta, Canada. *Institution of Civil Engineers-Energy*, *165*(3), 125-136. https://doi.org/10.1680/ener.11.00035

51. Yang, L., Liang, J., & Yu, L. (2003). Clean coal technology-Study on the pilot project experiment of underground coal gasification. *Energy*, *28*(14), 1445-1460. https://doi.org/10.1016/S0360-5442(03)00125-7

52. Jiang, L., Xue, D., Wei, Z., Chen, Z., Mirzayev, M., Chen, Y., & Chen, S. (2022). Coal decarbonization: A state-of-the-art review of enhanced hydrogen production in underground coal gasification. *Energy Reviews*, *1*(1), 100004. https://doi.org/10.1016/j.enrev.2022.100004

53. Khadse, A.N. (2015). Resources and economic analyses of underground coal gasification in India. *Fuel*, (142), 121-128. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.057

54. Sajjad, M., & Rasul, M.G. (2015). Prospect of underground coal gasification in Bangladesh. *Procedia Engineering*, (105), 537-548. https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.05.087

55. Nieć, M., Sermet, E., Chećko, J., & Górecki, J. (2017). Evaluation of coal resources for underground gasification in Poland. Selection of possible UCG sites. *Fuel*, (208), 193-202. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.087

56. Chen, Y., Chen, H., Zhen, D., Xue, J., & Zhang, M. (2022). Development Foundation and Technical Countermeasure of Middle-Deep Underground Coal Gasification in China. *International Symposium on Project Management*, 745-757. https://doi.org/10.52202/065147-0102

57. Xiao, Y., Yin, J., Hu, Y., Wang, J., Yin, H., & Qi, H. (2019). Monitoring and control in underground coal gasification: Current research status and future perspective. *Sustainability*, *11*(1), 217. https://doi.org/10.3390/su11010217

58. Akanksha, Singh, A.K., Mohantya, D., & Jena, H.M. (2017). Deployment of underground coal gasification in India. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, *39*(16), 1762-1770. https://doi.org/10.18520/cs/v113/i02/218-227

59. Dychkovskyi, R.O., Avdiushchenko, A.S., Falshtynskyi, V.S., & Saik, P.B. (2013). On the issue of estimation of the coal mine extraction area economic efficiency. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 107-114.

60. Liu, H., & Liu, S. (2021). Life cycle energy consumption and GHG emissions of hydrogen production from underground coal gasification in comparison with surface coal gasification. *International Journal of Hydrogen Energy*, *46*(14), 9630-9643. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.096

61. Verma, A., & Kumar, A. (2015). Life cycle assessment of hydrogen production from underground coal gasification. *Applied Energy*, (147), 556-568. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.009

62. Yang, L., Zhang, X., Liu, S., Yu, L., & Zhang, W. (2008). Field test of large-scale hydrogen manufacturing from underground coal gasification (UCG). *International Journal of Hydrogen Energy*, *33*(4), 1275-1285. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.12.055

63. Kapusta, K., Wiatowski, M., Stańczyk, K., Zagorščak, R., & Thomas, H.R. (2020). Large-scale experimental investigations to evaluate the feasibility of producing methane-rich gas (SNG) through underground coal gasification process. Effect of coal rank and gasification pressure. *Energies*, *13*(6), 1334. https://doi.org/10.3390/en13061334

64. Van Eck, N.J., & Waltman, L. (2013). *VOSviewer manual*. Leiden: Univeristeit Leiden, 1(1), 1-53.

65. Haddaway, N.R., Page, M.J., Pritchard, C.C., & McGuinness, L.A. (2022). PRISMA2020: An R package and Shiny app for producing PRISMA 2020-compliant flow diagrams, with interactivity for optimised digital transparency and Open Synthesis Campbell Systematic Reviews, 18, e1230. https://doi.org/10.1002/cl2.1230

66. Elicit. (2025). *Systematic reviews*. https://elicit.com/solutions/systematic-reviews

67. Yuewu, L., Huijun, F., Longlong, L., Tengze, G., Taiyi, Z., Danlu, L., & Jiuge, D. (2022). Recent progress on numerical research of key mechanical problems during underground coal gasification. *Lixue Xuebao/Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, *54*(12), 1-17. https://doi.org/10.6052/0459-1879-22-331

68. Takyi, S.A., Zhang, Y., Si, M., Zeng, F., Li, Y., & Tontiwachwuthikul, P. (2023). Current status and technology development in implementing low carbon emission energy on underground coal gasification (UCG). *Frontiers in Energy Research*, (10), 1051417. https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1051417

69. Zhang, Y., Gu, B., Zhou, C., & Wan, Z. (2022). Numerical simulation on gas production characteristics during underground coal gasification. *Journal of Mining and Safety Engineering*, *39*(6), 1169-1176. https://doi.org/10.13545/j.cnki.jmse.2022.0091

70. Mandal, R., & Maity, T. (2023). Operational process parameters of underground coal gasification technique and its control. *Journal of Process Control*, (129), 103031. https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2023.103031

71. Scheffknecht, G., Al-Makhadmeh, L., Schnell, U., & Maier, J. (2011). Oxy-fuel coal combustion – A review of the current state-of-the-art. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (5), S16-S35. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.05.020

72. Huffman, G. P., Huggins, F. E., Shah, N., & Shah, A. (1990). Behavior of basic elements during coal combustion. *Progress in Energy and Combustion Science*, *16*(4), 243-251. https://doi.org/10.1016/0360-1285(90)90033-Y

73. Liang, Y., Yang, Y., Guo, S., Tian, F., & Wang, S. (2023). Combustion mechanism and control approaches of underground coal fires: a review. *International Journal of Coal Science & Technology*, *10*(1), 24. https://doi.org/10.1007/s40789-023-00581-w

74. Song, G.C., Xu, W.T., Yang, X.Y., & Song, Q. (2022). Coupling effects of mineral components on arsenic transformation during coal combustion. *Journal of Hazardous Materials*, (435), 129040. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2022.129040

75. Saik, P., Dychkovskyi, R., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., Cabana, E., & Hrytsenko, L. (2020). Studying the features of the implementation of underground coal gasification technology in terms of Lvivvuhillia SE. *E3S Web of Conferences*, (168), 00036. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016800036

76. Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г., Малашкевич, Д.С., & Черняєва, О.В. (2022). До питання підземної газифікації малопотужних некондиційних запасів вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (71), 91-103. https://doi.org/10.33271/crpnmu/71.091

77. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., & Лозинський, В.Г., & Демидов, М.С. (2022). Аспекти впровадження акумулюючих енергосистем у техногенному просторі вугільних шахт. *Збірник наукових праць НГУ*, (69), 94-104. https://doi.org/10.33271/crpnmu/69.094

78. Petlovanyi, M., Lozynskyi, V., Saik, P., & Sai, K. (2019). Predicting the producing well stability in the place of its curving at the underground coal seams

gasification. *E3S Web of Conferences*, (123), 01019. https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912301019

79. Mandapati, R.N., & Ghodke, P. (2020). 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

80. Lozynskyi, V.G., Dychkovskyi, R.O., Falshtynskyi, V.S., Saik, P.B., & Malanchuk, Ye.Z. (2016). Experimental study of the influence of crossing the disjunctive geological faults on thermal regime of underground gasifier. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5). 21-29.

81. Yerizam, M., Zulatama, A., & Syarif, A. (2021). Effect of oxygen flow rate on combustion time and temperature of underground coal gasification. *International Journal of Research in Vocational Studies*, *1*(2), 27-33.

82. Liu, X., Guo, G., & Li, H. (2019). Study on the propagation law of temperature field in surrounding rock of underground coal gasification (UCG) combustion cavity based on dynamic thermal parameters. *Results in Physics*, (12), 1956-1963. https://doi.org/10.1016/j.rinp.2019.02.006

83. Liu, X., Guo, G., & Li, H. (2020). Thermo-mechanical coupling numerical simulation method under high temperature heterogeneous rock and application in underground coal gasification. *Energy Exploration & Exploitation*, *38*(4), 1118-1139. https://doi.org/10.1177/01445987198889

84. Wang, Z., Wei, Y., Hou, T., Jin, Y., Wang, C., & Liang, J. (2020). Large-scale laboratory study on the evolution law of temperature fields in the context of underground coal gasification. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, *28*(12), 3126-3135. https://doi.org/10.1016/j.cjche.2020.07.005

85. 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

86. Shafirovich, E., Mastalerz, M., Rupp, J., & Varma, A. (2008). The potential for underground coal gasification in Indiana. Phase I Report to the Indiana Center for Coal Technology Research (CCTR), 25 p.

87. Żogała, A. (2014). Equilibrium simulations of coal gasification–factors affecting syngas composition. *Journal of Sustainable Mining*, *13*(2), 30-38. https://doi.org/10.7424/jsm140205

88. Chen, Z., Zhu, F., Zhang, Y., Lv, W., & Zhang, Z. (2021). Development of gasification agent injection tool for underground coal gasification. *E3S Web of Conferences*, (267), 02056. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126702056

89. Yang, L.H., & Ding, Y.M. (2009). Numerical study on convection diffusion for gasification agent in underground coal gasification (UCG). Part II: Determination of model parameters and results analysis. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, *31*(4), 318-324. https://doi.org/10.1080/15567030701527723

90. Liu, S. Q., Liu, J. H., & Yu, L. (2002). Environmental benefits of underground coal gasification. *Journal of Environmental Sciences*, *14*(2), 284-288.

91. Wang, Z.T., Huang, W.G., Zhang, P., & Xin, L. (2011). A contrast study on different gasifying agents of underground coal gasification at Huating Coal Mine. *Journal of Coal Science and Engineering (China)*, *17*, 181-186. https://doi.org/10.1007/s12404-011-0214-1

92. Nakaten, N., Kempka, T., Burchart-Korol, D., Krawczyk, P., Kapusta, K., & Stańczyk, K. (2016). Techno-economic analysis for the evaluation of three UCG synthesis gas end use approaches. *EGU General Assembly Conference Abstracts*, EPSC2016-13898.

93. Jowkar, A., Sereshki, F., & Najafi, M. (2020). Numerical simulation of UCG process with the aim of increasing calorific value of syngas. *International Journal of Coal Science & Technology*, (7), 196-207. https://doi.org/10.1007/s40789-019-00288-x

94. Sarhosis, V., Kapusta, K., & Lavis, S. (2018). Underground coal gasification (UCG) in Europe: Field trials, laboratory experiments, and EU-funded projects. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 129-171. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00005-0

95. Durucan, S., Korre, A., Shi, J.Q., Idiens, M., Stańczyk, K., Kapusta, K., & Mastalerz, M. (2014). TOPS: Technology options for coupled underground coal

gasification and CO2 capture and storage. *Energy Procedia,* (63), 5827-5835. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.616

96. Kapusta, K., Wiatowski, M., & Stańczyk, K. (2016). An experimental ex-situ study of the suitability of a high moisture ortho-lignite for underground coal gasification (UCG) process. *Fuel*, (179), 150-155. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.03.093

97. Hongtao, L., Feng, C., Xia, P., Kai, Y., & Shuqin, L. (2011). Method of oxygen-enriched two-stage underground coal gasification. *Mining Science and Technology (China)*, *21*(2), 191-196. https://doi.org/10.1016/j.mstc.2011.02.018

98. Stańczyk, K., Howaniec, N., Smoliński, A., Świądrowski, J., Kapusta, K., Wiatowski, M., & Rogut, J. (2011). Gasification of lignite and hard coal with air and oxygen enriched air in a pilot scale ex situ reactor for underground gasification. *Fuel*, *90*(5), 1953-1962. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.12.007

99. Su, F.Q., Zhang, T., Wu, J.B., Deng, Q.C., Hamanaka, A., Yu, Y.H., .& Yang, J.N. (2022). Energy recovery evaluation and temperature field research of underground coal gasification under different oxygen concentrations. *Fuel*, (329), 125389. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125389

100. Li, J., Chen, Z., Zhang, X., Qiao, Y., Yuan, Z., & Li, Z. (2023). Thermal conversion, kinetics, thermodynamics and empirical optimization of combustion performance of coal gasification fine ash in oxygen-enriched atmosphere. *Fuel*, (331), 125882. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125882

101. Wang, G.X., Wang, Z.T., Feng, B., Rudolph, V., & Jiao, J.L. (2009). Semi-industrial tests on enhanced underground coal gasification at Zhong-Liang-Shan coal mine. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, *4*(5), 771-779. https://doi.org/10.1002/apj.337

102. Pankiewicz-Sperka, M., Kapusta, K., Basa, W., & Stolecka, K. (2021). Characteristics of water contaminants from underground coal gasification (UCG) process-effect of coal properties and gasification pressure. *Energies*, *14*(20), 6533. https://doi.org/10.3390/en14206533

103. Zagorščak, R., Sadasivam, S., Thomas, H. R., Stańczyk, K., & Kapusta, K. (2020). Experimental study of underground coal gasification (UCG) of a high-rank coal using atmospheric and high-pressure conditions in an ex-situ reactor. *Fuel*, (270), 117490. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117490

104. Liu, S., Wang, Y., Yu, L., & Oakey, J. (2006). Thermodynamic equilibrium study of trace element transformation during underground coal gasification. *Fuel Processing Technology*, *87*(3), 209-215. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2005.07.006

105. Hu, Z., Peng, Y., Sun, F., Chen, S., & Zhou, Y. (2021). Thermodynamic equilibrium simulation on the synthesis gas composition in the context of underground coal gasification. *Fuel*, (293), 120462. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120462

106. Konstantinou, E., & Marsh, R. (2015). Experimental study on the impact of reactant gas pressure in the conversion of coal char to combustible gas products in the context of Underground Coal Gasification. *Fuel*, (159), 508-518. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.06.097

107. Sha, X., Chen, Y., Cao, J., Yang, Y., & Ren, D. (1990). Effects of operating pressure on coal gasification. *Fuel*, *69*(5), 656-659. https://doi.org/10.1016/0016-2361(90)90157-l

108. Sadovenko, I.O., Inkin, O.V., Dereviahina, N.I., & Hriplivec, Y.V. (2018). Analyzing the parameters influencing the efficiency of undereground coal gasification. *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, *27*(2), 332-336. https://doi.org/10.15421/111857

109. Pipatmanomai, S., Paterson, N., Dugwell, D.R., & Kandiyoti, R. (2003). Investigation of coal conversion under conditions simulating the raceway of a blast furnace using a pulsed air injection, wire-mesh reactor. *Energy & Fuels*, *17*(2), 489-497. https://doi.org/10.1021/ef020175p

110. Yin, H., Dai, H., & Liang, G. (2022). Inerting mechanism of magnesium carbonate hydroxide pentahydrate for coal dust deflagration under coal gasification. *Powder Technology*, (400), 117274. https://doi.org/10.1016/j.powtec.2022.117274

111. Huang, W.G., Wang, Z.T., Duan, T.H., & 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

112. Prabu, V., & Jayanti, S. (2012). Laboratory scale studies on simulated underground coal gasification of high ash coals for carbon-neutral power generation. *Energy*, *46*(1), 351-358. https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.016

113. Ma, W., Liu, S., Li, Z., Lv, J., & Yang, L. (2020). Release and transformation mechanisms of hazardous trace elements in the ash and slag during underground coal gasification. *Fuel*, (281), 118774. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118774

114. Kumari, G., & Vairakannu, P. (2018). CO2-air based two stage gasification of low ash and high ash Indian coals in the context of underground coal gasification. *Energy*, (143), 822-832. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.027

115. Yang, L. (2008). Coal properties and system operating parameters for underground coal gasification. *Energy Sources, Part A*, *30*(6), 516-528. https://doi.org/10.1080/15567030600817142

116. Bartel, L.C., Beckham, L.W., & Reed, R.P. (1976). Instrumentation results from an in-situ coal gasification experiment. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-6151. https://doi.org/10.2118/6151-MS

117. Yang, L. H. (2008). Model test on Underground Coal Gasification (UCG) with low-pressure fire Seepage push-through. Part I: Test conditions and air fire seepage. *Energy Sources, Part A*, *30*(17), 1587-1594. https://doi.org/10.1080/15567030802112102

118. Bokun. I.A. (2007). Pulsiruyushchee dute v teplotekhnologiyakh podzemnoy gazifikatsii burykh ugley. *Energetika,* (1). 61-64.

119. Jowkar, A., Sereshki, F., & Najafi, M. (2018). A new model for evaluation of cavity shape and volume during Underground Coal Gasification process. *Energy*, (148), 756-765. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.188

120. Camp, D.W. (2018). Underground coal gasification research and development in the United States. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 59-127. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00004-9

121. Jiang, L., Chen, Z., & Ali, S.F. (2017). Modelling of reverse combustion linking in underground coal gasification. *Fuel*, (207), 302-311. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.097

122. 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

123. Cui, Y., Liang, J., Wang, Z., Zhang, X., Fan, C., Liang, D., & Wang, X. (2014). Forward and reverse combustion gasification of coal with production of high-quality syngas in a simulated pilot system for in situ gasification. *Applied Energy*, (131), 9-19. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.001

124. Perkins, G., du Toit, E., Cochrane, G., & Bollaert, G. (2016). Overview of underground coal gasification operations at Chinchilla, Australia. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, *38*(24), 3639-3646. https://doi.org/10.1080/15567036.2016.1188184

125. Laciak, M., Kostúr, K., Durdán, M., Kačur, J., & Flegner, P. (2016). The analysis of the underground coal gasification in experimental equipment. *Energy*, (114), 332-343. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.004

126. Xin, L., Wang, Z. T., Wang, G., Nie, W., Zhou, G., Cheng, W. M., & Xie, J. (2017). Technological aspects for underground coal gasification in steeply inclined thin coal seams at Zhongliangshan coal mine in China. *Fuel*, (191), 486-494. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.102

127. Saik, P.B., Falshtynskyi, V.S., Lozynskyi, V.H., Cabana, E.C., Demydov, M.S., & Dychkovskyi, R.O. (2020). Efficiency of underground gas generator in consideration of the reverse mode. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 39-46. https://doi.org/10.33271/nvngu/2020-4/039

128. 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

129. Xin, J., Liu, L., Jiang, Q., Yang, P., Qu, H., & Xie, G. (2022). Early-age hydration characteristics of modified coal gasification slag-cement-aeolian sand paste backfill. *Construction and Building Materials*, (322), 125936. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2021.125936

130. Dubiński, J., & Turek, M. (2016). Mining problems of underground coal gasification–reflections based on experience gained in experiment conducted in KHW SA Wieczorek Coal Mine. *Mining Science*, (23), 7-20. https://doi.org/10.5277/msc162301

131. Kuzmenko, O., Dychkovskyi, R., Petlovanyi, M., Buketov, V., Howaniec, N., & Smolinski, A. (2023). Mechanism of Interaction of Backfill Mixtures with Natural Rock Fractures within the Zone of Their Intense Manifestation while Developing Steep Ore Deposits. *Sustainability*, *15*(6), 4889. https://doi.org/10.3390/su15064889

132. Pomykała, R. (2013). Properties of waste from coal gasification in entrained flow reactors in the aspect of their use in mining technology. *Archives of Mining Sciences*, *58*(2). https://doi.org/10.2478/amsc-2013-0026

133. Zhao, X., Yang, K., He, X., Wei, Z., & Zhang, J. (2022). Study on proportioning experiment and performance of solid waste for underground backfilling. *Materials Today Communications*, (32), 103863. https://doi.org/10.1016/j.mtcomm.2022.103863

134. Najafi, M., Jalali, S. M.E., & KhaloKakaie, R. (2014). Thermal–mechanical–numerical analysis of stress distribution in the vicinity of underground coal gasification (UCG) panels. *International Journal of Coal Geology*, (134), 1-16. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.09.014

135. Zhao, Y., Dong, Z., Chen, Y., Chen, H., Xue, J., Chen, S., & Peng, Y. (2023). Stress-Dependent Characteristics of Coal Permeability in Gasification Zone of Underground Coal Gasification. *US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, RMA-2023-0389. https://doi.org/10.56952/ARMA-2023-0389

136. 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

137. Li, Z., Wang, L., Ren, B., & Ding, K. (2022). The Layout of the Combustion Cavity and the Fracture Evolution of the Overlying Rock during the Process of Underground Coal Gasification. *Geofluids*, 264959. https://doi.org/10.1155/2022/9264959

138. Luo, J. A., & He, J. (2022). Mechanical Characteristics of Sandstone under High Temperature and Cyclic Loading in Underground Coal Gasification. *Minerals*, *12*(10), 1313. https://doi.org/10.3390/min12101313

139. Sirdesai, N.N., Singh, R., Singh, T.N., & Ranjith, P.G. (2015). Numerical and experimental study of strata behavior and land subsidence in an underground coal gasification project. *Proceedings of the International Association of Hydrological Sciences*, *372*(372), 455-462. https://doi.org/10.5194/piahs-372-455-2015

140. Shahbazi, M.R., Najafi, M., Fatehi Marji, M., & Abdollahipour, A. (2022). Cavity Growth in Underground Coal Gasification Method by Considering Cleat Length and Inclination of Coal with Elasto-Brittle Behavior. *Journal of Mining and Environment*, *13*(2), 607-625. https://doi.org/10.22044/jme.2022.11906.2183

141. Li, H., Zha, J., Guo, G., Zhang, H., Xu, Y., & Niu, Y. (2022). Evaluation method of surface subsidence degree for underground coal gasification without shaft. *Combustion Science and Technology*, *194*(3), 608-621. https://doi.org/10.1080/00102202.2020.1776706

142. Dong, Z., Yi, H., Zhao, Y., Wang, X., Chu, T., Xue, J., & Chen, H. (2022). Investigation of the evolution of stratum fracture during the cavity expansion of underground coal gasification. *Energies*, *15*(19), 7373. https://doi.org/10.3390/en15197373

143. Falshtynskyi V.S. (2009). Udoskonalennia tekhnolohii sverdlovynnoi pidzemnoi hazyfikatsii vuhillia. Dnipropetrovsk: NHU, 131 p.

144. Gayko, G., & Zayev, V. (2011). Development of methods for utilization of thermal energy in the underground gasification of coal mining. *Technical and Geoinformational Systems in Mining*, 43-46. https://doi.org/10.1201/b11586-9

145. Gayko, G., & Kasyanov, V. (2007). Utilizing thermal power potential of coal by underground burning (gasification) of thin coal layers. *Technical,*

Technological and Economic Aspects of Thin-Seams Coal Mining, 97-101. https://doi.org/10.1201/noe0415436700.ch12

146. Dychkovskyi, R.O. (2015). Forming the bilayer artificially created shell of georeactor in underground coal well gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 37-42.

147. Dychkovskyi, R.O. (2015). Determination of the rock subsidence spacing in the well underground coal gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 30-36.

148. Bondarenko, V.I., Buzylo, V.I., Falshtynskiy, V.S., & Dychkovskiy, R.O. (2007). Parameters of injection fill above an underground gas generator. *Technical, Technological and Economic Aspects of Thin-Seams Coal Mining*, 89-95.

149. Bondarenko, V.I., Falshtynskiy, V.S., & Dychkovskiy, R.O. (2009). Synthetic stowing of rockmass at borehole underground coal gasification (BUCG). *Deep Mining Challenges: International Mining Forum*, 169-177.

150. Jüntgen, H. (1983). Application of catalysts to coal gasification processes. Incentives and perspectives. *Fuel*, *62*(2), 234-238. https://doi.org/10.1016/0016-2361(83)90206-5

151. Mandapati, R.N., Daggupati, S., Mahajani, S.M., Aghalayam, P., Sapru, R.K., Sharma, R.K., & Ganesh, A. (2012). Experiments and kinetic modeling for CO2 gasification of Indian coal chars in the context of underground coal gasification. *Industrial & engineering chemistry research*, *51*(46), 15041-15052. https://doi.org/10.1021/ie3022434

152. 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

153. Svetkina, Y., Falshtyns'kyy, V., & Dychkovs'kyy, R. (2010). Features of selectivity process of borehole underground coal gasification. *New Techniques and Technologies in Mining*, 219-222

154. Zhang, F., Xu, D., Wang, Y., Argyle, M. D., & Fan, M. (2015). CO_2 gasification of Powder River Basin coal catalyzed by a cost-effective and environmentally friendly iron catalyst. *Applied energy*, (145), 295-305. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.098

155. Kumari, G., & Vairakannu, P. (2018). CO2-O2 dry reforming based underground coal gasification using low and high ash Indian coals. *Fuel*, (216), 301-312. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.117

156. Arnold, R.A., & Hill, J.M. (2019). Catalysts for gasification: a review. *Sustainable energy & fuels*, *3*(3), 656-672. https://doi.org/10.1039/C8SE00614H

157. 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

158. Dychkovskyi, R. (2013). Naukovi zasady syntezu tekhnolohii vydobuvannia vuhillia u slabometamorfizovanykh porodakh. Dnipropetrovsk, NMU, 352 p.

159. Fisher, S.T. (1979). Processing of coal, oil sand and heavy oil in situ by electric and magnetic fields. *Canadian Electrical Engineering Journal*, *4*(4), 15-18. https://doi.org/10.1109/CEEJ.1979.6593931

160. Balanis, C.A. (1983). Electromagnetic techniques in the development of coal-derived energy sources – a review. *Journal of Microwave Power*, *18*(1), 45-54. https://doi.org/10.1080/16070658.1983.11689309

161. Selimefendigil, F., Öztop, H.F., & Abu-Hamdeh, N. (2016). Natural convection and entropy generation in nanofluid filled entrapped trapezoidal cavities under the influence of magnetic field. *Entropy*, *18*(2), 43. https://doi.org/10.3390/e18020043

162. He, X., Ma, T., Qiu, J., Sun, T., Zhao, Z., Zhou, Y., & Zhang, J. (2004). Mechanism of coal gasification in a steam medium under arc plasma conditions. *Plasma Sources Science and Technology*, *13*(3), 446. https://doi.org/10.1088/0963-0252/13/3/011

163. Liu, W., Niu, S., Tang, H., & Zhou, K. (2021). Pore structure evolution during lignite pyrolysis based on nuclear magnetic resonance. *Case Studies in Thermal Engineering*, (26), 101125. https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101125

164. Selivanova, T., & Pechnikov, V. (2013). Thermo-chemical conversion of coal samples under high temperature. *Global Geology*, *16*(3), 144-148.

165. Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., Zhautikov, B., & Cabana, E. (2022). Use of magnetic fields for intensification of coal gasification process. *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik*, *37*(5), 61-74. https://doi.org/10.17794/rgn.2022.5.6

166. Saik, P., Lozynskyi, V., Anisimov, O., Akimov, O., Kozhanov, 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

167. Kapusta, K., Wiatowski, M., Thomas, H. R., Zagorščak, R., Sadasivam, S., Masum, S., & Stańczyk, K. (2023). Experimental simulations of methane-oriented underground coal gasification using hydrogen-The effect of coal rank and gasification pressure on the hydrogasification process. *International Journal of Hydrogen Energy*, *48*(3), 921-932. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.012

168. Kahraman, U., & Dincer, I. (2023). Development and assessment of an integrated underground gasification system for cleaner outputs. *Energy*, (285), 128676. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128676

169. Li, G., Duan, T., Li, X., Wang, Z., & Zhang, P. (2022). Establishment and application of a two-stage reaction equilibrium model for underground coal gasification. *International Journal of Energy Research*, *46*(15), 22679-22689. https://doi.org/10.1002/er.8571

170. Kačur, J., Laciak, M., Durdán, M., Flegner, P., & Frančáková, R. (2023). A Review of Research on Advanced Control Methods for Underground Coal Gasification Processes. *Energies*, *16*(8), 3458. https://doi.org/10.3390/en16083458

171. 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

172. Falshtyns'kyy, V., Dychkovs'kyy, R., Lozyns'kyy, V., & Saik, P. (2013). Justification of the gasification channel length in underground gas generator. *Annual Scientific-Technical Colletion - Mining of Mineral Deposits*, 125-132. https://doi.org/10.1201/b16354-22

173. 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), 9075. https://doi.org/10.1038/s41598-025-93611-3

174. Biswas, A. K., Wattanasrirote, W., Techato, K., Phoungthong, K., & Wae-Hayee, M. (2023). Selection criteria of coalfields for underground coal gasification (UCG). *AIP Conference Proceedings*, *2689*(1), 0300004. https://doi.org/10.1063/5.0114576

175. Huang, W.G., Zhang, S.W., Wang, G.Z., Huang, J., Lu, X., Wu, S.L., & Wang, Z.T. (2023). Modeling Methodology for Site Selection Evaluation of Underground Coal Gasification Based on Combination Weighting Method with Game Theory. *ACS Omega*, *8*(12), 11544-11555. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c00626

176. Ghasemi, M., Omrani, S., Mahmoodpour, S., & Zhou, T. (2022). Molecular dynamics simulation of hydrogen diffusion in water-saturated clay minerals; implications for Underground Hydrogen Storage (UHS). *International Journal of Hydrogen Energy*, *47*(59), 24871-24885. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.246

177. Zhang, Z., Yang, X., Shang, X., & Yang, H. (2022). A Thermal-Hydrological-Mechanical-Chemical Coupled Mathematical Model for Underground Coal Gasification with Random Fractures. *Mathematics*, *10*(16), 2835. https://doi.org/10.3390/math10162835

178. Wiatowski, M., Kapusta, K., Strugała-Wilczek, A., Stańczyk, K., Castro-Muñiz, A., Suárez-García, F., & Paredes, J.I. (2023). Large-Scale Experimental Simulations of In Situ Coal Gasification in Terms of Process Efficiency and Physicochemical Properties of Process By-Products. *Energies*, *16*(11), 4455. https://doi.org/10.3390/en16114455

179. Zhou, H., Wu, C., Chen, H., Du, M., Wang, Z., & Jiang, X. (2022). Numerical Simulation of the Temperature Distribution and Evolution Law of Underground Lignite Gasification. *ACS Omega*, *7*(8), 6885-6899. https://doi.org/10.1021/acsomega.1c06559

180. An, N., Zagorščak, R., & Thomas, H.R. (2022). Transport of heat, moisture, and gaseous chemicals in hydro-mechanically altered strata surrounding the underground coal gasification reactor. *International Journal of Coal Geology*, (249), 103879. https://doi.org/10.1016/j.coal.2021.103879

181. Riasetiawan, M., Anggara, F., & Syahra, V. (2022). Implementing the calculations and characterization of underground coal gasification using data analytic method. *Civil Engineering Journal*, (7), 171-181. https://doi.org/10.28991/CEJ-SP2021-07-012

182. Zagorščak, R., Metcalfe, R., Limer, L., Thomas, H., An, N., Bond, A., & Watson, S. (2022). Risk assessment methodology for Underground Coal Gasification technology. *Journal of Cleaner Production*, (370), 133493. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133493

183. Anggara, F., Riasetiawan, M., Assamarqandi, F.R., Sartika, B.F., Rizaldi, I.J., Syahra, V., & Rahmat, S.B. (2022). Screening criteria of underground coal gasification (UCG): a case study from Mangunjaya Area, South Sumatra Basin, Indonesia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1071(1), 012023. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1071/1/012023

184. Yang, L.H. (2008) A Review of the Factors Influencing the Physicochemical Characteristics of Underground Coal Gasification. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, *30*(11), 1038-1049. https://doi.org/10.1080/15567030601082803

185. Kamble, A.D., Saxena, V.K., Chavan, P.D., & Mendhe, V.A. (2019). Co-gasification of coal and biomass an emerging clean energy technology: Status and prospects of development in Indian context. *International Journal of Mining Science and Technology*, *29*(2), 171-186. https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.03.011

186. Brar, J.S., Singh, K., Wang, J., & Kumar, S. (2012). Cogasification of coal and biomass: a review. *International Journal of Forestry Research*, (1), 363058. https://doi.org/10.1155/2012/363058

187. Rodrigues, R., Muniz, A.R., & Marcilio, N.R. (2016). Evaluation of biomass and coal co-gasification of brazilian feedstock using a chemical equilibrium model. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, *33*(2), 401-414. https://doi.org/10.1590/0104-6632.20160332s00003479

188. Dychkovskyi, R., Shavarskyi, J., Cabana, E.C., & Smoliński, A. (2019). Characteristic of possible obtained products during the well underground coal gasification. *Solid State Phenomena*, (291), 52-62.

189. Czop, M., Kajda-Szcześniak, M., Zajusz-Zubek, E., Biss, W., Bochenko, A., Brzezina, Ł., & Turyła, K. (2022). The Role of Slag from the Combustion of Slid Municipal Waste in Circular Economy. *Inżynieria Mineralna*, *1*(2), 145-150. https://doi.org/10.29227/IM-2022-02-19

190. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Saik, P.B., Lozynskyi, V.H., & Cabana, E.C. (2017). Formation of thermal fields by the energy-chemical complex of coal gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 36-42.

191. Pivnyak, G., Dychkovskyi, R., Bobyliov, O., Cabana, E. C., & Smoliński, A. (2018). Mathematical and Geomechanical Model in Physical and Chemical Processes of Underground Coal Gasification. *Solid State Phenomena*, (277), 1-16. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.277.1

192. Saik, P.B. (2014). On the issue of simultaneous gasification of contiguous low-coal seams. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 33-37.

193. Saik, P.B., Dychkovskyi, R.O., Lozynskyi, V.H., Malanchuk, Z.R., & Malanchuk, Ye.Z. (2016). Revisiting the underground gasification of coal reserves from contiguous seams. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 60-66.

194. Kolokolov, O.V., Tabachenko, M.M., Eyshinskiy, O.M., Kuznetsov, V.G., Kablanov, A.I., Mikenberg, O.A. (2000). *Teoriia i praktyka termokhimichnoi tekhnolohii vydobutku ta pererobky vuhillia*. Dnipro, Ukraine: NMA, 281p (2000).

195. 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

196. Hobbs, M.L., Radulovic, P.T., & Smoot, D.L. (1993). Combustion and gasification of coals in fixed-beds. *Progress in Energy and Combustion Science*, *19*(6), 505-586. https://doi.org/10.1016/0360-1285(93)90003-W

197. Higman, C., & van der Burgt, M. (2008). Gasification Processes. *Gasification,* 91-191. https://doi.org/10.1016/b978-0-7506-8528-3.00005-5

198. Bazaluk, O., Havrysh, V., Nitsenko, V., Baležentis, T., Streimikiene, D., & Tarkhanova, E. A. (2020). Assessment of green methanol production potential and related economic and environmental benefits: The case of China. *Energies, 13*(12), 3113. https://doi.org/10.3390/en13123113

199. Fyk, M., Biletskyi, V., Abbood, M., Al-Sultan, M., Abbood, M., Abdullatif, H., & Shapchenko, Y. (2020). Modeling of the lifting of a heat transfer agent in a geothermal well of a gas condensate deposit. *Mining of Mineral Deposits, 14*(2), 66-74. https://doi.org/10.33271/mining14.02.066

200. Chen, C., Horio, M., & Kojima, T. (2000). Numerical simulation of entrained flow coal gasifiers. Part I: Modeling of coal gasification in an entrained flow gasifier. *Chemical Engineering Science, 55*(18), 3861–3874. https://doi.org/10.1016/s0009-2509(00)00030-0

201. Duan, T., Lu, C., Xiong, S., Fu, Z., & Zhang, B. (2015). Evaluation method of the energy conversion efficiency of coal gasification and related applications. *International Journal of Energy Research, 40*(2), 168-180. https://doi.org/10.1002/er.3444

202. Akbarzadeh Kasani, H., & Chalaturnyk, R.J. (2017). Coupled reservoir and geomechanical simulation for a deep underground coal gasification project. *Journal of Natural Gas Science and Engineering, 37*, 487-501. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.12.002

203. Nakaten, N., & Kempka, T. (2019). Techno-economic comparison of onshore and offshore underground coal gasification end-product competitiveness. *Energies, 12*(17), 3252. https://doi.org/10.3390/en12173252

204. 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

205. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Saik, P.B., Lozynskyi, V.H., & Cabana, E.C. (2018). Substantiation into "rock massive – underground gasifier" system adaptability of Solenovskyi site in the Donetsk coal basin. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3), 14-21. https://doi.org/10.29202/nvngu/2018-3/5

206. Saik, P., Maksymova, E., Lozynskyi, V., Cabana, E., & Petlovanyi, M. (2021). Synergistic approach as an innovative basis for obtaining a natural gas substitute. *E3S Web of Conference*, (230), 01022. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001022

207. Falshtynskyi, V., Saik, P., Lozynskyi, V., Toleulov, B., Sulaiev, V., & Buketov, V. (2022). Determining the parameters of stratification cavity in rock mass to extract mine methane. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 30-35. https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-6/030

208. Dubiński, J., & Turek, M. (2015). Basic aspects of productivity of underground coal gasification process. *Archives of Mining Sciences, 60*(2), 443-453. https://doi.org/10.1515/amsc-2015-0029

209. Mao, F. (2016). Underground coal gasification (UCG): A new trend of supply-side economics of fossil fuels. *Natural Gas Industry B, 3*(3), 312-322. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.12.007

210. Sobczyk, E. J., Wota, A., Kopacz, M., & Frączek, J. (2017). Clean coal technologies–A chance for Poland's energy security. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management, 33*(4), 27-48. https://doi.org/10.1515/gospo-2017-0039

211. Prabu, V., & Jayanti, S. (2012). Integration of underground coal gasification with a solid oxide fuel cell system for clean coal utilization. *International Journal of Hydrogen Energy, 37*(2), 1677-1688. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.09.132

212. Dychkovskyi, R., Vladyko, O., Maltsev, D., & Cabana, E.C. (2018). Some aspects of the compatibility of mineral mining technologies. *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik, 33*(4), 73-82. https://doi.org/10.17794/rgn.2018.4.7

213. Małkowski, P., Niedbalski, Z., & Hydzik-Wiśniewska, J. (2013). The change of structural and thermal properties of rocks exposed to high temperatures in the vicinity of designed geo-reactor. *Archives of Mining Sciences, 58*(2), 465-480.

214. Wang, J., Wang, Z., Xin, L., Xu, Z., Gui, J., & Lu, X. (2017). Temperature field distribution and parametric study in underground coal gasification stope. *International Journal of Thermal Sciences, 111*, 66-77. https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2016.08.012

215. Kapusta, K., Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Chećko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel, 113*, 196-208. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015

216. Wiatowski, M., & Kapusta, K. (2020). Evolution of tar compounds in raw gas from a pilot-scale underground coal gasification (UCG) trial at Wieczorek mine in Poland. *Fuel, 276*, 118070. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118070

217. Su, F.Q., Itakura, K., Hamanaka, A., Deguchi, G., Sato, K., & Kodama, J. (2017). Ex situ UCG model experiments with oxygen enriched air in an artificial coal seam. *Key Engineering Materials, 737*, 379-384. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.737.379

218. Doucet, D., Perkins, G., Ulbrich, A., & du Toit, E. (2016). Production of power using underground coal gasification. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 38*(24), 3653-3660.

219. Seifi, M., Chen, Z., & Abedi, J. (2011). Numerical simulation of underground coal gasification using the CRIP method. *Canadian Journal of Chemical Engineering, 89*(6), 1528-1535. https://doi.org/10.1002/cjce.20496

220. Uwaoma, R.C., Strydom, C.A., Matjie, R.H., Bunt, J.R., & van Dyk, J. (2018). The influence of the roof and floor geological structures on the ash composition produced from coal at UCG temperatures. *International Journal of Coal Preparation and Utilization, 40*(4), 247-265. https://doi.org/10.1080/19392699.2018.1479260

221. Li, H., Guo, G., & Zheng, N. (2018). Influence of coal types on overlying strata movement and deformation in underground coal gasification without shaft and prediction method of surface subsidence. *Process Safety and Environmental Protection, 120*, 302-312. https://doi.org/10.1016/j.psep.2018.09.023

222. An, N., Zagorščak, R., Thomas, H.R., & Gao, W. (2021). A numerical investigation into the environmental impact of underground coal gasification technology based on a coupled thermal-hydro-chemical model. *Journal of Cleaner Production, 290*, 125181. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125181

223. 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

224. Burchart-Korol, D., Krawczyk, P., Czaplicka-Kolarz, K., & Smoliński, A. (2016). Eco-efficiency of underground coal gasification (UCG) for electricity production. *Fuel, 173*, 239-246. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.01.019

225. Dvornikova, E.V. (2018). Environmental performance of underground coal gasification. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 363-399. https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00031-1

226. Shahbazi, M., Najafi, M., & Marji, M.F. (2018). On the mitigating environmental aspects of a vertical well in underground coal gasification method. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, 24*(3), 373-398. https://doi.org/10.1007/s11027-018-9816-x

227. Majkherchik, T., Gajko, G.I., & Malkowski, P. (2002). Deformation process around a heading investigation when front of longwall face advancing. *Ugol, 11*, 27-29.

228. Prusek, S., Lubosik, Z., Rajwa, S., Walentek, A., & Wrana, A. (2017). Geotechnical monitoring of rock mass and support behaviour around the UCG georeactor: Two case studies in Polish coal mining industry. *International Conference on Ground Control in Mining*, 321-328.

229. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Руських В.В., Саїк, П.Б., & Лозинський, В.Г. (2016). *Стенд для дослідження процесів газифікації пластів*

твердого палива. Патент на винахід UA №112375, Опубл. 25.08.2016. Бюл. №16. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/726852/

230. Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Lozynskyi, V., & Saik, P. (2015). Analytical, laboratory and bench test researches of underground coal gasification technology in National Mining University. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 97-106. https://doi.org/10.1201/b19901-19

231. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., Lozynskyi, V., & Saik, P. (2015). Development the concept of borehole underground coal gasification technology in Ukraine. *New Developments in Mining Engineering* 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining, 91-95. https://doi.org/10.1201/b19901-18

232. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., Фальштинський, В.С., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2017). *Адаптація технології свердловинної підземної газифікації вугілля*. Дніпро, Україна: НГУ, 189 с. ISBN 976-966-350-678-4. Режим доступу: http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/152333

233. Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2016). *Свердловинна підземна газифікація тонких вугільних пластів Львівсько-Волинського басейну*. Дніпро, Україна: НГУ, 243 с. ISBN 978-966-350-633-3

234. Durdán, M., Terpák, J., Kačur, J., Laciak, M., & Flegner, P. (2020). Modeling of material balance from the experimental UCG. *Acta Polytechnica, 60*(5), 391-399. https://doi.org/10.14311/ap.2020.60.0391

235. 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. *Inzynieria Mineralna*, *19*(2), 289-300. https://doi.org/10.29227/IM-2018-02-36

236. 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

237. Uciechowska-Grakowicz, A., & Strzelecki, T. (2021). Application of the thermoporoelasticity model in numerical modelling of underground coal gasification

influence on the surrounding medium. *Studia Geotechnica et Mechanica*. https://doi.org/10.2478/sgem-2021-0004

238. Janoszek, T., Stańczyk, K., & Smoliński, A. (2017). Modelling test of autothermal gasification process using CFD. *Archives of Mining Sciences, 62*(2), 253-268. https://doi.org/10.1515/amsc-2017-0019

239. Padet, J., & De Lorenzo, T. (2002). Similitude criteria for free convective heat and mass transfer. *International journal of energy research*, *26*(5), 365-381. https://doi.org/10.1002/er.790

240. Prabu, V., & Jayanti, S. (2011). Simulation of cavity formation in underground coal gasification using bore hole combustion experiments. *Energy*, *36*(10), 5854-5864. https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.08.037

241. Дичковський Р.О. (2013). Наукові засади синтезу технологій видобування вугілля у слабометаморфізованих породах: монографія, Д.: НГУ, 262 с.

242. Лозинський,В.Г. (2015). Обґрунтування параметрів технології свердловинної підземної газифікації вугілля в зонах геологічної порушеності гірського масиву. Дис. к.т.н., Дніпро, Національний гірничий університет, 155 с.

243. Saik, P., Lozynskyi, V., Chemeriachko, Y., & Cabana, E. (2020). Basics of the approach formation to substantiate the temperature field distribution during experimental research on the coal gasification processes. *E3S Web of Conferences*, (201), 01037. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020101037

244. Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., & Illiashov, M. (2011). Engineering support of BUCG process in Solenovsk coal deposits. *Technical Geoinformation Systems in Mining*, 47-56. https://doi.org/10.1201/b11586-10

245. Yang, L. H., Zhang, X., & Liu, S. (2009). Underground coal gasification using oxygen and steam. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, *31*(20), 1883-1892. https://doi.org/10.1080/15567030802462531

246. Eftekhari, A.A., Wolf, K.H., Rogut, J., & Bruining, H. (2017). Energy and exergy analysis of alternating injection of oxygen and steam in the low emission underground gasification of deep thin coal. *Applied Energy, 208*, 62-71. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.063

247. Sadasivam, S., Zagorščak, R., Thomas, H. R., & Kapusta, K. (2020). Experimental study of methane-oriented gasification of semi-anthracite and bituminous coals using oxygen and steam in the context of underground coal gasification (UCG): Effects of pressure, temperature, gasification reactant supply rates and coal rank. *Fuel, 268*, 117330. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117330

248. Marcourt, M., Paquay, V., Piel, A., & Pirard, J.P. (1983). Coal gasification at pressure by mixtures of carbon dioxide and oxygen. *Fuel, 62*(7), 823-828. https://doi.org/10.1016/0016-2361(83)90035-2

249. Chodankar, C. R., Feng, B., Ran, J., & Klimenko, A. Y. (2007). Kinetic study of the gasification of Chinchilla coal char in carbon dioxide. *Annual International Pittsburgh Coal Conference, 3*, 1280-1291.

250. Jayaraman, K., & Gokalp, I. (2015). Effect of char generation method on steam, CO_2, and blended mixture gasification of high ash Turkish coals. *Fuel, 153*, 320-327. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.01.065

251. Elahi, S. M., Nassir, M., & Chen, Z. (2017). Effect of various coal constitutive models on coupled thermo-mechanical modeling of underground coal gasification. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 154*, 469-478. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.02.016

252. Kashyap, S., & Vairakannu, P. (2020). Movable injection point-based syngas production in the context of underground coal gasification. *International Journal of Energy Research, 44*(6), 3574-3586. https://doi.org/10.1002/er.5119

253. Yang, L. (2003). Study on the method of two-phase underground coal gasification with unfixed pumping points. *Energy Sources, 25*(9), 917-930. https://doi.org/10.1080/00908310390225945

254. Falshtyns'kyy, V., Dychkovs'kyy, Stanczyk K, & Swiadrowski J. (2010): Analytical determination of parameters of material and thermal balance and physical parameters of a coal seam work-out on mine "Barbara", Poland. *New Techniques and Technologies in Mining*, 161-165. https://doi.org/10.1201/b11329-19

255. 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

256. Ofélia de Queiroz, F.A., Morte, I.B.B., Borges, C.L., Morgado, C.R., & de Medeiros, J.L. (2024). Beyond clean and affordable transition pathways: A review of issues and strategies to sustainable energy supply. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *155*, 109544. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109544

257. Hmouda, A. M., Orzes, G., & Sauer, P.C. (2024). Sustainable supply chain management in energy production: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *191*, 114085. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114085

258. Zhang, X.B., Shen, S.S., Feng, X.J., Ming, Y., & Liu, J.J. (2021). Influence of deformation and instability of borehole on gas extraction in deep mining soft coal seam. *Advances in Civil Engineering*, *1*. https://doi.org/10.1155/2021/6689277

259. Ranjith, P.G., Zhao, J., Ju, M., De Silva, R.V., Rathnaweera, T.D., & Bandara, A.K. (2017). Opportunities and challenges in deep mining: a brief review. *Engineering*, *3*(4), 546-551. https://doi.org/10.1016/J.ENG.2017.04.024

260. Gençsü, I., Whitley, S., Trilling, M., van der Burg, L., McLynn, M., & Worrall, L. (2020). Phasing out public financial flows to fossil fuel production in Europe. *Climate Policy*, *20*(8), 1010-1023. https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1736978

261. Halstead, M., Donker, J., Dalla Longa, F., & van der Zwaan, B. (2019). The importance of fossil fuel divestment and competitive procurement for financing Europe's energy transition. *Journal of Sustainable Finance & Investment*, *9*(4), 349-355. https://doi.org/10.1080/20430795.2019.1619339

262. Heinberg, R., & Fridley, D. (2010). The end of cheap coal. *Nature*, *468*(7322), 367-369. https://doi.org/10.1038/468367a

263. Bondarenko, V., Lozynskyi, V., Sai, K., & Anikushyna, K. (2015). An overview and prospectives of practical application of the biomass gasification technology in Ukraine. *New Developments in Mining Engineering*, 27-32. https://doi.org/10.1201/b19901-6

264. Nosal, D., Konovalov, S., & Shevchenko, V. (2021). Determination of the injury probability among coal mine workers. *Mining of Mineral Deposits*, *15*(2), 47-53. https://doi.org/10.33271/mining15.02.047

265. Li, F., Duan, B., Sun, Y., He, X., Li, Z., & Wang, B. (2024). Quantitative risk assessment model of working positions for roof accidents in coal mine. *Safety Science*, *178*, 106628. https://doi.org/10.1016/j.ssci.2024.106628

266. Preonas, L. (2024). Market power in coal shipping and implications for us climate policy. *Review of Economic Studies*, *91*(4), 2508-2537. https://doi.org/10.1093/restud/rdad09

267. Buzylo, V., Pavlychenko, A., Savelieva, T., & Borysovska, O. (2018). Ecological aspects of managing the stressed-deformed state of the mountain massif during the development of multiple coal layers. *E3S Web of Conferences*, (60), 00013. https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186000013

268. Lewińska, P., & Dyczko, A. (2016). Thermal digital terrain model of a coal spoil tip - A way of improving monitoring and early diagnostics of potential spontaneous combustion areas. *Journal of Ecological Engineering*, *17*(4), 170-179.

269. Pavlychenko, A., & Kovalenko, A. (2013). The investigation of rock dumps influence to the levels of heavy metals contamination of soil. *Annual Scientific-Technical Collection – Mining of Mineral Deposits*, 237-238. https://doi.org/10.1201/b16354-43

270. Bondarenko, V.I., Griadushchiy, Y.B., Dychkovskiy, R.O., Korz, P.P., & Koval, O.I. (2007). Advanced Experience and Direction of Mining of Thin Coal Seams in Ukraine. *Technical, Technological and Economical Aspects of Thin-Seams Coal Mining*, 2-7. https://doi.org/10.1201/noe0415436700.ch1

271. Green, M. (2018). Recent developments and current position of underground coal gasification. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, *232*(1), 39-46. https://doi.org/10.1177/09576509177187

272. Dreus, A.Yu., Sudakov, A.K., Kozhevnikov, A.A., & Vakhalin, Yu.N. (2016). Study on thermal strength reduction of rock formation in the diamond core

drilling process using pulse flushing mode. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3), 5-10.

273. Perkins, G., & Vairakannu, P. (2017). Considerations for oxidant and gasifying medium selection in underground coal gasification. *Fuel Processing Technology*, *165*, 145-154. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.05.010

274. 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), 4740-4747. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00037

275. Liu, H., Chen, F., Wang, Y., Liu, G., Yao, H., & Liu, S. (2018). Experimental study of reverse underground coal gasification. *Energies*, *11*(11), 2949. https://doi.org/10.3390/en11112949

276. Фальштинський, В.С. (2009). Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. Д.: НГУ, 131с.

277. Imran, M., Kumar, D., Kumar, N., Qayyum, A., Saeed, A., & Bhatti, M.S. (2014). Environmental concerns of underground coal gasification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *31*, 600-610. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.024

278. Kostúr, K., Laciak, M., & Durdan, M. (2018). Some influences of underground coal gasification on the environment. *Sustainability*, *10*(5), 1512. https://doi.org/10.3390/su10051512

279. An, N., Zagorščak, R., & Thomas, H. R. (2022). Adsorption characteristics of rocks and soils, and their potential for mitigating the environmental impact of underground coal gasification technology: a review. *Journal of Environmental Management*, *305*, 114390. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.114390

280. Saptikov, I. M. (2018). History of UCG development in the USSR. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 25-58. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00003-7

281. Burchart-Korol, D., Korol, J., & Czaplicka-Kolarz, K. (2016). Life cycle assessment of heat production from underground coal gasification. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, *21*, 1391-1403. https://doi.org/10.1007/s11367-016-1102-0

282. Pershad, S., Van Der Riet, M., Brand, J., Van Dyk, J., Love, D., Feris, J., & Kauchali, S. (2018). SAUCGA: The potential, role, and development of underground coal gasification in South Africa. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, *118*(10), 1009-1019. http://doi.org/10.17159/2411-9717/2018/v118n10a1

283. Shafirovich, E., & Varma, A. (2009). Underground coal gasification: a brief review of current status. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, *48*(17), 7865-7875. https://doi.org/10.1021/ie801569r

284. Debelle, B., Malmendier, M., Mostade, M., & Pirard, J.P. (1992). Modelling of flow at Thulin underground coal gasification experiments. *Fuel*, *71*(1), 95-104. https://doi.org/10.1016/0016-2361(92)90198-W

285. De, S.K., & Prabu, V. (2017). Experimental studies on humidified/water influx O_2 gasification for enhanced hydrogen production in the context of underground coal gasification. *International Journal of Hydrogen Energy*, *42*(20), 14089-14102. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.112

286. Rudakov, D.V., Sadovenko, I.A., Inkin, A.V., & Yakubovskaya, Z.N. (2012). Modeling of heat transport in an aquifer during accumulation and extraction of thermal energy. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (1), 40-45.

287. Li, H., Zha, J., Guo, G., Zheng, N., & Gong, Y. (2020). Improvement of resource recovery rate for underground coal gasification through the gasifier size management. *Journal of Cleaner Production*, (259), 120911. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120911

288. Dychkovskyi, R.O., Lozynskyi, V.H., Saik, P.B., Petlovanyi, M.V., Malanchuk, Y.Z., & Malanchuk, Z.R. (2018). Modeling of the disjunctive geological fault influence on the exploitation wells stability during underground coal gasification. *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, *18*(4), 1183-1197. https://doi.org/10.1016/j.acme.2018.01.012

289. Lozynskyi, V., Saik, P., Petlovanyi, M., Sai, K., & Malanchyk, Ye. (2018). Analytical Research of the Stress-Deformed State in the Rock Massif Around Faulting. *International Journal of Engineering Research in Africa*, (35), 77-88. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/JERA.35.77

290. Falshtynskyi, V., Lozynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., & Tabachenko, M. (2016). Substantiating parameters of stratification cavities formation in the roof rocks during underground coal gasification. *Mining of Mineral Deposits*, *10*(1), 16-24. https://doi.org/10.15407/mining10.01.016

291. Guang-Liang, C., Song-Hua, F., Chun-Ling, L., Wei-Chao, G., Wen-Ran, F., Gu-Ling, Z., & Si-Ze, Y. (2005). A novel atmospheric pressure plasma fluidized bed and its application in mutation of plant seeds. *Chinese Physics Letters*, *22*(8), 1980. https://doi.org/10.1088/0256-307X/22/8/044

292. Chen, G., Chen, S., Zhou, M., Feng, W., Gu, W., & Yang, S. (2006). Application of a novel atmospheric pressure plasma fluidized bed in the powder surface modification. *Journal of Physics D: Applied Physics*, *39*(24), 5211. https://doi.org/10.1088/0022-3727/39/24/017

293. Meetham, G.W. (1988). Requirements for and factors affecting high temperature capability: Part A of 'The Requirements for the Limitations of Materials at High Temperatures'. *Materials & Design*,*9*(5), 244-252. https://doi.org/10.1016/0261-3069(88)90001-5

294. Psarras, P.C. (2014). Toward an understanding of methane selectivity in the Fischer-Tröpsch process. Cleveland State University.

295. Васильєв, Л.М., & Челишкіна, В.В. (1992). Рекомендації по визначенню параметрів впливу магнітних полів на дуття в процесі підземної газифікації вугілля. Інститут геотехнічної механіки АН України, 16 с.

296. Gajdzik, B., Wolniak, R., Nagaj, R., Žuromskaitė-Nagaj, B., & Grebski, W.W. (2024). The influence of the global energy crisis on energy efficiency: A comprehensive analysis. *Energies*, *17*(4), 947. https://doi.org/10.3390/en17040947

297. Farghali, M., Osman, A.I., Mohamed, I.M., Chen, Z., Chen, L., Ihara, I., & Rooney, D.W. (2023). Strategies to save energy in the context of the energy crisis: a

review. *Environmental Chemistry Letters*, *21*(4), 2003-2039. https://doi.org/10.1007/s10311-023-01591-5

298. Salieiev, I. (2024). Organization of processes for complex mining and processing of mineral raw materials from coal mines in the context of the concept of sustainable development. *Mining of Mineral Deposits*, *18*(1), 54-66. https://doi.org/10.33271/mining18.01.054

299. Bissengaliyeva, A.M., Dyussegalieva, K.O., & Kydyrbek, R.Y. (2021). Influence of radioactive emissions on the environmental situation of the western region. *Engineering Journal of Satbayev University*, *143*(6), 26–33. https://doi.org/10.51301/vest.su.2021.i6.04

300. Sai, K.S., Petlovanyi, M.V., & Malashkevych, D.S. (2023). A new approach to producing a prospective energy resource based on coalmine methane. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1254*(1), 012068. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1254/1/012068

301. Su, F.Q., He, X.L., Dai, M.J., Yang, J.N., Hamanaka, A., Yu, Y.H., & Li, J.Y. (2023). Estimation of the cavity volume in the gasification zone for underground coal gasification under different oxygen flow conditions. *Energy*, *285*, 129309. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129309

302. Smith, E.K., Barakat, S.M., Akande, O., Ogbaga, C.C., Okoye, P.U., & Okolie, J.A. (2023). Subsurface combustion and gasification for hydrogen production: Reaction mechanism, techno-economic and lifecycle assessment. *Chemical Engineering Journal*, 148095. https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.148095

303. Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., Kozhantov, A., Kieush, L., & Saik, P. (2024). Increasing the underground coal gasification efficiency using preliminary electromagnetic coal mass heating. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1348*(1), 012045. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1348/1/012045

304. Otto, C., & Kempka, T. (2020). Synthesis gas composition prediction for underground coal gasification using a thermochemical equilibrium modeling approach. *Energies*, *13*(5), 1171. https://doi.org/10.3390/en13051171

305. Lozynskyi, V. (2023). Critical review of methods for intensifying the gas generation process in the reaction channel during underground coal gasification (UCG). *Mining of Mineral Deposits*, *17*(3), 67-85. https://doi.org/10.33271/mining17.03.067

306. Khan, H., Adeyemi, I. & Janajreh, I. (2024). Synergistic Effects of the Co-gasification of Solid Recovered Fuel and Coal Blend Using Entrained Flow Technology. *Waste Biomass Valor*, 2024. https://doi.org/10.1007/s12649-024-02588-z

307. Kipriyanov, A.A. Jr., & Purtov, P.A. (2012). Prediction of a Strong Effect of a Wek Magnetic Field on Diffusion Assisted Reactions in Non Equilibrium Conditions. *Bulletin of the Korean Chemical Society*, *33*(3), 1009-1014. https://doi.org/10.5012/bkcs.2012.33.3.1009

308. Bazaluk, O., Sobolev, V., Molchanov, O., Burchak, O., Bezruchko, K., Holub, N., Tereshkova, O., Kulivar, V., Fedorenko, E., & **Lozynskyi, V.** (2024). Changes in the stability of coal microstructure under the influence of weak electromagnetic fields. *Scientific Reports*, *14*, 1304. https://doi.org/10.1038/s41598-024-51575-w

309. Hu, L., Xia, G., & Chen, Q. (2019). Magnetochemistry and chemical synthesis. *Chinese Physics B*, *28*(3), 037102. https://doi.org/10.1088/1674-1056/28/3/037102

310. Westsson, E., Picken, S., & Koper, G. (2020). The Effect of Magnetic Field on Catalytic Properties in Core-Shell Type Particles. *Frontiers in Chemistry*, (8), 163 https://doi.org/10.3389/fchem.2020.00163

311. Barmina, I., Zake, M., Krishko, V., & Gedrovics, M. (2010). Modification of Wood Pellets and Propane Co-firing in a Magnetic Field. Scientific Journal of Riga Technical University. *Environmental and Climate Technologies*, *4*(1). https://doi.org/10.2478/v10145-010-0012-9

312. Barmina, I., Zake, M., Strautins, U., & Marinaki, M. (2017). Effects of gradient magnetic field on swirling flame dynamics. *Engineering for Rural Development*, 148-154. https://doi.org/10.22616/erdev2017.16.n025

313. Wiatowski, M., Basa, W., Pankiewicz-Sperka, M., Szyja, M., Thomas, H. R., Zagorscak, R., & Kapusta, K. (2024). Experimental study on tar formation during underground coal gasification: Effect of coal rank and gasification pressure on tar yield and chemical composition. *Fuel*, *357*, 130034. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130034

314. Yesmakhanova, L.N., Tulenbayev, M.S., Chernyavskaya, N.P., Beglerova, S.T., Kabanbayev, A.B., Abildayev, A.A., & Maussymbayeva, A.D. (2021). Simulating the coal dust combustion process with the use of the real process parameters. *ARPN Journal of Engineering and Applied Science*s, *16*(22), 2395-2407.

315. Kačur, J., Laciak, M., Durdán, M., Flegner, P., & Frančáková, R. (2023). A review of research on advanced control methods for underground coal gasification processes. *Energies*, *16*(8), 3458. https://doi.org/10.3390/en16083458

316. Giliberti, M., & Lovisetti, L. (2024). Pauli Exclusion Principle. *Old Quantum Theory and Early Quantum Mechanics: A Historical Perspective Commented for the Inquiring Reader*, 353-393. Cham: Springer Nature Switzerland.

317. Sztenkiel, D. (2023). Spin orbital reorientation transitions induced by magnetic field. *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, *572*, 170644. https://doi.org/10.1016/j.jmmm.2023.170644

318. Wang, Y., Mehmood, N., Hou, Z., Mi, W., Zhou, G., Gao, X., & Liu, J. (2022). Electric Field-Driven Rotation of Magnetic Vortex Originating from Magnetic Anisotropy Reorientation. *Advanced Electronic Materials*, *8*(6), 2100561. https://doi.org/10.1002/aelm.202100561

319. Li, P., Jiang, Y., Hu, Y., Men, Y., Liu, Y., Cai, W., & Chen, S. (2022). Hydrogen bond network connectivity in the electric double layer dominates the kinetic pH effect in hydrogen electrocatalysis on Pt. *Nature Catalysis*, *5*(10), 900-911. https://doi.org/10.1038/s41929-022-00846-8

320. Luo, S., Elouarzaki, K., & Xu, Z.J. (2022). Electrochemistry in magnetic fields. *Angewandte Chemie International Edition*, *61*(27), e202203564. https://doi.org/10.1002/anie.202203564

321. Fang, H., Li, S., Ge, T., Liu, Y., Yu, Y., Liu, Y., & Li, L. (2024). Effects of the steam-to-oxygen ratio and the equivalence ratio on underground coal gasification. *Combustion Science and Technology*, *196*(15), 3514-3526. https://doi.org/10.1080/00102202.2023.2177509

322. Lozynskyi, V.H., & Falshtynskyi, V.S. (2024). Analytical justification of the thermochemical interaction between blast reagents and carbon-containing products under the influence of magnetic fields. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 30-36. https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-5/030

323. Markevych, K., Maistro, S., Koval, V., & Paliukh, V. (2022). Mining sustainability and circular economy in the context of economic security in Ukraine *Mining of Mineral Deposits*, *16*(1), 101-113. https://doi.org/10.33271/mining16.01.101

324. Brodny, J., & Tutak, M. (2022). Challenges of the polish coal mining industry on its way to innovative and sustainable development. *Journal of Cleaner Production*, *375,* 134061. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134061

325. Saik, P., Dychkovskyi, R., **Lozynskyi, V.,** Falshtynskyi, V., & Ovcharenko, A. (2024). Achieving climate neutrality in coal mining regions through the underground coal gasification. *E3S Web of Conferences*, (526), 01004. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202452601004

326. Shi, Y., Yuan, X., Tang, Y., Li, Y., Wang, Q., Ma, Q., & Liu, H. (2022). Localized regional life cycle model research for the impacts of carbon dioxide on human health and ecosystem. *Sustainable Production and Consumption*, *29*, 36-45. https://doi.org/10.1016/j.spc.2021.09.019

327. Bascetin, A., Tuylu, S., & Adıguzel, D. (2022). New Technologies in Mining Sustainable Production. Tailings Management and Mining Chemicals. *Engineering Journal of Satbayev University*, 144, 41-50. https://doi.org/10.51301/ejsu.2022.i6.06

328. Uteshov, Y., Galiyev, D., Galiyev, S., Rysbekov, K., & Nauryzbayeva, D. (2021). Potential for increasing the efficiency of design processes for mining the solid mineral deposits based on digitalization and advanced analytics. *Mining of Mineral Deposits*, *15*(2), 102-110. https://doi.org/10.33271/mining15.02.102

329. Zerizghi, T., Guo, Q., Tian, L., Wei, R., & Zhao, C. (2022). An integrated approach to quantify ecological and human health risks of soil heavy metal contamination around coal mining area. *Science of the Total Environment*, *814*, 152653. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.152653

330. Kirin, R., Yevstihnieiev, A., Vyprytskyi, A., & Sieriebriak, S. (2023). Legal aspects of mining in Ukraine: European integration vector. *Mining of Mineral Deposits*, *17*(2), 44-52. https://doi.org/10.33271/mining17.02.044

331. Yang, Y., Cheng, D., Zhang, B., Guan, C., Cheng, X., & Cheng, T. (2023). Coal resource-based cities at the crossroads: Towards a sustainable urban future. *Cities*, *140*, 104424. https://doi.org/10.1016/j.cities.2023.104424

332. Pudasainee, D., Kurian, V., & Gupta, R. (2020). Coal: Past, present, and future sustainable use. *Future Energy*, 21-48. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00002-5

333. Snihur, V., Bondarenko, V., Kovalevska, I., Husiev, O., & Shaikhlislamova, I. (2022). Optimization solution substantiation for resource-saving maintenance of workings. *Mining of Mineral Deposits*, *16*(1), 9-18. https://doi.org/10.33271/mining16.01.009

334. Hamanaka, A., Ishii, Y., Itakura, K.I., Sasaoka, T., Shimada, H., & Widodo, N.P., (2023). Monitoring the gasification area and its behavior in underground coal gasification by acoustic emission technique instead of temperature measurement. *Scientific Reports*, *13*(1), 9757. https://doi.org/10.1038/s41598-023-36937-0

335. Burton, E., Friedmann, J., & Upadhye, R. (2019). Best Practices in Underground Coal Gasification. Lawrence Livermore National Laboratory, 120 p.

336. Zhao, B., Dong, X., Chen, Y., Chen, S., Chen, Z., Peng, Y., & Jiang, X. (2022). Experimental investigation on the pore structure evolution of coal in underground coal gasification process. *ACS Omega*, *7*(13), 11252-11263. https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00157

337. Fisher, S.T. (1979). Electrical induction heating: A new approach to underground coal gasification. *Energy Conversion*, *19(*2), 77-84.

338. Seifi, M., Chen, Z., & Abedi, J. (2015). Large scale simulation of UCG process applying porous medium approach. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, *93*(7), 1311-1325. https://doi.org/10.1002/cjce.22218

339. Ge, T., Wang, C., Liu, M., Liu, D., Gao, E., Wu, S., & Fan, Y. (2024). Study on CRIP process of underground coal gasification coupled with high-power microwave heating. *Coal Science and Technology*, *52*(5), 324-334. https://doi.org/10.12438/cst.2023-0782

340. Lavis, S., & Mostade, M. (2023). Underground coal gasification. *The Coal Handbook*, 323-337. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824328-2.00010-8

341. Mandal, R., Kumar, R., Ansari, M.S., Kumar, D., Chaulya, S.K., Prasad, G.M., & Maity, T. (2020). Underground coal gasification techniques for different geo-mining conditions. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, *23*(2), 199-217. https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2020.105452

342. Li, H., Shi, S., Lin, B., Lu, J., Lu, Y., Ye, Q., & Zhu, X. (2019). A fully coupled electromagnetic, heat transfer and multiphase porous media model for microwave heating of coal. *Fuel Processing Technology*, *189*, 49-61. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2019.03.002

343. Lu, J., Shi, S., Li, H., Lu, Y., Shi, X., Ye, Q., & Li, M. (2022). Thermodynamic analysis of moist coal during microwave heating using coupled electromagnetic, multi-phase heat and mass transfer model. *Chemical Engineering Science*, *255*, 117690. https://doi.org/10.1016/j.ces.2022.117690

344. Mullagaliyeva, L.F., Baimukhametov, S.K., Portnov, V.S., & Yurov, V.M. (2022). On the issue of thermal destruction of coal matter. *Engineering Journal of Satbayev University*, *144*(1), 57-61. https://doi.org/10.51301/ejsu.2022.i1.09

345. Koveria, A., Kieush, L., Hrubyak, A., & Kotsyubynsky, V. (2019). Properties of Donetsk basin hard coals and the products of their heat treatment revealed via Mossbauer spectroscopy. *Petroleum and Coal*, *61*(1), 160-168.

346. Kieush, L., Koveria, A., Boyko, M., Yaholnyk, M., Hrubiak, A., Molchanov, L., & Moklyak, V. (2022). Influence of biocoke on iron ore sintering performance and strength properties of sinter. *Mining of Mineral Deposits*, *16*(2), 55-63. https://doi.org/10.33271/mining16.02.055

347. Koveria, A., Kieush, L., Saik, P., Lozynskyi, V. (2024). Metallurgical Coke Production with Biomass Additives. Part 2. Production and Characterization of Laboratory Biocokes. *Modern Technologies in Energy and Transport. Studies in Systems, Decision and Control*, (510), 287-306. https://doi.org/10.1007/978-3-031-44351-0_15

348. 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.

349. Falshtynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., & Lozynskyi, V. (2021). Optimization of energy efficiency of heat recuperator on the basis of underground coal gasification. *Energy- and resource-saving technologies of developing the raw-material base of mining regions*, 276-293. Petroșani, Romania: Universitas Publishing. https://doi.org/10.31713/m1017

350. Singh, V. (2024). Energy resources. *Textbook of Environment and Ecology*, 185-206. https://doi.org/10.1007/978-981-99-8846-4_12

351. Magdziarczyk, M., Chmiela, A., Dychkovskyi, R., & Smoliński, A. (2024). The cost reduction analysis of green hydrogen production from coal mine underground water for circular economy. *Energies*, *17*(10), 2289. https://doi.org/10.3390/en17102289

352. Bondarenko, V., Griadushchiy, Y., Dychkovskiy, R., Korz, P., & Koval, O. (2007). Advanced experience and direction of mining of thin coal seams in Ukraine. *Technical, Technological and Economical Aspects of Thin-Seams Coal Mining, International Mining Forum*, *2007*, 2-7. https://doi.org/10.1201/noe0415436700.ch1

353. Azadi, M., Northey, S.A., Ali, S.H., & Edraki, M. (2020). Transpa-rency on greenhouse gas emissions from mining to enable climate change mitigation. *Nature Geoscience*, *13*(2), 100-104. https://doi.org/10.1038/s41561-020-0531-3

354. Petlovanyi, M., Sai, K., Malashkevych, D., Popovych, V., & Khorolskyi, A. (2023). Influence of waste rock dump placement on the geomechanical state of underground mine workings. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1156*(1), 012007. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1156/1/012007

355. Pivnyak, G., Bondarenko, V., Kovalevs'ka, I., & Illiashov, M. (2013). *Mining of mineral deposits*. London, United Kingdom: CRC Press, 372 p. https://doi.org/10.1201/b16354

356. Petlovanyi, M., Medianyk, V., Sai, K., Malashkevych, D., & Popovych, V. (2021). Geomechanical substantiation of the parameters for coal auger mining in the protecting pillars of mine workings during thin seams development. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, *16*(15), 1572-1582.

357. Blinderman, M.S., & Klimenko, A.Y. (2017). *Underground coal gasification and combustion*. Amsterdam, the Netherland: Woodhead Publishing, Elsevier, 650 p. https://doi.org/10.1016/C2014-0-03452-1

358. Li, R., Yang, Z., & Duan, Y. (2023). Energy, economic and environmental performance evaluation of co-gasification of coal and biomass negative-carbon emission system. *Applied Thermal Engineering*, *231*, 120917. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120917

359. Dychkovskyi, R., Dyczko, A., & Šoštarić, S.B. (2024). Foreword: Physical and chemical geotechnologies-innovations in mining and energy. *E3S Web of Conferences*, *567,* 00001. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202456700001

360. Mallick, D., Mahanta, P., & Moholkar, V.S. (2017). Co-gasification of coal and biomass blends: Chemistry and engineering. *Fuel*, *204*, 106-128. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.006

361. Blinderman, M.S., & Klimenko, A.Y. (2018). Introduction to underground coal gasification and combustion. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 1-8. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00001-3

362. Wei, J., Wang, M., Wang, F., Song, X., Yu, G., Liu, Y., Vuthaluru, H., Xu, J., Xu, Y., Zhang, H., & Zhang, S. (2021). A review on reactivity characteristics and synergy behavior of biomass and coal co-gasification. *International Journal of Hydrogen Energy*, *46*(33), 17116-17132. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.162

363. Wang, M., Wan, Y., Guo, Q., Bai, Y., Yu, G., Liu, Y., Zhang, H., Zhang, S., & Wei, J. (2021). Brief review on petroleum coke and biomass/coal co-gasification: Syngas production, reactivity characteristics, and synergy behavior. *Fuel*, *304*, 121517. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121517

364. Khan, S., Elkadi, K., & Janajreh, I. (2023). Investigation of the co-gasification behavior of Kentucky coal and palm woody biomass. *Procedia Computer Science*, *224*, 314-321. https://doi.org/10.1016/j.procs.2023.09.042

365. Zhou, T., Zhang, W., Shen, Y., Luo, S., & Ren, D. (2023). Progress in the change of ash melting behavior and slagging characteristics of co-gasification of biomass and coal: A review. *Journal of the Energy Institute*, 101414. https://doi.org/10.1016/j.joei.2023.101414

366. Yang, M., Mousavi, S.M., Fatehi, H., & Bai, X.S. (2023). Numerical simulation of biomass gasification in fluidized bed gasifiers. *Fuel*, *337*, 127104. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127104

367. Rehman, A.U., Unar, I.N., Abro, M., Qureshi, K., Almani, S., & Jatoi, A.S. (2023). Numerical simulations of gasification of low-grade coal and lignocellulosic biomasses in two-stage multi-opposite burner gasifier. *Processes*, *11*(12), 3451. https://doi.org/10.3390/pr11123451

368. Zhang, H., Xiao, Y., Luo, G., Fang, C., Zou, R., Zhang, Y., Li, H., & Yao, H. (2024). Numerical simulation study on chemical ignition process of underground coal gasification. *Energy*, *298*, 131350. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131350

369. Tian, Z.F., Witt, P.J., Schwarz, M.P., & Yang, W. (2017). Numerical modelling of pulverised coal combustion. *Handbook of Multiphase Flow Science and Technology*, 1-35. https://doi.org/10.1007/978-981-4585-86-6_9-2

370. Kurose, R., Watanabe, H., & Makino, H. (2009). Numerical simulations of pulverized coal combustion. *KONA Powder and Particle Journal*, *27*(0), 144-156. https://doi.org/10.14356/kona.2009014

371. Madejski, P. (2018). Coal combustion modelling in a frontal pulverized coal-fired boiler. *E3S Web of Conferences*, *46*, 00010. https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184600010

372. Prokhorov, D.A., & Piralishvili, Sh.A. (2020). Numerical simulation of pulverized coal combustion and comparison with in-furnace measurements. *Fundamental and Innovative Research for Improving Competitive Dignified Nation and Industrial Revolution 4.0*, 040008. https://doi.org/10.1063/5.0000688

373. Chen, G., Wang, H., Luo, K., & Fan, J. (2023). A DNS study of pulverized coal combustion in a hot turbulent environment: Effects of particle size, mass loading and preferential concentration. *Combustion and Flame*, *254*, 112839. https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2023.112839

374. Rabaçal, M., Costa, M., Rieth, M., & Kempf, A.M. (2020). Particle history from massively parallel large eddy simulations of pulverised coal combustion in a large-scale laboratory furnace. *Fuel*, *271*, 117587. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117587

375. Saha, M., Chinnici, A., Dally, B.B., & Medwell, P.R. (2015). Numerical study of pulverized coal mild combustion in a self-recuperative furnace. *Energy & Fuels*, 29(11), 7650-7669. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01644

376. Mikulčić, H., von Berg, E., Vujanović, M., & Duić, N. (2014). Numerical study of co-firing pulverized coal and biomass inside a cement calciner. *Waste Management & Research: The Journal for a Sustainable Circular Economy*, *32*(7), 661-669. https://doi.org/10.1177/0734242x14538309

377. Amritkar, A.R., Tafti, D., & Deb, S. (2012). Particle scale heat transfer analysis in rotary kiln. *Heat Transfer Summer Conference*, 9530962. https://doi.org/10.1115/ht2012-58137

378. Liang, Z., Peng, X., Huang, Z., Chen, J., Li, J., Yi, L., & Huang, B. (2023). Non-isothermal reduction kinetics of low-grade iron ore-coal mini-pellet in a low-temperature rotary kiln process. *Materials Today Communications*, *35*, 105607. https://doi.org/10.1016/j.mtcomm.2023.105607

379. Chang, J., Ma, X., & Li, X. (2023). CPFD modeling of hydrodynamics, combustion and NO_x emissions in an industrial CFB boiler. *Particuology*, *81*, 174-188. https://doi.org/10.1016/j.partic.2022.12.019

380. Sutardi, T., Wang, L., Paul, M.C., & Karimi, N. (2018). Numerical simulation approaches for modelling a single coal particle combustion and gasification. *Engineering Letters*, *26*(2), 257-266.

381. Arasappan, Y. (2022). Mathematical simulation of pulverized coal combustion. *Acta Mechanica Slovaca*, *26*(3), 64-69. https://doi.org/10.21496/ams.2023.008

382. Sakolaree, P., Rattanaphaibun, K., Sukhanonsawas, W., & Sukjai, Y. (2022). Numerical simulation and experimental validation of pulverized coal combustion by using CFD. *II International Scientific Forum on Computer and Energy Sciences (WFCES-II 2021)*, *2656*, 070009. https://doi.org/10.1063/5.0099579

383. Nicolai, H., Li, T., Geschwindner, C., di Mare, F., Hasse, C., Böhm, B., & Janicka, J. (2021). Numerical investigation of pulverized coal particle group combustion using tabulated chemistry. *Proceedings of the Combustion Institute*, *38*(3), 4033-4041. https://doi.org/10.1016/j.proci.2020.06.081

384. Nematollahi, M., Sadeghi, S., Rasam, H., & Bidabadi, M. (2020). Analytical modelling of counter-flow non-premixed combustion of coal particles under non-adiabatic conditions taking into account trajectory of particles. *Energy*, *192*, 116650. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116650

385. Ma, P., Nicolai, H., Huang, Q., Debiagi, P., Berkel, L.L., Stagni, A., Yang, Y., & Li, S. (2024). Numerical investigation on pyrolysis and ignition of ammonia/coal blends during co-firing. *Combustion and Flame*, *261*, 113268. https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2023.113268

386. Zhang, Z., Chang, K., Si, M., Luo, Z., & Cheng, Q. (2024). Study on radiation characteristics of coal fired boiler changing with burnout rate. *Fuel*, *362*, 130883. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.130883

387. Ghose, P., Sahoo, T.K., & Sahu, A.K. (2022). Pulverized coal combustion computational modeling approach: A review. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, *237*(4), 797-818. https://doi.org/10.1177/09576509221132939

388. Cai, R., Luo, K., Watanabe, H., Kurose, R., & Fan, J. (2020). Recent advances in high-fidelity simulations of pulverized coal combustion. *Advanced Powder Technology*, *31*(7), 3062-3079. https://doi.org/10.1016/j.apt.2020.05.001

389. Miura, T. (2023). Simulation of pulverized coal combustion. *Proceeding of Energy and the Environment*, *1998*, 33-38. https://doi.org/10.1615/1-56700-127-0.50

390. Zhang, P., Zhang, H., & Zhang, Y.F. (2024). Kinetic studies of ignition of coal char particle suspension in hot air. *Fuel*, *357*, 129977. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129977

391. Luu, T.D., Shamooni, A., Kronenburg, A., Braig, D., Mich, J., Nguyen, B.D., Scholtissek, A., Hasse, C., Thäter, G., Carbone, M., Frohnapfel, B., & Stein, O.T. (2024). Carrier-phase DNS of ignition and combustion of iron particles in a turbulent mixing layer. *Flow, Turbulence and Combustion*, *112*(4), 1083-1103. https://doi.org/10.1007/s10494-023-00526-y

392. Barraza, C.L., Bula, A.J., & Palencia, A. (2012). Modeling and numerical solution of coal and natural gas co-combustion in a rotary kiln. *Combustion Science and Technology*, *184*(1), 26-43. https://doi.org/10.1080/00102202.2011.615769

393. Macphee, J. E., Sellier, M., Jermy, M., & Tadulan, E. (2009). CFD modeling of pulverized coal combustion in a rotary lime kiln. *Seventh International Conference on CFD in the Minerals and Process Industries, CSIRO, Melbourne, Australia*, *9*(11), 1-6.

394. Sahin, M., Ilbas, M., & Arslan, B. (2024). Entrainment effects on combustion and emission characteristics of turbulent non-premixed ammonia/air and methane/air swirl flames through a developed perforated burner. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, *102*(3), 1066-1077. https://doi.org/10.1002/cjce.25100

395. Meller, D., Engelmann, L., Stein, O.T., & Kempf, A.M. (2023). Exhaust Gas Recirculation (EGR) analysis of a swirl-stabilized pulverized coal flame with focus on NO_x release using FPV-LES. *Fuel*, *343*, 127939. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127939

396. Zhang, H., Lin, H., Zhou, X., Wang, X., Zheng, H., Liu, Y., & Tan, H. (2024). CFD modeling and industry application of a self-preheating pulverized coal burner of high coal concentration and enhanced combustion stability under ultra-low load. *Applied Thermal Engineering*, *253*, 123831. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.123831

397. Lozynskyi, V. (2024). Numerical simulation of carbonaceous raw material combustion in a coal seam channel. *Mining of Mineral Deposits*, *18*(4), 109-124. https://doi.org/10.33271/mining18.04.109

398. Лозинський, В. (2024). Чисельний аналіз температури стінки підземного каналу при спалюванні вугільного пилу. *Збірник наукових праць НГУ*, 79. https://doi.org/10.33271/crpnmu/74.069

399. Zhao, L.M., Liang, J., & Qian, L.X. (2013). Model test study of underground co-gasification of coal and oil shale. *Applied Mechanics and Materials*, (295), 3129-3136. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.295-298.3129

400. Huber, G.W., Iborra, S., & Corma, A. (2006). Synthesis of transportation fuels from biomass: chemistry, catalysts, and engineering. *Chemical reviews*, *106*(9), 4044-4098. https://doi.org/10.1021/cr068360d

401. Kumabe, K., Hanaoka, T., Fujimoto, S., Minowa, T., & Sakanishi, K. (2007). Co-gasification of woody biomass and coal with air and steam. *Fuel*, *86*(5-6), 684-689. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2006.08.026

402. Yang, H., Yan, R., Chen, H., Lee, D.H., & Zheng, C. (2007). Characteristics of hemicellulose, cellulose and lignin pyrolysis. *Fuel*, *86*(12-13), 1781-1788. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2006.12.013

403. McKendry, P. (2002). Energy production from biomass (part 3): gasification technologies. *Bioresource technology*, *83*(1), 55-63. https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00120-1

404. Pinto, F., Franco, C., Andre, R.N., Tavares, C., Dias, M., Gulyurtlu, I., & Cabrita, I. (2003). Effect of experimental conditions on co-gasification of coal, biomass and plastics wastes with air/steam mixtures in a fluidized bed system. *Fuel*, *82*(15-17), 1967-1976. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(03)00160-1

405. Li, K., Zhang, R., & Bi, J. (2010). Experimental study on syngas production by co-gasification of coal and biomass in a fluidized bed. *International journal of hydrogen energy*, *35*(7), 2722-2726. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.04.046

406. Vélez, J.F., Chejne, F., Valdés, C.F., Emery, E.J., & Londoño, C.A. (2009). Co-gasification of Colombian coal and biomass in fluidized bed: An experimental study. *Fuel*, 88(3), 424-430. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2008.10.018

407. Pan, Y.G., Velo, E., Roca, X., Manya, J.J., & Puigjaner, L. (2000). Fluidized-bed co-gasification of residual biomass/poor coal blends for fuel gas production. *Fuel*, *79*(11), 1317-1326. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(99)00258-6

408. Gil, J., Corella, J., Aznar, M.P., & Caballero, M.A. (1999). Biomass gasification in atmospheric and bubbling fluidized bed: effect of the type of gasifying agent on the product distribution. *Biomass and bioenergy*, *17*(5), 389-403. https://doi.org/10.1016/S0961-9534(99)00055-0

409. Tomeczek, J., Kudzia, W., Gradoń, B., & Remarczyk, L. (1987). The influence of geometrical factors and feedstock on gasification in a high temperature fluidised bed. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, *65*(5), 785-790. https://doi.org/10.1002/cjce.5450650512

410. 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

411. 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

412. Setioputro, N. T., Yohana, E., Ariyanto, H. D., & Kosim, M. (2025). Effect of soaked biomass on gasification temperature performance in an open-downdraft gasifier. *Bioresource Technology*, *415*, 131651. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2024.131651

413. Saik, P., Dychkovskyi, R., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, 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

414. Saik, P., Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., & Lozynskyi, V. (2015). Revisiting the preservation of uniformity advance of combustible face. *Mining of Mineral Deposits*, *9*(4), 487-492. https://doi.org/10.15407/mining09.04.487

415. Su, F. Q., Hamanaka, A., Itakura, K. I., Deguchi, G., Sato, K., & Kodama, J. I. (2017). Evaluation of coal combustion zone and gas energy recovery for underground coal gasification (UCG) process. *Energy & Fuels*, *31*(1), 154-169. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01922

416. Feng, L., Dong, M., Wang, B., & Qin, B. (2023). Gas production performance of underground coal gasification with continuously moving injection: Effect of direction and speed. *Fuel*, 347, 128425. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128425

417. Wang, Z.T., Fu, Z.K., Jiao, J.L., Li, D.H., & Huo, L.W. (2008). Micro-seismic monitoring on position situation of flame working face in underground coal gasification. *Journal of mining and safety engineering*, *25*(4), 394-399.

418. Biswas, A.K., Suksuwan, W., Phoungthong, K., & Wae-hayee, M. (2021). Effect of equivalent ratio (ER) on the flow and combustion characteristics in A typical underground coal gasification (UCG) cavity. *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*, *86*(2), 28-38. https://doi.org/10.37934/arfmts.86.2.2838

419. Xin, L., Wang, B., Li, J., Niu, M., Shang, Z., Xu, W., Wang, X., & Li, H. (2024). Modeling Test of Combustion Cavity Growth during Underground Coal Gasification in the Early Stage of Ignition. *ACS Omega*, *9*(3), 3691-3700. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07686

420. Hsu, C., Davies, P. T., Wagner, N. J., & Kauchali, S. (2014). Investigation of cavity formation in lump coal in the context of underground coal gasification. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, *114*(4), 305-310.

421. Cui, Y., Liang, J., Wang, Z., Zhang, X., Fan, C., & Wang, X. (2014). Experimental forward and reverse in situ combustion gasification of lignite with production of hydrogen-rich syngas. *International Journal of Coal Science & Technology*, *1*(1), 70-80. https://doi.org/10.1007/s40789-014-0011-8

422. Dobbs, R.L.I., & Krantz, W.B. (1990). *Combustion front propagation in underground coal gasification* (No. DOE/PC/90512-2942). Colorado Univ., Boulder, CO (USA). Dept. of Chemical Engineering. https://doi.org/10.2172/6035494

423. Blinderman, M.S., Saulov, D.N., & Klimenko, A.Y. (2008). Exergy optimisation of reverse combustion linking in underground coal gasification. *Journal of the Energy Institute*, *81*(1), 7-13. https://doi.org/10.1179/174602208x269427

424. Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Saik, P., Lozynskyi, V., Sulaiev, V., & Cabana, E.C. (2019). The Concept of Mining Enterprises Progress on the Basis of Underground Coal Gasification Method Characteristic. *Solid State Phenomena*, (291), 155-172. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/SSP.291.137

425. Tabachenko, M., Saik, P., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., & Dychkovskyi, R. (2016). Features of setting up a complex, combined and zero-waste gasifier plant. *Mining of Mineral Deposits*, *10*(3), 37-45. https://doi.org/10.15407/mining10.03.037

426. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., Saik, P., & Lozynskyi, V. (2025). Aspects of co-utilization of solid waste and coal through underground gasification. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1457*(1), 012002. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1457/1/012002

427. Saik, P., Falshtynskyi, V., Lozynskyi, V., Dychkovskyi, R., Berdnyk, M., & Cabana, E. (2023). Substantiating the operating parameters for an underground gas generator as a basic segment of the mining energy-chemical complex. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *1156*(1), 012021. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1156/1/012021

428. Лозинський, В., Фальштинський, В., Саїк, П., & Дичковський, Р. (2024). *Інтенсифікація процесу газифікації вуглецевмісної сировини фізичними полями.* Дніпро, Україна: Герда, 104 с. ISBN 978-617-8185-18-3. https://doi.org/10.33271/DUT.008

429. Chen, L., Li, Z., Wen, T., Yu, W., Qiu, P., & Sun, S. (2024). Investigation on Nitrogen Chemistry Modeling in Coal Combustion Process with CPD Calculation. *Combustion Science and Technology*, 1-16. https://doi.org/10.1080/00102202.2024.2407585

430. Smoot, L.D., & Smith, P.J. (2013). *Coal combustion and gasification*. Springer Science & Business Media. https://doi.org/10.1007/978-1-4757-9721-3

431. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Кабана, Е.К. (2020). *Спосіб утилізації відходів при газифікації вугілля*. Патент на винахід UA №121987, Опубл. 25.08.2020. Бюл. №16. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1449306/

432. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г., & Дичковський, Р.О. (2021). *Спосіб утилізації відходів при підземній газифікації твердого палива*. Патент на винахід UA №124678, Опубл. 27.10.2021. Бюл. №43. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1635210/

433. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., & Лозинський, В.Г. (2024). *Спосіб підземної газифікації твердого палива*. Патент на винахід UA №127929, Опубл. 14.02.2024. Бюл. №7. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1784136/

434. Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г., & Янкін, Д.С. (2024). *Трубопровід для підземної газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №159882, Опубл. 16.07.2025. Бюл. №25. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1866376/

435. Лозинський, В.Г., Саїк, П.Б., Фальштинський, В.С., & Дичковський, Р.О. (2023). *Спосіб підземної газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №152841, Опубл. 19.04.2023. Бюл. №16. Режим доступу: https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1733061/

436. Lozynskyi, V., Medianyk, V., Saik, P., Rysbekov, K., & Demydov, M. (2020). Multivariance solutions for designing new levels of coal mines. *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik, 35*(2), 23-32. https://doi.org/10.17794/rgn.2020.2.3

437. He, Z., Caifang, W., Xiuming, J., & Zhenzhi W. (2022). Construction of geological selection index system and evaluation technology of favorable area for underground coal gasification. *Earth Science*, *47*(5), 1777-1790. https://doi.org/10.3799/dqkx.2021.112

438. Chen, X., Zhao, S., Liu, Z., & Chen, G. (2024). Research on evaluation technology system of mid-deep underground coal gasification based on researchers from China. *Heliyon*, *10*(12), e33248-e33248. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e33248

439. Lozynskyi, V. (2025). Multi-criteria assessment of coal seams suitability for co-gasification using the preference selection index. *Heliyon*, 11(10). https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2025.e43368

440. Pei, P., Nasah, J., Solc, J., Korom, S.F., Laudal, D., & Barse, K. (2016). Investigation of the feasibility of underground coal gasification in North Dakota, United States. *Energy Conversion and Management*, *113*, 95-103. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.053

441. Biswas, A.K., Islam, M.R., & Habib, M.A. (2023). An analytical investigation of critical factors to prioritize coalfields for Underground Coal Gasification–Bangladesh case. *Heliyon*, *9*(7). https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e18416

442. Shuqin, L., Suzhen, S., Guoxu, F., Jian, F., Mingxuan, L., & Wei, G. (2019). Geological site selection and evaluation for underground coal gasification. *Journal of China Coal Society*, (8), 2531-2538. https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.KJ19.0569

443. Mastalerz, M., Drobniak, A., Parke, M., & Rupp, J. (2011). Site evaluation of subsidence risk, hydrology, and characterization of Indiana coals for underground coal gasification (UCG). *Final report to CCTR*, 165 p.

444. Couch, G.R. (2009). Progress with underground coal gasification (UCG). *International conference on clean coal technologies*, 1-8.

445. Burton, E.A., Upadhye, R., & Friedmann, S.J. (2019). *Best practices in underground coal gasification (No. LLNL-TR-225331)*. Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, United States.

446. Pivnyak, G., Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Saik, P., Lozynskyi, V., Cabana, E.C., & Koshka, O. (2020). Conditions of suitability of coal seams for underground coal gasification. *Key Engineering Materials*, *844*, 38-48. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.844.38

447. Saaty, T.L. (1977). A scaling method for priorities in hierarchical structures. *Journal of mathematical psychology*, *15*(3), 234-281. https://doi.org/10.1016/0022-2496(77)90033-5

448. Saaty, T.L., & Vargas, L.G. (2006). *Decision making with the analytic network process*, (282). Berlin, Germany: Springer Science + Business Media, LLC. https://doi.org/10.1007/978-1-4614-7279-7

449. Uzun, B., Taiwo, M., Syidanova, A., & Uzun Ozsahin, D. (2021). The technique for order of preference by similarity to ideal solution (TOPSIS). *Application of multi-criteria decision analysis in environmental and civil engineering*, 25-30. https://doi.org/10.1007/978-3-030-64765-0_4

450. Ozdemir, A.C. (2023). Use of integrated AHP-TOPSIS method in selection of optimum mine planning for open-pit mines. *Archives of Mining Sciences*, *68*(1), 35-53. https://doi.org/10.24425/ams.2023.144316

451. Uzun, B., & Uzun Ozsahin, D. (2021). Vlse criterion optimization and compromise solution in Serbian (VIKOR). *Application of Multi-Criteria Decision Analysis in Environmental and Civil Engineering*, 43-46. https://doi.org/10.1007/978-3-030-64765-0_7

452. Uzun, B., Bwiza, R.A., & Uzun Ozsahin, D. (2021). ELimination Et Choix Traduisant La REalité (ELECTRE). *Application of Multi-Criteria Decision Analysis in Environmental and Civil Engineering*, 31-36. https://doi.org/10.1007/978-3-030-64765-0_5

453. Uzun, B., Almasri, A., & Uzun Ozsahin, D. (2021). Preference ranking organization method for enrichment evaluation (promethee). *Application of Multi-Criteria Decision Analysis in Environmental and Civil Engineering*, 37-41. https://doi.org/10.1007/978-3-030-64765-0_6

454. Chakraborty, S., Chatterjee, P., & Das, P.P. (2024). Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation (Promethee). *Multi-Criteria Decision-Making Methods in Manufacturing Environments*, 123-145. https://doi.org/10.1201/9781003377030-11

455. Thakkar, J.J., & Thakkar, J.J. (2021). Decision-making trial and evaluation laboratory (DEMATEL). *Multi-criteria decision making*, 139-159. https://doi.org/10.1007/978-981-33-4745-8_9

456. Cook, W.D., & Seiford, L.M. (2009). Data envelopment analysis (DEA) – Thirty years on. *European journal of operational research*, *192*(1), 1-17. https://doi.org/10.1016/j.ejor.2008.01.032

457. Chakraborty, S., Chatterjee, P., & Das, P.P. (2024). Preference selection index (PSI) method. *Multi-Criteria Decision-Making Methods in Manufacturing Environments*, 213-219. https://doi.org/10.1201/9781003377030-19

458. Arroyo, F., Font, O., Fernández-Pereira, C., Querol, X., Juan, R., Ruiz, C., & Coca, P. (2009). Germanium recovery from gasification fly ash: Evaluation of end-products obtained by precipitation methods. *Journal of Hazardous Materials*, 167(1-3), 582-588. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.01.021

459. Guo, X., Tang, Y., Wang, Y., Eble, C. F., Finkelman, R. B., Huan, B., & Pan, X. (2021). Potential utilization of coal gasification residues from entrained-flow gasification plants based on rare earth geochemical characteristics. *Journal of Cleaner Production*, 280, 124329. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124329

460. Bielowicz, B. (2021). Selected critical raw materials in waste from coal gasification in Poland. *Energies*, *14*(23), 8071. https://doi.org/10.3390/en14238071

461. Reed, G.P., Dugwell, D.R., & Kandiyoti, R. (2001). Control of trace elements in gasification: distribution to the output streams of a pilot scale gasifier. Energy & fuels, 15(4), 794-800. https://doi.org/10.1021/ef000156k

462. Font, O., Querol, X., López-Soler, A., Chimenos, J.M., Fernández, A.I., Burgos, S., & Peña, F. G. (2005). Ge extraction from gasification fly ash. *Fuel*, 84(11), 1384-1392. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.06.041

463. Lee, S., Speight, J.G., & Loyalka, S.K. (2007). *Handbook of Alternative Fuel Technologies*. CRC Press. https://doi.org/10.1201/9781420014518

464. Palmer, R., & Brookes, R. (2002). Incremental innovation: a case study analysis. *Journal of Database Marketing & Customer Strategy Management*, *10*(1), 71-83. https://doi.org/10.1057/palgrave.jdm.3240095

465. Bukreieva, D., Saik, P., Lozynskyi, V., Cabana, E., & Stoliarska, O. (2022). Assessing the effectiveness of innovative projects implementation in the development of coal deposits by geotechnology of underground gasification. *IOP*

Conference Series: Earth and Environmental Science, (970), 012031. https://doi.org/10.1088/1755-1315/970/1/012031

466. Acemoglu, D., Akcigit, U., & Celik, M.A. (2022). Radical and incremental innovation: The roles of firms, managers, and innovators. *American Economic Journal: Macroeconomics*, *14*(3), 199-249. https://doi.org/10.1257/mac.20170410

467. Su, T., Meng, L., Wang, K., & Wu, J. (2023). The role of green credit in carbon neutrality: evidence from the breakthrough technological innovation of renewable energy firms. *Environmental Impact Assessment Review*, *101*, 107135. https://doi.org/10.1016/j.eiar.2023.107135

ДОДАТОК А

Результати розрахунків матеріально-теплового балансу

Склад дуття, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м. куб.	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, нм. куб./кг вугілля	об'ємні %
O_2	21	1,42904	1,55	1,08	18,8
N_2	79	1,2505	5,83	4,66	81,2
CO_2	0	1,9768	0	0	0
H_2O	0	0,8041	0	0	0
Усього	100	1,2879934	7,38	5,74	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
вугілля: 100кг повітря: 738 кг Усього: 838 кг	CO_2	44	4,0292	177,28	89,68	14,84	1591,5
	H_2O	18	1,9794	35,63	44,31	7,33	456,2
	SO_2	64	0,0244	1,56	0,53	0,09	7,2
	N_2	28	20,9869	587,63	469,92	77,74	
	Усього	-	27,0199	802,1	604,44	-	
	зола	-	-	38,39	-	-	
	Разом	-	-	840,49	-	-	2054,9

Матеріальний баланс відновної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
Продукти горіння окислювальної зони: 802,1 кг вугілля: 149,13 кг Усього: 951,23 кг	H_2	2	1,6721	3,34	37,16	11,7	69,9
	CH_4	16	1,5965	25,54	35,63	6,51	327,3
	CO	28	6,7692	189,54	151,63	17,13	-880
	N_2	28	20,9869	587,63	469,92	58,72	
	H_2S	34	0,0644	2,19	1,42	0,15	-1,4
	CO_2	44	1,6721	73,57	37,22	5,04	-419,6
	O_2	32	0,2466	7,89	5,52	0,75	
	Усього	-	33,01	889,7	738,5	-	
	зола	-	-	57,25	-	-	
	Разом	-	-	946,95	-	-	-903,8

Показники процесу газифікації

Вихід газу з газогенератора, м куб / кг вугілля	2,96
Нижча температура згоряння, МДж/м.куб вугілля	5,81
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	23,74
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	73,53
Енергія окислювальної зони, МДж	1545,41
Енергія відновної зони, МДж	-565,51
Вміст вологи продуктів СПГВ, кг/м.куб.	0,37
Інтенсивність газифікації, т/год	27,61

Склад дуття, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м. куб.	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, нм. куб./кг вугілля	об'ємні %
O_2	42	1,42904	1,55	1,08	38,7
N_2	58	1,2505	2,14	1,71	61,3
CO_2	0	1,9768	0	0	0
H_2O	0	0,8041	0	0	0
Усього	100	1,3254868	3,69	2,79	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
вугілля: 100кг повітря: 369 кг Усього: 469 кг	CO_2	44	4,0292	177,28	89,68	28,98	1591,5
	H_2O	18	1,9794	35,63	44,31	14,32	456,2
	SO_2	64	0,0244	1,56	0,53	0,17	7,2
	N_2	28	7,812	218,74	174,92	56,53	
	Усього	-	13,845	433,21	309,44	-	
	зола	-	-	38,39	-	-	
	Разом	-	-	471,6	-	-	2054,9

Матеріальний баланс відновної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
Продукти горіння окислювальної зони: 433,21 кг вугілля: 149,13 кг Усього: 582,34 кг	H_2	2	1,6721	3,34	37,16	19,2	69,9
	CH_4	16	1,5965	25,54	35,63	7,53	327,3
	CO	28	6,7692	189,54	151,63	23,01	-880
	N_2	28	7,812	218,74	174,92	40,62	
	H_2S	34	0,0644	2,19	1,42	0,21	-1,4
	CO_2	44	1,6721	73,57	37,22	8,19	-419,6
	O_2	32	0,2466	7,89	5,52	1,24	
	Усього	-	19,83	520,81	443,5	-	
	зола	-	-	57,25	-	-	
	Разом	-	-	578,06	-	-	-903,8

Показники процесу газифікації

Вихід газу з газогенератора, м куб / кг вугілля	1,78
Нижча температура згоряння, МДж/м.куб вугілля	7,72
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	27,64
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	96,7
Енергія окислювальної зони, МДж	2698,73
Енергія відновної зони, МДж	-565,51
Вміст вологи продуктів СПГВ, кг/м.куб.	0,52
Інтенсивність газифікації, т/год	73,32

Склад дуття, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м. куб.	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, нм. куб./кг вугілля	об'ємні %
O_2	65	1,42904	1,55	1,08	62,1
N_2	35	1,2505	0,83	0,66	37,9
CO_2	0	1,9768	0	0	0
H_2O	0	0,8041	0	0	0
Усього	100	1,366551	2,38	1,74	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
вугілля: 100кг повітря: 238 кг Усього: 338 кг	CO_2	44	4,0292	177,28	89,68	43,87	1591,5
	H_2O	18	1,9794	35,63	44,31	21,67	456,2
	SO_2	64	0,0244	1,56	0,53	0,26	7,2
	N_2	28	3,1226	87,43	69,92	34,2	
	Усього	-	9,1556	301,9	204,44	-	
	зола	-	-	38,39	-	-	
	Разом	-	-	340,29	-	-	2054,9

Матеріальний баланс відновної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
Продукти горіння окислювальної зони: 301,9 кг вугілля: 149,13 кг Усього: 451,03 кг	H_2	2	1,6721	3,34	37,16	19,61	69,9
	CH_4	16	1,5965	25,54	35,63	10,92	327,3
	CO	28	6,7692	189,54	151,63	26,84	-880
	N_2	28	3,1226	87,43	69,92	29,74	
	H_2S	34	0,0644	2,19	1,42	0,24	-1,4
	CO_2	44	1,6721	73,57	37,22	11,02	-419,6
	O_2	32	0,2466	7,89	5,52	1,63	
	Усього	-	15,14	389,5	338,5	-	
	зола	-	-	57,25	-	-	
	Разом	-	-	446,75	-	-	-903,8

Показники процесу газифікації

Вихід газу з газогенератора, м куб / кг вугілля	1,36
Нижча температура згоряння, МДж/м.куб вугілля	9,51
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	38,05
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	93,64
Енергія окислювальної зони, МДж	3336,56
Енергія відновної зони, МДж	-565,51
Вміст вологи продуктів СПГВ, кг/м.куб.	0,6
Інтенсивність газифікації, т/год	94,62

Склад дуття, % мас.

Склад суміші	Витрата суміші				
	масові %	щільність, кг/м. куб.	витрата суміші, кг/кг вугілля	витрата суміші, нм. куб./кг вугілля	об'ємні %
O_2	42	1,42904	1,55	1,08	36,5
N_2	48	1,2505	1,77	1,42	48,0
CO_2	0	1,9768	0	0	0
H_2O	10	0,8041	0,37	0,46	15,5
Усього	100	1,366551	3,69	2,96	100

Матеріальний баланс окислювальної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
вугілля: 100кг повітря: 369 кг Усього: 469 кг	CO_2	44	4,0292	177,28	89,68	27,47	1591,5
	H_2O	18	4,035	72,63	90,32	27,67	456,2
	SO_2	64	0,0244	1,56	0,53	0,16	7,2
	N_2	28	6,5168	182,47	145,92	44,7	
	Усього	-	14,6054	433,94	326,45	-	
	зола	-	-	38,39	-	-	
	Разом	-	-	472,33	-	-	2054,9

Матеріальний баланс відновної зони

Надійшло речовин, кг	Вихід продуктів горіння						
	склад	молекулярна маса	кіломоль	кг	м. куб	% м. куб	енергія реакцій
Продукти горіння окислювальної зони: 433,9 кг вугілля: 200,15 кг Усього: 634,09 кг	H_2	2	2,7173	5,43	60,42	20,82	113,6
	CH_4	16	2,6017	41,63	58,08	7,57	533,3
	CO	28	6,7744	189,69	151,74	23,69	-880,7
	N_2	28	6,5168	182,47	145,92	34,87	
	H_2S	34	0,0744	2,53	1,64	0,25	-1,6
	CO_2	44	2,7173	119,56	60,48	11,36	-233,5
	O_2	32	0,3116	9,97	6,98	1,44	
	Усього	-	21,71	551,27	485,26	-	
	зола	-	-	76,84	-	-	
	Разом	-	-	628,11	-	-	-468,9

Показники процесу газифікації

Вихід газу з газогенератора, м куб / кг вугілля	1,62
Нижча температура згоряння, МДж/м.куб вугілля	8,04
Втрати енергії за рахунок розсіювання у вміщуючі породи, %	39,47
Хімічний ККД процесу ПГВ, %	98.14
Енергія окислювальної зони, МДж	2884,15
Енергія відновної зони, МДж	-580,02
Вміст вологи продуктів СПГВ, кг/м.куб.	0,53
Інтенсивність газифікації, т/год	73,62

ДОДАТОК Б

Документи, що підтверджують практичну цінність

УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **121987** (13) **C2**

(51) МПК (2020.01)
B09B 3/00
F23G 5/02 (2006.01)
E21B 43/295 (2006.01)

МІНІСТЕРСТВО РОЗВИТКУ ЕКОНОМІКИ, ТОРГІВЛІ ТА СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(21) Номер заявки: **a 2017 11088**
(22) Дата подання заявки: **13.11.2017**
(24) Дата, з якої є чинними права на винахід: **25.08.2020**
(41) Публікація відомостей про заявку: **27.05.2019, Бюл.№ 10**
(46) Публікація відомостей про видачу патенту: **25.08.2020, Бюл.№ 16**

(72) Винахідник(и):
Фальштинський Володимир Сергійович (UA),
Саїк Павло Богданович (UA),
Дичковський Роман Омелянович (UA),
Лозинський Василь Григорович (UA),
Едгар Касерес Кабана (UA)

(73) Власник(и):
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ"ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА",
просп. Д. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49000 (UA)

(56) Перелік документів, взятих до уваги експертизою:
RU 2156406 C1, 20.09.2000
Писаренко М.В. Подземная газификация угля и резиносодержащих отходов / FORUM OF MINING ENGINEERS International Scientific And Technical Conference/ ТОМ 1. Пленарне засідання. Технології підземного видобутку корисних копалин. Екологічні і правові проблеми техногенно навантажених регіонів. Технології економічного і безпечного використання електроенергії. Автоматизація у гірництві. Проблеми інженерної освіти на сучасному етапі розвитку суспільства. - 2012. - С. 72-73.
UA 104948 U, 25.02.2016
RU 2177544 C2, 27.12.2001
RU 2103604 C1, 27.01.1998
DE 2533658 A1, 10.02.1977
CN 203030615 U, 03.07.2013
CN 103244178 A, 14.08.2013

UA 121987 C2

(54) СПОСІБ УТИЛІЗАЦІЇ ВІДХОДІВ ПРИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

(57) Реферат:

Винахід належить до охорони навколишнього середовища, а саме стосується утилізації відходів у підземних газогенераторах при газифікації вугілля на місці залягання пластів. Спосіб утилізації відходів при газифікації вугілля включає накопичення відходів, їх подрібнення, подачу у підземний газогенератор та подальший відвід отриманого газу. Спосіб характеризується тим, що подрібнені відходи транспортують по вертикальній свердловині до підземного простору шахти з наступною кріогенною підготовкою рідким азотом до кристалізаційного стану та подальшим подрібненням до пилкоподібного стану, в якому здійснюють подачу у дуттьову

УКРАЇНА

(19) UA (11) 124678 (13) C2

(51) МПК (2021.01)
B09B 3/00
F23G 5/02 (2006.01)
E21B 43/295 (2006.01)

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ
ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО "УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(21) Номер заявки: **a 2019 06686**
(22) Дата подання заявки: **13.06.2019**
(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: **28.10.2021**
(41) Публікація відомостей про заявку: **28.12.2020, Бюл.№ 24**
(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: **27.10.2021, Бюл.№ 43**

(72) Винахідник(и):
Фальштинський Володимир Сергійович (UA),
Саїк Павло Богданович (UA),
Лозинський Василь Григорович (UA),
Дичковський Роман Омелянович (UA)

(73) Володілець (володільці):
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА",
просп. Д. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49005 (UA)

(56) Перелік документів, взятих до уваги експертизою:
GB 2422602 A, 02.08.2006
RU 2156406 C1, 20.02.2009
KZ 15862, 15.06.2005
Писаренко М.В. Подземная газификация угля и резиносодержащих отходов / FORUM OF MINING ENGINEERS International Scientific And Technical Conference/ ТОМ 1. Пленарне засідання. Технології підземного видобутку корисних копалин. Екологічні і правові проблеми техногенно навантажених регіонів. Технології економічного і безпечного використання електроенергії. Автоматизація у гірництві. Проблеми інженерної освіти на сучасному етапі розвитку суспільства.– 2012.– С. 72-73. [Інтернет-публікація] URL: http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/150111 (знайдено 16.06.2021)

UA 124678 C2

(54) СПОСІБ УТИЛІЗАЦІЇ ВІДХОДІВ ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

(57) Реферат:

Винахід належить до охорони навколишнього середовища, а саме до переробки та утилізації побутових та промислових відходів при газифікації твердого палива. Спосіб включає виймання вугілля та заповнення виробленого простору відходами, їх ізоляцію, проведення дуттьової та газовідвідної свердловин та газифікацію відходів, при цьому попередньо відходи розділяють та подрібнюють, а в дуттьовій та газовідвідній свердловинах монтують плазмотрон на гнучкому трубопроводі, задають діапазон температур при досягненні, якого здійснюють процес газифікації вибраної сировини і управління активністю зон вогневого вибою газогенератора в безперервному процесі за довжиною стовпа газифікації. Технічний результат: спрощення

УКРАЇНА

(19) UA (11) 127929 (13) C2

(51) МПК
E21B 43/295 (2006.01)

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ ДЕРЖАВНА ОРГАНІЗАЦІЯ "УКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ОФІС ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ ТА ІННОВАЦІЙ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(21) Номер заявки: **a 2021 00689**

(22) Дата подання заявки: **17.02.2021**

(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: **15.02.2024**

(41) Публікація відомостей про заявку: **17.08.2022, Бюл.№ 33**

(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: **14.02.2024, Бюл.№ 7**

(72) Винахідник(и):
Фальштинський Володимир Сергійович (UA),
Саїк Павло Богданович (UA),
Дичковський Роман Омелянович (UA),
Лозинський Василь Григорович (UA)

(73) Володілець (володільці):
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА",
просп. Д. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49005 (UA)

(56) Перелік документів, взятих до уваги експертизою:
Innovative aspects of underground coal gasification technology in mine conditions / V. Falshtynskyi et al. // Mining of mineral deposits. 2018. Vol. 12. Issues 2. P. 68-75.
UA a201505695, 12.12.2016
UA 89276 C2, 11.01.2010
UA 89850 C2, 10.03.2010
UA 22162 C2, 16.10.2000
CN 111827956 A, 27.10.2020
CN 111305809 A, 19.07.2020
WO 2012109711 A1, 23.08.2012
CN 108518211 A, 11.09.2018

UA 127929 C2

(54) СПОСІБ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

(57) Реферат:

Спосіб газифікації твердого палива належить до гірничої промисловості.
Спосіб включає буріння експлуатаційних свердловин, збійку між ними реакційним каналом, монтаж гнучкого керованого трубопроводу, запалювання пласта, подачу дуття газифікацію твердого палива та одержання штучного генераторного газу. Попередньо формують камеру підготовки дуття на магістральному штреку для розміщення системи підготовки дуттьових сумішей. У відкотному штреку встановлюють платформу зі шківами тертя для посування гнучкого трубопроводу, що виконано карбоновим і сполучено з дозатором-змішувачем дуттьових сумішей.
Забезпечується зменшення затрат та підвищення ергономічності праці при підготовці та монтажі шахтного газогенератора; збільшується маневреність та автоматизація, в тому числі управління процесами подачі дуттьової суміші до реакційного каналу, що суттєво впливає на керованість, направленість та селективність процесу газифікації дуже тонких і тонких пластів твердого палива; забезпечується високий ступінь збалансованості процесу; зменшується час на процеси розпалювання, газифікації та реверсу при газифікації пласта твердого палива; зменшуються втрати дуття, генераторного газу та вугілля.

УКРАЇНА

(19) UA (11) 159882 (13) U

(51) МПК
E21B 43/295 (2006.01)
E21B 43/24 (2006.01)

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ ДЕРЖАВНА ОРГАНІЗАЦІЯ "УКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ОФІС ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ ТА ІННОВАЦІЙ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: **u 2024 05393**

(22) Дата подання заявки: **14.11.2024**

(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: **17.07.2025**

(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: **16.07.2025, Бюл.№ 29**

(72) Винахідник(и):
Саїк Павло Богданович (UA),
Лозинський Василь Григорович (UA),
Янкін Дмитро Валентинович (UA)

(73) Володілець (володільці):
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА",
просп. Дмитра Яворницького, 19, м. Дніпро, 49000 (UA)

(54) ТРУБОПРОВІД ДЛЯ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

(57) Реферат:

Трубопровід для підземної газифікації твердого палива складається з гнучкого трубопроводу, з'єднаного з перфорованою жаростійкою насадкою різьбовим з'єднання. На зовнішній стінці перфорованої жаростійкої насадки, у місці дуттьових отворів, з протилежного боку кріплення перфорованої жаростійкої насадки до гнучкого трубопроводу під кутом монтують металеві пластини у вигляді розсіювальної лінзи.

UA 159882 U

УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **152841** (13) **U**

(51) МПК
E21B 43/295 (2006.01)

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ ДЕРЖАВНА ОРГАНІЗАЦІЯ "УКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ОФІС ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ ТА ІННОВАЦІЙ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: **u 2022 01381**

(22) Дата подання заявки: **29.04.2022**

(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: **20.04.2023**

(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: **19.04.2023, Бюл.№ 16**

(72) Винахідник(и):
Лозинський Василь Григорович (UA),
Саїк Павло Богданович (UA),
Фальштинський Володимир Сергійович (UA),
Дичковський Роман Омелянович (UA)

(73) Володілець (володільці):
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА",
просп. Д. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49000 (UA)

(54) СПОСІБ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

(57) Реферат:

Спосіб підземної газифікації твердого палива включає буріння дуттьової та газовідвідної свердловин по пласту твердого палива, їх збійку між собою реакційним каналом, розпалювання вугільного пласта, газифікацію. Попередньо визначають напружено-деформований стан гірського масиву, з урахуванням якого встановлюють приконтурну зону розсіювання напружень для системи "гірський масив-вугільний пласт-експлуатаційна свердловина", згідно з якою визначають місця закладання експлуатаційних свердловин та подальшої збійки.

UA 152841 U

ДОДАТОК В

Документи, що підтверджують впровадження результатів

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
«20» 06 2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Генеральний директор
ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»
Сергій ВОРОНІН
«18» 07 2025 р.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗУ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОЦЕСУ ПІДЗЕМНОЇ КОГАЗИФІКАЦІЇ З ОРІЄНТАЦІЄЮ НА ОТРИМАННЯ ВОДНЮ

Дніпро – 2025

УДК 622.278:662.769

Методика прогнозу ефективності процесу підземної когазифікації з орієнтацією на отримання водню / Лозинський В.Г., Саїк П.Б. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2025 – 28 с.

Розроблена методика на основі аналітичних та лабораторних досліджень дає змогу визначати параметри керування процесом когазифікації з метою встановлення ефективності ведення процесу термохімічного перетворення вугілля на генераторний газ.

Методика призначена для широкого кола співробітників науково-дослідних інститутів і проєктних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств, а також може бути корисною для викладачів, аспірантів, магістрів і студентам гірничих спеціальностей закладів вищої освіти.

Друкується у редакційній обробці авторів.

© Лозинський В.Г., Саїк П.Б., 2025
© НТУ «Дніпровська політехніка», 2025

ЗМІСТ

Вступ 4

1 Загальні відомості 5

2 Визначення матеріально-теплового балансу когазифікації вугілля та вуглецевмісної сировини 8

3 Визначення швидкості посування вогневого вибою підземного газогенератора 12

4 Коригування параметрів посування вогневого вибою з урахуванням впливу магнітних полів 16

5. Розрахунок економічної ефективності процесу підземної когазифікації з орієнтацією на отримання водню 18

Висновки 26

Перелік посилань 27

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
«20» 06 2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Генеральний директор
ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»
_____ Сергій ВОРОНІН
«08» 07 2025 р.

МЕТОДИКА БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНОЇ ОЦІНКИ ПРИДАТНОСТІ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ ШАХТИ «ЗАХІДНО-ДОНБАСЬКА» ДО ПІДЗЕМНОЇ КОГАЗИФІКАЦІЇ

Дніпро – 2025

УДК 622.278:519.816(477.62)

Методика багатокритеріальної оцінки придатності вугільних пластів шахти «Західно-Донбаська» до підземної когазифікації / Лозинський В.Г. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2025 – 21 с.

Розроблена методика багатокритеріальної оцінки придатності вугільних пластів шахти дає змогу ранжувати параметри, що впливають на ефективність підземної когазифікації, з метою встановлення доцільності та перспективності термохімічного перетворення вугілля на генераторний газ.

Методика призначена для широкого кола співробітників науково-дослідних інститутів і проєктних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств, а також може бути корисною для викладачів, аспірантів, магістрів і студентам гірничих спеціальностей закладів вищої освіти.

Друкується у редакційній обробці автора.

© Лозинський В.Г., 2025
© НТУ «Дніпровська політехніка», 2025

ЗМІСТ

Вступ 4
1 Загальні відомості 4
2 Вихідні дані для проведення оцінки 5
3 Визначення критеріїв придатності вугільних пластів до підземної когазифікації 8
3.1 Загальні відомості 8
3.2 Вибір та обґрунтування методу багатокритеріального прийняття рішення 8
3.3 Опис методики вибору індексу переваг 10
3.4 Результати визначення критерії придатності вугільних пластів до підземної когазифікації 15
Висновки 19
Перелік посилань 19

Міністерство освіти та науки України
Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»

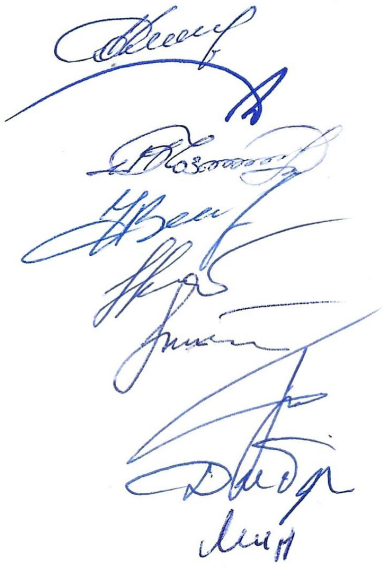
"ЗАТВЕРДЖУЮ"
Проректор з наукової роботи
д-р тех. наук, професор
_____І.С. НІКІТЕНКО
«03»___09___ 2025 р.

МЕТОДИКА
ОЦІНКИ ВИСОКОЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОГЕННИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕЗБАГАЧЕННЯ УКРАЇНИ

Дніпро – 2025

СПИСОК АВТОРІВ:

г.н.с., професор	Дичковський Р.О.
с.н.с., професор	Павличенко А.В.
н.с., доцент	Лозинський В.Г.
н.с., доцент	Фальштинський В.С.
н.с., доцент	Пазиніч Ю.М.
н.с., доцент	Сала Д.
м.н.с.	Перерва А.Ю.
м.н.с.	Дибрін С.В.
м.н.с.	Мірошников І.О.



ЗМІСТ

1 Загальні положення..... 4

2 Критерії ефективності і методика оцінки промислової придатності техногенних родовищ вуглезбагачення України..... 5

3. Термохімічні та гідрометалургійні технології вилучення корисних копалин із відходів гірничодобувної діяльності згідно із екологічними нормами надрокористування..... 9

4. Використання відходів гірничодобувної діяльності як теплоізоляційних, будівельних та підсипних матеріалів..... 11

3 Раціональне природокористування в екологічно замкненій геосистемі на економічно привабливому рівні..... 14

4 Методи дослідження та математичний апарат оцінки впровадження технологічних рішень..... 15

Перелік посилань..... 18

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НТУ «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»

ПОГОДЖЕНО:
Перший проректор
НТУ «Дніпровська політехніка»
_____ Артем ПАВЛИЧЕНКО
«24» квітня 2024 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Директор
ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»
_____ Наталія ПОРОХНЯК
«24» квітня 2024 р.

РЕКОМЕНДАЦІЇ З ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ПОДАЧІ ДУТТЬОВИХ СУМІШЕЙ ПРИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

Керівник роботи:
доцент кафедри гірничої
інженерії та освіти, к.т.н., доцент Павло САЇК

Відповідальний виконавець:
доцент кафедри гірничої
інженерії та освіти, к.т.н., доцент Василь ЛОЗИНСЬКИЙ

Дніпро
2024

УДК 622.278

Рекомендації з оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля/ Саїк П.Б., Лозинський В.Г. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2024. – 22 с.

Рекомендації є основою для вибору раціональних параметрів керування процесом газифікації вугілля та можуть бути корисним для широкого кола співробітників науково-дослідних інститутів і проєктних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств.

Друкується за авторською редакцією.

© Саїк П.Б., Лозинський В.Г., 2024

ЗМІСТ

Вступ..... 4

1. Загальні відомості про процес газифікації вугілля..... 6

2. Визначення параметрів матеріально-теплового балансу процесу газифікації..... 8

3. Обґрунтування параметрів оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля..... 15

Висновки та рекомендації..... 18

Перелік посилань..... 22

ПОГОДЖЕНО:
Генеральний директор
ПАТ «Львівська вугільна компанія»
_____ Олег КУЛИЧ
«18» 09 2025 р.

УХВАЛЮЮ:
Проректор з наукової роботи
НТУ «Дніпровська політехніка»
д.т.н., професор
_____ Ігор НІКІТЕНКО
«03» 09 2025 р.

Рекомендації щодо технічного та технологічного удосконалення комплексної утилізації відходів вуглезбагачення на техногенних об'єктах ПАТ «Львівська вугільна компанія»

Керівник розробки:
Головний науковий співробітник НТУ «ДП»
_____ Дичковський Р.О.

Дніпро
2025 рік

Укладачі:

Д.т.н. Дичковський Р.О.
Д.т.н. Павличенко А.В.
К.т.н. Лозинський В.Г.
К.т.н. Фальштинський В.С.
К.п.н. Пазиніч Ю.М.
К.т.н. Сала Д.
Інж. Перерва А.Ю.
Інж. Дибрін С.В.
Інж. Мірошников І.О.

Зміст

Стр.
Вступ..... 3
1. Аналіз гірничо-геологічних, гірничотехнічних умов та економічних показників утилізації відходів вуглезбагачення на техногенних об'єктах ПАТ «Львівська вугільна компанія»..... 4
2. Практика застосування технологічних рішень при утилізації та розробці відходів вуглезбагачення при змінних характеристиках та якісному складі..... 16
3. Напрямки техніко-технологічного удосконалення..... 25
4. Матеріали та методи аналізу при якісній та кількісній оцінці вмісту корисних компонентів та пустої породи у техногенних відходах відходів..... 31
4. Формування сумісної (єдиної) комплексної системи фізико-хімічного відпрацювання відходів вуглезбагачення..... 44
5. Обгрунтування параметрів техніко-технологічного удосконалення комплексної розробки техногенних родовищ вуглезбагачення..... 49
5. Щодо застосування технологій підземної і наземної газифікація відходів із вмістом горючої складової вуглецю в межах 20 – 60%..... 52
6. Вольфрам орієнтоване комплексне видобування руди із техногенного родовища... 55
7. Технологічні особливості використання відходів у господарчій діяльності як теплоізоляторів та інших будівельних матеріалів..... 59
оцінка критичних матеріалів за вмістом
8. Еколого-соціальна оцінка технологічних рішень, охорона праці та промислова санітарія.... 63
9. Управлінські рішення, техніко-економічне обгрунтування доцільності застосування запропонованого удосконалень..... 67
Висновки..... 71
Перелік використаних літературних джерел..... 75

Ухвалою
Генеральний директор
ПАТ «Львівська вугільна компанія»
Олег КУЛИЧ
«15» 08 2025 р.

Акт

впровадження результатів дисертаційної роботи Лозинського Василя Григоровича
«Наукові засади технології воднево орієнтованої когазифікації вугілля»

Докторські дисертаційні дослідження Лозинського Василя Григоровича спрямовані на вирішення актуальних завдань переробки вуглевідходів на базі ПАТ «Львівська вугільна компанія». У межах діяльності підприємства саме ці техногенні запаси залишаються одними з основних і потребують ефективного технологічного опрацювання з урахуванням їх фізико-хімічних особливостей.

Протягом своєї виробничої діяльності ПАТ «Львівська вугільна компанія» накопичила близько 12 млн тон відходів збагачення вугілля із зольністю, що коливається в межах 40–80 %. Відходи характеризуються низькою кусковатістю та невисоким вмістом горючого компонента, що ускладнює їх подальше використання за традиційними технологіями. З огляду на масштаб накопичених відходів і їх характеристики, виникає нагальна потреба у впровадженні спеціалізованих технологій, здатних забезпечити ефективну утилізацію таких матеріалів в екологічно безпечному циклі з відповідним економічним результатом.

Розробки Лозинського В.Г. орієнтовані на подолання технологічних бар'єрів, пов'язаних з переробкою вуглевідходів зі складними властивостями. У дисертаційній роботі ключову увагу приділено процесам воднево орієнтованої когазифікації, які дозволяють ефективно перетворювати шлами з високою зольністю на корисний енергетичний ресурс. Запропонований підхід враховує низьку кусковатість та вміст горючого компонента, що вимагає ретельного підбору технологічних режимів і параметрів подачі дуття. Обґрунтовано технічні та термодинамічні умови, за яких досягається максимальне виділення водню з урахуванням вологості сировини та використання комбінованого парогенераторного дуття. Результати дослідження стали основою для розробки та впровадження інноваційної технології комплексної переробки відходів у межах екологічно та економічно збалансованого виробничого процесу.

Саме на вирішення цих актуальних та практично значущих завдань були спрямовані дисертаційні дослідження здобувача. У межах наукової роботи розроблено методичні підходи до оцінки ефективності когазифікації техногенних вуглевідходів із високою зольністю та низьким вмістом горючих компонентів. Значну увагу приділено обґрунтуванню умов реалізації процесів воднево орієнтованої когазифікації, що передбачає оптимізацію параметрів вологовмісту сировини та характеристик парогенераторного дуття. Запропоновані технічні рішення мають як теоретичне, так і прикладне значення та можуть бути використані для підвищення енергоефективності та екологічної безпеки виробництва. У результаті проведених досліджень були отримані наступні основні наукові результати.

1 Проаналізовано склад та кількісні показники відходів, що не піддалися термічній обробці ендогенних пожеж і можуть бути відпрацьовані за допомогою термохімічної деструкції, що притаманна технологічним процесам поверхневої та

підземної газифікації вугілля. Встановлено, що такі відходи зберігають значну частину потенційно корисного вуглецевого компонента, придатного для газифікаційного перетворення. На основі термогравіметричного та хімічного аналізу визначено оптимальні температурні межі активації органічної фази, з урахуванням залишкової вологості та зольності матеріалу. Запропоновано технологічну схему, яка дозволяє ефективно залучати ці відходи до енергетичного циклу без попередньої агломерації або високотемпературного випалу. Реалізація такого підходу відкриває можливості для комплексного використання техногенних запасів із мінімальним навантаженням на довкілля та зі зниженими витратами на попередню підготовку сировини.

2. Встановлено, що значна частина органічного вуглецевмісного компоненту може бути перетворена у водень як окреме енергетичне джерело чи як компонент синтез-газу, зокрема, за рахунок процесів, характерних для поверхневої та підземної газифікації.

Ключовим етапом воднево орієнтованої газифікації є взаємодія вуглецю з водяною парою, яка протікає за наступними хімічними реакціями:

$C + H_2O(g) \rightarrow CO + H_2$ *(ендотермічна реакція газифікації)*

$CO + H_2O(g) \rightleftharpoons CO_2 + H_2$ *(реакція зсуву водяного газу)*

3. На запит ПАТ «Львівська вугільна компанія» варто зауважити, що подальше підвищення тиску в реакційному середовищі сприяє перебігу реакції утворення метану:

$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$ *(реакція утворення метану)*

Це екзотермічна реакція, яка відбувається зі зменшенням кількості молекул газу (три молекули реагентів → одна молекула продукту). Відповідно до принципу Ле Шательє, підвищення тиску зміщує хімічну рівновагу в бік утворення метану (CH_4), що робить процес більш термодинамічно вигідним за умов високого тиску. Такий ефект особливо важливий при температурі нижче 700 °C, коли парціальний тиск водню стає визначальним чинником у синтезі вуглеводнів із твердого вуглецю. У присутності каталізаторів (наприклад, нікелевих або залізовмісних сполук) цей процес може бути активізований, що дозволяє оптимізувати газовий склад кінцевого продукту в бік метанвмісного газу або горючої суміші, придатної для прямого спалювання або транспортування.

3. Встановлено, що умови процесу воднево орієнтованої когазифікації значною мірою залежать від зольності у накопичених шламових відходах (Z) та кількості водяної пари, що подається до реакційного об'єму. Ефективна маса вуглецю (Ca), яка бере участь у процесі, визначається за залежністю:

$$Ca = \left(1 - \frac{Z}{100}\right) Cзаг$$

де Z – зольність у %, $Cзаг$ – загальна маса шламу, Ca – активна маса вуглецю, придатна до газифікації.

Об'єм водню (VH_2), що утворюється в процесі газифікації, є функцією вмісту водяної пари та зольності і може бути наближено описаний рівнянням:

$$VH_2 \sim k \cdot Ca \cdot \frac{[H_2O]}{Z}$$

де: k – коефіцієнт пропорційності, що залежить від температури, тиску та інших параметрів реакції.

Максимальний вихід водню досягається за умов оптимального температурного режиму (800–1000 °C), високої вологості і зниженого рівня зольності. Застосування комбінованого парогенераторного дуття дозволяє додатково активізувати реакції газифікації, підвищуючи ефективність перетворення горючого компонента та зменшуючи залишкову масу шламу.

4. Безпосередньо в практичних умовах ПАТ «Львівська вугільна компанія» були встановлені режими роботи тестового генератора, оптимальний склад дуттєвої суміші та параметри її подачі в геореактор з імітацією процесу підземної газифікації вугільних шламів. Дослідження орієнтовані на максимальне отримання водню як окремого енергетичного компонента. Вміст вуглецю у відібраних зразках шламів становив від 20 до 60 %, що свідчить про наявність значного потенціалу для відновлення корисного ресурсу. Концентрація водню в продуктах газифікації визначається передусім вологістю сировини та технологічними характеристиками комбінованого парогенераторного дуття. Отримані результати підтверджують ефективність використання запропонованих режимів для цілеспрямованого виробництва водню з техногенних вуглевідходів.

Основними досягненнями у практичному аспекті слід вважати наступні розробки.

1. Рекомендації щодо технічного та технологічного удосконалення відпрацювання шламових відходів ПАТ «Львівська вугільна компанія» технологіями наземної та підземної газифікації для максимального отримання H_2 як енергетичного газу для його подальшого промислового використання.

2. На основі результатів дослідження було вдосконалено підхід до підготовки палива та оптимізовано режими когазифікації, що дозволило підвищити ефективність енергетичного використання шламів і знизити екологічне навантаження на оточуюче середовище.

3. Методика аналітичного визначення матеріально-теплового балансу газифікації та встановлено межі когазифікації для максимального отримання H_2 при відпрацюванню відходів виробництва товариства.

4. Математичний механізм оцінки придатності згаданих відходів до когазифікації залежно від якісного складу вугільних шламів, у першу чергу, зольності та вмісту горючих фракцій.

5. Достосовано пакет електронно-обчислювальних програм до гірничо-геологічних умов шламовідстійників згідно з критеріями придатності до газифікації, орієнтацією на отримання енергетичного газу водню та вчасно вносити корективи в систему подачі дуттьових сумішей.

6. Нові технологічні та конструктивні рішення, а також раціональні параметри управління процесом когенерації залежно від складу вугільних відходів режимів роботи генератора для максимального отримання водню при підземній та наземній газифікації.

Запропоновані заходи прийнято до впровадження у виробничу практику ПАТ «Львівська вугільна компанія» в рамках програми модернізації та утилізації відходів вуглевидобутку. Вони дозволяють впровадити якісно нові інноваційні підходи до відпрацювання вугільних відходів із вмістом горючих складових від 20 до 60 % технологіями газифікації вугілля на економічно ефективному рівні у екологічно приязних умовах. Це дозволяє збільшити повноту видобування вугілля на 20-25 %, знизити його собівартість 15%, підвищити безпеки виконання технологічних процесів.

Заступник генерального директора Ірина ТЕРЕХ