

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

САЇК ПАВЛО БОГДАНОВИЧ

УДК 622.012.2:622.278.004.82

ДИСЕРТАЦІЯ
«НАУКОВІ ОСНОВИ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ
ВУГІЛЛЯ З УТИЛІЗАЦІЄЮ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ»

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



П.Б. Саїк

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Дніпро – 2025

АНОТАЦІЯ

Саїк П.Б. Наукові основи підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу. – 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 з оптимізації процесів видобутку вугілля підземною газифікацією з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі, які ґрунтуються на закономірностях зміни параметрів формування активних зон підземного газогенератора та утилізації вуглекислого газу і дають змогу сформувати єдину інтегровану систему керування процесом підземної газифікації вугілля, яка може стати каталізатором для відновлення економічної активності, створення нових робочих місць та залучення інвестицій у розвиток гірничодобувних регіонів.

На основі аналізу глобальних тенденцій у видобутку вугілля встановлено, що в найближче десятиліття воно залишатиметься ключовим елементом світового енергетичного балансу, особливо в країнах, що розвиваються, та регіонах із значною залежністю від традиційних джерел енергії. Для України, де вугільна промисловість залишається важливою складовою енергетичного сектору, особливого значення набуває питання її трансформації в умовах глобальної декарбонізації. Воєнні дії та пов'язані з ними руйнування інфраструктури ускладнюють впровадження відновлюваних джерел енергії, що зумовлює необхідність пошуку ефективних технологічних рішень для підвищення екологічної безпеки та продуктивності вугільної галузі.

Встановлено, що стримуючим фактором традиційних технологій видобутку вугілля та його переробки в найближчій перспективі є їхній значний екологічний вплив, високі викиди вуглекислого газу та зростаючий тиск з боку міжнародних ініціатив щодо декарбонізації. Тому в умовах таких обмежень важливим напрямом розвитку вугільної промисловості є впровадження нових

технологій, зокрема підземної газифікації вугілля, що дає змогу підвищити ефективність використання вугілля, а додаткова інтеграція технологій утилізації вуглекислого газу сприятиме екологічній адаптації вугільної промисловості України до сучасних глобальних вимог.

У роботі розглянуто комплекс взаємозв'язаних завдань, структурованих у єдину систему для аналізу, дослідження, розробки практичних рекомендацій, методик і способів підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу на основі встановлених закономірностей зміни параметрів активних зон підземного газогенератора, що дає змогу оптимізувати теплові, газодинамічні та фізико-хімічні процеси в гірському масиві, забезпечуючи ефективну утилізацію вуглекислого газу в техногенному середовищі й енергоефективність процесу газифікації вугілля.

Обґрунтовано методику моделювання технології підземної газифікації вугілля, яка використовує авторські запатентовані лабораторні установки, що точно відтворюють гірничо-геологічні умови залягання вугільних пластів. Зроблено значний внесок у дослідження фізико-механічних властивостей гірського масиву під дією високотемпературного поля, що охоплює аналіз взаємозв'язку температури з міцністю породи на одновісний стик та її мінералогічним складом, а також основними параметрами кристалічних структур.

Розроблено методики дослідження параметрів впливу температурного поля на гірський масив і параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора, які містять комплексні температурні виміри, аналіз параметрів теплопередачі та параметри подачі дуттьових сумішей.

У результаті проведених досліджень було розроблено математичну модель теплообміну процесу газифікації, яка описує зміну температури в середовищі «вугілля – генераторний газ» на межі фазового переходу. Модель вказує на лінійну зміну температури на певній ділянці газифікації з одним кутом нахилу до межі фазового переходу, а також інший кут нахилу після цієї межі, що відповідає умовам Стефана. Крім того, було виявлено параболічну залежність переміщення межі фазового переходу від тривалості газифікації, що

свідчить про залежність швидкості цього процесу від температурного режиму, інтенсивності хімічних реакцій і фізико-хімічних властивостей вугілля.

Також було розроблено математичну модель розподілу температури в зразку гірської породи під час нагрівання, яка забезпечує комплексний підхід до аналізу теплопередачі в умовах підземної газифікації. Модель враховує вплив температурного поля від площини контакту між вогневим вибоєм і покрівлею вугільного пласта.

Розроблені математичні моделі було протестовано в лабораторних умовах, що підтвердило їхню точність і дало змогу уточнити низку параметрів. Це створило підґрунтя для подальшого застосування моделей у реальних умовах підземної газифікації вугілля, а також для розробки рекомендацій щодо оптимізації технологічних процесів.

На основі проведених лабораторних досліджень встановлено, що перехід між окислювальною та відновлювальною зонами газогенератора є критично важливою фазою газифікації, оскільки тут відбувається інтенсивний теплообмін, що безпосередньо впливає на енергоефективність процесу газифікації. В окислювальній ділянці вогневого вибою спостерігається максимальний тепловий вплив, який стимулює хімічні реакції газифікації, але водночас може призвести до непередбачуваного термічного руйнування порід безпосередньої покрівлі. Тому розуміння цих процесів є важливим для розробки методів контролю та оптимізації умов газифікації, а також для підвищення стійкості підземних газогенераторів.

Встановлено, що довжина окислювальної зони підземного газогенератора під час газифікації вугільних пластів потужністю від 0,6 до 1,2 м сягає свого критичного значення за величин 10,12 – 10,45 м. За таких умов процес газифікації проходить ефективно

Встановлено режими керування процесом газифікації вугілля під час подачі дуттьової суміші на основі їхнього тиску подачі та геометричних параметрів площі вигазованого простору підземного газогенератора залежно від тривалості процесу газифікації та швидкості просування вогневого вибою в окиснювальній і відновлювальній зонах газогенератора. Врахування цих

факторів дає змогу оптимізувати умови подачі дуттьової суміші, що, в свою чергу, знижує енергетичні витрати та підвищує ефективність процесу газифікації.

Досліджено зміну міцності порід гірського масиву на стиск для гірничо-геологічних умов ДП «Львіввугілля» і ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» під впливом температури за зонами хімічних реакцій вогневого вибою, що описуються експоненціальними залежностями. Встановлено, що за температури 600 °С міцність порід підвищується майже в 2,4 раза. У досліджуваних зразках порід найпоширенішими оксидами є SiO_2 (кварц – 80%), каолінит (9%) і мусковіт (7%). Підвищення температури понад 560 °С збільшує вміст кварцу і зменшує вміст каоліну, що змінює механічні властивості порід за рахунок зниження щільності дислокацій у кварці та збільшення їх в каолініті.

Визначено якісні та кількісні параметри утилізації вуглекислого газу у складі дуттьової суміші, з показниками утилізації від 68,83 (8,9 млн м^3) до 85,87% (23,71 млн м^3). Встановлено логарифмічну залежність зміни об'єму порожнин розшарування надвугільної товщі від потужності вугільного пласта. Ефективний час подачі повітряно-вуглекислотного дуття визначається лінійною залежністю від потужності вугільного пласта та концентрації вуглекислого газу в генераторному газі, де критичне значення складає 25%. Це дає змогу прогнозувати тривалість роботи газогенератора з утилізацією вуглекислого газу за максимальної теплотворної здатності генераторного газу 6,3 – 6,6 МДж/ м^3 .

Встановлено, що комбінована подача дуття в підземний газогенератор забезпечує подвійне надходження окислювача (O_2) до площини вогневого вибою, що, у свою чергу, інтенсифікує процес газифікації завдяки розширенню реакційних зон. Зміна способу подачі дуття дає змогу підвищити середню концентрацію горючих газів (CO , CH_4 , H_2) на 8,64%, а теплота згоряння зростає в середньому на 2,02 МДж/ м^3 . Це дає змогу ефективно адаптувати методи подачі дуття в реакційні зони підземного газогенератора і оперативно коригувати режими його роботи для максимального результату.

Отримано залежності утилізації CO_2 залежно від розмірів зон утилізації,

параметрів тиску та температури, що визначаються потужністю вугільного пласта. В межах одного підземного газогенератора, що працює на пластах потужністю від 0,6 до 1,2 м, можливо утилізувати від 26 до 29% CO₂.

На основі отриманих результатів було створено веб-інструмент “UCG-1”, який призначений для визначення параметрів ефективності ведення технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу. Цей інструмент є доступним і зручним у використанні, що робить його корисним для широкого кола фахівців.

Розроблено «Рекомендації з оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля» (ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»), «Методика визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору підземного газогенератора» (ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»), «Методика прогнозу ефективності процесу газифікації вуглецевмісної сировини з утилізацією вуглекислого газу» (ТОВ «ГОФЕР УКРАЇНА»).

Розроблено технології газифікації вугілля та утилізації вуглекислого газу: «Спосіб утилізації діоксиду вуглецю» (UA №156354), «Спосіб управління станом гірського масиву при підземній газифікації твердого палива» (UA №156406), «Спосіб підземної газифікації твердого палива» (UA №127929), «Спосіб підземної газифікації твердого палива» (UA №152841), «Спосіб підземної газифікації твердого палива» (UA №149211).

Економічна оцінка доцільності застосування розробленої технології та технологічних рішень дає змогу отримати зростання доходу від реалізації генераторного газу на 24,8%. Також комплексний підхід до утилізації CO₂ під час газифікації вугільних пластів від значення потужності вугільного пласта в 0,64 м вказує на додатковий дохід від утилізації CO₂ за кожен тону.

Ключові слова: підземна газифікація, вугілля, утилізація, вуглекислий газ, генераторний газ, вогневий вибій, підземний газогенератор, гірський масив, математична модель, керування, оптимізація, економічна оцінка.

НАУКОВІ ПРАЦІ, В ЯКИХ ОПУБЛІКОВАНІ ОСНОВНІ НАУКОВІ РЕЗУЛЬТАТИ ДИСЕРТАЦІЇ

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

1. **Saik, P.B.**, & Berdnyk, M.H. (2024). Mathematical model for heat transfer during underground coal gasification process. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 19-24. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-5/019>
2. **Saik, P.**, Lozynskiy, V., Anisimov, O., Akimov, O., Kozhantov, A., & Mamaykin, O. (2023). Managing the process of underground coal gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 25-30. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-6/025>
3. Lozynskiy, V., Falshtynskiy, V., **Saik, P.**, Dychkovskiy, 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>
4. **Saik, P.**, & Berdnyk, M. (2022). Mathematical model and methods for solving heat-transfer problem during underground coal gasification. *Mining of Mineral Deposits*, 16(2), 87-94. <https://doi.org/10.33271/mining16.02.087>
5. Falshtynskiy, V., **Saik, P.**, Lozynskiy, V., Toleuov, 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>
6. Bazaluk, O., Lozynskiy, V., Falshtynskiy, V., **Saik, P.**, Dychkovskiy, 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>
7. **Saik, P.**, Dychkovskiy, R., Lozynskiy, V., Falshtynskiy, V., Cabana, E.C., & Hrytsenko, L. (2021). Chemistry of the gasification of carbonaceous raw material. *Materials Science Forum*, 1045, 67-78. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/msf.1045.67>

8. Pivnyak, G., Falshtynskiy, V., Dychkovskiy, R., **Saik, P.**, Lozynskiy, 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>
9. **Saik, P.B.**, Falshtynskiy, V.S., Lozynskiy, V.H., Cabana, E.C., Demydov, M.S., & Dychkovskiy, 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/nvngu/2020-4/039>
10. Falshtynskiy, V., Dychkovskiy, R., **Saik, P.**, Lozynskiy, V., Sulaiev, V., & Cabana, E.C. (2019). The concept of mining enterprises progress on the basis of underground coal gasification method characteristic. *Solid State Phenomena*, 291, 137-147. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.291.137>
11. Petlovanyi, M.V., Lozynskiy, 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>
12. Lozynskiy, V., **Saik, P.**, Petlovanyi, M., Sai, K., Malanchuk, Z., & Malanchuk, Ye. (2018). Substantiation into mass and heat balance for underground coal gasification in faulting zones. *Inżynieria Mineralna*, 19(2), 289-300.
<https://doi.org/10.29227/IM-2018-02-36>
13. Falshtynskiy, V., **Saik, P.**, Lozynskiy, V., Dychkovskiy, 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>
14. Falshtynskiy, V.S., Dychkovskiy, R.O., **Saik, P.B.**, Lozynskiy, V.H., & Cabana, E.C. (2018). Substantiation into “rock massive – underground gasifier” system adaptability of Solenovskiy site in the Donetsk coal basin. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (3), 14-21.
<https://doi.org/10.29202/nvngu/2018-3/5>
15. **Saik, P.**, Petlovanyi, M., Lozynskiy, 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>

16. Lozynskiy, V., **Saik, P.**, Petlovanyi, M., Sai, K., & Malanchuk, Y. (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>

17. Falshtynskiy, V.S., Dychkovskiy, R.O., **Saik, P.B.**, Lozynskiy, 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. Retrieved from <http://nvngu.in.ua/index.php/en/component/jdownloads/finish/70-05/8703-5-2017-dychkovskiy/0>

18. Falshtynskiy, V., Lozynskiy, V., **Saik, P.**, Dychkovskiy, 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>

19. Tabachenko, M., **Saik, P.**, Lozynskiy, V., Falshtynskiy, V., & Dychkovskiy, 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>

*Статті у матеріалах міжнародних конференцій, що індексуються
 наукометричними базами даних WoS або Scopus*

1. **Saik, P.**, Dychkovskiy, R., Lozynskiy, V., Falshtynskiy, 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>

2. **Saik, P.**, Falshtynskiy, V., Lozynskiy, V., Dychkovskiy, 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>

3. 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(1), 012031. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/970/1/012031>
4. **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 Conferences*, (230), 01022. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001022>
5. **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>
6. **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>
7. 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>

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

1. **Саїк, П.Б.** (2024). До питання утилізації вуглекислого газу при підземній газифікації вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (79), 84-94. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/79.084>
2. **Саїк, П.Б.**, & Фальштинський, В.С. (2024). Утилізація діоксиду вуглецю при свердловинній підземній газифікації вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (78), 39-50. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/78.039>

3. Саїк, П.Б., & Бердник, М.Г. (2024). Математична модель розподілу температури у зразку гірської породи при нагріванні. *Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна»*, 1-2(31-32), 70-77.

4. 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>

5. Саїк, П.Б. (2021). Методика адаптації результатів лабораторних досліджень при газифікації вугілля щодо натурних умов. *Збірник наукових праць НГУ*, (65), 50-59. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/65.050>

6. 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>

7. 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>

8. Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Фальштинський В.С., & Демидов, М.С. (2017). До питання дослідження процесу газифікації вугілля. *Вісті Донецького гірничого інституту*, 2(41), 94-101. Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/151217>

9. 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>

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

2. Falshtynskyi, V., **Saik. P.**, Dychkovskiy, R., & Lozynskyi, V. (2021). *Optimization of energy efficiency of heat recuperator on the basis of underground coal gasification*. In Energy- and resource-saving technologies of developing the raw-material base of mining regions (pp. 276-293). Petroșani, Romania: UNIVERSITAS Publishing. <https://dx.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

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

Патенти України на винахід та корисну модель

1. **Саїк, П.Б.**, & Лозинський, В.Г. (2024). *Спосіб утилізації діоксиду вуглецю*. Патент на корисну модель UA №156354, Опубл. 16.06.2024. Бюл. №24. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1804778/>

2. **Саїк, П.Б.**, & Лозинський, В.Г. (2024). *Спосіб управління станом гірського масиву при підземній газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №156406, Опубл. 19.06.2024. Бюл. №25. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1805627/>

3. 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/>

4. **Саїк, П.Б.**, Лозинський, В.Г., Анісімов, О.О., Черняєв, О.В., & Рисбеков, К.Б. (2024). *Спосіб дослідження зразків гірничої породи на стиск при нагріванні*. Патент на корисну модель UA №156789, Опубл. 07.08.2024. Бюл. №32. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1813627/>

5. 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/>

6. 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/>

7. **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/>

8. 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/>

9. **Саїк, П.Б.**, Лозинський, В.Г., Сай, К.С., Петльований, М.В. (2018). *Спосіб транспортування генераторного газу при свердловинній підземній газифікації вугілля*. Патент на винахід UA №128116, Опубл. 10.09.2018. Бюл. №17. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/238254/>

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. **Саїк, П.Б.** (2024). Взаємозв'язок між математичними моделям та експериментальними даними при дослідженні процесів підземної газифікації вугілля. У *Матеріалах XIV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»* (с. 245-247). Дніпро, Україна. Режим доступу: <https://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/166925/Scientific>

[Spring_2024-245-247.pdf?sequence=1](#)

2. Саїк, П.Б., & Гуназа, К.Г. (2024). Аналіз технологічних та технічних рішень з утилізації вуглекислого газу при видобутку вугілля. У *Матеріалах XVII міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 75-76). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme17.075>

3. 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/>

4. Саїк, П.Б. (2023). До питання розвитку гірничих робіт при газифікації вугілля. У *Матеріалах XIII міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»* (с. 285-287). Дніпро, Україна. Режим доступу: https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/naukova-vesna-2023/Scientific_Spring_2023.pdf

5. 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>

6. Саїк, П., Анісімов, О., & Коверя, А. (2023). До питання освоєння низькосортного вугілля. У *Матеріалах XVI міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 41-42). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme16.041>

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

8. 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: НТУ «Дніпровська політехніка».

10. Саїк, П., & Янкін, Д. (2020). Передумови впровадження геотехнології підземної газифікації. У *Матеріалах XIV міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 77-78). Бердянськ, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme14.077>

11. 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: Dnipro University of Technology.

12. 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). Skhidnytsia, Ukraine. <https://doi.org/10.33271/usme13.077>

13. 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: Kryvyi Rih National University.

14. 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). Режим доступу: https://www.researchgate.net/publication/323368998_Generatornij_gaz_ak_alternativa_prirodnomu_gazu

15. 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>

ABSTRACT

Saik P.B. Scientific foundations of underground coal gasification with carbon dioxide utilization. – 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 work in which the urgent scientific-technical problem of optimizing the processes of coal mining by underground gasification with carbon dioxide utilization in the technogenic environment is solved, based on the patterns of change in the parameters of formation of the underground gasifier active zones and carbon dioxide utilization, and make it possible to form a single integrated control system for the underground coal gasification process, which can become a catalyst for the restoration of economic activity, creation of new jobs and attraction of investments in the development of mining regions.

Based on the analysis of global coal mining trends, it has been determined that in the coming decade coal will remain a key element of the global energy balance, especially in developing countries and regions with a significant dependence on traditional energy sources. For Ukraine, where the coal industry remains an important component of the energy sector, the issue of its transformation in the context of global decarbonization is of particular importance. Military actions and related infrastructure destruction complicate the implementation of renewable energy sources, which necessitates the search for effective technological solutions to improve environmental safety and productivity of the coal industry.

It has been found that the deterrent to traditional coal mining and processing technologies in the near future is their significant environmental impact, high carbon dioxide emissions, and growing pressure from international decarbonization initiatives. Therefore, in the face of such restrictions, an important direction for the development of the coal industry is the introduction of new technologies, including underground coal gasification, which will increase the efficiency of coal use, and the additional

integration of carbon dioxide utilization technologies will facilitate the environmental adaptation of the Ukrainian coal industry to modern global requirements.

The research deals with a set of interrelated tasks structured into a single system for analysis, study, and development of practical recommendations, methods, and techniques for underground coal gasification with carbon dioxide utilization based on the identified patterns of change in the parameters of active underground gasifier zones, which allows optimizing thermal, gas-dynamic, physical-chemical processes in the rock mass, providing efficient utilization of carbon dioxide in the technogenic environment and energy efficiency of the coal gasification process.

The methodology for modeling the technology of underground coal gasification, which uses the author's patented laboratory facilities that accurately reproduce the mining-geological conditions of occurrence of coal seams, has been substantiated. A significant contribution has been made to the study of physical-mechanical properties of a rock mass under the influence of a high-temperature field, including the analysis of the relationship between temperature and the uniaxial compressive strength of the rock and its mineralogical composition, as well as with main parameters of crystal structures.

Methods for studying the parameters of the temperature field influence on the rock mass and the formation parameters of the underground gasifier outgassing space, including complex temperature measurements, analysis of heat transfer parameters and parameters of the blast mixture supply, have been developed.

As a result of the conducted research, a mathematical model of the gasification process heat exchange has been developed, which describes the temperature change in the “coal – producer gas” medium at the phase transition boundary. The model indicates a linear temperature change at a certain gasification area with one inclination angle to the phase transition boundary, as well as another inclination angle after this boundary, which corresponds to the Stefan condition. In addition, the revealed parabolic dependence of the phase transition boundary displacement on gasification duration indicates that the rate of this process depends on the temperature regime, the intensity of chemical reactions, and the physical-chemical properties of coal.

A mathematical model of temperature distribution in a rock sample during heating has also been developed, which provides a comprehensive approach to heat transfer analysis in underground gasification conditions. The model takes into account the influence of the temperature field from the contact plane between the combustion face and the coal seam roof.

The developed mathematical models were tested in laboratory conditions, which confirmed their accuracy and made it possible to specify a number of parameters. This created the basis for further application of models in real conditions of underground coal gasification, as well as for the development of recommendations for optimizing technological processes.

Based on the conducted laboratory studies, it has been found that the transition between the oxidative and reduction zones of the gasifier is a critical phase of gasification, since there is an intensive heat exchange, which directly affects the energy efficiency of the gasification process. The oxidative zone of the combustion face experiences the maximum thermal impact, which stimulates chemical gasification reactions, but at the same time can lead to unpredictable thermal destruction of the immediate roof rocks. Therefore, understanding these processes is important for developing methods to control and optimize gasification conditions, as well as to increase the stability of underground gasifier.

It has been determined that the length of the oxidative zone of an underground gasifier during gasification of coal seams with a thickness from 0.6 to 1.2 m reaches its critical value ranging from 10.12 to 10.45 m. Under such conditions, the gasification process is efficient.

The control modes of the coal gasification process during the supply of the blast mixture have been determined based on their supply pressure and geometric parameters of the outgassed space area of the underground gasifier, depending on the duration of the gasification process and the rate of the combustion face advance in the oxidative and reduction zones of the gasifier. Taking these factors into account makes it possible to optimize the conditions for supplying the blast mixture, which, in turn, reduces energy costs and increases the gasification process efficiency.

The change in the rock mass compressive strength for the mining-geological conditions of SE Lvivvuhillya and PJSC DTEK Pavlohradvuhillya under the influence of temperature in the zones of chemical reactions of the combustion face, described by exponential dependences, has been studied. It has been found that at a temperature of 600°C, the rock strength increases by almost 2.4 times. In the studied rock samples, the most common oxides are SiO₃ (quartz – 80%), kaolinite (9%) and muscovite (7%). Temperature rise above 560°C increases the quartz content and decreases the kaolin content, which changes the mechanical properties of rocks by reducing the dislocation density in quartz and increasing it in kaolinite.

Qualitative and quantitative parameters of carbon dioxide utilization in the blast mixture composition have been determined, with utilization rates ranging from 68.83 (8.9 million m³) to 85.87% (23.71 million m³). The logarithmic dependence of the change in the volume of the coal-overlaying formation stratification cavities on the coal seam thickness has been revealed. The effective time of air-carbon dioxide blast supply is determined by a linear dependence on the coal seam thickness and carbon dioxide concentration in the producer gas, where the critical value is 25%. This makes it possible to predict the duration of the gasifier operation with carbon dioxide utilization at a maximum calorific value of the producer gas of 6.3-6.6 MJ/m³.

It has been found that the combined supply of blast to the underground gasifier provides a double supply of oxidizing agent (O₂) to the combustion face plane, which, in turn, intensifies the gasification process due to the expansion of reaction zones. The change in the blast supply method can increase the average concentration of combustible gases (CO, CH₄, H₂) by 8.64%, and the combustion heat increases by an average of 2.02 MJ/m³. This makes it possible to effectively adapt the blast supply methods to the reaction zones of an underground gasifier and promptly adjust its operating modes to maximize the result.

The dependences of CO₂ utilization on the size of utilization zones, pressure and temperature parameters, determined by the coal seam thickness, have been obtained. A single underground gasifier operating on seams with a thickness of 0.6 to 1.2 m can utilize 26 to 29% of CO₂.

Based on the results obtained, a web-based tool UCG-1 has been created, which is designed to determine the parameters of the efficiency of operating the underground coal gasification technology with carbon dioxide utilization. This tool is affordable and easy to use, making it useful for a wide range of specialists.

The “Recommendations for optimizing the blast mixture supply modes during coal gasification”, “Methodology for determining the parameters for the formation of outgassing space cavities of an underground gasifier”, “Methodology for predicting the gasification process efficiency of carbon-containing raw materials with carbon dioxide utilization” have been developed.

Technologies for coal gasification and carbon dioxide utilization have been developed: “Method of Carbon Dioxide Utilization” (UA No.156354), “Method of Rock Mass State Management During Underground Solid Fuel Gasification” (UA No.156406), “Method for Underground Solid Fuel Gasification” (UA No.127929), “Method for Underground Solid Fuel Gasification” (UA No.152841), “Method for Underground Solid Fuel Gasification” (UA No.149211).

The economic assessment of the feasibility of applying the developed technology and technological solutions makes it possible to obtain a 24.8% increase in revenue from the sale of producer gas. In addition, a comprehensive approach to CO₂ utilization during coal seam gasification from a coal seam thickness of 0.64 m indicates additional revenue from CO₂ utilization for each ton.

Keywords: underground gasification, coal, utilization, carbon dioxide, producer gas, combustion face, underground gasifier, rock mass, mathematical model, management, optimization, economic assessment.

ЗМІСТ

ВСТУП	24
Розділ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ	34
1.1 Огляд глобальних трендів у видобутку вугілля	34
1.2 Аналіз ефективності функціонування вугільної промисловості України	45
1.3 Трансформація вугільної промисловості України на базі технології підземної газифікації	53
1.4 Сталий розвиток вугледобувних регіонів на засадах кліматичної нейтральності	70
1.5 Мета дослідження, обґрунтування та систематизація завдань підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу	83
1.6 Висновки за розділом	89
Список використаних джерел до розділу 1	90
Розділ 2 ОБґРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З УТИЛІЗАЦІЄЮ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ	106
2.1 Загальні відомості	106
2.2 Методика лабораторних експериментів з дослідження процесів підземної газифікації вугілля	108
2.3 Формування методології дослідження фізико-механічних властивостей гірського масиву під дією високотемпературного поля	116
2.4 Розробка методики дослідження прогріву гірського масиву при підземній газифікації вугілля	123
2.5 Розробка методики дослідження зміни площі вигазованого простору при підземній газифікації вугілля	125
2.6 Методика дослідження утилізації вуглекислого газу	129
2.7 Висновки за розділом	130
Список використаних джерел до розділу 2	132

Розділ 3 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТЕПЛООБМІНУ ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ: РОЗРОБКА ТА АДАПТАЦІЯ.....	134
3.1 Теоретичні основи щодо побудови математичних моделей теплообміну при підземній газифікації вугілля	134
3.2 Розробка математичної моделі теплообміну процесу підземної газифікації вугілля	141
3.3 Адаптація математичної моделі теплообміну процесу підземної газифікації вугілля	149
3.4 Розробка математичної моделі прогріву гірського масиву при підземній газифікації вугілля	156
3.5 Висновки за розділом	165
Список використаних джерел до розділу 3	166
Розділ 4 ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ СВЕРДЛОВИННОЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ	171
4.1 Методичні аспекти оптимізації процесу підземної газифікації вугілля	171
4.2 Дослідження параметрів формування активних зон підземного газогенератора	175
4.3 Керування параметрами технології підземної газифікації вугілля з урахуванням фронту посування вогневого вибою	188
4.4 Дослідження структурних змін гірського масиву за зонами хімічних реакцій підземного газогенератора	197
4.5 Висновки за розділом	212
Список використаних джерел до розділу 4	214
Розділ 5 ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ УТИЛІЗАЦІЇ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ В ТЕХНОГЕННОМУ СЕРЕДОВИЩІ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА	220
5.1 Загальні положення	220
5.2 Хімізм, механізм та етапи взаємодії вуглекислого газу у процесі газифікації вугілля	222

5.3 Закономірності зміни параметрів утилізації вуглекислого газу при газифікації вугілля	229
5.4 Визначення оптимальних зон навколо підземного газогенератора для утилізації вуглекислого газу	236
5.5 Висновки за розділом	254
Список використаних джерел до розділу 5	256
Розділ 6 ТЕХНОЛОГІЯ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З ПОПУТНОЮ УТИЛІЗАЦІЄЮ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ	262
6.1 Спосіб керування процесом підземної газифікації вугілля керованою точкою подачі дуття	262
6.2 Спосіб утилізації вуглекислого газу при підземній газифікації вугілля	272
6.3 Концепція розвитку гірничодобувних підприємств на базі технології підземної газифікації вугілля	285
6.4 Інтеграція результатів досліджень в онлайн-платформу чисельних обчислень	289
6.5 Економічна ефективність розробленої технології та технологічних параметрів процесу газифікації вугілля	293
6.6 Висновки за розділом	301
Список використаних джерел до розділу 6	303
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	309
Додаток А Результати формування вигазованого простору підземного газогенератора	313
Додаток Б Результати досліджень зразків гірської породи під дією температури	323
Додаток В Результати чисельних досліджень щодо параметрів утилізації CO ₂	325
Додаток Г Документи, що підтверджують практичну цінність	329
Додаток Д Документи, що підтверджують впровадження результатів	334

ВСТУП

Актуальність теми. Вугілля залишається і в найближчій перспективі продовжуватиме бути одним з основних і стабільних джерел енергії. Сьогодні вугільна промисловість України стикається з серйозними викликами, зумовленими втратою продуктивних вугільних площ через воєнні дії, погіршенням гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів і використанням застарілого обладнання. Однією з ключових проблем, пов'язаних із видобутком вугілля, є значний негативний вплив на навколишнє середовище. Технології механізованого видобутку вугілля спричиняють серйозні екологічні проблеми, включно з деградацією земель, забрудненням водних ресурсів і атмосферного повітря, утворенням великих обсягів відходів тощо. Видобуток і подальша переробка вугілля пов'язана зі значними викидами парникових газів, зокрема, вуглекислого газу (CO₂). З огляду на актуальні глобальні виклики, пов'язані не тільки з кліматичними змінами та необхідністю скорочення викидів парникових газів, а й необхідністю перспективного освоєння вугільних ресурсів задля забезпечення енергонезалежності країни, важливим є розвиток і впровадження в життєвий цикл гірничодобувних підприємств «чистих вугільних технологій» (clean coal technology).

На території вугільних підприємств базою таких технологій може стати підземна газифікація вугілля з попутною утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі, що є важливим кроком у розвитку сталих та екологічно безпечних технологій у гірничодобувній галузі. Цей підхід має потенціал не тільки підвищити ефективність видобутку вугілля, а й суттєво зменшити негативний вплив гірничодобувної діяльності на навколишнє середовище. Впровадження підземної газифікації вугілля з попутною утилізацією вуглекислого газу сприятиме досягненню міжнародних кліматичних цілей, що передбачають скорочення викидів парникових газів для стримування глобального потепління. Використання таких технологій стане важливим інструментом, що сприятиме переходу до більш стійкої та екологічно чистої енергетики на базі вугільної промисловості, ґрунтуючись на принципах

ефективності використання природних ресурсів і мінімізації впливу на навколишнє середовище.

Тому актуальною науковою проблемою є оптимізація процесів видобутку вугілля підземною газифікацією з попутною утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі, які ґрунтуються на закономірностях зміни параметрів формування активних зон підземного газогенератора та утилізації вуглекислого газу і дають змогу сформувати єдину інтегровану систему керування процесом підземної газифікації вугілля, що може стати каталізатором для відновлення економічної активності, створення нових робочих місць та залучення інвестицій у розвиток гірничодобувних регіонів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана на кафедрі гірничої інженерії та освіти Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» відповідно до плану найважливіших держбюджетних робіт Міністерства освіти і науки України за період 2016 – 2025 рр.: ГП-487 «Наукове обґрунтування та розробка енергоефективних маловідходних технологій видобування вуглеводневої та мінеральної сировини», № держреєстрації 0116U008041 (керівник); ГП-489 «Наукові основи формування єдиної системи збереження та генерації енергії об'єктів паливно-енергетичного комплексу України», № держреєстрації 0117U001127 (основний виконавець); ГП-500 «Синтез, оптимізація та параметризація інноваційних технологій освоєння ресурсів газовугільних родовищ», № держреєстрації 0119U000248 (керівник); ГП-503 «Геотехнологічні основи формування енергохімічних комплексів вугледобувних регіонів», № держреєстрації 0120U102084 (відповідальний виконавець); ГП-511 «Науково-практичні засади структурних трансформацій вугледобувних підприємств на основі інноваційних технологій раціонального природокористування», № держреєстрації 0122U001301 (керівник); ГП-512 «Когазифікація вуглецевмісної сировини при вигазовуванні надтонких вугільних пластів з орієнтацією на отримання водню», № держреєстрації 0123U100985 (відповідальний виконавець); ГП-515 «Обґрунтування технологічних рішень

екологобезпечного освоєння мінеральних ресурсів в умовах відбудови країни у воєнний і післявоєнний періоди, № держреєстрації 0123U101759 (основний виконавець), ГП-516 «Науково-практичні засади технології газифікації низькосортного вугілля», № держреєстрації 0123U101757 (відповідальний виконавець). За результатами роботи укладено Ліцензійний договір № 12 ПЛ від 25.11.2024 р. за патентом на корисну модель UA №156354 «Спосіб утилізації діоксиду вуглецю».

Дисертаційна робота відповідає Стратегії розвитку паливно-енергетичного комплексу України до 2030 року (Вугільна промисловість) та Паризькій кліматичній угоді в межах Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (UNFCCC).

Мета роботи – розробка наукових основ керування процесом підземної газифікації вугілля шляхом формування активних зон підземного газогенератора в гірському масиві у взаємозв'язку з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі.

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

1. Проаналізовано тенденції розвитку вугледобувних підприємств України з урахуванням світового науково-практичного досвіду впровадження «чистих вугільних технологій» та їх адаптації на принципах кліматичної нейтральності.

2. Розроблено методику лабораторних випробувань зразків гірських порід під впливом змінного температурного поля в динамічному режимі.

3. Сформовано методологічні основи дослідження процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі.

4. Розроблено математичну модель теплообміну середовища в системі «вугілля – генераторний газ» при підземній газифікації вугілля з урахуванням меж фазових переходів.

5. Встановлено залежності взаємозв'язку параметрів формування активних зон підземного газогенератора для підвищення ефективності процесу

газифікації вугілля.

6. Обґрунтовано параметри технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу в окислювальній зоні газогенератора способом активації процесу газифікації та комбінуванням складу дуттьової суміші.

7. Розроблено технологію ведення процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі.

8. Встановлено техніко-економічні показники технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу.

Ідея роботи полягає у використанні виявлених нових закономірностей зміни параметрів активних зон підземного газогенератора для оптимізації теплових, газодинамічних та фізико-хімічних процесів у гірському масиві, що забезпечує ефективну утилізацію вуглекислого газу в техногенному середовищі та енергоефективність процесу й формує засади нової науково-обґрунтованої концепції керування процесом підземної газифікації вугілля.

Об'єкт дослідження – термохімічні процеси підземної газифікації вугілля у гірському масиві як комплекс фізико-хімічних, теплових і масообмінних явищ в активних зонах підземного газогенератора, включно з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі.

Предмет дослідження – закономірності зміни параметрів активних зон підземного газогенератора та параметрів утилізації вуглекислого газу, що забезпечують ефективне керування процесом підземної газифікації вугілля.

Методи дослідження. Для розв'язання поставлених завдань у роботі було використано комплексний метод досліджень: аналіз та узагальнення світового й вітчизняного досвіду у галузі видобутку запасів вугілля, досліджень у галузі термохімічного перетворення вугілля та утилізації вуглекислого газу; аналітичні методи досліджень при інтегруванні диференціальних рівнянь теплопровідності з урахуванням умов Стефана на межі фазового переходу середовища «вугілля – генераторний газ»; лабораторні методи досліджень, що охоплюють добір, підготовку та дослідження відібраних зразків гірського масиву для дослідження параметрів розповсюдження температурного поля в

них і визначення міцнісних характеристик на випробувальному пресі типу KL 200/CE-Tecnotest; рентгенівський дифракційний метод аналізу (XRD) для оцінки кристалічності та структури зразків гірської породи; лабораторні дослідження процесу підземної газифікації вугілля та подальшої утилізації вуглекислого газу; аналітичні та лабораторні дослідження параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора і механізмів зрушення гірського масиву. Дослідження проводилися на авторських запатентованих установках UA №112375, UA №148572, UA №156789.

Наукові положення, що виносяться на захист:

1. Довжина окислювальної зони підземного газогенератора ($l_{ок.з.}$) змінюється за експоненціальною залежністю від тривалості процесу газифікації (t) та потужності вугільного пласта (m) і сягає свого критичного значення на проміжку 10,12 – 10,45 м, що свідчить про вихід процесу газифікації за межу ефективності його застосування. Це дає змогу спрогнозувати параметри посування фронту вогневого вибою для забезпечення стабільної та ефективної роботи підземного газогенератора при формуванні вигазованого простору газогенератора.

2. Тиск подачі дуттьової суміші (P) при газифікації вугільних пластів потужністю від 0,6 до 1,2 м описується експоненціальною залежністю від тривалості процесу газифікації (t), який встановлює геометричні параметри вигазованого простору від швидкості посування вогневого вибою в окислювальній та відновлювальній зонах підземного газогенератора, що дає змогу визначити режими подачі дуттьової суміші для оптимізації енергетичних витрат на її подачу.

3. Концентрація діоксиду вуглецю в генераторному газі ($\eta_{CO_2}^2$) змінюється лінійно за граничних концентрацій подачі вуглекислого газу в складі не більше 22,3%, що є критерієм формування коефіцієнта утилізації вуглекислого газу (k_{CO_2}), який визначається його концентраціями у складі дуттьової суміші

$(\eta_{CO_2}^1)$. Це дає можливість спрогнозувати теплотворну здатність отриманого газу (LHV) та ефективність ведення процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією діоксиду вуглецю.

4. Ефективний час подачі повітряно-вуглекислотного дуття (t) до площини підземного газогенератора характеризується лінійною залежністю від потужності вугільного пласта (m) та показників виходу вуглекислого газу ($\eta_{CO_2}^2$) у кількості 25% як граничне значення, що в результаті прогнозує тривалість роботи підземного газогенератора, направлено на утилізацію вуглекислого газу (68,83 – 85,87%), з максимальним значенням теплотворної здатності отриманого газу на рівні 6,3 – 6,6 МДж/м³.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Вперше:

- розроблено та протестовано математичну модель теплообміну середовища в системі «вугілля – генераторний газ» при підземній газифікації з урахуванням умов Стефана на межі фазового переходу;

- розроблено та протестовано на авторській лабораторній установці математичну модель розповсюдження температурного поля в гірському масиві навколо підземного газогенератора залежно від тривалості процесу газифікації вугілля;

- встановлено залежності зміни критичних довжин окислювальної зони підземного газогенератора від тривалості процесу газифікації та потужності вугільного пласта з урахуванням теплотворної здатності генераторного газу;

- встановлено залежності зміни тиску подачі дуттьової суміші до окислювальної зони вогневого вибою з урахуванням параметрів формування вигазованого простору від тривалості процесу газифікації та потужності вугільного пласта;

- встановлено залежності зміни міцності зразків гірської породи залежно від температури вогневого вибою за його зонами хімічних реакцій для гірничо-геологічних умов ДП «Львіввугілля» та ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»;

– запропоновано коефіцієнт утилізації вуглекислого газу (k_{CO_2}) при підземній газифікації вугілля, що оцінюється його концентраціями у складі дуттьової суміші та генераторному газі;

– встановлено залежності тривалості процесу газифікації вугілля при подачі повітряно-вуглекислотного дуття ($CO_2 - 22,3\%$) від потужності вугільного пласта та критичних показників CO_2 у генераторному газі;

– встановлено залежності зміни теплотворної здатності генераторного газу від способів подачі дуттьової суміші до площини підземного газогенератора.

2. *Отримала подальший розвиток* концепція утилізації вуглекислого газу у складі дуттьової суміші та техногенному середовищі підземного газогенератора на базі технології підземної газифікації вугілля для забезпечення принципів сталого розвитку вугледобувних регіонів.

Обґрунтованість і достовірність наукових положень, висновків та рекомендацій підтверджується використанням апробованих методів теоретичних і лабораторних досліджень, застосуванням основних положень теорії теплообміну, принципів математичної статистики, достатнім обсягом виконаних експериментів і високою достовірністю результатів теоретичних та лабораторних досліджень (збіжність отриманих результатів становить 78 – 92 %). Відповідність результатів лабораторних досліджень забезпечувалася кінцевими експериментальними даними, отриманими при відтворенні процесів газифікації на спеціальному сертифікованому обладнанні.

Наукове значення роботи полягає у встановленні закономірностей протікання термохімічних процесів газифікації вугілля та їхнього взаємозв'язку з параметрами утилізації CO_2 у складі дуттьової суміші та техногенному просторі підземного газогенератора, що в сукупності формує наукові основи ефективного впровадження технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу.

Практичне значення отриманих результатів:

1. Розроблено методику з визначення довжини переміщення межі фазового переходу середовища «вугілля – генераторний газ», що характеризує зміну температури вогневого вибою за довжиною зони газифікації від тривалості цього процесу.
2. Розроблено методику дослідження процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу у складі дуттьової суміші.
3. Розроблено методику дослідження зміни міцнісних характеристик гірського масиву навколо підземного газогенератора від параметрів температури за зонами хімічних реакцій у вогневому вибої.
4. Розроблено рекомендації з оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля.
5. Розроблено методику прогнозу ефективності процесу газифікації вуглецевмісної сировини з утилізацією вуглекислого газу.
6. Розроблено методику визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору підземного газогенератора.
7. Обґрунтовано параметри керування процесом підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу у складі дуттьової суміші.
8. Обґрунтовано параметри технології утилізації вуглекислого газу в техногенному просторі підземного газогенератора.
9. Розроблено технологію утилізації вуглекислого газу при підземній газифікації вугілля, яка захищена патентами України.
10. Розроблено онлайн-інструментарій з дослідження процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу.

Реалізація результатів роботи. Результати дисертаційної роботи упродовж 2016 – 2025 рр. були впроваджені у навчальні програми підготовки бакалаврів та магістрів з дисциплін: «Механіка гірських порід», «Гірнична інженерія», «Моделювання геомеханічних систем у задачах підземного видобутку корисних копалин» у НТУ «Дніпровська політехніка». Розроблено методики і рекомендації з ефективного керування процесами газифікації

вугілля та утилізації вуглекислого газу: «Рекомендації з оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля» (ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»), «Методика визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору підземного газогенератора» (ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»), «Методика прогнозу ефективності процесу газифікації вуглецевмісної сировини з утилізацією вуглекислого газу» (ТОВ «ГОФЕР УКРАЇНА»). Очікуваний економічний ефект при впровадженні технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу (інноваційний варіант) дає змогу отримати дохід від реалізації генераторного газу від 76,15 до 152,30 млн грн. При газифікації вугільних пластів потужністю від 0,64 м гірниче підприємство починає отримувати дохід за утилізацію CO₂, і вже при потужності вугільних пластів від 0,8 до 1,2 м він становить 97,05 – 294,0 тис. грн з одного газогенератора.

Особистий внесок здобувача полягає у формулюванні проблеми, мети, ідеї, завдань досліджень, наукових положень, висновків та рекомендацій щодо їх практичної реалізації; особисто проведено аналіз тенденцій видобутку вугілля та його впливу на навколишнє середовище; узагальнено дослідження та досвід трансформації вугільних шахт на базі технологій підземної газифікації вугілля; оцінено аспекти сталого розвитку вугледобувних регіонів на основі досягнення принципів кліматичної нейтральності; розроблено методику дослідження процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу у складі дуттьової суміші; розроблено методику дослідження зміни міцнісних характеристик гірського масиву навколо підземного газогенератора від параметрів температури за зонами хімічних реакцій у вогневому вибої; отримано залежності зміни якісного складу генераторного газу від способів та типів подачі дуттьової суміші; обґрунтовано параметри керування процесом підземної газифікації вугілля з попутною утилізацією вуглекислого газу. Автор безпосередньо 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» (Бердянськ, 2018 – 2021; Східниця, 2023 – 2025); Всеукраїнська науково-технічна конференція студентів, аспірантів і молодих вчених «Наукова весна» (Дніпро, 2021 – 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); «Український гірничий форум» (Дніпро, 2020); «Physical & chemical geotechnologies» (Дніпро, 2019); «Innovative development of mining industry» (Кривий Ріг, 2017); «Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі, геотехніці та енергетиці» (Дніпро, 2016).

Публікації. Основні результати досліджень опубліковані в 64 наукових працях, у тому числі: 19 статей у журналах, що індексуються наукометричними базами даних Scopus і Web of Science Core Collection, з яких 5 відносяться до кuartилів Q1, Q2; 7 статей у матеріалах міжнародних конференцій, що індексуються наукометричними базами даних Scopus і WoS; 9 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; 15 тез доповідей у матеріалах всеукраїнських і міжнародних конференцій.

Структура й обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 6 розділів, висновків, списку використаних джерел з 286 найменувань, 4 додатки на 30 сторінках. Загальний обсяг дисертації – 342 сторінки, у тому числі 94 рисунка та 16 таблиць.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Огляд глобальних трендів у видобутку вугілля

На сьогодні у світі відбувається зміна тенденцій у галузі вугільної промисловості, що відображає зниження ролі цього традиційного джерела енергії на тлі глобальних ініціатив з декарбонізації енергетичних систем. З одного боку, багато розвинених країн активно працюють над скороченням використання вугілля через його високий вуглецевий вплив і заміщенням його альтернативними, чистішими джерелами енергії. З іншого боку, у низці країн, що розвиваються, спостерігається зростання споживання вугілля через економічні та енергетичні потреби.

На світовій арені спостерігається тривала тенденція збільшення обсягів видобутку та споживання вугілля в таких великих економічних країнах, як Китай та Індія, які відіграють ключову роль у задоволенні зростаючих енергетичних потреб цих країн. З огляду на швидке нарощування промислового виробництва та урбанізацію, вугілля залишається важливим джерелом енергії, що забезпечує стабільність і доступність енергопостачання в цих регіонах.

Згідно з прогнозами Міжнародного Енергетичного Агентства (IEA), до 2040 року Китай, Індія та Австралія разом займатимуть 64% світового видобутку вугілля. Це відображає не тільки збільшення споживання в Китаї та Індії, а й значний внесок Австралії як одного з провідних експортерів вугілля на світовому ринку.

Китай та Індія розглядають вугілля як стратегічний ресурс для забезпечення енергетичної незалежності та стабільності, адже ці країни борються з величезними викликами у сфері енергетики через високі темпи економічного розвитку та зростання населення. Водночас Австралія як третій ключовий гравець активно розвиває свої вугільні шахти з метою збільшення експорту, особливо до країн Азії. Однак збільшення залежності від вугілля суперечить глобальним зусиллям з декарбонізації та зменшення викидів

парникових газів, що викликає занепокоєння на міжнародному рівні. Це породжує необхідність впровадження політики, спрямованої на розширення використання відновлюваних джерел енергії та пошук альтернативних рішень для енергетичного сектору.

У цьому контексті міжнародна спільнота та уряди зазначених країн стикаються з дилемою між забезпеченням енергетичної безпеки та виконанням кліматичних зобов'язань. Тому дедалі більше акцентується на інвестиціях в чисті технології, енергоефективність та зменшення залежності від вугільної промисловості, що може сприяти досягненню балансу між екологічними цілями та економічними потребами. Водночас багато уваги приділяється «чистим вугільним технологіям».

Згідно з даними [1], світове споживання вугілля в період з 2000 по 2026 роки показує тенденцію до зростання, що пояснюється кількома ключовими факторами: економічний розвиток у країнах, що розвиваються, збільшення енергетичних потреб та обмеження інвестицій в альтернативні джерела енергії (рис. 1.1).

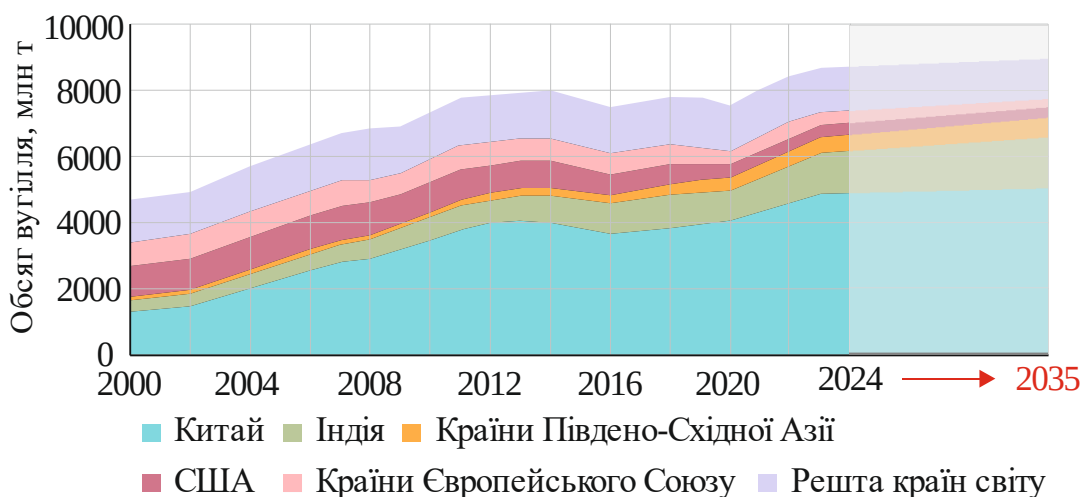


Рисунок 1.1 – Тенденція світового споживання вугілля

Китай, будучи найбільшим виробником та споживачем вугілля у світі, зберігає свою залежність від вугілля як основного джерела енергії, попри збільшення інвестицій у відновлювану енергетику. Вугілля займає домінуючу

позицію у структурі виробництва первинної енергії в Китаї, складаючи понад 67,2% загального обсягу енергії, тоді як частка нафти та газу становить лише 6,8 і 6,0% відповідно [2]. У першому півріччі 2022 року обсяг видобутку вугілля сягнув 2,19 Гт. Середня потужність видобутку вугілля в Китаї становить 1,045 млн т/рік на шахту. Середня потужність видобутку вугілля на підземних шахтах, які становлять 75% від загальної кількості шахт, становить 0,93 млн т/рік. Середня потужність вугільних розрізів – 5,73 млн т [3], [4].

У 2023 році відбулася структурна трансформація ринку вугілля, де епіцентр міжнародних товаропотоків вугілля поступово перемістився з Атлантичного регіону до Азійсько-Тихоокеанського економічного регіону. За підсумками 2022 року на цей регіон припало майже 80% всієї міжнародної вугільної торгівлі. Китай залишається лідером серед країн-імпортерів вугілля, закупаючи 36,9% від усього видобутого в світі вугілля протягом звітного року. Зростання попиту в Китаї та зміщення акцентів у світовій вугільній торгівлі підкреслюють зростаючу роль Азійсько-Тихоокеанського регіону як основного споживача вугільної продукції на глобальному рівні [5].

Китай та Індія, які є найбільш населеними у світі, стикаються з викликом збільшення споживання енергії на душу населення, водночас прагнуть досягнути зменшення викидів вуглекислого газу у навколишнє середовище. Очікується, що до 2030 року ці азіатські країни значно розширять свою інфраструктуру відновлюваної енергії для відповіді на зростаючі потреби. Однак обидві держави вже стикаються зі значними викликами, пов'язаними з виконанням цих амбітних планів, включно зі складними економічними та політичними обставинами. Прогнозується, що до 2100 року обсяг спожитої енергії в Китаї може варіюватися від 102 до 132 ЕДж, тоді як в Індії цей показник може сягнути від 76 до 151 ЕДж [6]. Однак, як показують дослідження, зростання спожитої енергії знаходиться у прямій залежності від викидів CO₂, що призводить до перегляду амбітних планів з нарощування виробничих потужностей як вугільних, так і газових та нафтогазових підприємств [7], [8].

За останні десять років потужність вугільних електростанцій в Індії подвоїлася, що свідчить про значну залежність країни від цього виду палива. Основними факторами, що сприяють розширенню вугільної генерації, є неефективна підтримка відновлюваної енергії та мотивація великих промислових гігантів до інвестицій у вугілля заради довгострокових прибутків. Попри політику декарбонізації, існують численні виклики, які уповільнюють зменшення залежності від вугілля. Серед них – необхідність забезпечення стабільного енергопостачання, зайнятість у вугільній промисловості та вплив місцевих економічних інтересів. Локальні регуляції щодо обмеження використання вугілля часто неефективні через значний політичний вплив прихильників вугільної промисловості. Крім того, вугільні шахти становлять значну частину доходів для центрального та регіональних урядів, а також для державних підприємств, таких як індійські залізниці, що є найбільшим роботодавцем у країні.

Спалювання вугілля в електростанціях призводить до великих викидів CO₂, що має значні наслідки для здоров'я населення. У 2015 році через забруднення повітря, спричинене спалюванням вугілля, в Індії зафіксовано майже 170,0 тисяч смертей [9]. Тож незважаючи на встановлені великі цілі щодо розвитку відновлюваної енергії та стримування рівнів забруднення, вплив вугільної індустрії та її вкоріненість у політичній економіці Індії ускладнюють процес відмови від вугілля та повний перехід до чистіших джерел енергії.

Австралія та Індонезія є найбільшими експортерами вугілля, що становить 29,2 і 27,7% світового експорту відповідно. Десять країн, які ведуть активну експортну діяльність, включно з такими країнами, як Колумбія, Південна Африка, США, Нідерланди, Канада, Монголія і Казахстан, постачають 95% світового експорту вугілля [10].

В Австралії вугілля становить близько чверті вартості ресурсного експорту за останнє десятиліття. У 2018 році вартість експорту вугілля склала 67 млрд дол., що еквівалентно приблизно 3,5% від номінального ВВП країни. Австралійське вугілля використовується як для виробництва електроенергії, так

і для промислових цілей, зокрема виробництва сталі. З 1990 року загальний обсяг виробництва вугілля в країні зріс більш ніж у 2 рази і сягнув 510,0 млн т, з яких близько 75% було експортовано. З 2015 року середня щорічна частка вугілля від загального обсягу експорту ресурсів становить близько чверті, а його доля від загального обсягу експорту 14%, а вже у 2019 – 2020 фінансовому році загальна вартість енергетичного експорту Австралії склала для металургійного вугілля 34,2 млрд дол. і теплового вугілля 20,4 млрд дол. [11].

Однак попит на вугілля на світовому ринку постійно змінюється через прискорення переходу до відновлюваних джерел енергії та змін у технологіях виробництва сталі, що створює певну невизначеність для довгострокової перспективи австралійського вугільного експорту. За останні кілька років зросла глобальна конкуренція на ринку вугілля, спричинена зниженням цін на газ і впровадженням дешевших технологій відновлюваної енергії. Це змусило Австралію адаптувати свої стратегії експорту, зокрема шляхом розширення ринків збуту до Індії та інших країн Азії, які показують зростання енергетичного попиту [12], [13]. Проте в умовах світового мейнстріму декарбонізації уряд Австралії встановив амбітні кліматичні цілі, законодавчо закріпивши зобов'язання скоротити викиди вуглекислого газу на 43% від рівня 2005 року до 2030 року та досягти стану нульових чистих викидів до 2050 року [14]. Ці цілі є частиною глобальних зусиль щодо боротьби з кліматичними змінами та прагненням до сталого розвитку. Закріплені в законі, вони не лише ставлять перед Австралією виклики у зменшенні викидів, а й накладають значні обмеження на традиційні економічні моделі, особливо на експорт вугілля та інших викопних ресурсів. Також зазначається, що глобальні зусилля з декарбонізації енергетичних систем можуть створити ризики для громад, економіка яких залежить від видобувних галузей [15].

У роботі [16] зазначається, що закриття шахт інтерпретується як складний соціально-економічний виклик, що вимагає ретельного планування та інтеграції різних наукових підходів. Наголошується на важливості «справедливого переходу», який повинен враховувати не тільки екологічні, але й соціальні

аспекти, зокрема вплив на зайнятість та економіку регіону. Планується, що упродовж наступного десятиліття буде закрито 400 шахт по всьому світу.

Незважаючи на таку політику зазначених азіатських країн, країни, що належать до Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР), демонструють значне скорочення використання вугілля, особливо в секторах виробництва електроенергії, через суворіші вимоги щодо зниження викидів парникових газів і переходу до більш стійких джерел енергії. Європейський Союз активно просуває ініціативи для скорочення залежності від вугільної енергії через реалізацію «Зеленого курсу», який передбачає значні інвестиції в розвиток відновлюваних джерел енергії та підвищення енергоефективності. У рамках довгострокової стратегії ЄС до 2050 року щодо кліматичних дій планує здійснити перехід до економіки без викидів парникових газів. Це відповідає діяльності ЄС у рамках глобальних кліматичних ініціатив і є частиною зобов'язань, визначених Паризькою угодою [17].

Європейські країни інтенсивно працюють над відмовою від вугільної енергії, що стало особливо актуальним після ухвалення Паризької угоди. Однак, незважаючи на значні кліматичні зобов'язання, десять країн, які разом виробляють 84% парникових газів від енергетики у Європі – Франція, Чехія, Німеччина, Греція, Італія, Угорщина, Нідерланди, Польща, Іспанія та Великобританія, – продовжували надавати субсидії вугільній промисловості у 2016 році. Це мало бюджетну підтримку та податкові пільги [18].

Нині вищезазначені країни активно знижують субсидії вугільній промисловості, з огляду на стратегічні зобов'язання щодо зменшення викидів парникових газів і залучення альтернативних джерел енергії. Згідно з даними, 10 країн Європи забезпечують субсидії вугільній галузі, що сумарно становлять приблизно 6,3 млрд євро щорічно. Наприклад, Німеччина виділяє понад 2 млрд євро на підтримку вугільної гірничодобувної промисловості, що становить левову частку загальної суми субсидій шахт. Скорочення вугільних потужностей в Іспанії передбачає втрату близько 2,5 тисяч робочих місць, що є значним соціально-економічним викликом для вугільних регіонів. Всього у

Європі з 2005 по 2016 роки кількість прямих робочих місць у вугільній промисловості зменшилася з 222,4 до 177,1 тисяч. Серед лідерів з працевлаштування є Польща, забезпечуючи близько 100,0 тисяч робочих місць. Це вказує на високу залежність деяких регіонів від вугільної галузі, що ускладнює процес її реструктуризації [19]. Загалом у Європейському вугільному секторі працює майже 500,0 тисяч працівників як у прямих, так і в суміжних галузях. Прогнозується, що до 2030 року може бути втрачено близько 160,0 тисяч прямих робочих місць.

Європейські країни постійно працюють над імплементацією нових технологій для зменшення залежності від вугілля, таких як збільшення частки відновлюваних джерел енергії та впровадження чистіших технологій виробництва. Це охоплює інвестиції в сонячну та вітрову енергію, що дає змогу країнам поступово відмовлятися від вугільної енергії та зменшувати викиди CO_2 . При цьому сценарії розвитку енергетичного ринку показують, що для утримання глобальної температури нижче 2 або 1,5 °C необхідно скоротити експлуатаційні терміни наявних вугільних станцій до приблизно 35 і 20 років відповідно. Якщо продовжувати будівництво нових об'єктів, які зараз знаходяться на стадії планування або будівництва, ці терміни зменшуються ще на 5 – 10 років. Попри це багато країн активно планують, узгоджують і будують нові вугільні електростанції, що несумісне з довгостроковими кліматичними цілями Паризької угоди. Існуючі та заплановані вугільні потужності можуть призвести до додаткових викидів у 3,6 Гт парникових газів, еквівалентно CO_2 до 2030 року, що значно перевищує цільові показники національних рівнів 2,1 Гт [20].

У країнах Європи особливу увагу приділяють різним підходам щодо відмови від вугільних електростанцій. Активний період такої тенденції спостерігається в Німеччині, Іспанії, Польщі та Великій Британії в період 1990 – 2017 років [21].

У 1990 році в Німеччині було вироблено 311 ТВт·год електроенергії на вугільних станціях, а до 2015 року цей показник зменшився до 272 ТВт·год. Це стало результатом збільшення частки відновлюваних джерел енергії з 22 до 193 ТВт·год за цей же період. Тим не менш, відмова від вугілля просувалась повільно через сильну зацікавленість держави у підтримці внутрішнього вугільного виробництва. В Іспанії вугілля також залишалося важливим джерелом енергії. У 1990 році вугілля становило 22% від загального споживання первинної енергії. Незважаючи на зростання частки відновлюваних джерел, загальне споживання вугілля у 2015 році зменшилося на 14% – з 59,7 до 51,4 ТВт·год. У Польщі в 1990 році вугільна промисловість була націоналізована, і країна мала 116% вугільної самодостатності. Вугілля використовувалося для виробництва 78% електроенергії. Упродовж аналізованого періоду вугілля залишалося основним джерелом енергії, зі стабільним показником використання на рівні близько 124 млн т на рік. У Великій Британії частка споживання вугілля в 1990 році становила 29% від загального споживання первинної енергії, але до 2015 року країна значно скоротила його використання завдяки збільшенню частки газу та відновлюваних джерел енергії. У країні досить швидко було скорочено використання вугілля, особливо після введення податку на вуглець у 2013 році, що зробило газ більш конкурентоспроможним.

У роботі [22] зазначено, що основна проблема під час видобутку запасів вугілля, зосереджена на проблемі викидів метану з вугільних шахт та їхньої взаємодії з кліматичною політикою Європейського Союзу. Основний акцент робиться на застосуванні та ефективності технологій збору метану в рамках спроб ЄС боротися зі зміною клімату. Згідно з даними, незважаючи на зниження обсягів видобутку вугілля, з 2014 року стабільний рівень захоплення метану перевищує 300 млн м³ на рік. А враховуючи глобальне потепління, метан має вищий його потенціал порівняно з діоксидом вуглецю в короткостроковій перспективі, що робить його захоплення важливим аспектом ширшої стратегії ЄС щодо боротьби зі зміною клімату. Рекомендації щодо

модернізації та технологічних інновацій включені для покращення ефективності захоплення метану та його використання.

У Чехії вугільна промисловість залишалася значним джерелом енергії, незважаючи на глобальні ініціативи з декарбонізації. Зокрема, станом на 2016 рік, вугілля забезпечувало близько 39% річного внутрішнього валового споживання енергії в країні, генеруючи 47% виробництва електроенергії та 60% тепла в центральних системах опалення [23]. Однак після набуття статусу постійного члена ЄС вона закликала всі країни припинити субсидування викопного палива до 2025 року. Європейська комісія неодноразово закликала держави-члени ЄС припинити всі субсидії на діяльність, що завдає шкоди навколишньому середовищу, до 2020 року, зокрема пов'язану з викопним паливом [24].

Незважаючи на значні екологічні обмеження, пов'язані з використанням викопного вугілля, воно залишається ключовим джерелом енергії для електроенергії, становлячи близько 41% виробництва енергії у світі [25]. Водночас, як зазначено у [26], в умовах тривалої енергетичної кризи, спричиненої війною в Україні, Європейський Союз і Велика Британія змушені були вдатися до тимчасових заходів для забезпечення енергетичної надійності. Критичне зниження доступності атомної енергії та обмеження на ринках природного газу спонукали до відновлення та продовження експлуатації вугільних електростанцій, які раніше планувалося закрити.

Особливо значними є кроки, зроблені Німеччиною та Нідерландами. Німеччина додатково задіяла майже 10 ГВт додаткових вугільних потужностей на зимовий період 2022 – 2023 років, що демонструє значне збільшення вугільної генерації в короткостроковій перспективі. Такі дії стають відповіддю на необхідність у надійному та стабільному енергопостачанні в холодні місяці року. У Нідерландах, скасування 35% обмеження на виробництво вугільних електростанцій додало ще 3,8 ГВт потужності, сприяючи збільшенню загальної наявності енергії в системі. Таким чином у Європейському Союзі та Великій Британії енергетична потужність збільшилася на 15%, сягаючи 146 ГВт.

Збільшення потужності на 19 ГВт підтверджує факт швидкого нарощування енергетичних можливостей з вугільної сировини.

При цьому знову виникає суперечність у контексті виконання глобальних зобов'язань щодо скорочення викидів парникових газів та декарбонізації. Вони відображають гостру необхідність знаходити баланс між енергетичною безпекою та екологічною відповідальністю. Але якщо розглядати світовий досвід роботи вугільних електростанцій, обладнаних технологіями захоплення, утилізації та зберігання вуглецю, це може бути відмінним виходом з енергетичної кризи при дотриманні екологічних зобов'язань.

Роль вугілля як основного енергетичного носія може ґрунтуватися на трьох сценаріях прогнозування майбутнього, які враховують наявні технології та технологічні рішення щодо видобутку та переробки вугілля та не враховують потенційний вплив майбутніх інновацій чи технологічних розробок, а саме [27]:

– “Accelerated” фокусується на швидкому скороченні викидів вуглецю, акцентуючись на інтенсивному впровадженні відновлюваних джерел енергії та інших чистих технологій. Ця стратегія спрямована на значні та швидкі зміни у способі виробництва та споживання енергії, щоб максимально знизити екологічний вплив і досягти радикального зменшення парникових газів у найкоротші терміни;

– “Net Zero” має за мету досягти майже повного припинення викидів вуглецю до 2050 року. У центрі уваги знаходиться зміна пріоритетів суспільства, включно з широким впровадженням низьковуглецевих технологій. Цей підхід передбачає комплексне переосмислення життєвих і виробничих процесів з метою створення стійкої та відповідальної до клімату системи;

– “New Momentu” відображає поточну траєкторію, на якій країни поступово збільшують свої зобов'язання щодо декарбонізації. Прогнозується, що пікові викиди відбудуться у 2020-х роках, а до 2050 року викиди скоротяться приблизно на 30% у порівнянні з рівнем 2019 року. Цей сценарій передбачає поступовий перехід до більш стійких джерел енергії та впровадження технологій, що зменшують викиди парникових газів.

Таким чином, незважаючи на активне формування стратегій зі зменшення ролі вугілля як енергетичного носія, реальність така, що на найближчі десять років вугілля залишатиметься важливою частиною світового енергетичного балансу. Це особливо стосується країн з розвинутою промисловістю та тих, що розвиваються, де вугілля продовжує бути ключовим джерелом енергії через його доступність та відносно низьку вартість порівняно з іншими енергоресурсами.

Вибір на користь вугілля часто обумовлений економічними факторами, а також відсутністю необхідної інфраструктури для широкомасштабного впровадження відновлюваних джерел енергії. Крім того, перехід на альтернативні джерела вимагає значних інвестицій і часу для розробки та адаптації нових технологій, що збільшує залежність від вугілля в короткостроковій перспективі. Якщо ж аналізувати ситуацію з альтернативними джерелами енергії та можливостями її акумуляції в Україні, то на травень 2024 року становище у сфері відновлюваних джерел енергії є складним [28]. Значна частина інфраструктури сонячної енергії зазнала впливу військових дій, зокрема 13% потужностей сонячної генерації розташовані на територіях, які тимчасово перебувають під контролем окупаційних сил, ще 8% потужностей було пошкоджено або повністю знищено.

З іншого боку, зростаюча увага до кліматичних змін і необхідність зменшення викидів парникових газів спонукає уряди і бізнес розробляти і впроваджувати стратегії зі скорочення використання вугілля. Це означає розвиток технологій захоплення і зберігання вуглецю, підвищення ефективності вугільних електростанцій і збільшення інвестицій у відновлювані джерела енергії, такі як сонячна і вітрова енергії.

1.2 Аналіз ефективності функціонування вугільної промисловості України

На сьогодні паливно-енергетичний комплекс України зіткнувся з безпрецедентною кризою, пов'язаною з війною в Україні. Цей сектор стикається не лише з фізичною руйнацією інфраструктури, а й з величезними викликами у забезпеченні надійності енергопостачання населення та промислових об'єктів. Забезпечення стабільного енергопостачання є критично важливим, адже воно впливає на всі аспекти економічного та соціального життя країни. Складовими частини паливно-енергетичного комплексу є електроенергетика, вугільна, нафтова, нафтопереробна та газова промисловості, які є взаємопов'язаними та взаємозалежними. Основою ж залишається вугільна промисловість.

Вугілля є основним стратегічним паливно-енергетичним ресурсом, який здатний забезпечити розвиток провідних галузей економіки, зокрема виробництва електроенергії та металургії на найближчі 300 – 400 років [29], [30]. Є відносно дешевим у видобутку та переробці порівняно з іншими видами палива, такими як нафта чи газ. Це робить його привабливим варіантом, що дає змогу забезпечити енергетичні потреби. Однак розвиток вугільної промисловості часто стикається з викликами, особливо внаслідок нестабільності, викликані спочатку воєнними діями, а потім і війною в Україні. В період 2014 – 2015 років спостерігалось значне зниження обсягів вуглевидобування. Зокрема, у 2014 році видобуток вугілля зазнав падіння більш ніж на 22% порівняно з попереднім роком, знизившись з 83,7 до 65 млн т. Видобуток вугілля антрацитової групи в тому ж році впав на третину, скоротившись з 30,3 до 20,6 млн т [31]. Тенденцію спаду вугілля було зафіксовано й у 2015 році, коли показники видобутку вугілля досягли 39,7 млн т [32]. У 2021 році обсяги видобутку вугілля сягнули значень 29,4 млн т [33]. Після початку повномасштабного вторгнення станом на початок червня 2023 року близько 25% державних потужностей і більшість приватних шахт

знаходяться на окупованій території. Загальний видобуток вугілля, порівняно з показниками 2021 року, знизився приблизно на 35% [34].

Необхідно зазначити, що станом на 2014 рік вугільні ТЕС склали більше половини генеруючих потужностей Об'єднаної енергосистеми України та виробляли понад 40% усієї електроенергії країни. Нині в країні діє 14 великих ТЕС, у тому числі 7 призначені спалювання високолетких марок вугілля газової групи, а інші 7 – для використання низькореактивного антрациту і пісного вугілля [35].

Нині, незважаючи на постійно зростаючу увагу до відновлюваних джерел енергії, вугілля залишається одним з основних джерел енергії. Тому використання вугілля в енергетичному секторі України відіграє важливу роль у стабільному забезпеченні електроенергії, оскільки ще не настільки розвинені та доступні альтернативні джерела енергії.

Запаси кам'яного вугілля в Україні зосереджені в Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах. Найбільша частка балансових запасів кам'яного вугілля в Україні, яка становить 97,30% або 40072,83 млн т, припадає на Донецький вугільний басейн. Цей басейн розміщений на території Дніпропетровської, Донецької, Луганської та Харківської областей. Основну частку балансових запасів Донецького басейну становить вугілля марок Д (32,43%), Г (18,18%), ДГ (15,02%) та А (15,23%). На території Львівсько-Волинського басейну зосереджено 1112,53 млн т вугілля, що складає 2,7% від загального обсягу балансових запасів України. Станом на 1 січня 2021 року у Львівсько-Волинському басейні було розроблено та підготовлено до освоєння 803,0 млн т балансових запасів вугілля. Види вугілля, що входять до балансових запасів басейну, містять марки ДГ (22,28%), Г (39,38%), Ж (23,78%), К (14,56%). Діаграму розподілу балансових запасів вугілля за марочним складом у Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах наведено на рис. 1.2 [36], [37].

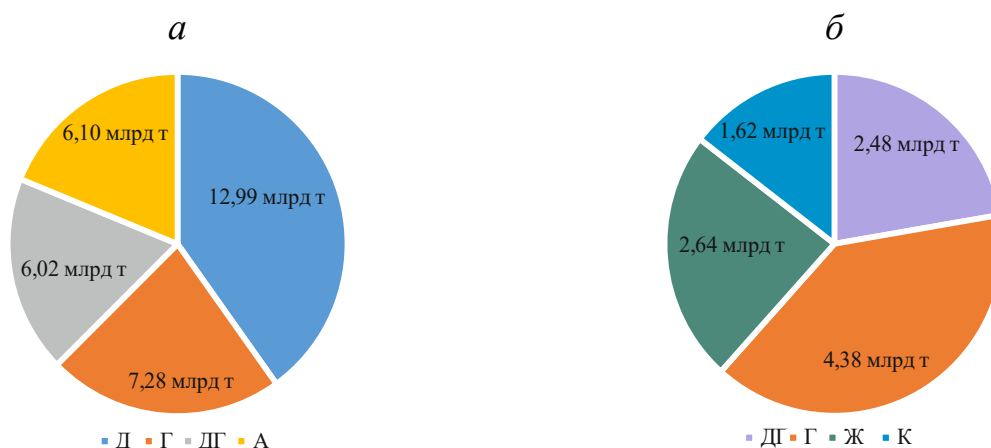


Рисунок 1.2 – Діаграма розподілу балансових запасів вугілля за марочним складом у Донецькому (а) та Львівсько-Волинському (б) басейнах

У роботі [38] розглянуто три сценарії розвитку вугільної промисловості України: оптимістичний, базовий і песимістичний. Оптимістичний сценарій передбачає значні інвестиції у відродження та розвиток вугільної промисловості, включно з модернізацією державних шахт і будівництвом нових, що може збільшити обсяги видобутку до 61,2 млн т до 2035 року. Базовий сценарій, з іншого боку, очікує більш обмежені інвестиції, які призведуть до зниження загального обсягу видобутку до 46,3 млн т до 2030 року. Песимістичний сценарій, враховуючи поточні тенденції та виклики, прогнозує подальше скорочення видобутку.

Згідно з даними роботи [39], до початку війни, що розпочалася 24 лютого 2022 року, незважаючи на статус чистого імпортера в енергетичному секторі України, країна експортувала близько 7,0 млн т вугілля щорічно. Вугільна генерація забезпечувала від 25 до 30% внутрішнього попиту на електроенергію. Однак, після окупації частин Донецької та Луганської областей у 2015 році, ситуація суттєво змінилася: експорт вугілля скоротився до мінімальних значень, тоді як імпорт значно зріс, сягаючи 20,0 млн т на рік з 2017 року. Це призвело до того, що чистий імпорт енергетичного вугілля зріс із середніх 6,7 млн т у період 2010 – 2014 років до понад 18,0 млн т у 2015 – 2021 роках. Ці зміни в енергетичній політиці та структурі імпорту/експорту вугілля в Україні

відображають глибокі виклики, з якими країна стикається на шляху до енергетичної незалежності і стабільності.

Аналіз наведених даних підтверджує, що вугілля залишається критично важливою сировиною, яка займає значну частку у виробництві енергії. Однак, якщо зосередитися виключно на розвитку відновлюваних джерел енергії, може виникнути проблема недостатності енергії через дискретність енергетичних потоків. Цей аспект охоплює періодичність надходження енергії та змінність енергетичного потенціалу, що відзначається нерівномірною доступністю енергії, яка надходить від сонячного проміння та вітру [40], [41]. Така непостійність може ускладнити використання відновлюваних джерел енергії як стабільного та надійного джерела енергопостачання.

Відповідно до [42] – [44] значна частина розвіданих запасів вугілля зосереджена в пластах з потужністю менше 1,2 м (65,9%). У пластах потужністю 0,55 – 0,7 м зосереджено майже 31% балансових запасів вугілля, які за своєю якістю відповідають кондиціям, але мають недостатню для їх виймання потужність, – менше 0,55 м (рис. 1.3). Це створює технічні та економічні виклики для гірничодобувної промисловості, адже видобуток з таких тонких пластів вимагає більш складних і вартісних технологічних рішень.

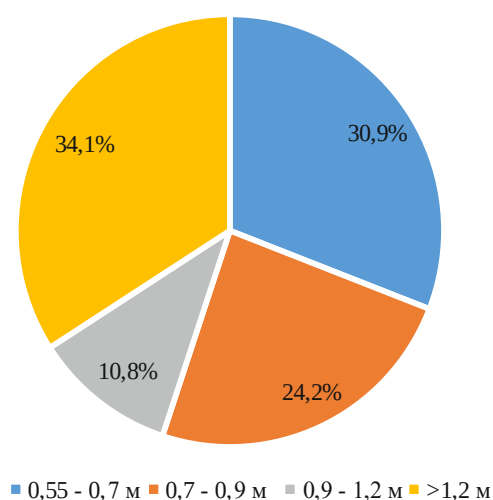


Рисунок 1.3 – Діаграма розподілу запасів вугілля за потужністю пластів

Практика механізованого видобутку вугілля з пластів невеликої потужності виявляє тенденцію між зростанням обсягів видобутого вугілля та погіршенням показників середньої експлуатаційної зольності. Цей фактор відіграє ключову роль у визначенні якості видобутого вугілля і впливає на економічність його використання в енергетичних процесах [45].

Упродовж останніх десяти років значний внесок у підвищення ефективності вугільної промисловості в Україні, зокрема у сферах оптимізації процесів видобутку вугілля, ведення очисних та підготовчих робіт, зробила плеяда науковців: Бондаренко В.І., Булат А.Ф., Гайко Г.І., Гапєєв С.М., Дичковський Р.О., Загриценко А.М., Зберовський В.В., Ковалевська І.А., Калугіна Н.О., Круковський О.П., Садовенко І.О., Сахно І.Г., Сдвижкова О.О., Солодянкін О.В., Симанович Г.А., Снігур В.Г., Шашенко О.М. та багато інших. Їхні дослідження і розробки сприяли підвищенню ефективності гірничодобувної діяльності, забезпечуючи інноваційні підходи до використання ресурсів і зниження впливу на навколишнє середовище.

Так, у роботі [46] на основі аналізу напружено-деформованого стану шаруватого гірського масиву, що вміщує гірничу виробку, запропоновано новий вид кріплення на базі композитних матеріалів, застосування якого дасть змогу збільшити темпи проведення виробок, зменшити трудомісткість робіт та підвищити безпеку праці гірників.

Практичне впровадження інноваційних оптимізаційних рішень під час проходження високоамплітудного диз'юнктиву Богданівського скиду дало змогу додатково розкрити 40,0 млн т запасів вугілля, що, відповідно, збільшило термін експлуатації шахти «Самарська» на 15 років [47], [48].

У дисертаційній роботі [49] розглядається поєднання двох передових технологій: комплексно-механізованого виймання і свердловинної підземної газифікації вугілля під час експлуатації тонких і надтонких пластів. Запропонований підхід до поєднання цих технологій дає змогу не тільки максимізувати ефективність видобутку вугільних ресурсів, а й значно підвищує економічну вигоду від таких операцій.

Впровадження технології селективного відпрацювання, що передбачає роздільне виймання вугільних пластів і прирізуваних бокових порід замість їхнього валового (сумісного) виймання, дає змогу підвищити якість вугілля, яке видобувається, уже в процесі його видобутку та залишити порожні породи в шахті, а не транспортувати й складувати їх на поверхні [50]. Проведені дослідження показують, що порівняно з традиційною технологією при переході на селективну, можливо значно збільшити енергетичну цінність видобутого вугілля в 2,1 рази [51].

Згідно з дослідженнями, викладеними в роботах [51], [53], ключем до ефективного видобутку вугілля є встановлення основних принципів керування гірським тиском і навантаженням на кріплення механізованих комплексів. Це не тільки сприяє дотриманню високих техніко-технологічних та економічних стандартів, а й дає змогу оптимізувати виробничий процес. Такі заходи значно зменшують зношення обладнання та підвищують безпеку праці, що, в свою чергу, забезпечує стабільність і рентабельність вугільної промисловості. Ефективне керування цими аспектами є вирішальним для забезпечення тривалої експлуатації шахт.

Одним з інноваційних технологічних рішень у галузі видобутку вугілля є використання супутніх енергетичних потоків, що з'являються в процесі вуглевидобутку для забезпечення енергетичних потреб самого шахтного комплексу. На особливу увагу заслуговує потенціал утилізації метану. Сумарно на шахтах компанії ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» його обсяг може сягати 7,1 ПДж, а потенціал теплової енергії, видобутої з водовідливних установок шахт, – 1,12 ТДж на рік. Ця енергія еквівалентна виробництву 311,9 млн МВт·год електроенергії на рік [54].

Іншим значущим технологічним рішенням, що посилює роль вугільної промисловості в енергетичному секторі, є утилізація метану [55], [56]. Ефективна дегазація, що дає змогу вилучати метано-повітряну суміш із концентрацією метану від 25 до 45%, відкриває широкі можливості для її використання. Особливо перспективним є застосування цієї суміші в

когенераційних установках, де метан може бути спалений для виробництва електрики і тепла. Це не тільки забезпечує ефективне використання вугільних ресурсів, а й сприяє зниженню викидів парникових газів, перетворюючи шкідливі викиди на корисну енергію. Аналіз результатів наукових досліджень у сфері розробки вугільних запасів підкреслює високу їхню затребуваність і актуальність, незважаючи на глобальні тенденції до скорочення використання викопного палива. Раціональне планування дегазаційних робіт дає змогу додатково отримати близько 2,5 млн м³ метану [57].

Більшість шахт України закриваються з використанням «мокрого» способу. У зв'язку з цим підвищується дебіт метану в газовідвідні трубопроводи, які обладнуються у виробках, що мають вихід на земну поверхню. Відсутність аеродинамічного зв'язку з газовідвідними трубопроводами призводить до некерованої міграції метану на поверхню, що спричиняє викиди парникового газу в атмосферу, скупчення його в підвалах житлових будинків, створюючи вибухонебезпечну концентрацію [58].

У світовій практиці відома значна кількість проєктів із видобутку метану закритих шахт, які доводять, що його використання технічно можливе й економічно доцільне. Наприклад, у Німеччині реалізовано 35 проєктів з видобутку метану закритих шахт. Налічувалося 94 установки для виробництва електричної та теплової енергії. У рамках цих проєктів виробляється понад 500 МВт·год електроенергії та 75 МВт·год тепла на рік. У Франції реалізовано 5 проєктів з видобутку метану із закритих шахт. Електроенергія виробляється на 5 електростанціях зі встановленою потужністю 9 МВт. Річний видобуток становить близько 26 млн м³ метану. У Великій Британії здійснювалося 13 проєктів з використання шахтного газу: 12 проєктів з виробництва електроенергії встановленою потужністю 78 МВт і один проєкт із закачування в трубопроводи. З виведених з експлуатації шахт утилізується близько 58% викидів метану [59]. З огляду на значні обсяги метану в закритих шахтах, його значну концентрацію в шахтній атмосфері, потенційну небезпеку в разі неконтрольованого виділення на поверхню, вилучення й використання метану з

техногенного простору вугільних шахт є перспективним напрямом, що здатен зменшити фінансове, екологічне та соціальне навантаження під час ліквідації гірничих підприємств. Для вилучення газу з техногенно підроблених масивів і підземного простору закритих шахт у світовій та вітчизняній практиці використовують дегазаційні трубопроводи, що закладаються при ліквідації гірничих виробок, які мають вихід на земну поверхню або дегазаційні свердловини, пробурені в зони скупчення метану.

Необхідно зазначити, що видобуток і використання шахтного метану є економічно доцільним за наявності таких чинників: кількість і якість газу; наявність чіткого уявлення про наявність і місце розташування зон скупчення метану; можливість керування водоприпливом; надійна ізоляція виробок, які мають вихід на земну поверхню; наявність аеродинамічного зв'язку між гірничими виробками та газовідвідними трубопроводами або свердловинами; наявність інфраструктури з використання газу.

Але як показує досвід, економічно найефективніше використовувати шахтний метан як паливо разом з іншими джерелами вуглецевої енергії (вугілля, природний газ, біогаз) [60]. Тому утилізація бідних метанових сумішей на шахтах Західного Донбасу, що припиняють або вже припинили свою діяльність, є перспективним напрямом у зміцненні енергонезалежності країни.

Таким чином, проведені вище дослідження, спрямовані на оптимізацію та підвищення ефективності видобутку вугільних ресурсів, надають можливості для зниження залежності від імпорту енергії за рахунок розвитку внутрішніх виробничих потужностей. Однак у контексті екологічних викликів і прагнення до сталого розвитку важливо розробляти технології, що мінімізують негативний вплив на навколишнє середовище, оскільки розвиток вугільної промисловості в Україні має відбуватися згідно з основними директивами та стратегіями країни щодо екологічної стійкості. Це означає, що будь-яке нарощування виробничих потужностей має враховувати національні та міжнародні зобов'язання України у сфері клімату, зокрема Кіотський протокол і Паризьку кліматичну угоду.

Важливо підкреслити, що видобуток вугілля становить лише одну частину ширшого процесу, який передбачає подальше використання вугілля. Тому необхідно не тільки оптимізувати процеси видобутку, а й звернути увагу на ефективність та екологічну безпеку його подальшої переробки. Звідси випливає, що розробка та впровадження технологій замкненого циклу видобутку та переробки вугілля є критично важливими. Це дасть змогу підвищити ефективність використання вугільних ресурсів на всіх етапах - від видобутку до кінцевого використання. Основою таких удосконалень може стати впровадження технологій, відомих як «чисті вугільні технології» (clean coal technology) [61] – [64], зокрема, технології газифікації, гідрогенізації, екстракції, спалювання тощо. Це передбачає вдосконалення наявних методів і розширення застосування інноваційних підходів у галузі використання вугільних ресурсів.

1.3 Трансформація вугільної промисловості України на базі технології підземної газифікації

Для України пошук стабільного та надійного джерела отримання енергоресурсів є одним із першочергових завдань, розв'язання яких також визначає її політичний та економічний розвиток. Сьогодні складна ситуація, що виникла навколо паливно-енергетичного сектору України, зокрема гірничодобувної промисловості, спонукає до пошуку кардинально нових технологій отримання енергоресурсів. Варто зазначити, що цей акцент не завжди надається на користь традиційної енергетики. Багаторічні тенденції розвитку нашої економіки, коли значна частка енергетичних джерел експортувалася з-за кордону, виявилася абсолютно хибною. Відповідно, наразі здійснюється переорієнтація на інші екологічно чисті технології отримання енергії, які можуть бути створені в достатній кількості незалежно від експортної продукції. При цьому, все частіше пропонується проводити поєднання декількох технологій видобутку в межах одного гірничодобувного підприємства. Такі удосконалення спрямовані на максимальне вилучення

корисних копалин із надр, причому, виконується це на економічно доцільному рівні та з урахуванням екологічних компонентів відновлення пост гірничих територій.

Специфіка гірничо-геологічних, гірничотехнічних та гідрогеологічних умов залягання вугільних пластів вимагає використання альтернативних технологій для ефективного відпрацювання цих ресурсів. Однією з перспективних технологій є підземна газифікація вугілля (ПГВ). В Україні понад 40,1 млрд т вугільних пластів є придатними для відпрацювання технологією підземної газифікації. За різними експертними оцінками технологією ПГВ можна відпрацювати приблизно 20 млрд т балансових запасів кам'яного вугілля, 3,8 млрд т забалансових запасів кам'яного вугілля, а також 1,1 млрд т балансових та 0,2 млрд т забалансових запасів бурого вугілля [65], [66]. При цьому впровадження цієї технології сприяє не тільки ефективнішому використанню вугільних ресурсів, а й знижує екологічний вплив традиційного видобутку.

Інвестиційні проєкти з підземної газифікації розглядаються у двох основних варіантах, апробованих у промисловій практиці. До першого відносяться підприємства, продуктом яких є газ з теплотою спалювання понад 5,0 МДж/м³, до другого – формат побудови енергохімічних комплексів на базі гірничодобувних підприємств [67]. Крім цього, важливим складовим етапом впровадження геотехнології газифікації є застосування синергетичного підходу. Даний підхід базується на синтезі технологій видобутку вугілля та переробки його на місці залягання. Так, у 2018 році був підписаний Меморандум щодо реалізації проєкту «Створення в Україні високотехнологічного комплексу виробництва синтетичного моторного палива». Підписантами виступали Львівська обласна державна адміністрація, Львівська обласна рада, ПП «Енергія природи – водень» та компанія “Gulf Petroleum Limited” (Катар). Передбачається розвиток чотирьох основних модулів – вуглевидобувного, газифікаційного, синтезу кінцевої продукції та логістичного. Планується, що сировинна база базуватиметься на Тяглівському і Любельському родовищах та

на діючих шахтах ДП «Львіввугілля» з розвитком на північ вздовж червоноградських пластів [68].

Підземна газифікація вугілля може стати альтернативою традиційній технології видобутку вугілля, забезпечуючи більш повне відновлення енергії шляхом перетворення твердого палива у газоподібні та рідкі вуглеводні. Тому науково-практичні рекомендації щодо формування геореакторних систем у підземному просторі вугільних шахт, залежно від потенціалу підприємств та територіального розміщення, дають змогу обґрунтувати раціональні енергоефективні параметри традиційних та альтернативних вугільних технологій у сталому та взаємопов'язаному системному контексті. Це передбачає удосконалення наявних методів та переформатування підходів до використання вугільних ресурсів з мінімальними впливами на навколишнє середовище.

Перші в світі дослідження з підземної газифікації пластів кам'яного вугілля були розпочаті в 1933 році в Україні на Лисичанській станції «Підземгаз». Всього на території України діяли три основні станції підземної газифікації вугілля: Лисичанська, Горлівська та Синельниківська. Експлуатація цих станцій дала змогу отримати важливий науково-практичний досвід, демонструючи не тільки надійність технології підземної газифікації вугілля, алей й підкреслили можливість переходу від експериментальних робіт до створення повноцінних промислових станцій з газифікації вугілля.

На сьогодні технологія підземної газифікації може стати фундаментом для реалізації низьковуглецевих програм видобутку та переробки запасів вугілля на місці його залягання. Останнім часом підземна газифікація вугілля розвивається дуже швидко і демонструє великий потенціал. За останні 10 років проведена низка лабораторних та польових експериментів з дослідження механізмів газифікації, оптимізації робочих параметрів, визначення ефективності процесів та способів керування ними.

Визначення актуальності та інноваційності напрямів наукових досліджень з газифікації вугілля є складним процесом, який потребує

детального аналізу багатьох факторів. Для збору даних і проведення аналізу використовувалася міжнародна реферативна база даних Scopus, яка містить понад 90 млн реферативних записів наукових публікацій із різних галузей знань. Вибір саме цієї бази даних зумовлений її обширним охопленням публікацій і доступом до повної інформації про статті, опубліковані у провідних наукових журналах, монографіях і матеріалах міжнародних конференцій. Для аналізу були обрані ключові словосполучення: “*underground coal gasification*”, “*coal mining*” та “*underground*”. Метою пошуку було виявлення динаміки публікаційної активності за цими темами у період 2000 – 2024 років.

Основним завданням методики було забезпечити точність і релевантність зібраних даних. Для цього у Scopus було встановлено відповідні фільтри. Пошук проводився виключно в полях *Abstract*, *Title*, *Keywords*, що дало змогу зосередитись на публікаціях, у яких ключові слова мають основне значення. Відкриті опції налаштування пошуку дали можливість відфільтрувати роботи, де ключові словосполучення згадуються лише побіжно або не мають прямого відношення до основної теми дослідження.

Зібрані дані були структуровані за роками для кожного ключового словосполучення. Після цього дані були проаналізовані для виявлення загальних трендів, що дало змогу побудувати графіки, які відображають динаміку кількості публікацій за кожним з обраних напрямів (рис. 1.4). У процесі аналізу виконувалося статистичне опрацювання даних та їх візуалізація для наочного представлення результатів, що дало змогу отримати чітке уявлення щодо змін у науковій активності за кожною з тем упродовж досліджуваного періоду. Методика аналізу враховувала певні обмеження. Одним із головних було те, що дані збиралися виключно з бази даних Scopus. Окрім цього обмеженням також була можливість пропуску публікацій через використання вузьких ключових слів, які не враховують синоніми чи альтернативні формулювання. Незважаючи на ці обмеження, проведений аналіз

забезпечив надійні результати та дав змогу отримати об'єктивну картину наукової активності за обраними темами.

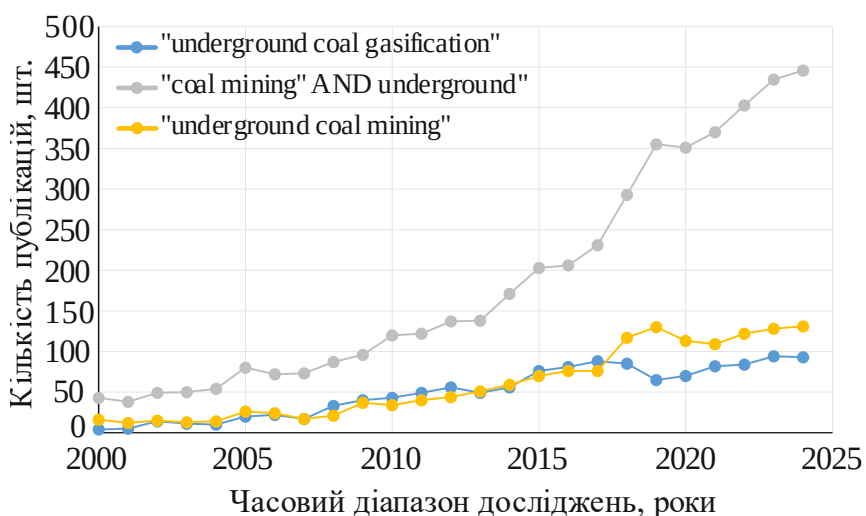


Рисунок 1.4 – Розподіл кількості наукових досліджень за напрямом підземної газифікації вугілля та підземного видобутку вугілля за базою даних Scopus

Аналіз наведених даних вказує на зростаючу тенденцію інтересу до досліджень у сферах підземної газифікації вугілля та підземного видобутку вугілля. Ця зацікавленість обумовлена потребою у вдосконаленні технологій, що сприяють більш ефективному використанню вугільних ресурсів, навіть у контексті глобального руху до декарбонізації. Тому незважаючи на зростаючий світовий інтерес до зменшення вуглецевого сліду та переходу до відновлюваних джерел енергії, інвестиції в технології, що підвищують ефективність використання традиційних джерел, залишаються важливими.

Підземна газифікація вугілля – це складний фізико-хімічний процес, що складається з серії безперервних фаз. Процес газифікації відбувається на межі середовища «вугільний пласт – генераторний газ». В основі газифікації вугілля закладено або неповне горіння палива (при нестачі кисню), або повне горіння палива з подальшим реагуванням вуглецю з вуглекислим газом та водяною парою з метою отримання горючих генераторних газів (CO , H_2 , CH_4). Сутність технології підземної газифікації вугілля наведено на рис. 1.5. З земної поверхні

до перетину з вугільним пластом буряться дві свердловини: дуттьова та газовідвідна. Горизонтальна частина свердловин пробурюється по вугільному пласту. Після чого між свердловинами формують реакційний канал одним із відомих методів направлено буріння, гідро- або пневморозриву. В одну із свердловин подається дуттьова суміш, яка представлена повітрям, збагаченим киснем або пароповітряною сумішшю. А через іншу свердловину відбувається відведення генераторного газу. Процес газифікації вугілля протікає між зазначеними свердловинами з формуванням реакційних зон підземного газогенератора, що характеризуються змінними параметрами температурного поля.

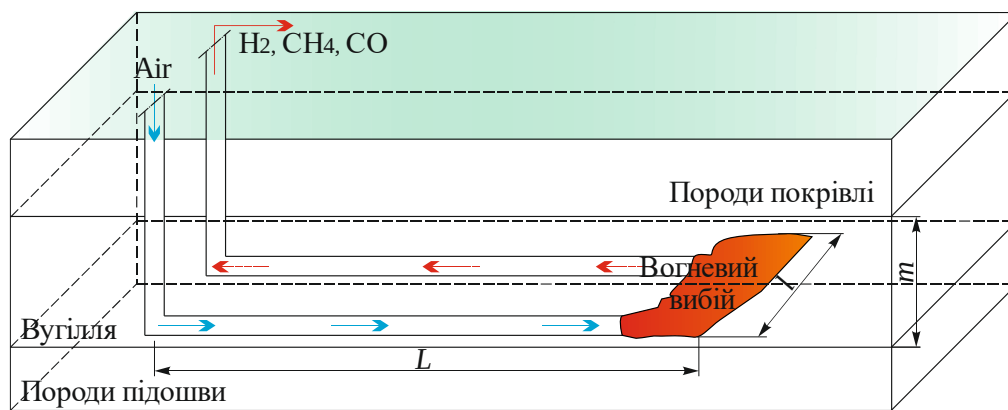


Рисунок 1.5 – Механізм ведення процесу підземної газифікації вугілля
(m – потужність вугільного пласта, м; l – довжина вогневого вибою, м;
 L – довжина стовпа газифікації, м)

Перед впровадженням технології ПГВ необхідно, насамперед, дослідити гірничо-геологічну будову гірського масиву, що вміщує вугільний пласт, спрогнозувати швидкості зростання порожнини у гірському масиву, оцінити технічні можливості та вплив процесу на навколишнє середовище, встановити економічну доцільність та аспекти безпеки для успішної експлуатації та зниження складності технології. При цьому гірничо-геологічні умови залягання вугільних пластів, якраз і визначають технологічні та технічні рішення з ведення процесів газифікації. Необхідно зазначити, що технологія підземної

газифікації вугілля характеризується низьким значення ККД, що зумовлюється невеликою теплотворною здатністю генераторного газу.

Вагомий внесок із провадження та дослідження технологій термохімічної деструкції твердого палива зробили як вітчизняні науковці: Бондаренко В.І., Брик Д.В., Гайко Г.І., Дичковський Р.О., Колоколов О.В., Інкін О.В., Садовенко І.О., Стефаник Ю. В, Табаченко М.М., Фальштинський В.С., Храмов В.М., так і закордонні: Perkins G, Stańczyk K., Kapusta K., Liang J., Liu S., Xin L., Chen, Y. Kačur J., Yang L. та багато інших.

Ними було вивчено термодинамічні та теплофізичні явища при термічній деструкції твердого палива, встановлено критерії придатності вугільних пластів, обґрунтовано параметри геомеханічних моделей, розроблено нові та вдосконалено наявні технології та технологічні схеми газифікації вугілля.

На сьогодні численні дослідження в області підземної газифікації зосереджені на підвищенні ефективності ведення процесу газифікації, зокрема за рахунок збільшення концентрацій водню в генераторному газі [69] та зменшенню викидів вуглекислого газу [70]. Вони охоплюють теоретичний аналіз процесів газоутворення, розробку нових математичних та термодинамічних моделей, що описують процес газифікації, дають змогу обґрунтувати та розробити методики, які сприяють ефективнішому переходу до проведення лабораторних та промислових досліджень [71], [72]. Також надають велику кількість інформації щодо можливості розвитку підземної газифікації у напрямі створення більш чистого енергетичного майбутнього.

Домінуючу роль у проведенні зазначених досліджень відіграє Китай, оскільки перспектива формування вуглецево-нейтрального світу спонукає його інвестувати значні кошти в чисті вугільні технології. Так у роботі [730] оцінено потенціал запасів вугілля Китаю та можливість їх видобутку технологією газифікації для отримання замінника природного газу. При цьому досить часто розглядається можливість задіяти до розробки запаси вугілля, які є забалансовими або були покинутими. Аналіз результатів випробувань [74] показує, що із залишених запасів вугілля можна отримати газоподібний

продукт з теплотою згоряння $5,02 - 5,86 \text{ МДж/м}^3$, який у своєму складі містить $5 - 10\% \text{ H}_2$, $14 - 16\% \text{ CO}$ і $5 - 8\% \text{ CH}_4$. Теплота згоряння отриманого газу є важливим показником з оцінки ефективності ведення процесу газифікації.

Масштабніші дослідження процесу газифікації вугілля було проведено ще в 1930-х роках. У цей період було отримано перші енергетичні та техніко-економічні показники процесу, що демонструють результативність газифікації вугілля. У табл. 1.1 наведено дані щодо зміни теплоти згоряння генераторного газу за основними проектами з підземної газифікації вугілля залежно від типу дуття.

Таблиця 1.1 – Дані щодо теплоти згоряння генераторного газу
за проектами досліджень газифікації вугілля

Об'єкт газифікації	Країна	Роки	Теплотворна здатність газу, МДж/м ³	Тип дуття
Лисичанська	Україна	1934-1936	3 – 4	Повітряне
Лисичанська	Україна	1943-1963	3,2	Повітряне
Горлівка	Україна	1935-1941	3,9 – 10,3	Повітряне/H ₂ O
Підмосковна	СРСР	1940-1962	3,4 – 6,0	Повітряне
Южно-Абінська	СРСР	1655-1989	4,1 – 12,1	Повітряне
Шатська	СРСР	1959	3,2	Повітряне
Ангренська	Узбекистан	1961	3,4 – 3,9	Повітряне
Hanna 1	США	1973-1974	3,4	Повітряне
Hanna 2	США	1975-1976	4,2 – 5,3	Повітряне
Hoe Creek 1	США	1976	3,6	Повітряне
Rocky Mountain 1A	США	1987-1988	9,5	O ₂ /H ₂ O
Rocky Mountain 1B	США	1987-1988	8,8	O ₂ /H ₂ O
Chinchilla 1	Австралія	2000	4,0 – 5,0	Повітряне
Xiyang	Китай	2001	11,9	Повітряне/ H ₂ O
Majuba	Південна Африка	2007	6,2	Повітряне
SwanHills	Канада	2011	16,0	O ₂ /H ₂ O
Wieczorek	Польща	2014	3,4	Повітряне/O ₂ /CO ₂

Аналіз наведених даних табл.1.1 вказує, що під час газифікації вугілля шляхом подачі повітряного дуття теплота згоряння в середньому становить 4,3 МДж/м³, а під час подачі дуття збагаченого киснем і парою – 9,6 МДж/м³. Водночас у роботі [75] зазначено, що реверсування дуттьовими потоками забезпечує рівномірність посування вогневого вибою і підвищує теплоту згоряння генераторного газу до 4,62 – 5,79 МДж/м³ за повітряного дуття. Таке підвищення пов'язують з інтенсивністю гетерогенних процесів при нагнітанні у підземний газогенератор дуття в межах 0,2 – 0,3 МПа. Оскільки надлишковий тиск у підземному газогенераторі та наявність вологості у вугіллі створюють сприятливі умови для отримання газу метану [76]. Підвищення тиску в газогенераторі сприяє протіканню реакцій прямого гідрування вуглецю ($C + 2H_2 = CH_4 + 75,3 \text{ кДж/моль}$) і відновленню оксиду вуглецю ($CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O + 205 \text{ кДж/моль}$). При цьому вміст метану CH_4 і H_2O підвищується, а концентрація CO і H_2 знижується [77]. Таким чином різноманіття вихідного продукту під час газифікації вуглецевмісної сировини дає змогу отримати різний склад продукту, що утворюється [78]:

- генераторний газ – теплота згоряння – 3,8 – 4,6 МДж/м³;
- синтез-газ для хімічної технології – 10,9 – 12,6 МДж/м³;
- відновний газ (для металургійних та машинобудівних виробництв) – 12,6 – 16,8 МДж/м³;
- міський газ (опалювальний) – 16,8 – 21,0 МДж/м³;
- синтетичний природний газ (багатий газ) для транспортування на далекі відстані – 25,0 – 38,0 МДж/м³.

Якщо ж розглядати процеси поверхневої газифікації вугілля, то за кисневої або парокисневої газифікації під тиском до 3,0 МПа утворюється генераторний газ із середньою теплотою згоряння від 10,0 до 16,0 МДж/м³. Для отримання газу з високою теплотою згоряння, що коливається від 20,0 до 40,0 МДж/м³ та може слугувати заміном природного газу, використовується киснева або парокиснева газифікація під високим тиском до 10 МПа [79].

З досвіду роботи експериментальних і лабораторних газогенераторів встановлено, що зольність вугілля негативно впливає на процес газифікації. Оплавлена кірка золи, що утворюється на площині вогневого вибою, перешкоджає контакту газоподібних реагентів з вуглецем твердого палива [800]. Водночас під час проведення досліджень процесу газифікації сапропелітового вугілля з Львівсько-Волинського вугільного басейну автором роботи [81] встановлено, що високозольне сапропелітове вугілля придатне для використання як сировина в термохімічній переробці в підземних і наземних умовах. Це підтверджується кількісними показниками отриманої теплоти згоряння генераторного газу від типу подачі дуттьової суміші, а саме: на водяному реагенті становить $10,4 \text{ МДж/м}^3$, на водно-повітряному дутті – $4,94 \text{ МДж/м}^3$ і на повітряному дутті – $3,73 \text{ МДж/м}^3$. Температура становила $950 - 1100 \text{ }^\circ\text{C}$, тиск – $0,2 - 0,25 \text{ МПа}$. Однак підвищення тиску не завжди впливає на енергетичні показники процесу газифікації.

У 1990-х роках Європейський Союз провів проєкт підземної газифікації вугілля, у якому брали участь Іспанія, Великобританія і Бельгія. Місцем проведення обрали Ель Тремедаль у провінції Теруель (Іспанія). Під час експериментів проводилися безперервні вимірювання тиску, який підтримувався близько гідростатичного значення на глибині вугільного пласта $5,3 \text{ МПа}$. Перший експеримент тривав 9 днів і склад газової суміші становив: $24,9\% \text{ H}_2$, $8,7\% \text{ CO}$, $14,3\% \text{ CH}_4$, $43,4\% \text{ CO}_2$ і $8,3\% \text{ H}_2\text{S}$ з теплотою згоряння $10,97 \text{ МДж/м}^3$. Під час другого експерименту, що тривав 3 дні, було отримано генераторний газ з подібними якісними характеристиками. Під час третього тесту виникли технічні проблеми, такі як несправність системи запалювання та відмова системи вимірювання температури, що призвело до накопичення метану і наступного вибуху. Через пошкодження дуттьової свердловини було прийнято рішення про завершення випробування. На високому тиску газу, який використовувався в європейських випробуваннях, спостерігалася вища концентрація метану в продуктовому газі. Це можна порівняти з результатами ПГВ випробувань у США за тиску $0,4 \text{ МПа}$, де також використовувався кисень.

Газ, отриманий за 0,4 МПа, містив 38,1% H_2 , 20,8% CO , 4,7% CH_4 , 34,9% CO_2 і 1,5% H_2S . Ефект тиску є прямим наслідком реакції метанації, адже об'єм зменшується під час цієї реакції, і згідно з принципом Ле Шательє, збільшення тиску зрушує рівновагу вправо, збільшуючи вихід метану [82], [83].

Ці результати також підтверджено в дослідженні [84]. Під час експериментів було виявлено, що підвищення тиску призводить до зростання концентрації метану (CH_4) і етану (C_2H_6) в генераторному газі. Також було встановлено, що кінцевий склад газу значною мірою залежить від температури у «вільному просторі» реактора, де відбуваються хімічні реакції. Ці відомості критично важливі для оптимізації параметрів процесу газифікації, щоб забезпечити ефективне виробництво газу з бажаним складом (рис. 1.6).

Збільшення температури сприяє протіканню ендотермічних реакцій газифікації, що веде до збільшення концентрацій водню і монооксиду вуглецю в продуктовому газі. Водночас високі значення еквівалентного співвідношення (ER) зазвичай призводять до зниження рівнів H_2 і CO в газі через зростання вмісту азоту, оскільки повітря використовується як окислювач. Крім того, зволоження палива значно впливає на вміст водню у синтез-газі, зі зростанням кількості води відбувається підвищення концентрації H_2 , що є важливим аспектом для оптимізації процесу газифікації [85].

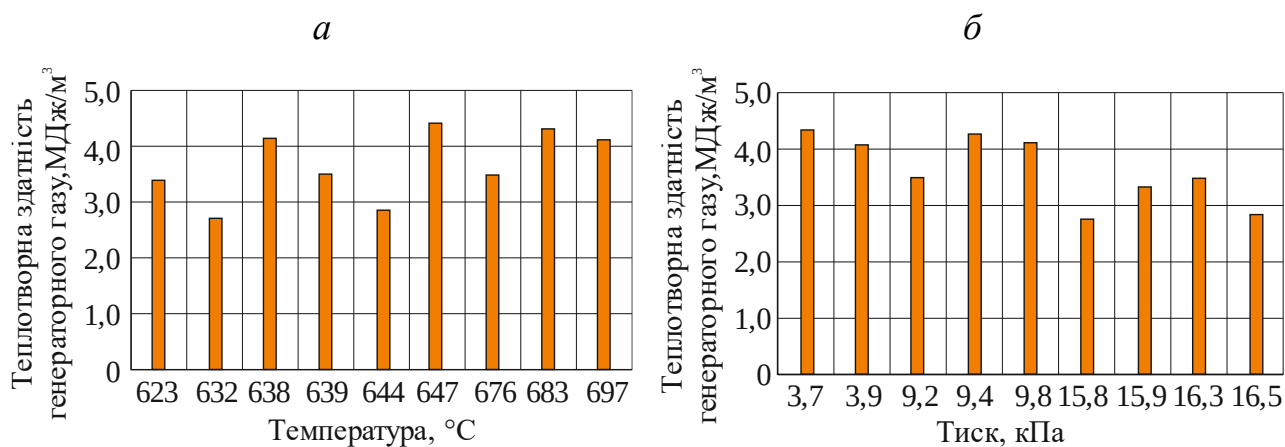


Рисунок 1.6 – Залежності зміни теплоти згоряння генераторного газу від температури (а) та тиску (б) (аналіз досліджень [84])

Як було вже зазначено, збільшення тиску газифікації сприяє формуванню метану (CH_4), але пригнічує утворення водню (H_2) і монооксиду вуглецю (CO) у синтез-газі за різних температур. Зокрема, максимальна нижча теплота згоряння (LHV) синтез-газу зростає до більших тисків зі збільшенням температур газифікації, де відповідне максимальне значення LHV становить $7,87 \text{ МДж/м}^3$ за тиску $5,6 \text{ МПа}$ та температурі газифікації 800°C . Підвищення температури газифікації призводить до збільшення вмісту H_2 і CO та зменшення вмісту CH_4 у синтез-газі. Вплив співвідношення кисню до пари вказує на те, що збільшення вмісту води в агенті газифікації значно підсилює вміст H_2 і CH_4 у синтез-газі, а також його LHV [86].

Також необхідно зазначити, що при намагнічуванні пароповітряної суміші під час газифікації вугілля марки Г відбувається підвищення ефективності технологічного процесу на $15 - 20\%$. Завдяки більш повному протіканню термохімічних реакцій відновлення CO_2 і конверсії водяної пари, що відбуваються під впливом намагніченої суміші, відзначається зростання вмісту горючих компонентів, таких як водень і монооксид вуглецю, у продуктовому газі [87].

У роботі [88] зазначено, що для підвищення процесу активізації ПГВ до дуттьової суміші можна додавати каталізатори, насамперед Fe , і проводити варіацію тиском, за рахунок чого відбувається збільшення вмісту CH_4 до 14% у вихідній суміші. Ефективність процесів газифікації може також суттєво підвищуватися при використанні відповідних каталізаторів, що дають змогу знижувати температуру, зберігаючи високу швидкість процесу, і регулювати склад продуктів. Найпоширенішими каталізаторами процесу газифікації вугілля є сполуки лужних, лужноземельних і деяких перехідних металів: рутеній (Ru), кобальт (Co), залізо (Fe), нікель (Ni) [89], а також карбонати калію: K_2CO_3 , Na_2CO_3 , CaCO_3 [90]. Вищезгадані сполуки є досить обмеженими до отримання на промисловому рівні та достатньо дорогими при використовуванні як проміжного продукту під час формування газоподібного енергетичного палива в процесі газифікації вугілля. Однак варто зазначити, що до цієї групи також

відносяться оксиди заліза. Також загальновідомо, що виходячи із наявних технологій видобування, саме залізо є найдоступнішим викопним металом в Україні.

Підтвердженням цього припущення стало отримання практичних результатів досліджень, спрямованих на активізацію процесу газифікації з орієнтацією підвищення калорійних властивостей кінцевого газового продукту [91]. Автори роботи за каталізатор пропонують застосовувати різні металургійні шлаки. Відомо, що ці побічні продукти виробництва металів містять значну концентрацію заліза. Експериментальними дослідженнями було доведено, що введення шлаку феронікелю у кількості 6% сприяє збільшенню концентрації горючих компонентів у генераторному газі на 15%. При цьому найповніше використовується вуглець, що дає змогу збільшити ККД газифікації майже на 23%. Крім цього, метод такої активізації можна варіювати концентраціями окремих горючих газів (монооксиду вуглецю, водню, метану та інших насичених вуглеводнів), що дає змогу підвищити теплоту згоряння генераторного газу. Концентрація метану в генераторному газі експоненційно залежить від робочих температур у діапазоні 900 – 1200 °С, тиску в системі та використання каталізаторів, які можуть сприяти більш ефективному протіканню реакцій перетворення вугілля [43]. Але наявність водоприпливів у підземному газогенераторі призводить до зниження температури в реакційній зоні, що уповільнює швидкість хімічних реакцій, особливо ендотермічних. Це загалом призводить до зменшення теплоти згоряння генераторного газу, а за значного надходження води вогневий вибій може згаснути. Однак автором роботи [92] на основі встановлення змін фільтраційної проникності піщаних різностей у діапазоні від 1,15 до 3,2 м/добу в інтервалі температур 400 – 600 °С було розроблено раціональні схеми керування гідродинамічним режимом під час підземної газифікації.

У рамках екологічності процесу газифікації вугілля реалізовано технологію утилізації відходів. Ця технологія характеризується тим, що подрібнені відходи транспортують вертикальною свердловиною до підземного

простору шахти з наступною кріогенною підготовкою рідким азотом до кристалізаційного стану та подальшим подрібненням до пилоподібного стану, в якому здійснюють подачу в дуттьову суміш до газогенератора. Пиловидні відходи і кисень є каталізаторами окислювального процесу і забезпечують температурний режим перехідної зони в межах 2160 – 2790 °C [93], [94].

Різні види вугілля, біомаси, відходів та іншої сировини можуть використовуватися у процесах газифікації, що дає можливість адаптації технології до конкретних умов та ресурсів, доступних у певному регіоні. Ця гнучкість дає змогу оптимізувати використання місцевих ресурсів та знижує вартість виробництва енергії. Комбінування процесів газифікації з різними типами сировини сприяє зменшенню викидів забруднюючих речовин, порівняно з традиційним спалюванням вугілля. Газифікація є більш екологічно чистим процесом, оскільки перетворює органічні матеріали на синтез-газ, який може бути використаний для виробництва електричної енергії, тепла або як хімічна сировина, мінімізуючи викиди CO₂ та інших шкідливих газів [95].

Також одним із технологічних удосконалень процесу газифікації є герметизація виробленого простору підземного газогенератора [96]. Під час організації технологічного процесу газифікації пластів вугілля із закладкою виробленого простору забезпечується постійний контакт дуттьових потоків з реакційною поверхнею пласта і необхідні теплові умови, що забезпечують інтенсифікацію процесу в реакційних зонах газогенератора. При цьому на відстані 0,5 м від пласта породи покрівлі піддаються інтенсивному прогріванню газоподібними продуктами підземної свердловинної газифікації вугілля за рахунок їх міграції по тріщинах та розшаруваннях у надвугільному масиві. Інтенсивність прогрівання починає падати за потужністю порід (глинистого сланцю) над вугільним пластом, що вигазовується, за рахунок зменшення розмірів порушеного масиву. Максимум температур знаходиться на рівні 1000 – 1100 °C, за таких температур коефіцієнт піднімання підосви знаходиться в межах 1,15 – 1,45, що залежить від наявних хімічних компонентів у гірських породах (SiO₂, Al₂O₃, C). Це дає змогу спрогнозувати

коефіцієнт заповнення вигазованого простору за рахунок деформації порід підшоши підземного газогенератора.

У дисертаційній роботі [97] автор обґрунтував технологічні схеми енергетичного модуля підземного спалювання вугілля та ПГВ, які базуються на використанні проміжного рухомого теплоносія – нагрітих підземних вод. Автор зазначив, що відбір «підземних вод – теплоносія» необхідно здійснювати в початковий період експлуатації підземного генератора вертикальними свердловинами з надвугільного та підвугільного масивів доки не утвориться у вугільному пласті вигорілий простір. З вигорянням вертикальний водовідбір змінюється на комбінований, де в ролі горизонтального каналу виступає вигорілий простір вугільного пласта, що має конфігурацію субгоризонтальної водовідбірної галереї, витягнутої уздовж напрямку подачі дугтя. Основною особливістю модуля є зосередження в одному місці систем відбору теплоти та її перетворення в електроенергію.

Автори роботи [80] для відбору теплової енергії з надвугільної товщі навколо підземного газогенератора пропонують вводити багатоконтурну схему рекуператорів «труба в трубі» з теплоємним рідким носієм. Це забезпечує можливість зняття залишкового тепла з породного масиву під час вигазовування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації та отримання теплової та електричної енергії, підвищення ефективності процесу підземної газифікації та економічної доцільності вигазовування вугільних пластів некондиційної потужності. Розрахункова тепла потужність контурної рекуперації тепла порід, що вміщують підземний газогенератор, становитиме 4,6 – 8,5 Гкал/год з ККД 53 – 62%. Термін ефективної роботи рекуператора – від 2,2 до 4,6 років [98].

Ефективність ведення процесу підземної газифікації вугілля було доведено під час реалізації проєкту у Південній Африці (Majuba). Цей експеримент став прикладом того, як можна ефективно використовувати вугільні ресурси з мінімальним впливом на навколишнє середовище. У рамках цього проєкту, координованого компанією Eskom, було реалізовано низку

етапів, починаючи з вибору місця та закінчуючи пілотною установкою. Спочатку було проведено дослідження потенціалу технології, зокрема через вибір відповідної ділянки шахтного поля з наступною низкою передпроектних досліджень у 2002 – 2003 роках [99]. Основними критеріями вибору були наявність прав на користування мінералами, близькість до електростанції для можливості спільного використання газу, що виробляється, а також геологічна придатність вугільних пластів.

Щодо придатності вугільних пластів до газифікації, то найбільш сприятливими з погляду літології порід покрівлі, є ділянки, де [100]:

- в покрівлі та підшві залягають породи з меншою газопроникністю, ніж вугільний пласт;
- потужність порід покрівлі більша за висоту неконтрольованого обвалення, а потужність порід підшви більша за товщину, в межах якої відбувається руйнування порід внаслідок перегріву або здимання;
- потужність низькопроникних порід підшви з урахуванням теплової глибини до 1 м повинна бути не менше 1,5 – 2,0 м.

З 2007 по 2011 роки було успішно здійснено пілотну експлуатацію установки, яка дала можливість виробляти синтез-газ з достатньою калорійністю для подальшого використання на електростанції. Використання інноваційної технології UCG від компанії Ergo Exergy Technologies дало змогу вдосконалити процес газифікації та забезпечити високу якість газу. Після завершення пілотної фази почалася фаза демонстраційної установки, метою якої було довести можливість використання газу для виробництва електроенергії на комерційній основі шляхом живлення газової турбіни потужністю 100 – 140 МВт [101].

Важливим технологічним впровадженням технології підземної газифікації є можливість відпрацювати запаси вугілля, що знаходять у межах закритих вугільних шахт. Так у 2005 році на шахті Чжун-Лян-Шань (Китай) було запущено серію півпромислових випробувань процесу ПГВ, метою яких було оптимізувати використання вугільних ресурсів, що залишилися після

закриття шахт [102]. Проєкт містив використання штучно створених каналів і керованих рухомих точок підведення дуття для виробництва синтез-газу. Випробування також показали, що використання кисню збагаченого повітря та зміни тиску в процесі експлуатації можуть значно покращити керування потоком газу та підвищити ефективність газифікації вугілля. Під час випробувань, які тривали упродовж трьох місяців, було вироблено чистий синтез-газ з об'ємом від 2200 до 3600 м³/год і тепловою потужністю від 1200 до 1600 ккал/м³, використовуючи звичайне повітря дуття. Склад газу на виході склав від 10 до 30% H₂, від 15 до 25% CO та від 5 до 8% CH₄. При цьому встановлено, що циклічна подача дуття під тиском покращує якісні характеристики генераторного газу (рис. 1.7).

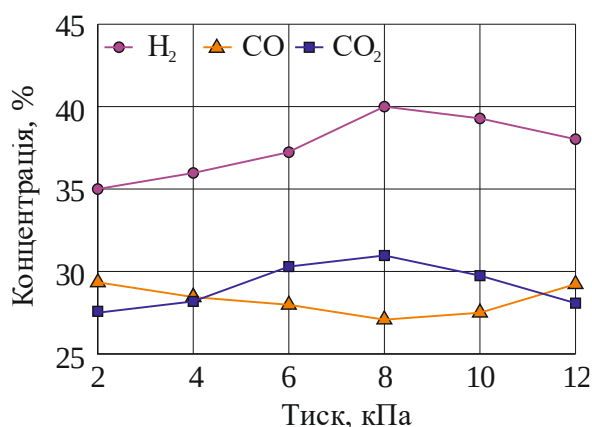


Рисунок 1.7 – Залежності виходу H₂ + CO та CO₂ від тиску

Аналіз наведених даних на рис. 1.7 вказує на суттєвий вплив тиску на вихід горючих газів H₂ + CO та баластного CO₂, що зумовлено більш кращим контактом між вугіллям та дуттьовою сумішшю, покращуючи реакційну здатність середовища. З іншого боку, збільшення вмісту CO₂ за вищого тиску може бути пов'язано з підвищенням ефективності процесів вуглецевої оксидзації, які відбуваються паралельно з основними реакціями газифікації. Такі реакції не тільки зумовлюють утворення більшої кількості CO₂, але й збільшують кількість тепла, яке може бути використане для підтримання

процесу газифікації, що є критично важливим для його стабільності в умовах збільшення тиску.

Таким чином, наведені результати щодо ефективного ведення процесу газифікації підкреслює важливість технічних і технологічних вдосконалень у процесі. Різноманітність параметрів тиску і температурні режими відіграють ключову роль у підвищенні енергетичної ефективності цього процесу, що безпосередньо впливає на вихід горючих газів, таких як метан (CH_4), оксид вуглецю (CO) та водень (H_2), а також баластних газів, включно з вуглекислим газом (CO_2), азотом (N_2) та сірководнем (H_2S). Тому необхідним є не тільки оптимізувати процес газифікації на отримання якісного горючого газу, а й враховувати факт присутності баластних газів. Зокрема необхідно звертати увагу на дотримання міжнародних норм і стандартів зі зниження викидів вуглекислого газу, що відповідає загальносвітовій концепції екологічної безпеки та сталого розвитку, щоб технологія підземної газифікація відповідала принципам “clean coal technology”. Це зумовлює проведення подальших досліджень з метою оптимізації технологій та методів керування процесом газифікації для забезпечення екологічної стійкості процесу. Вирішення цих питань потребує всебічного вивчення впливу технічних параметрів на ведення процесу газифікація та утилізації вуглекислого газу.

1.4 Сталий розвиток вугледобувних регіонів на засадах кліматичної нейтральності

Проблема глобального потепління вважається однією з найважливіших для сучасного суспільства. Відповідно до [103] більшість світових країн (74 із 190 сторін) – підписантів Паризької угоди, встановили свої кліматичні цілі та зобов'язання щодо скорочення емісії парникових газів на міжнародному рівні. Поряд з цим, понад 30 держав публічно заявили про досягнення вуглецевої нейтральності, тобто балансування викидів і поглинання. Україна взяла на себе зобов'язання щодо впровадження курсу кліматичної нейтральності енергетичної сфери, зокрема впровадження заходів з енергозбереження,

підвищення енергоефективності, зменшення викидів парникових газів, реалізації проєктів у секторі відновлюваної енергетики, а також поступової відмови від викопних видів палива, що особливо стосується видобутку та споживання вугілля [104]. Близько 80% викидів парникових газів пов'язано з видобутком, транспортуванням і споживанням енергетичних ресурсів, зокрема викопного палива. У структурі світових викидів парникових газів частка промислового сектору становить близько 6%; в Україні цей показник сягає 18% [105].

Найбільш значними природними парниковими газами, що містяться в атмосфері Землі, є водяна пара (H_2O), вуглекислий газ (CO_2), метан (CH_4), оксид азоту (N_2O), а також озон у тропосфері (O_3) [106], [107]. Водяна пара є найпоширенішим парниковим газом, який відіграє ключову роль у природному парниковому ефекті, утримуючи тепло в атмосфері. Вуглекислий газ є основним довгоживучим парниковим газом, концентрація якого постійно зростає внаслідок антропогенної діяльності людини, зокрема спалювання викопного палива, вирубки лісів тощо. Метан має значно вищий потенціал парникового ефекту порівняно з CO_2 , хоча його концентрація в атмосфері значно нижча. Основними джерелами метану є сільськогосподарська діяльність (особливо тваринництво), видобуток і транспортування газу та нафти, а також розкладання органічних відходів. Оксид азоту є потужним парниковим газом, що утворюється в результаті сільськогосподарських процесів, зокрема використання азотних добрив, а також під час згоряння викопного палива. Озон у тропосфері, хоча і не є довгоживучим газом, робить значний внесок у парниковий ефект, адже він ефективно поглинає інфрачервоне випромінювання. Його концентрація змінюється під впливом як природних, так і антропогенних процесів, зокрема викидів транспортних засобів і промисловості. Вміст газів, що беруть участь у формуванні природного парникового ефекту, наведено на рис. 1.8.

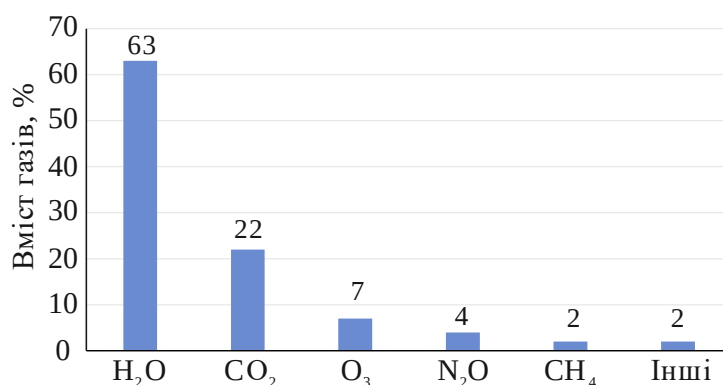


Рисунок 1.8 – Вміст газів у природному парниковому ефекті

Відповідно до аналізу даних [108] глобальні викиди CO₂ стабільно зростали з 1990 року, збільшившись майже на 60% – з 23,2 Гт у 1990 році до 36,8 Гт у 2022 році (рис. 1.9).

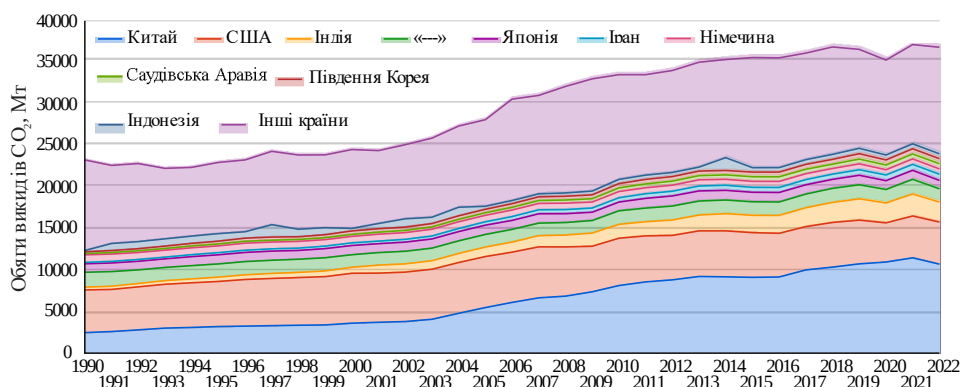


Рисунок 1.9 – Світова тенденція зміни викидів CO₂

Аналіз наведених даних на рис. 1.9 вказує на тимчасове зниження CO₂ у 2020 році, що спричинене глобальним уповільненням економіки через пандемію Covid-1. Відбулося зменшення транспортної активності та зниження промислового виробництва [109], [110]. Найбільшим джерелом CO₂ є Китай, який у 2022 році викинув 10,7 Гт, за ним США з показником трохи менше 5,07 Гт.

На вуглекислий газ припадає близько 74% усіх світових викидів парникових газів. Найбільша частка викидів CO₂ становить в енергетичному, транспортному та промисловому секторах. Енергетичний сектор є одним з

найбільших джерел викидів CO_2 , оскільки велика частина електроенергії у світі виробляється з викопного палива, такого як вугілля, нафта і природний газ. Викиди CO_2 від спалювання палива нафти становлять 42,5%, природного газу – 28,6%, вугілля – 26,5%.

Особливо шкідливі вугільні електростанції, які виділяють значну кількість CO_2 та інших забруднюючих речовин. Зростання кількості транспортних засобів і збільшення обсягів перевезень у всьому світі підсилюють цей ефект. Промисловий сектор охоплює різні галузі, такі як виробництво сталі, цементу, хімічних речовин та інших матеріалів. Ці процеси вимагають великої кількості енергії, яку зазвичай отримують з викопного палива. У 2020 році концентрація парникових газів в атмосфері сягнула рекордного рівня. Близько 67% усіх парникових газів було викинуто внаслідок діяльності енергетичного сектору та спалювання викопного палива [111].

Детальні дані щодо викидів CO_2 наведено на рис. 1.10.

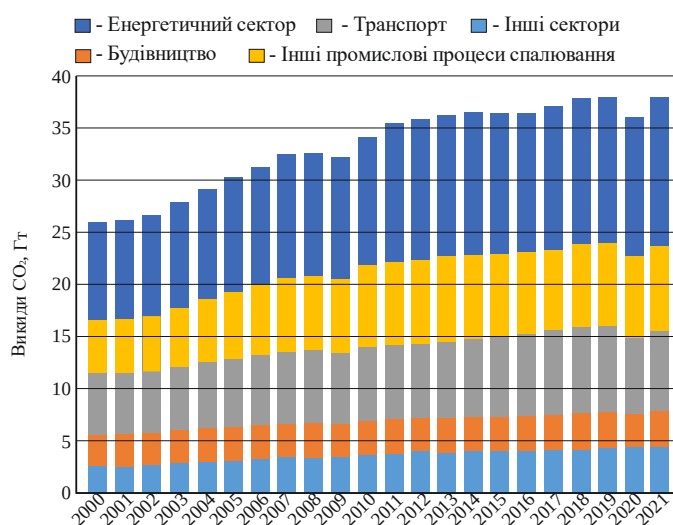


Рисунок 1.10 – Дані щодо викидів CO_2 з 2020 по 2021 роки [112]

Аналіз наведених даних вказує на постійне підвищення викидів CO_2 , що, пояснюється стрімким розвитком науково-технічного прогресу.

У 2022 році динаміка викидів CO_2 в Україні характеризувалася нерівномірністю через воєнні дії, що призвели до руйнування промислових об'єктів та енергетичної інфраструктури. Загальний рівень викидів скоротився

до 180 млн т. Попри це, в деяких критичних регіонах було збільшено використання викопного палива для задоволення енергетичних потреб, що частково компенсувало це зниження. Водночас у безпечних регіонах спостерігалось зростання використання відновлюваних джерел енергії, що сприяло зменшенню впливу на навколишнє середовище. Станом на 2022 рік Україна зайняла 5 місце в Європі за викидами CO₂ з кількістю 41,67 Мт. На першому місці Німеччина – 216,52 Мт. Загалом у Європі викиди CO₂ становлять 950, 62 Мт.

Якщо розглядати викиди CO₂ у перерахунку на площу, то у 2022 році показник для України склав 298,99 т/км² (рис. 1.11). Це вище за світовий середній показник, який становить 239,00 т/км², але значно нижче за середній у Європі – 432,27 т/км² [113].

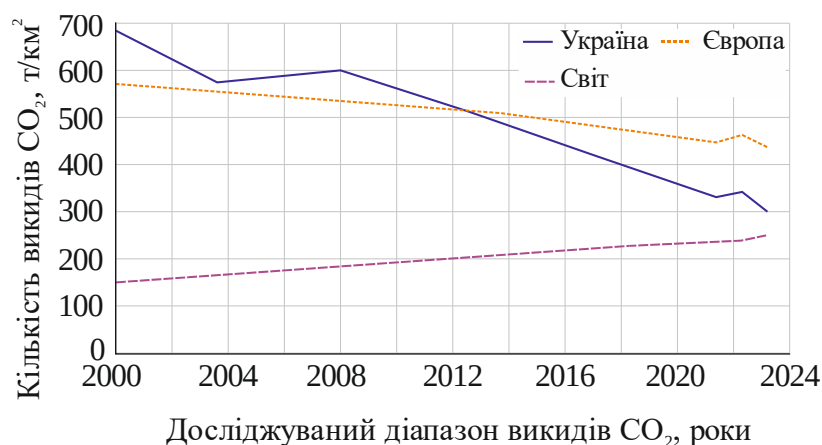


Рисунок 1.11 – Дані щодо викидів CO₂ за площею та роками

Аналіз наведених даних на рис. 1.11 свідчить про значний прогрес України у скороченні викидів порівняно з більшістю європейських країн, і демонструє великий потенціал для подальшого зниження викидів CO₂.

Вирішення екологічних проблем, пов'язаних з обмеженням викидів CO₂ і глобального потепління до 1,5 °C у 2050 – 2100 роках, стало проблематичним і складним до реалізації. У 2023 році приріст глобальної середньої температури поверхні вже наблизився до 1,2 °C, це вище за доіндустріальний рівень, що спричиняє хвилі потоків теплоти, буревії, повені, лісові пожежі та інші

екстремальні погодні явища. В Україні за даними Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України середня річна температура з початку XX століття зросла більш ніж на 2 °С, зокрема на 1,2 °С за останні 30 років [114].

На сьогодні основні переваги та недоліки різних підходів до утилізації CO₂, відповідно до роботи [115], полягають у такому (табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Переваги та недоліки методів утилізації CO₂

Метод утилізації	Переваги	Недоліки
Електрохімічний	– відсутність додаткового нагрівання; – легко масштабується; – перероблений електроліт зменшує загальне споживання електроліту;	– низький термін служби каталізатора; – економічно недоцільно; – потрібно більше електроенергії.
Тепловий	– можна використовувати поновлювані джерела енергії; – висока селективність; – довгострокова стабільна робота; – висока ефективність.	– необхідна висока температура; – низька стабільність каталізатора.
Фотокаталітичний	– не потребує додаткової енергії; – екологічно чистий; – економічно доцільні.	– низька селективність по продукту; – менша врожайність.
Біохімічний	– толерантність до токсичних речовин; – вища селективність; – вимагають низького тиску та температури.	– довготривалий процес; – вимагає високих витрат; – дає менший вихід продукції; – потрібен спеціалізований біореактор.
Хіміко-ферментний	– виробництво сипучих хімічних речовин.	– вимагають високої температури, що впливає на активність ферментів.

Необхідно зазначити, що традиційно CO₂ розглядається як відходи, які потребують зберігання та утилізації, однак нові підходи пропонують його використання для отримання корисних речовин [116].

Основні технічні рішення з секвестрації та утилізації діоксиду вуглецю охоплюють три ключові напрями: технології уловлювання, методи довготривалого зберігання та технології промислової утилізації CO₂. Відповідно до методики, що зазначена у п.1.3 було також проведено дослідження динаміки публікаційної активності за напрямом утилізації вуглекислого газу у період 2000 – 2024 років. Детальні дані наведено на рис. 1.12. Для аналізу було обрано ключове словосполучення “CO₂ utilization”.

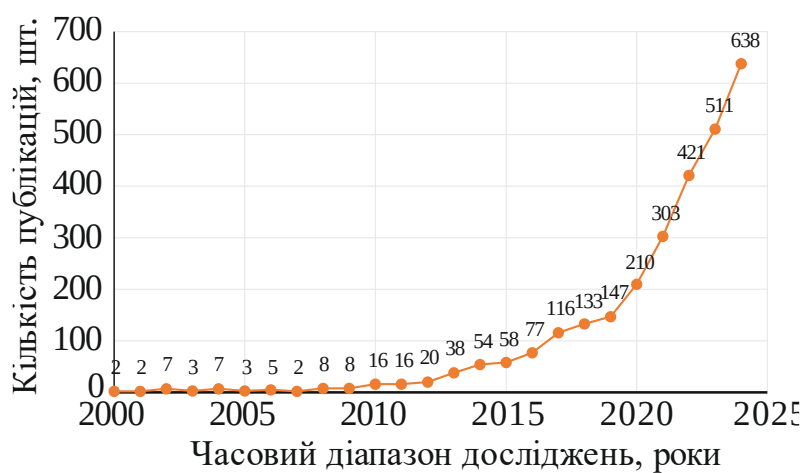


Рисунок 1.12 – Розподіл кількості наукових досліджень за напрямом утилізації вуглекислого газу за базою даних Scopus

Аналіз даних рис.1.12 вказує на різке зростання кількості публікацій за темою “CO₂ utilization” з 2015 року до 2024 року, що спричинене значним посиленням інтересу до цієї теми, що, ймовірно, пов’язано зі зростанням уваги до питань скорочення викидів вуглекислого газу.

Технології уловлювання CO₂ містять передові методи виділення вуглекислого газу з промислових викидів і атмосфери. До них належать відділення CO₂ після спалювання палива, видалення CO₂ перед спалюванням шляхом газифікації та спалювання у чистому кисні для спрощеного відділення CO₂ [117], [118].

Методи зберігання CO₂ спрямовані на його довготривалу ізоляцію від атмосфери. Серед них – геологічне зберігання у виснажених нафтових і газових

родовищах, ін'єкція у соляні водоносні горизонти та мінеральна карбонізація, яка передбачає хімічне перетворення CO_2 у стабільні карбонатні мінерали [119], [120].

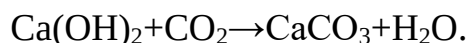
Технології утилізації CO_2 передбачають його використання як сировини для промисловості. CO_2 може застосовуватися у виробництві синтетичних палив, полімерів, будівельних матеріалів та у біотехнологіях, зокрема для вирощування мікробіодоростей, що є джерелом біопалива [121, [122].

Сьогодні єдиною комерційно життєздатною технологією уловлювання та зберігання вуглецю, що дає змогу одночасно зменшувати викиди CO_2 в атмосферу та використовувати його для економічно вигідних процесів є його застосування для підвищення параметрів віддачі нафтових родовищ [123]. Ця технологія сприяє підвищенню нафтовіддачі на 10 – 20% від початкового рівня видобутку. Закачаний CO_2 знаходиться в надкритичному стані, якщо глибина пласта перевищує 609,6 м, що робить його ефективним розчинником для нафти. У цьому стані CO_2 добре змішується з нафтою, спричиняючи її набухання, зниження в'язкості та покращення мобільності, що сприяє витісненню додаткових обсягів вуглеводнів із пористої породи. Крім того, CO_2 знижує поверхневий натяг між нафтою та породою-колектором, що додатково покращує ефективність процесу. У випадку покладів з низьким тиском або важкими нафтами, CO_2 може не повністю змішуватися з нафтою, проте все одно сприяє її розрідженню та покращенню процесів видобутку.

Іншим технологічним рішенням з утилізації CO_2 є його карбонізація, що призводить до утворення карбонатів, таких як CaCO_3 і MgCO_3 [124]. Ця технологія дає змогу щорічно скорочувати викиди CO_2 в межах 3,0 Гт щорічно.

Процеси утилізації вуглекислого газу знайшли широке застосування в металургійній галузі, сприяючи зменшенню викидів CO_2 та підвищенню екологічної ефективності виробництва. Зокрема, технології уловлювання та використання CO_2 застосовуються у виплавці сталі, алюмінію та інших металів, де CO_2 може використовуватися як відновник або реагент у хімічних процесах [125]. На початкових етапах виробництва сталі залізна руда проходить

флотаційне збагачення, під час якого корисні частки осідають, а непотрібні (наприклад, кремнезем) спливають. Цей процес відбувається за високого рівня рН, що ускладнює наступну стадію фільтрації. CO₂ може використовуватися як слабка кислота для зниження рН, що покращує швидкість фільтрації до 23%. Виробництво алюмінію також є енергоємним процесом, який супроводжується утворенням значних обсягів відходів, зокрема червоного шламу. Утилізація CO₂ у цій галузі зосереджена переважно на нейтралізації та подальшому використанні червоного шламу, що дозволяє знизити його небезпечність для навколишнього середовища. Алюміній виробляється шляхом переробки бокситів у глинозем (Al₂O₃). Під час цього процесу використовується концентрований розчин гідроксиду натрію (NaOH), що дає змогу екстрагувати алюміній. Основним побічним продуктом є червоний шлам – залишок, що містить оксиди заліза, титану, кальцію та залишковий луг (рН > 13). Висока лужність червоного шламу робить його небезпечним для навколишнього середовища та ускладнює утилізацію. Один із перспективних методів його обробки є використання CO₂ для зниження рН. Вуглекислий газ вступає в реакцію з лужними компонентами, утворюючи карбонати:



Відповідно до аналізу низки досліджень, зазначається, що за допомогою CO₂ можна знизити рН червоного шламу до 7, хоча у деяких випадках спостерігається повторне підвищення рН до 9 через вилуговування залишкових лужних компонентів. Це можна компенсувати багаторазовим впливом CO₂ через різні часові проміжки.

Колективом науковців з Тернопільського національного педагогічного університету імені Володимира Гнатюка запропоновано спосіб відбору димових газів з енергетичних установок та нагнітання їх у культиватор, де відбувається поглинання діоксиду вуглецю мікроростками, в якому підтримують раціональний газово-мінеральний склад поживного середовища та відповідних інсоляційно-температурних режимах, які забезпечуються системами тепломасообміну датчиками та контрольно-вимірювальним

модулем. Це рішення забезпечує безперервне виробництво біомаси мікроводоростей, ефективно вилучаючи діоксид вуглецю з атмосфери та із систем, що спалюють метан. Крім того, технологія дає змогу використовувати низькопотенційну теплову енергію, отриману від сонячного випромінювання та вихлопних газів [126]. Такий підхід не лише сприяє виробництву ліпідів для біопалива, а й може інтегруватися в автономні господарські системи, підвищуючи їхню енергоефективність та екологічну стійкість

Відомими є карбонатні способи виробництва складних мінеральних добрив за новим призначенням – для утилізації вуглекислого газу. Реакція поглинання двооксиду вуглецю описується формулою $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2 + 2\text{NH}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{CaCO}_3\downarrow + 2\text{NH}_4\text{NO}_3$. На вході в установку вуглекислий газ CO_2 мав концентрацію 29%, на виході – 2%, температура розчину – 17 °C [127].

До найпоширеніших способів утилізації діоксиду вуглецю відноситься технологія його уловлювання з димних газів з подальшою каталітичною конверсією для синтезу метанолу [128]. Однак до основних недоліків даного способу є складність забезпечення стабільних умов протікання процесу каталітичної конверсії, зокрема забезпечення тиску та температури. Іншим відомим способом є технологія утилізації діоксиду вуглецю шляхом його поглинання відходами, які утворюються під час спалювання твердих палив, при якому вуглекислий газ вступає в хімічну реакцію із золошлаковими відходами [129]. Однак забезпечення цього процесу зумовлене значними енергозатратами на обслуговування блоку утилізації діоксиду вуглецю. Це насамперед пов'язано з виконанням додаткових технологічних операцій, таких як осушення і подрібнення вихідної сировини для спалювання.

Розглядаючи технології зберігання вуглецю у великих об'ємах є відома технологія, що полягає в попередньому відділенні діоксиду вуглецю від цільових та побічних продуктів отриманих при термокаталітичній переробці твердого палива. Вуглекислий газ переводять у рідкий стан і в подальшому подають на дно природного водоймища на глибину 1 – 3 м, де вміст сірководню становить не менш 1,5 мг/л [130]. Основними недоліками цього технологічного

рішення є значні витрати на перевезення діоксиду вуглецю, що зумовлено застосуванням сухопутного та морського транспорту за умови віддаленості концентрованих джерел його утворення, обмеженість у локаціях для його утилізації, за яких унеможливорюється небезпека розкладання гідратів діоксиду вуглецю з подальшим його розчиненням у морській воді, що негативно впливає на морську флору та фауну.

Аналіз вищенаведених технологій поводження з діоксидом вуглецю вказує на те, що є низка основних недоліків, пов'язаних із неможливістю утилізації значних об'ємів цього газу, а також із високими витратами на його захоплення та зберігання. Одним із найсуттєвіших обмежень є недостатня ефективність наявних методів у великих масштабах, що перешкоджає їх широкому застосуванню в промисловості. Крім того, технології зберігання CO₂ вимагають значних територіальних ресурсів і потенційно можуть спричинити екологічні ризики, такі як витоки газу.

Економічний аналіз показує, що уловлювання однієї тони CO₂ з відхідних газів може коштувати від 70 до 100 дол. Натомість уловлювання CO₂ безпосередньо з атмосфери обходитися значно дорожче – від 300 до 1500 дол. за тонну [131].

На сьогодні дедалі більше уваги приділяється розвитку вугледобувних регіонів, який базується на ефективних технологічних, екологічних, соціальних та економічних рішеннях із дотриманням принципів кліматичної нейтральності. Для цього необхідно розробляти та впроваджувати низку заходів і стратегій, які полягають у:

- переході на відновлювані джерела енергії шляхом розвитку відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна, вітрова та гідроенергетика;
- впровадженні програм і технологій з енергоефективності, що зменшують споживання енергії та викидів вуглецю;
- відновленні природних екосистем і рекультивації територій, які були під сферою впливу вугледобувних підприємств;

- соціальному розвитку та перекваліфікації робітників за рахунок забезпечення альтернативних можливостей зайнятості для місцевого населення, що втратило роботу внаслідок закриття вугледобувних підприємств або згортання гірничих робіт;

- фінансуванні досліджень та інновацій у сфері чистої енергетики та зелених технологій.

Також важливою основою досягнення кліматичної нейтральності вугледобувних регіонах є партнерство між урядом, громадськістю та приватним сектором для спільної реалізації цих стратегій. Адже лише через спільні зусилля можна досягти значних результатів у зменшенні впливу вугільної промисловості на клімат та навколишнє середовище.

Відповідно до Концепції Державної цільової програми справедливої трансформації вугільних регіонів України на період до 2030 року [132] нагального вирішення потребують проблеми, що полягають у: низькому рівні інвестиційної привабливості, спричиненою збитковістю державних підприємств вугільної галузі; монокультурному характері місцевої економіки у вугільних регіонах; неефективній державній соціальній політиці у вугільних регіонах; низькому рівні розвитку соціальної та критичної інфраструктури в населених пунктах вугільних регіонів; погіршенню екологічної ситуації внаслідок функціонування та/або закриття вугільних підприємств; соціальній напруженості серед населення територій, на яких розміщуються вугільні підприємства, що перебувають у стадії ліквідації, консервації або переорієнтації на інші види економічної діяльності. Сьогодні розглядається низка перших пілотних проєктів зі створення туристичних і технологічних центрів на базі вугільних підприємств: шахта «Великомостівська» (м. Червоноград, Львівська обл.), шахта «5/6» (м. Мирноград, до 2016 року – Димитров, Донецька обл.) [133]. Такий підхід є цілком справедливим при вичерпанні запасів вугілля. Однак, за умови ще наявного потенціалу, необхідно насамперед розглядати можливість впровадження інноваційних технологічних рішень з видобутку вугілля.

Сьогодні одним із ключових аспектів сталого розвитку гірничодобувних регіонів є екологічна відповідальність, яка передбачає зниження негативного впливу промислової діяльності на навколишнє середовище. У цьому контексті одним із найважливіших викликів є поступовий відхід від традиційних технологій вуглевидобутку та перехід до низьковуглецевих технологій. Принципи кліматичної нейтральності передбачають суттєве скорочення викидів парникових газів шляхом модернізації процесів видобутку, транспортування та переробки вугілля, а також використання інноваційних рішень, таких як уловлювання та утилізація. Основою зазначених вище процесів може стати інтеграція технологій уловлювання та утилізації CO_2 у процес підземної газифікації вугілля. Це дасть змогу не лише зменшити загальний рівень викидів парникових газів, а й підвищити екологічну ефективність технології, сприяючи її стійкому впровадженню в енергетичний сектор.

Процес підземної газифікації вугілля супроводжується значними викидами вуглекислого газу, які залежать від багатьох факторів, зокрема від типу вугілля, параметрів газифікації, використаного газифікатора та глибини розташування пласта. Висока температура та контрольовані умови реакції сприяють утворенню значної кількості CO_2 , що вимагає розробки ефективних стратегій для його уловлювання та подальшої утилізації.

На рис. 1.13 наведено порівняльні дані щодо рівня викидів CO_2 при газифікації вугілля за результатами промислових і пілотних досліджень [134].

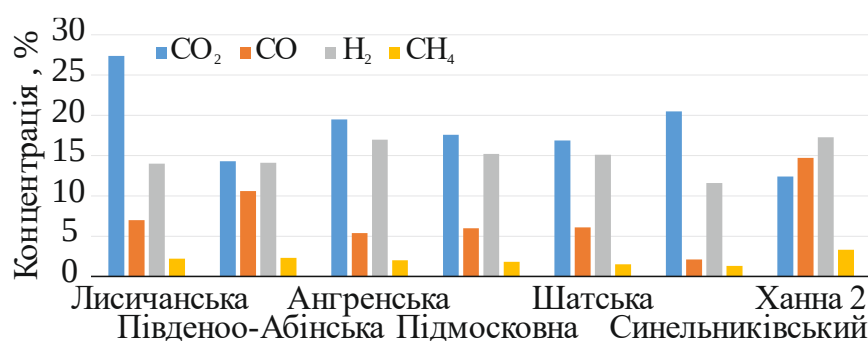


Рисунок 1.13 – Дані щодо зміни концентрації газів у генераторному газі

Аналіз наведених даних на рис. 1.13 демонструє варіативність складу газів, отриманих у процесі СПГВ, і підкреслює необхідність оптимізації технологічних параметрів для мінімізації впливу на навколишнє середовище.

У роботі [135] авторами запропоновано використовувати CO_2 як потенційне джерело дуттьової суміші для процесу газифікації вугілля. Такий підхід не лише сприяє зменшенню викидів парникових газів, але й забезпечує повторне використання відпрацьованого CO_2 , що може суттєво підвищити загальну ефективність технології. Застосування CO_2 дозволяє змінити термохімічні умови реакції та сприяє утворенню синтез-газу з оптимізованим складом, що має підвищений вміст CO і H_2 . Це може бути особливо корисним для виробництва синтетичних палив, хімічних сполук або використання в інших промислових процесах.

Таким чином, подальші дослідження процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу можуть сприяти розробці інноваційних технологічних рішень, які забезпечать не лише ефективне уловлювання та повторне використання CO_2 , але й оптимізацію всього виробничого циклу. Інтеграція таких підходів сприяє створенню замкнутих виробничих процесів, у рамках яких вуглекислий газ не буде відходом, а перетвориться на цінний ресурс для отримання енергетичних продуктів. Також використання CO_2 у процесах підземної газифікації вугілля може стати важливим елементом сучасних екологічно орієнтованих виробничих систем, спрямованих на зменшення антропогенного впливу на навколишнє середовище та підвищення ефективності використання природних ресурсів.

1.5 Мета дослідження, обґрунтування та систематизація завдань підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу

Обґрунтування постановки мети дослідження дозволило визначити рівень вивченості наукової проблеми та сформулювати ключові завдання дисертаційної роботи. Вони спрямовані на розробку технології та ефективних

технічних рішень для реалізації процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу. Запропоновані підходи сприятимуть підвищенню енергоефективності процесу газифікації, зниженню витрат енергоресурсів та мінімізації екологічного впливу за рахунок повторного використання CO₂ у технологічному циклі. Впровадження цих рішень забезпечить не тільки зменшення викидів парникових газів, а й створення замкнених виробничих процесів, що відповідають сучасним вимогам сталого розвитку та раціонального використання природних ресурсів. Таким чином, розв'язання сформованої наукової проблеми передбачає встановлення закономірностей протікання термохімічних процесів газифікації вугілля та їхнього взаємозв'язку з параметрами утилізації CO₂ у складі дуттьової суміші й техногенному просторі підземного газогенератора, що разом формує наукові основи ефективного впровадження технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу.

Проведення досліджень здійснювалося за класичною методологічною схемою, що складається з послідовного виконання алгоритмічних етапів, спрямованих на комплексне вивчення процесу підземної газифікації вугілля та його взаємозв'язок з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі підземного газогенератора. Зокрема, проведення теоретичних та експериментальних досліджень охоплювало такі ключові етапи:

1. Аналіз глобальних трендів у видобутку вугілля на основі дослідження світових тенденцій у розвитку вугільної промисловості, зокрема скорочення традиційного видобутку і перехід до екологічно чистих технологій

2. Дослідження ключових чинників функціонування вугільної промисловості України на основі оцінки сучасного стану галузі, основних технічних, технологічних, економічних та екологічних показників роботи вугільних підприємств, а також аналіз впливу державної політики, світових ринкових тенденцій та енергетичної стратегії країни на перспективи розвитку вугледобувної галузі.

3. Визначення можливих аспектів трансформації вугільної промисловості України з обґрунтуванням напрямів переходу до більш екологічно безпечних та енергоефективних технологій, зокрема підземної газифікації вугілля, що дає змогу мінімізувати негативний вплив на навколишнє середовище та забезпечує сталість енергетичної системи країни за рахунок отримання власного енергоносія, як альтернативи природному газу.

4. Формування наукових основ щодо утилізації вуглекислого газу в техногенному середовищі підземного газогенератора на основі аналізу наукових і технічних підходів до реалізації проєктів з утилізації та зберігання діоксиду вуглецю.

5. Розробка методики лабораторних випробувань зразків гірських порід під впливом змінного температурного поля у динамічному режимі для дослідження параметрів формування площини вигазовування активних зон підземного газогенератора, що є критично важливим для прогнозування стабільності протікання термохімічних процесів у гірському масиві та прогнозування ризиків неконтрольованих деформацій.

6. Формування методологічних основ дослідження процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі під час визначення оптимальних технологічних параметрів керування процесом газифікації вугілля та розробка підходів до мінімізації екологічного впливу за рахунок повторного використання CO₂.

7. Розробка математичної моделі теплообміну середовища в системі «вугілля – генераторний газ» при підземній газифікації вугілля враховує межі фазових переходів. Ця модель дає змогу більш точно прогнозувати теплові процеси, що відбуваються під час газифікації вугілля, та визначити оптимальні температурні режими для забезпечення ефективності газифікації.

8. Встановлення залежностей формування активних зон підземного газогенератора, що базуються на дослідженнях впливу тривалості процесу газифікації при змінній потужності вугільних пластів та параметрах руху

фронту вогневого вибою для забезпечення стабільної та ефективної роботи підземного газогенератора.

9. Встановлення параметрів подачі дуттьової суміші при газифікації вугілля на основі визначення геометричних характеристик вигазованого простору, які безпосередньо впливають на швидкість посування вогневого вибою в окислювальній та відновлювальній зонах підземного газогенератора, що дає змогу оптимізувати режими подачі дуттьової суміші, забезпечуючи ефективне регулювання енергетичних витрат і покращення загальної продуктивності процесу газифікації.

10. Оптимізація процесу підземної газифікації вугілля на основі визначених концентрацій діоксиду вуглецю в генераторному газі, що є критерієм формування коефіцієнта утилізації вуглекислого газу задля прогнозування теплотворної здатності отриманого газу.

12. Визначення ефективних часових проміжків комбінації режимів подачі повітряного та повітряно-вуглекислотного дуття з урахуванням граничних значень вуглекислого газу в генераторному газі, що є важливим для оцінки ефективності процесу газифікації й утилізації CO_2 та дає змогу не лише оптимізувати енергетичні витрати на подачу дуття, а й забезпечити високі показники ефективності підземного газогенератора з мінімальним екологічним впливом.

13. Інтенсифікація процесу підземної газифікації вугілля шляхом розширення реакційних зон вогневого вибою при подвійному надходженні окислювача (O_2) у підземний газогенератор для керування технологічними режимами роботи підземних газогенераторів.

14. Розробка технології утилізації вуглекислого газу, що ґрунтується на ефективному його акумулюванні та розподілі в техногенному просторі підземного газогенератора з урахуванням температурних режимів і параметрів тиску.

15. Оцінка економічної ефективності процесу газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу на основі різних сценаріїв впровадження

технології та технологічних рішень з урахуванням підвищення теплотворної здатності генераторного газу та утилізації CO₂, що дає змогу створити замкнений цикл отримання енергетичних ресурсів у підземному середовищі.

16. Розробка рекомендацій, методик, онлайн-платформ і способів керування процесом підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу, що може бути корисним для широкого кола співробітників науково-дослідних інститутів і проєктних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств, а також для викладачів, аспірантів і студентів гірничих спеціальностей закладів вищої освіти.

Відповідно до зазначеної вище інформації побудовано структурно-логічну схему досліджень (рис. 1.14). Структурно-логічна схема дослідження відображає послідовність етапів розробки наукових основ керування процесом підземної газифікації вугілля з утилізацією вулканічного газу. Дослідження починається з аналізу тенденцій розвитку галузі та світового досвіду для встановлення проблеми дослідження. Після чого проводиться розробка авторських методик для дослідження процесів газифікації вугілля та формується методологічна основа для подальших експериментів. Далі розробляється математична модель процесів теплообміну при підземній газифікації вугілля та проводиться її адаптація до лабораторних результатів, визначаються параметри активних зон газогенератора, оптимізується технологія процесу газифікації та впроваджуються відповідні технологічні рішення. Завершальним етапом є оцінка техніко-економічних показників, що дозволяє оцінити ефективність запропонованих технологій. Вся схема побудована логічно, забезпечуючи взаємозв'язок між теоретичними дослідженнями, моделюванням і практичною реалізацією, з акцентом на підвищення енергоефективності процесів газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу. Таким чином, комплексний підхід до проведення досліджень дав змогу не тільки сформулювати науково обґрунтовані висновки щодо можливостей впровадження технології ПГВ з утилізацією CO₂, а й розробити ефективну технологію та технологічні рішення, які сприятимуть підвищенню

енергоефективності процесу газифікації з мінімізацією викидів парникових газів і створенню замкнених циклів використання вуглецю в паливно-енергетичній сфері.

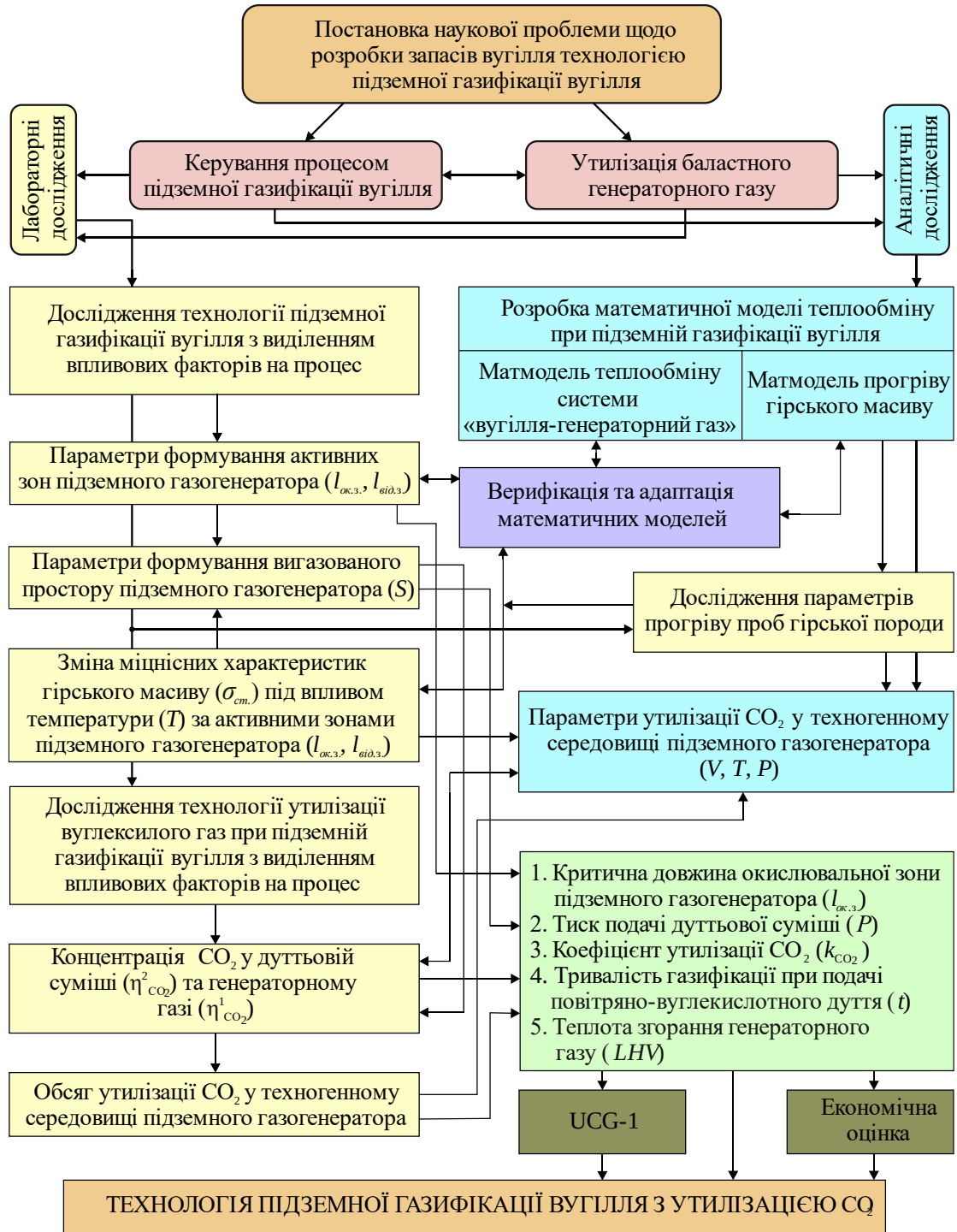


Рисунок 1.14 – Структурно-логічна схема проведення досліджень

1.6 Висновки за розділом

На базі проведеного аналізу світових трендів з видобутку вугілля встановлено, що в найближче десятиліття воно залишатиметься важливою частиною світового енергетичного балансу, особливо в країнах, що розвиваються, та регіонах з високою залежністю від традиційних джерел енергії. Основними факторами цього є економічна доступність, недостатній розвиток альтернативної енергетичної інфраструктури та значні інвестиційні витрати на перехід до чистих джерел енергії.

Встановлено, що перш за все, тенденція поступового скорочення ролі вугілля, як енергоносія, пов'язана з формуванням глобальних ініціатив з декарбонізації. Такий підхід стимулює розвиток технологій уловлювання та зберігання вуглецю, підвищення ефективності вугільних електростанцій та розширення технологій отримання енергії з відновлюваних джерел. Однак в Україні цей процес ускладнюється воєнними діями, які вплинули на енергетичну інфраструктуру, зокрема на розвиток технологій сонячної та вітряної генерації.

Визначено, що для підвищення ефективності функціонування та екологічної безпеки вугільної промисловості необхідно не лише оптимізувати процеси традиційного видобутку вугілля, а й впроваджувати технології замкненого циклу відпрацювання запасів шляхом їх термохімічної деструкції у підземному середовищі.

Встановлено, що впровадження технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу є перспективним напрямом підвищення ефективності використання вугільних ресурсів та зменшення їхнього екологічного впливу. Оптимізація технологічних параметрів процесу газифікації вугілля дає змогу отримати високоякісний горючий генераторний газ при мінімізації викидів CO₂. Тому дослідження та вдосконалення методів керування процесом газифікації сприятимуть розвитку екологічно стійких рішень щодо забезпечення балансу між енергетичними потребами та екологічними вимогами.

Список використаних джерел до розділу 1

1. IEA. (2025). *Global coal consumption, 2000-2026*.
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-coal-consumption-2000-2026>
2. Yu, S., Ma, T., Zhang, L., Li, Q., & Zhou, M. (2024). Coupling sedimentary records of anthropogenic metal(loid)s in urban waterscape parks with the “Coal to Gas” transition. *Journal of Hazardous Materials*, 473, 134713.
<https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2024.134713>
3. Liu, X., Li, L., & Yang, Y. (2023). Development status of coal mining in China. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 123(1), 19-28.
4. Bai, X., Ding, H., Lian, J., Ma, D., Yang, X., Sun, N., Xue, W., & Chang, Y. (2020). Coal production in China: past, present, and future projections. *Coal Geology of China*, 5-17. <https://doi.org/10.4324/9780429449369-2>
5. Когут, С. (2023). Сучасні тенденції розвитку світової енергетики та енергетичної безпеки України. *Modeling the Development of the Economic Systems*, (4), 75-83. <https://doi.org/10.31891/mdes/2023-10-10>
6. Warner, K.J., & Jones, G.A. (2019). The 21st century coal question: China, India, development, and climate change. *Atmosphere*, 10(8), 476.
<https://doi.org/10.3390/atmos10080476>
7. Войтко, С.В., & Заінчківська, М.М. (2021). Стан і перспективи розвитку енергетики як сфери забезпечення якості та безпеки життя. *Економічний вісник НТУУ «Київський політехнічний інститут»*, (18), 57-63
<https://doi.org/10.20535/2307-5651.18.2021.231975>
8. Басок, Б.І., & Базєєв, Є.Т. (2020). Глобальне потепління: проблеми, дискусії та прогнози. *Світогляд*, 6(86), 12-23.
9. Montrone, L., Ohlendorf, N., & Chandra, R. (2021). The political economy of coal in India – Evidence from expert interviews. *Energy for Sustainable Development*, 61, 230-240. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.02.003>
10. Brauers, H., & Oei, P.-Y. (2020). The political economy of coal in Poland: Drivers and barriers for a shift away from fossil fuels. *Energy Policy*, 144, 111621.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111621>

11. Burke, P.J. (2023). On the way out: government revenues from fossil fuels in Australia. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4309122>

12. Cunningham, M., Van Uffelen, L., & Chambers, M. (2019). The changing global market for Australian coal. *Reserve Bank of Australia*, 1-12.

13. Lobo, M., & Hine, A. (2022). Storying strata: entangling coal and energy futures in Australia and India. *Geopolitics*, 28(2), 490-512. <https://doi.org/10.1080/14650045.2022.2040485>

14. Choy, S., & Gibson, H. (2023). *Australia's action plan for power sector decarbonization* (No. NREL/PR-5R00-86637). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).

15. Donnelly, K. (2023). Imagined futures in the context of the energy transition: A case study from the Central Highlands Region of Queensland, Australia. *Energy Research & Social Science*, 103, 103216. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103216>

16. Measham, T., Walker, J., Haslam McKenzie, F., Kirby, J., Williams, C., D'Urso, J., Littleboy, A., Samper, A., Rey, R., Maybee, B., Brereton, D., & Boggs, G. (2024). Beyond closure: A literature review and research agenda for post-mining transitions. *Resources Policy*, 90, 104859. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2024.104859>

17. Бояр, А.О., Кицюк, І.В., Романюк, Н.І. та ін. (2023). *Зелений і безпечний Європейський Союз*. Луцьк, Україна: Вежа-друк, 592 с.

18. Whitley, S., van der Burgh, L., Worrall, L., & Patel, S. (2018). Cutting Europe's lifelines to coal subsidies. *Innovation Addressing Climate Change Challenges*. <https://doi.org/10.4337/9781788973366.00019>

19. Krzemień, A., Álvarez Fernández, J.J., Riesgo Fernández, P., Fidalgo Valverde, G., & Garcia-Cortes, S. (2022). Valuation of ecosystem services based on EU carbon allowances – Optimal recovery for a coal mining area. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 20(1), 381. <https://doi.org/10.3390/ijerph20010381>

20. Cui, R.Y., Hultman, N., Edwards, M.R., He, L., Sen, A., Surana, K., McJeon, H., Iyer, G., Patel, P., Yu, S., Nace, T., & Shearer, C. (2019). Quantifying operational lifetimes for coal power plants under the Paris goals. *Nature Communications*, 10(1). <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12618-3>
21. Rentier, G., Lelieveldt, H., & Kramer, G. J. (2019). Varieties of coal-fired power phase-out across Europe. *Energy Policy*, 132, 620-632. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.042>
22. Gajdzik, B., Tobór-Osadnik, K., Wolniak, R., & Grebski, W.W. (2024). European climate policy in the context of the problem of methane emissions from coal mines in Poland. *Energies*, 17(10), 2396. <https://doi.org/10.3390/en17102396>
23. Lehotský, L., Černoch, F., Osička, J., & Ocelík, P. (2019). When climate change is missing: Media discourse on coal mining in the Czech Republic. *Energy Policy*, 129, 774-786. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.065>
24. Patel, S., van der Burg, L., & Worrallll, L. (2017). Zkracování evropského záchranného lana pro uhlí. *Sledování postupného rušení dotací v deseti zemích*. Retrieved from <https://media.odi.org/documents/11516.pdf>
25. Suárez-Ruiz, I., Diez, M.A., & Rubiera, F. (2019). Coal. *New Trends in Coal Conversion*, 1-30. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-102201-6.00001-7>
26. Coal-ia. (2024). *Global coal demand is set to plateau through 2027*. Retrieved from <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/coal>
27. Генералов, О.В. (2023). Реалії та виклики енергетичної безпеки: вплив конфлікту в Україні на міжнародні енергетичні стратегії. *Економіка та суспільство*, 58. <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2023-58>
28. Приятельчук, О.А. (2024). Роль відновлюваної енергетики у забезпеченні енергетичної безпеки України. *Економічний простір*, 196, 272-277. <https://doi.org/10.30838/EP.196.272-277>
29. Vivcharenko, O. (2012). Development of coal industry of Ukraine in the context of contemporary challenges. *Geomechanical Processes during Underground Mining*, 1-5.
30. Snihur, V., Malashkevych, D., & Vvedenska, T. (2016). Tendencies of coal

industry development in Ukraine. *Mining of Mineral Deposits*, 10(2), 1-8.
<https://doi.org/10.15407/mining10.02.001>

31. Макаров, В., Каплін, М., Білан, Т., & Перов, М. (2023). Прогнозування обсягів видобутку вугілля в Україні. *Системні дослідження в енергетиці*, 2023(1), 35-45. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.01.035>

32. 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>

33. Мачуліна, С.О., Іванова, А.В., Зайцева, Л.Б., & Гаврильцев, В.Б. (2023). Світові ресурси вугілля і закономірності розповсюдження вугленосних формацій. In *Proceedings of the 7th International Scientific and Practical Conference “Current Issues and Prospects for the Development of Scientific Research”* (pp. 558-575). Orléans, France.

34. Гламаздин, В.П., Мельник, О.В., Тонкоголосюк, В.М. (2023). Аналіз роботи паливно-енергетичного комплексу України в умовах військової агресії та визначення перспективних напрямів розвитку. *Наука, технології, інновації*, (2), 11-19. <http://doi.org/10.35668/2520-6524-2023-2-02>

35. Полухін, А.В., Михайлова, Л.М., Семенишина, І.В., & Чернявський, А.В. (2023). Антикризове регулювання економіки у 2023 році: до питання реалізації стратегії енергетичної безпеки України. *Академічні візії*, 17.

36. Портал даних видобувної галузі України. (2021). *Кам'яне вугілля*. Режим доступу: https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/kamyane-vugillya_2022/

37. Дичковський, Р.О., Шаварський, Я.Т., Саїк, П.Б., Фальштинський, В.С., Лозинський, В.Г., & Перерва, А.Ю. (2024). *Технологічні параметри концентрації процесів видобування вугілля з тонких пластів*. Дніпро, Україна: Журфонд, 114 с.

38. Makarov V.M., & Perov M.O. (2022). Scenarios for the development of the coal industry with projected changes in the structure of the use of coal products in the

country economy. *System Research in Energy*, 1-2(68-69), 70-81.
<https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.070>

39. Піддубний, І., & Горюнов, Д. (2024). *Оцінка прямих збитків та непрямих втрат енергетичного сектору України внаслідок повномасштабного вторгнення росії*, Режим доступу: https://kse.ua/wp-content/uploads/2024/06/KSE_Vpliv-vii--ni-na-energetiku-UA-1.pdf

40. Lee, J., Kim, S., You, S., & Park, Y.-K. (2023). Bioenergy generation from thermochemical conversion of lignocellulosic biomass-based integrated renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178, 113240.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113240>

41. Дроздовський, Я.П., & Добей, А.Г. (2023). Аналіз глобальних переваг і недоліків розвитку альтернативної енергетики. *Науковий вісник УжНУ Серія: Міжнародні економічні відносини та світове господарство*, (49), 27-33.
<https://doi.org/10.32782/2413-9971/2023-49-5>

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

43. Дичковський, Р.О. (2013). *Наукові засади синтезу технологій видобування вугілля із тонких та надтонких пластів у слабометаморфізованих породах*. Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет, 262 с.

44. 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>

45. Малашкевич, Д.С., Петльований, М.В., Постол, Н.О., & Постол, М.О. (2020). Аналіз якості видобутого кам'яного вугілля та шляхи її підвищення на шахтах Західного Донбасу. *Збірник наукових праць НГУ*, (62), 53-64.
<https://doi.org/10.33271/crpnmu/62.053>

46. Bondarenko, V., Kovalevska, I., Sheka, I., & Sachko, R. (2023). Results of research on the stability of mine workings, fixed by arched supports made of

composite materials, in the conditions of the Pokrovske Mine Administration. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1156(1), 012011. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1156/1/012011>

47. Гапєєв, С.М., & Солодянкін, О.В. (2017). Інноваційні технології—шлях до ефективної вугільної галузі. *Вугілля України*, (7-8), 31-36.

48. Babets, D., Sdvyzhkova, O., Shashenko, O., Kravchenko, K., & Cabana, E. C. (2019). Implementation of probabilistic approach to rock mass strength estimation while excavating through fault zones. *Mining of Mineral Deposits*, 13(4), 72-83. <https://doi.org/10.33271/mining13.04.072>

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

50. Sotskov, V.O., Podvyhina, O.O., Dereviahina, N.I., & Malashkevych, D.S. (2018). Substantiating the criteria for applying selective excavation of coal deposits in the Western Donbass. *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, 26(1), 158-164. <https://doi.org/10.15421/111817>

51. Malashkevych, D., Petlovanyi, M., Sai, K., Saik, P., & Klymenko, I. (2022). Increasing the energy potential of coal while development of low-thickness reserves in the Western Donbas mines. *Journal of Donetsk Mining Institute*, 51(2), 67-77. <https://doi.org/10.31474/1999-981x-2022-2-67-77>

52. Шаварський, Я.Т. (2020). До питання підвищення ефективності роботи очисних виробок на пологих пластах. *Збірник наукових праць НГУ*, (61), 66-77. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/61.066>

53. Dychkovskyi, R., Shavarskyi, I., Saik, P., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., & Cabana, E. (2020). Research into stress-strain state of the rock mass condition in the process of the operation of double-unit longwalls. *Mining of Mineral Deposits*, 14(2), 85-94. <https://doi.org/10.33271/mining14.02.085>

54. 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>

55. Шишов, М.В. (2024). Аналіз методів і засобів дегазації виїмкових ділень та утилізації метану для підвищення ефективності діленьної дегазації в умовах шахт Західного Донбасу. *Збірник наукових праць НГУ*, (77), 56-73. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/77.056>

56. Вітушко, О.В, Семененко, Є.В, & Дякун І.Л. (2015). Утилізація шахтного метану на вугільних підприємствах когенераційними енергокомплексами. *Збірник наукових праць УкрДГПІ*, (1), 64-72.

57. Zberovskyi, V., Vlasenko, V., Ahaiev, R., Dudlia, K., Zmiievskaya, K., & Pitsyk, O. (2023). Factors initiating crack formation during hydro-impulse loosening of outburst-hazardous coal seams. *Heotekhnichna Mekhanika*, (166), 153-163.
<https://doi.org/10.15407/geotm2023.166.153>

58. Falshtynskyi, V., Saik, P., Lozynskyi, V., Toleuov, 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>

59. Wang, X., Zhou, F., Ling, Y., Xiao, Y., Ma, B., Ma, X., & Kang, J. (2021). Overview and outlook on utilization technologies of low-concentration coal mine methane. *Energy & Fuels*, 35(19), 15398-15423.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02312>

60. Zhaslan, R.K., Zhautikov, B.A., Romanov, V.I., Aikeyeva, A.A., & Yerzhanov, A.S. (2022). Improvement of methods for semi-finished carbon product tapping from the basic oxygen furnace. *Metalurgija*, 61(1), 203-205.

61. Guan, G. (2017). Clean coal technologies in Japan: A review. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 25(6), 689-697.
<https://doi.org/10.1016/j.cjche.2016.12.008>

62. Aghalayam, P. (2010). Underground Coal Gasification: A Clean Coal Technology. *Handbook of Combustion*, 257-275. Portico. <https://doi.org/10.1002/9783527628148.hoc082>
63. Minchener, A. (2012). Coal and Clean Coal Technology: Challenges and Opportunities. *Cleaner Combustion and Sustainable World*, 3-10. https://doi.org/10.1007/978-3-642-30445-3_1
64. Chang, S., Zhuo, J., Meng, S., Qin, S., & Yao, Q. (2016). Clean Coal Technologies in China: Current Status and Future Perspectives. *Engineering*, 2(4), 447-459. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2016.04.015>
65. Саїк, П., Анісімов, О., & Коверя, А. (2023). До питання освоєння низькосортного вугілля. У *Матеріалах XVI міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 41-42). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme16.041>.
66. Перов, М.О., Макаров, В.М., Новицький, І.Ю., & Жуков, О.П. (2012). Перспективи підземної газифікації вугілля при відпрацюванні залишкових запасів на шахтах України. *Проблеми загальної енергетики*, (2), 58-64.
67. 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>
68. Саїк, П., & Янкін, Д. (2020). Передумови впровадження геотехнології підземної газифікації. У *Матеріалах XIV міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 77-78). Бердянськ, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme14.077>
69. 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>
70. Jiang, L., Chen, Z., Farouq Ali, S. M., Zhang, J., Chen, Y., & Chen, S. (2022). Storing carbon dioxide in deep unmineable coal seams for centuries

following underground coal gasification. *Journal of Cleaner Production*, 378, 134565. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134565>

71. 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>

72. 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: НТУ «Дніпровська політехніка».

73. 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](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(19)60002-9)

74. 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/nvngu/2020-4/039>

75. Saik, P.B., Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., & Lozynskyi, V.G. (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>

76. 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. *Analytical Bulletin*, (9), 30-40. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-09-0-30-40>

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

78. 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 Conferences*, (230), 01022. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001022>

79. Негода, О.А. Собченко, В.В., & Орайло, О.Г. (2013). Газифікація в вихрових апаратах як перспективний напрямок розвитку газогенераторних технологій. *Східно-європейський журнал передових технологій*, 2(8(62)), 17-19.

80. Yelubay, M., Massakbayeva, S., Aitkaliyeva, G., & Radelyuk, I. (2021). Processing of ash and slag waste. *Engineering Journal of Satbayev University*, 143(6), 79-84. <https://doi.org/10.51301/vest.su.2021.i6.11>

81. Брик, Д.В. (2021). Підвищення рівня екологічної безпеки при термохімічному переробленні некондиційної вуглецевмісної сировини. Дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук. Спец.: 21.06.01. Львів: Інститут геології і геохімії горючих копалин Національної академії наук України, 363 с.

82. Shafirovich, E., & Varma, A. (2009). Underground Coal Gasification: A Brief Review of Current Status. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 48(17), 7865-7875. <https://doi.org/10.1021/ie801569r>

83. 00/01295 Results of the tracer tests during the El Tremedal underground coal gasification at great depth. (2000). *Fuel and Energy Abstracts*, 41(3), 146. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(99\)00149-0](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(99)00149-0)

84. Baláš, M., Lisý, M., & Štelcl, O. (2012). The Effect of Temperature on the Gasification Process. *Acta Polytechnica*, 52(4). <https://doi.org/10.14311/1572>

85. Kirsanovs, V., Blumberga, D., Dzikevics, M., & Kovals, A. (2016). Design of experimental investigations on the effect of equivalence ratio, fuel moisture content and fuel consumption on gasification process. *Energy Procedia*, 95, 189-194. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.09.045>

86. 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>

87. 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
88. 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>
89. 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. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.291.52>
90. Hwang, S.C., Kim, S.K., Park, J.Y., Lee, D.K., Lee, S.H., & Rhee, Y.W. (2014). Kinetic study on low-rank coal including K_2CO_3 , Na_2CO_3 , $CaCO_3$ and dolomite gasification under CO_2 Atmosphere. *Clean Technology*, 20(1), 64-71. <https://doi.org/10.7464/ksct.2014.20.1.064>
91. Subbotin, A.N., Tarazanov, A.S., & Orlova, K.Y. (2016). Numerical analysis of the underground coal gasification syngas composition in dependence to supplied oxidizer properties. *International Forum on Strategic Technology (IFOST)*, 303-307. <https://doi.org/10.1109/ifost.2016.7884253>
92. Тішков, В.В. (2012). Особливості формування техногенної проникності в покрівлі вугільного шару при підземній газифікації вугілля. *Науковий вісник НГУ*, (1), 35-39.
93. 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/>
94. 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: Kryvyi Rih National University.

95. Saik, P., Lozynskiy, 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>

96. Фальштинський, В.С. (2009). *Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля*. Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет, 131 с.

97. Інкін, О.В. (2016). *Теоретичні та технологічні основи розробки природно-техногенних ресурсів вугільних родовищ*. Дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук. Спец.: 05.15.02. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 322 с.

98. Фальштинський, В.С. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., & Саїк, П.Б. (2011). Способи рекуперації тепла порід при підземній газифікації вугілля. *Гірнича електромеханіка і автоматика*, (86), 184-190.

99. Mokhahlane, L.S., Gomo, M., & Vermeulen, D. (2018). Acid-base accounting of unburned coal from underground coal gasification at Majuba pilot plant. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 118(10). <https://doi.org/10.17159/2411-9717/2018/v118n10a4>

100. Pivnyak, G., Falshtynskiy, V., Dychkovskiy, R., Saik, P., Lozynskiy, 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>

101. Pershad, S., Pistorius, J., & van der Riet, M. (2018). Majuba underground coal gasification project. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 469-502. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00014-1>

102. 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. Portico. <https://doi.org/10.1002/apj.337>

103. Білявський, М. (2021). *Україна і глобальна політика декарбонізації*. Режим доступу: https://razumkov.org.ua/uploads/article/2021_Ukraine%20and%20the%20Global%20Policy%20of%20Decarbonisation.pdf

104. Гламаздін, В.П., Мельник, О.В., & Тонкоголосюк, В.М. (2023). Аналіз роботи паливно-енергетичного комплексу України в умовах військової агресії та визначення перспективи. *Наука, технології, інновації*, (2), 11-19. <http://doi.org/10.35668/2520-6524-2023-2-02>

105. Скуйбіда, О.Л. (2021). Перспективи декарбонізації промисловості України для запобігання зміни клімату. У *Матеріалах V спеціалізованого міжнародного Запорізького екологічного форуму* (с. 38-39). Запоріжжя, Україна: Запорізька торгово-промислова палата.

106. Михайлова, Є. (2023). Аналіз проблеми викидів парникових газів та методів їх знешкодження. In *The scientific paradigm in the context of technological development and social change: scientific monograph*. Part 2. (с. 25-59). Riga, Latvia. <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-297-5-21>

107. Михайлова, Є.О. (2016). Викиди парникових газів в Україні та світі. У *Матеріалах всеукраїнської науково-практичної конференції «Проблеми техногенно-екологічної безпеки: освіта, наука, практика»* (с. 183-184). Харків, Україна.

108. INCORRYS. (2024). *Global historical CO₂ emissions by country*. Retrieved from <https://incorrys.com/environmental-data/emissions-forecast/global-historical-co2-emissions-by-country/>

109. Heiets, I., & Xie, Y. (2021). The impact of the COVID-19 pandemic on the aviation industry. *Journal of Aviation*, 5(2), 111-126. <https://doi.org/10.30518/jav.933296>

110. Заха, Д., Мовчан, В., Кравчук, В., Кірхнер, Р., & Полушкін, Г. (2020). *Економічний вплив пандемії Covid-19 на Україну*. Режим доступу: https://rpr.org.ua/wp-content/uploads/2020/05/GET_UKR_PS_01_2020_ua.pdf

111. Хоменко, Л.М., Чигрин, О.Ю., Шевченко, К.В., Білан, Ю.В., &

Пономаренко, І.О., (2022). Вуглецевий нейтралітет України до 2050 року. *Вісник СумДУ. Серія «Економіка»*, (4), 152-158.

112. Crippa, M., Guizzardi, D., Banja, M., Solazzo, E., Muntean, M., Schaaf, E., Pagani, F. et al. (2022). *CO₂ emissions of all world countries*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/07904>

113. Серьогіна, Д.О., & Бездєтко, К.С. (2024). Роль відновлюваної енергетики в сталому розвитку територій України. *Економіка та суспільство*, 68. <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2024-68-87>

114. Іванюта, С.П., Коломієць, О.О., Малиновська, О.А., Якушенко, Л.М. (2020). *Зміна клімату: наслідки та заходи адаптації*. Аналітична доповідь. Київ, Україна: Національний інститут стратегічних досліджень, 110 с. ISBN 966-554-344-2

115. Saravanan, A., Senthil kumar, P., Vo, D.-V.N., Jeevanantham, S., Bhuvaneswari, V., Anantha Narayanan, V., Yaashikaa, P.R., Swetha, S., & Reshma, B. (2021). A comprehensive review on different approaches for CO₂ utilization and conversion pathways. *Chemical Engineering Science*, 236, 116515. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.116515>

116. Матківський, С.В. (2022). Узагальнення основних досліджень з уловлювання та зберігання діоксиду вуглецю в рамках декарбонізації енергетичного сектору України. *Нафтогазова енергетика*, 2(38), 35-50. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-2\(38\)-35-50](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-2(38)-35-50)

117. Hekmatmehr, H., Esmaeili, A., Pourmahdi, M., Atashrouz, S., Abedi, A., Abuswer, M.A., & Mohaddespour, A. (2024). Carbon capture technologies: A review on technology readiness level. *Fuel*, 363, 130898. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.130898>

118. Soo, X.Y.D., Lee, J.J.C., Wu, W.Y., Tao, L., Wang, C., Zhu, Q., & Bu, J. (2024). Advancements in CO₂ capture by absorption and adsorption: A comprehensive review. *Journal of CO₂ Utilization*, 81, 102727. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2024.102727>

119. Salim, O., Sharma, K. V., & Piri, M. (2025). Storage of supercritical carbon dioxide in nanoporous media. *Journal of CO₂ Utilization*, 92, 103017.

<https://doi.org/10.1016/j.jcou.2025.103017>

120. Zhao, J., Yao, C., Zhou, C., Song, Y., Zhou, Y., & Zhang, X. (2025). Pore-scale investigation on dynamic transport characteristics of CO₂ storage in deep saline aquifer. *Geoenery Science and Engineering*, 213703.

<https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213703>

121. Rajabloo, T., Valee, J., Marenne, Y., Coppens, L., & De Ceuninck, W. (2023). Carbon capture and utilization for industrial applications. *Energy Reports*, 9, 111-116. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.12.009>

122. Kim, C., Yoo, C.J., Oh, H.S., Min, B.K., & Lee, U. (2022). Review of carbon dioxide utilization technologies and their potential for industrial application. *Journal of CO₂ Utilization*, 65, 102239. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102239>

123. Sethi, V.K. (2017). Low Carbon Technologies (LCT) and Carbon Capture & Sequestration (CCS) – Key to Green Power Mission for Energy Security and Environmental Sustainability. In book *Carbon Utilization: Applications for the Energy Industry* (pp. 45-57). Singapore: Springer. Retrieved from https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-10-3352-0_3

124. Li, N., Mo, L., & Unluer, C. (2022). Emerging CO₂ utilization technologies for construction materials: A review. *Journal of CO₂ Utilization*, 65, 102237. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102237>

125. Spigarelli, B.P., & Kawatra, S.K. (2013). Opportunities and challenges in carbon dioxide capture. *Journal of CO₂ Utilization*, 1, 69-87. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2013.03.002>

126. Федорейко, В.С., Бурега, Н.В., Пальчик, А.О., Іскерський, І.С., & Балябас, В.Т. (2017). *Спосіб промислового вирощування мікроводоростей шляхом утилізації діоксиду вуглецю*. Патент UA №115229. Опубл. 10.04.2017. Бюл. №7.

127. Дульнєв, П.Г., Білокінь Є.М., *Спосіб утилізації вуглекислого газу з отриманням мінеральних добрив*. Патент на корисну модель UA №49487. Опубл. 26.04.2010. Бюл. №8.

128. Zhu, Q. (2019). Developments on CO₂-utilization technologies. *Clean*

Energy, 3(2), 85-100. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz008>

129. Дудник, О.М., Дунаєвська, Н.І., Соколовська, І.С., Трипольський, А.І., & Стрижак, П.Е. (2020). Одержання, очищення та утилізація вуглекислого газу в процесах виробництва енергії та хімічних продуктів. У *Матеріалах XVI міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* (с. 46-55). Київ, Україна.

130. Патон, Б.Є., Бондаренко, Б.І., Гожик, П.Ф., Дмитрієв, В.М., Жук, Г.В., Іванов, В.О., Оршанський, Ю.Р., Плічко, В.С., П'ятничко, О.І., Смирнов, Л.Ф., & Шмідт, І.К. (2011). *Спосіб утилізації діоксиду вуглецю з концентрованих джерел його одержання*. Патент на винахід UA №96669. Опубл. 25.11.2011. Бюл. №22. Режим доступу: <https://iprop-ua.com/inv/lrx7j5xq/>

131. Ma, H., Chen, S., Xue, D., Chen, Y., & Chen, Z. (2021). Outlook for the coal industry and new coal production technologies. *Advances in Geo-Energy Research*, 5(2), 119-120. <https://doi.org/10.46690/ager.2021.02.01>

132. Верховна Рада України. (2021). *Постанова КМУ від 22 вересня 2021 р. № 1024 «Про схвалення Концепції Державної цільової програми справедливої трансформації вугільних регіонів України на період до 2030 року»*. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1024-2021-%D0%BF#Text>

133. Кірін, Р.С. (2021). Трансформація поствугільних міст: правові аспекти. У *Матеріалах міжнародної науково-теоретичної інтернет-конференції «Місто. Культура. Цивілізація: виклики сучасності»* (с. 163-167). Харків, Україна: Харківський НУ міського господарства. Режим доступу: https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/_2021_kviten_original.pdf#page=163

134. 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>

135. Gulzar, A., Gulzar, A., Ansari, M. B., He, F., Gai, S., & Yang, P. (2020). Carbon dioxide utilization: A paradigm shift with CO₂ economy. *Chemical Engineering Journal Advances*, 3, 100013. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.100013>

РОЗДІЛ 2

ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З ПОПУТНОЮ УТИЛІЗАЦІЄЮ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ

2.1 Загальні відомості

Розв'язання поставлених у рамках дослідження завдань потребує проведення наукових і технічних досліджень, які охоплюють як процес підземної газифікації вугілля, так і утилізації вуглекислого газу. Основою проведення цих досліджень є комплексний підхід, що містить аналітичні розрахунки, математичне моделювання та лабораторні експерименти. Аналітичні розрахунки дають змогу визначити ключові параметри процесу підземної газифікації вугілля та утилізації вуглекислого газу, такі як теплоту згоряння генераторного газу, баланс між горючими та баластними газами, показники утилізації CO₂ та економічної ефективності.

Математичне моделювання є одним із ключових інструментів для аналізу та дослідження процесів підземної газифікації вугілля [1], [2]. Воно дає змогу створити детальні математичні моделі, що відображають фізико-хімічні процеси, які відбуваються як у вогневому вибої, так і навколо підземного газогенератора. Це охоплює, наприклад, моделювання кінетики горіння, масо- і теплообміну, поведінки газових потоків тощо. Завдяки розробленню адекватних математичних моделей з'являється можливість значного скорочення часу і витрат на визначення оптимальних параметрів процесу. Математичне моделювання також дає змогу проводити численні віртуальні експерименти без необхідності проведення дорогих фізичних випробувань, що підвищує ефективність дослідних робіт [3].

Лабораторні дослідження забезпечують експериментальну перевірку теоретичних моделей, дають змогу оцінити вплив різних факторів (температури, тиску, складу дуттьових сумішей) на процес газифікації та уловлювання CO₂. Серед лабораторних методів дослідження важливу групу

займає проведення експериментів на еквівалентних матеріалах, які максимально наближені до природних геологічних умов. У наших дослідженнях використовуються реальні зразки вугілля і гірської породи, що дає змогу точно змодельовати фізико-механічні та фізико-хімічні процеси, які відбуваються під час підземної газифікації вугільного пласта. Дослідження на таких матеріалах дають змогу дослідити реальну кінетику хімічних реакцій з урахуванням складу та фізичних характеристик конкретних вугільних пластів, оцінити вплив геомеханічних процесів, що виникають у гірському масиві, та визначити його міцнісні характеристики під впливом температури залежно від зон хімічних реакцій у вогневому вибої, дослідити механізми взаємодії вуглекислого газу з техногенним середовищем підземного газогенератора та оцінити потенціал його утилізації в процесі газифікації, провести тестування і аналіз. Це все дає змогу адаптувати технологію під конкретні гірничо-геологічні умови залягання вугільного пласта [4], [5].

Використання реальних зразків вугілля і породи забезпечує високу точність отриманих експериментальних даних і сприяє коректній побудові математичних моделей, що дає змогу підвищити вірогідність прогнозів та розробити більш ефективні технологічні рішення для промислового впровадження процесу підземної газифікації вугілля з одночасною утилізацією вуглекислого газу.

Необхідно зазначити, що перспективним напрямом подальшого розвитку вищезазначених методів дослідження є проведення промислових випробувань у реальних гірничо-геологічних умовах. Такий підхід дає змогу підтвердити теоретичні та лабораторні результати, забезпечити всебічну оцінку ефективності запропонованої технології підземної газифікації вугілля з одночасною утилізацією вуглекислого газу та оцінити збіжність між експериментальними результатами й математичними моделями, що дасть змогу до останніх запровадити відповідні корективи для підвищення їхньої точності. Такі результати досліджень зазвичай є основою для масштабного впровадження технології під час розробки родовищ.

2.2 Методика лабораторних експериментів з дослідження процесів підземної газифікації вугілля

Дослідження процесів підземної газифікації вугілля проводились на серії розроблених та запатентованих лабораторних установок (І покоління, 2010 р., ІІ покоління, 2018 р.), узагальнену принципову схему яких наведено на рис. 2.1 [6], [7]. Складовими елементами кожної установки є: стенд для дослідження І, гілки подачі дуттьових ІІ та відведення газовідвідних ІІІ сумішей, системи керування дуттьовими потоками ІV.

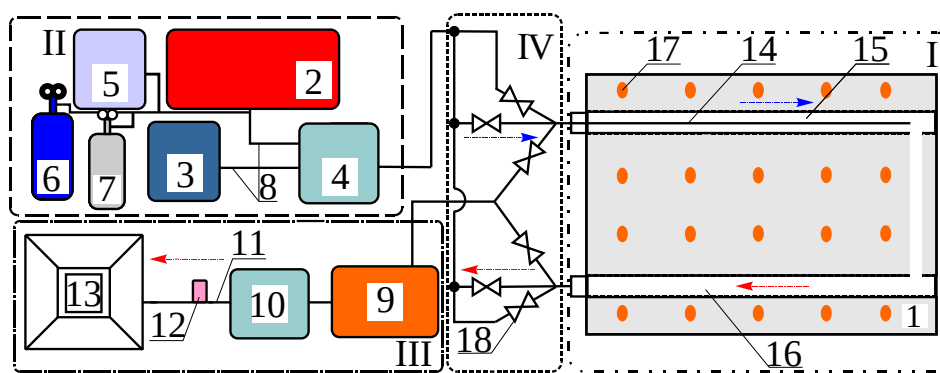


Рисунок 2.1 – Технологічна схема установки з дослідження процесів газифікації: 1 – стенд; 2 – основний компресор; 3 – допоміжний компресор; 4, 10 – витратоміри; 5 – парогенератор; 6, 7 – балони з киснем та вуглекислим газом відповідно; 8 – дуттьова магістраль; 9 – бак-охолоджувач; 11 – газовідвідна магістраль; 12 – точка відбору газів; 13 – димосос; 14 – керований трубопровід; 15 – дуттьова свердловина; 16 – газовідвідна свердловина; 17 – термопари; 18 – засувки

Стенд для газифікації 1 є центральним елементом лабораторної установки, призначений для відтворення гірничо-геологічних умов, характерних для залягання вугільних пластів. Конструкцію установки розроблено таким чином, що забезпечує можливість керування процесом газифікації шляхом контролю подачі дуттьових сумішей і відведення генераторних газів. Це дає змогу досліджувати параметри оптимізації процесу підземної газифікації вугілля.

Стенд установки І-го покоління має розміри $2,2 \times 2,0 \times 2,5$ м, що дає змогу імітувати розміри змодельованого вугільного пласта за падінням $H_m = 2,0$ м, а за простяганням $S_m = 2,2$ м. У процесі досліджень встановлено, що через великі габаритні розміри процес моделювання вугільного пласта і гірського масиву є трудомістким і вартісним. Тому при розробці установки ІІ-го покоління було прийнято рішення про зменшення габаритів стенда до розмірів $1,2 \times 1,0 \times 0,8$ м. У таких умовах розміри змодельованого вугільного пласта за падінням $H_m = 1,0$ м, за простяганням $S_m = 1,2$ м. Також стенд установки ІІ-го покоління виконано секційним, що дає змогу змодельовати підземний газогенератор двома способами розробки вугільного пласта: свердловина – газогенератор, стовпова система розробки.

Дуттьова гілка ІІ у двох установках складається з основного 2 і допоміжного 3 компресорів, витратоміра 4. Для імітації різних режимів дуттьової суміші до комплектації цієї гілки включено парогенератор 5, балони з киснем 6 і вуглекислим газом 7. Усі прилади з'єднуються дуттьовою магістраллю 8. Також до дуттьової гілки відносять керований трубопровід 14, що забезпечує можливість безпосередньої подачі дуття в реакційну зону газогенератора. Експлуатація керованого трубопроводу відбувається шляхом його подачі через дуттьовий трубопровід 15 через різьбовий отвір у стінці стенда змодельованим каналом експлуатаційної свердловини в моделі вугільного пласта.

До складу газовідвідної гілки ІІІ відносять бак-охолоджувач 9, витратомір 10, точка відбору газів для аналізу 12, димосос 13. Усі прилади сполучені газовідвідною магістраллю 11. До системи керування потоками ІV відносять засувки 18, що дають змогу спрямовувати дуттьові та газовідвідні потоки у необхідному напрямку. Відмінність в обладнанні по кожній установці полягає в його специфікації.

Формування породовугільного масиву в лабораторних умовах було реалізовано у два чітко визначених етапи. На першому етапі відбувається моделювання вугільного пласта, на другому – надвугільної товщі. Для

моделювання вугільного пласта використовують куски вугілля розмірами $200 \times 150 \times 100$ мм, які за якісним складом відповідали досліджуваній ділянці та параметрам вугільного пласта. При цьому куски вугілля попередньо обробляли за допомогою кутової шліфувальної машинки, для кращого контакту між собою.

При формуванні вугільного пласта d ньому залишався канал для імітації нагнітальної та газовідвідної свердловин діаметром $d = 0,08$ м і реакційного каналу. Реакційний канал заповнювався кусками вугілля фракцією $0,025 - 0,068$ мм з подальшим трамбуванням, імітуючи гідророзрив пласта між дуттьовою та газовідвідною свердловинами.

Загальний вигляд стендової установки I-го покоління наведено на рис. 2.2.

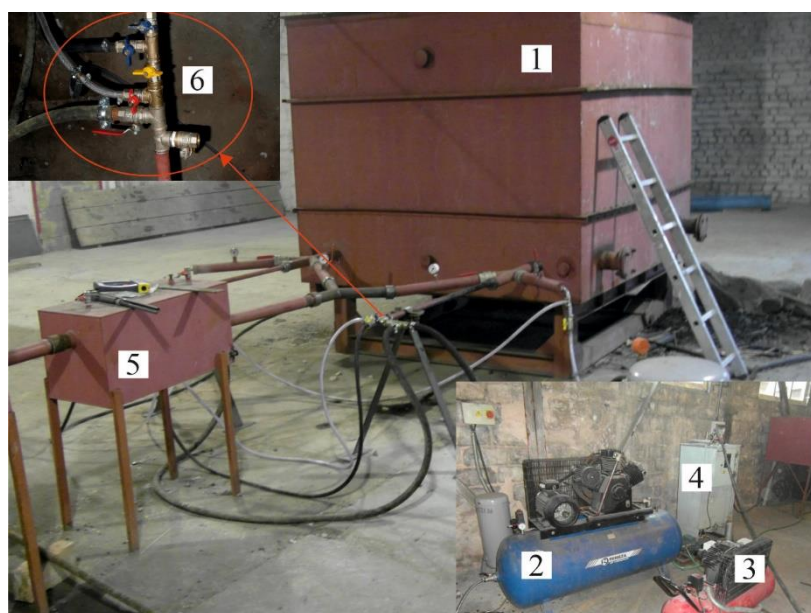


Рисунок 2.2 – Фотофіксація обладнання лабораторної установки I-го покоління:

- 1 – стенд для моделювання гірського масиву; 2, 3 – компресори для подачі повітряного дуття та пропалювання реакційного каналу відповідно;
- 4 – парогенератор; 5 – розширювальний бак; 6 – система розподілу дуттьових сумішей керованого трубопроводу

Лабораторну установку для дослідження процесів газифікації II покоління розроблено у 2018 році в рамках діяльності лабораторії технологій термохімічного перетворення Центру колективного користування наукового обладнання «Інноваційна геоенергетика» за підтримки Міністерства освіти і

науки України (керівник лабораторії – П.Б. Саїк). Загальний вигляд установки наведено на рис. 2.3.



Рисунок 2.3 – Фотофіксація обладнання лабораторної установки II-го покоління:

1 – стенд для моделювання гірського масиву; 2 – компресори для подачі повітряного дуття; 3 – парогенератор; 4 – бак-охолоджувач; 5 – розпалювальний отвір; 6 – бак відбору конденсату; 7 – система керування дуттьовими сумішами

Для забезпечення автотермічності системи змодельованого підземного газогенератора, що є ключовим фактором для стабільного та ефективного ведення процесу газифікації, було виконано теплоізоляцію стендів. Це дало змогу мінімізувати теплові втрати і підтримувати оптимальний температурний режим усередині газогенератора без підведення тепла ззовні, за рахунок екзотермічних реакцій. Теплоізоляційним матеріалом слугувала вогнетривка цегла, яку викладали в один ряд по контуру стендів на висоту шарів літологічної різниці і на їхній основі. Літологічну різницю змодельованого масиву формували відповідно до натурних умов досліджуваних ділянок шахтних полів.

Процес підземної газифікації вугілля характеризується низкою параметрів, таких як довжина вогневого вибою та стовпа газифікації,

потужність вугільного пласта, швидкість посування вогневого вибою, кількісні та якісні показники подачі дуттьових сумішей та виходу генераторних газів, тиск подачі дуття тощо. Тому для ефективного моделювання процесу підземної газифікації вугілля на стендовій установці, необхідно встановити основні критерії подібності та дотримуватися їх при варіації зазначеними параметрами, щоб забезпечити адекватне відтворення реальних умов.

Теорія подібності, що визначає зв'язки між подібними явищами на основі детального аналізу відповідних фундаментальних рівнянь, результатів лабораторних досліджень та натурних умов, є основою фізичного моделювання. Для відтворення натурних умов експерименту підземної газифікації вугілля на стендовій установці, важливо встановити раціональні масштабні коефіцієнти та забезпечити дотримання умов подібності. Вони є обов'язковими для того, щоб модель адекватно відображала фізичні процеси, що відбуваються в реальних умовах газифікації. Масштабні коефіцієнти дають змогу пропорційно зменшити або збільшити розміри елементів досліджуваної системи, таких як довжина вогневого вибою та стовпа газифікації, потужність вугільного пласта, порід безпосередньої та основної покрівлі. Тому першочерговим є встановлення геометричної подібності, яка визначається за формулою [8]:

$$\frac{L'_n}{L'_m} = \frac{L''_n}{L''_m} = \dots \frac{L^i_n}{L^i_m} = C_L, \quad (2.1)$$

де $L'_m, L''_m \dots L^i_m$ – лінійні розміри в лабораторних умовах, м; $L'_n, L''_n \dots L^i_n$ – лінійні розміри об'єкта в натурних умовах, м.

Газифікація вугілля є складним фізико-хімічним процесом, що супроводжується нерівномірним посуванням вогневого вибою в зонах окислення і відновлення. Швидкість посування вогневого забою визначає, наскільки швидко зона хімічних реакцій переміщається як по довжині вогневого забою, так і по довжині стовпа газифікації. У натурних умовах довжина вогневого забою становить 30 м, яку прийнято як оптимальну на основі розрахунків матеріально-теплового балансу процесу газифікації.

Відповідно до формули (2.1) і розмірів вогневого вибою 1,8 м (установка I-го покоління) і 0,8 м (установка II-го покоління) геометричний масштаб подібності становить $C_L^I = 16,67$ і $C_L^{II} = 37,5$. Тоді коефіцієнт досліджуваної потужності вугільних пластів знаходиться в межах 0,016 ... 0,036 – 0,032 ... 0,072 м, що за технічними і технологічними можливостями неприйнятно. Оскільки за малих потужностей вугільного пласта, формування зон хімічних реакцій уздовж вогневого вибою є недостатнім через неефективний розподіл тепла та реагентів дуттьової суміші, відсутня можливість промодельовати процеси подачі дуття керованими трубопроводами.

Під час моделювання вугільного пласта потужністю 0,2 м, що відповідає натурним умовам 1,2 м, масштабний коефіцієнт подібності становить $C_L = 6$. Аналіз цієї ситуації вказує на те, що відбувається нелінійне масштабування. За таких умов необхідно обрати визначальні критерії подібності залежно від процесів, які є домінуючими.

Ефективність процесу газифікації залежить від швидкості руху вогневого вибою, на параметри якої впливає кількість та тиск подачі дуттьової суміші. За таких умов параметри тиску можуть бути визначальними, що дає змогу нам застосувати число Ейлера, яке характеризує відношення між падінням тиску і кінетичною енергією на одиницю об'єму потоку [9]:

$$Eu = \frac{\Delta p}{\rho v^2},$$

де Δp – перепад тиску, МПа; ρ – густина речовини, кг/м³, v – швидкість потоку, м/с.

За умови визначення подібності числом Ейлера воно залишається незмінним між моделлю та натурним процесом:

$$\frac{p_m}{\rho_m v_m^2} = \frac{p_n}{\rho_n v_n^2}. \quad (2.2)$$

Відповідно при $C_L = 6$ $p_n = C_L p_m$. Таким чином тиск подачі дуття в натурних умовах має бути в 6 разів більшим, ніж під час лабораторних досліджень.

Під час газифікації вугілля, що в натурних умовах, що в лабораторних, складовими компонентами дуттьової суміші є повітря, кисень, вуглекислий газ і пара. Тому параметр $\rho_m = \rho_n$, а формула (2.2) набуває вигляду:

$$\frac{p_m}{v_m^2} = \frac{p_n}{v_n^2}.$$

Враховуючи критерій гомохронності швидкість масштабується до часу [10], тобто $v_m = \frac{L_m}{t_m} = v_n = \frac{L_n}{t_n}$, де L_m, L_n – шлях, що проходить матеріальна точка

в моделі та натурі за час t_m і t_n . Звідси $\frac{p_m}{\left(\frac{L_m}{t_m}\right)^2} = \frac{p_n}{\left(\frac{L_n}{t_n}\right)^2}$. Параметри часу

дорівнюють $t_n = t_m C_L$. При проведенні досліджень час газифікації змодельованих вугільних пластів потужністю від 0,1 до 0,2 м змінювався від 9,2 до 12 год, що натурним дослідженням відповідає 55,2 – 72,0 год. Тиск у лабораторних умовах змінювався від 0,13 до 0,22 МПа, що відповідає натурним у 0,4 – 0,67 МПа. Параметри сили тяжіння g і в'язкості μ для цілей розв'язуваної задачі не мають суттєвого значення, тому критерії Фруда $F = \frac{gl}{v^2}$ і

Рейнольдса $Re = \frac{\rho vl}{\mu}$ не витримуються.

Під час моделювання гірського масиву, виходячи з масштабних коефіцієнтів і особливостей формування складних систем, у процес моделювання внесено спрощення у вигляді поєднання породних пластів зі схожими метаморфічними властивостями. Таке спрощення прискорює процес формування гірського масиву, що вміщує вугільний пласт. Для умов моделі потужність таких шарів не перевищувала 0,2 м. Безпосередня покрівля вугільного пласта представлена алевролітом із шахтної породи з герметизацією тріщин шамотним розчином.

Процес газифікації вугілля як у модельних, так і в натурних умовах, відбувається за однакової температури. Під час масштабування температурні

градієнти в моделі та натурному об'єкті подібні, а критерії подібності, що враховують теплові явища, однакові, тому $C_T = 1$ [11]. Співвідношення показників температурних полів, що виникають у моделі та натурі, можна описати виразом:

$$\frac{T_n^{OK}}{T_m^{OK}} = \frac{T_n^6}{T_m^i} = C_T = 1,$$

де T_n^{OK} , T_m^{OK} – температура окислювальної зони підземного газогенератора відповідно натури і моделі, °C; T_n^6 , T_m^i – температура відновлювальної зони підземного газогенератора відповідно натури і моделі, °C.

Моніторинг процесу розпалювання вугілля проводився за допомогою пірометра з термопарою К-типу 30:1 (-50...+1350 °C) FLUS IR-823. Динаміка параметрів розповсюдження температурного поля контролювалася за окремими точками змодельованої області, у місцях встановлення стаціонарних температурних датчиків типу ТЕП-109 17 (див. рис. 2.1). Залежно від завдань дослідження датчики встановлювалися на площині контакту вугільного пласта і безпосередньої покрівлі, і в самій покрівлі з різною сіткою.

Розширення можливостей зміни режимів подачі дуттьової суміші та їх регулювання в реальному часі можливе завдяки застосуванню витратомірів ІРВІС-К300, «Універсал-01». Вони відображають точну витрату суміші, що надходить у змодельований газогенератор. Також додатково проходить візуалізація температури і тиску дуттьової суміші.

Запалювання вугілля проводиться за допомогою газової горілки через розпалювальний отвір, де знаходилося заздалегідь закладене подрібнене вугілля в реакційному каналі. Після підпалу змодельованим каналом дуттьової свердловини подають повітряну суміш (O_2 – 21%) і запускають димосос для прискорення процесу пропалювання реакційного каналу і виходу змодельованого газогенератора в режим газифікації. Тиск подачі дуття задається в межах 0,08 – 0,11 МПа.

Проведення серії лабораторних досліджень проводилося в чотирьох режимах подачі дуття: I режим – подача повітряного дуття; II режим – подача повітряно-вуглекислотної суміші; III режим – подача повітряного дуття (експлуатаційна свердловина); IV режим – комбінований режим подачі повітряного дуття (дуттьова свердловина + керований трубопровід). Зазначені чотири режими демонструють багатоаспектність і гнучкість досліджуваного процесу, а розширений аналіз режимів досліджень дає змогу отримати повніше розуміння процесу газифікації та можливостей його оптимізації.

Концентрації газів у вихідній суміші змодельованого підземного газогенератора визначались за допомогою газоаналізатора Casboard-3200L та газового хроматографа “NeoCHROM”. Теплотворна здатність генераторного газу розраховувалась за «правилом адитивності», враховуючи концентрації кожного горючого газу та теплоту його згоряння [12]:

$$LHV = \frac{12,622 \cdot CO + 10,788 \cdot H_2 + 35,814 \cdot CH_4}{100},$$

де CO , H_2 , CH_4 – концентрація газів, %.

Температура газу на виході з експериментального газогенератора становить 435 – 550 °C. Тому додатково було введено у газовідвідну систему бак-охолоджувач 9 (див. рис. 2.1), який забезпечував охолодження генераторного газу та надав можливість проведення відбору проб з конденсату, що утворився в процесі досліджень для подальшого хімічного аналізу. Конструкція бака-охолоджувача передбачала монтаж у ньому системи трубопроводів, водночас забезпечуючи пропускну здатність газовідвідного трубопроводу.

2.3 Формування методології дослідження фізико-механічних властивостей гірського масиву під дією високотемпературного поля

Підземна газифікація вугілля – це високотемпературний процес, що характеризується зміною градієнтів температури у гірському масиві навколо підземного газогенератора. Відомо, що фізико-механічні властивості більшості

гірських порід, включно зі слабометаморфізованими породами Західного Донбасу та Львівсько-Волинського басейну, значно залежать від температурних умов. Зміни температури в гірських масивах можуть призвести до змін у структурі порід, впливаючи на їх міцність, еластичність та інші механічні характеристики. Такі температурні варіації викликають нерівномірний розподіл цих властивостей у масиві, що може стати причиною локальних руйнувань, обвалів чи інших геомеханічних процесів.

Дослідження зміни фізико-механічних властивостей гірського масиву було здійснено шляхом нагрівання проб гірської породи, відібраних з безпосередньої покрівлі пласта n_7^H (шахта «Межирічанська» ДП «Львіввугілля») та c_9 (шахта ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»). Такий підхід дав змогу вивчати вплив температури на породу в умовах, максимально наближених до природних, що є критично важливим для оцінки реального теплового впливу на структурну цілісність та механічну поведінку порід у процесі підземної газифікації вугілля. Загальний вигляд відібраних проб гірської породи наведено на рис. 2.4.



Рисунок 2.4 – Загальний вигляд відібраних проб гірничої породи:
а – ДП «Львіввугілля» (шахта «Межирічанська»), *б* – ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» (шахта ім. Героїв Космосу)

Для визначення міцнісних характеристик відібрані уламки гірської породи оброблялися за допомогою каменерізного верстата TCM350 фірми SOLGA

DIAMANT (Іспанія). Застосування цього обладнання дало змогу сформувати однорідні куби гірської породи зі стандартними розмірами $5 \times 5 \times 5$ см, що відповідають вимогам чинних нормативних документів для подальших механічних випробувань. Всього було підготовлено 30 зразків гірської породи. Загальний вигляд підготовлених зразків наведено на рис. 2.5.



Рисунок 2.5 – Фотофіксація підготовлених проб гірської породи

Перед проведенням випробувань кожен зразок був пронумерований. Для цього використовували маркери, які є стійкими при високих температурах. Зразки було поділено на п'ять груп відповідно до заданих температурних режимів: 22 °C, 200 °C, 400 °C, 600 °C та 800 °C. Кожна група складалась з трьох зразків, що дало змогу проводити статистичні порівняльні аналізи.

Для термічної обробки кожен зразок було розміщено в електричну муфельну піч, де вони прогрівалися до відповідної температури. Після досягнення необхідного температурного режиму, піч вимикали, даючи змогу зразкам охолоджуватися природним шляхом в межах печі, що мінімізує вплив перепаду температур на стан зразків. Після завершення процедури охолодження, зразки витягали з печі і розміщували в герметичні пакети для зберігання. Такий підхід запобігає впливу вологи та інших атмосферних факторів, що можуть вплинути на властивості матеріалу.

Перед термічною обробкою зразки також були зважені для визначення їхньої об'ємної маси, що є важливим показником для подальшого аналізу їхніх фізичних характеристик та впливу високих температур на структурні зміни.

Контрольна температура в 22 °С відповідала стандартним лабораторним умовам, і була базовою для порівняння змін у фізико-механічних властивостях порід після нагрівання до вищих температур.

Проведення досліджень зміни міцнісних характеристик гірського масиву здійснювалося на випробувальному пресі типу KL 200/CE-Tecnotest (Італія) у лабораторії кафедри будівництва, геотехніки і геомеханіки Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» (свідоцтво про повірку засобу вимірювальної техніки №10-0/8982/1 від 19.09.2021 року видане ДП «ДРДНТЦСМС»). Ця установка є механічним навантажувальним пристроєм з гідравлічним приводом і призначена для комплексного визначення міцнісних і деформаційних характеристик різних типів гірських порід та штучних матеріалів у лабораторних умовах. Використання гідравлічного приводу забезпечує точну і контрольовану передачу сили, що дає змогу здійснювати різноманітні навантаження з високою точністю та повторюваністю. Загальний вигляд лабораторного обладнання в режимі досліджень наведено на рис. 2.6.



Рисунок 2.6 – Фотофіксація пресу типу KL 200/CE-Tecnotest
в режимі проведення досліджень

Дослідження зміни міцності гірської породи відбувалося у чотири послідовні етапи, що відповідало різним температурним умовам ведення процесу

газифікації. На початковому етапі дослідження, проби порід були піддані аналізу без будь-якого температурного впливу, їх температура була 22 °С. Це дало змогу зафіксувати початкові характеристики матеріалу в незмінному стані. Після цього, дослідження фокусувались на вивченні міцності та інших механічних властивостей порід, які були піддані термічній обробці. Зразки нагрівалися поступово до температури 800 °С, що спричинило значні зміни в їх структурі та зовнішньому вигляді. Особливо помітною була зміна кольору з темно-сірого на червоно-коричневий, що свідчить про процес спікання порід, що є індикатором структурної трансформації досліджуваної проби гірської породи. Також під час проведення досліджень було зафіксовано, що в чотирьох із шести зразків гірської породи спостерігалось утворення тріщин уздовж їхніх природних шарувань. Це явище, що свідчить про нестійкість порід під впливом тестових умов. Після кожного етапу досліджень зразки сортувалися у зіп-пакети для подальшого аналізу.

Після завершення випробувань на міцність, мінералогічний склад зразків гірської породи було детально проаналізовано за допомогою рентгеноструктурного аналізу. Цей аналіз виконувався на високоточному рентгенівському дифрактометрі ДРОН-3, що дає змогу ідентифікувати кристалічні фази в складі породи та виявити будь-які зміни, спричинені термічною обробкою. Загальний вигляд приладу наведено на рис. 2.7.



Рисунок 2.7 – Фотофіксація рентгенівського дифрактометра ДРОН-3

Відібрані зразки гірської породи були піддані ретельному дослідженню за допомогою рентгеноструктурного аналізу в монохроматизованому $Co-K-\alpha$ випромінюванні з довжиною хвилі $\lambda = 1,7902 \text{ \AA}$. Цей метод дає змогу досліджувати кристалічну структуру матеріалів на атомному рівні, забезпечуючи високу точність ідентифікації фазового складу порід. Монохроматизоване випромінювання сприяє мінімізації фонового шуму та підвищенню чіткості отриманих дифракційних картин, що є критично важливим для точного аналізу мінералогічних складових породи. Використання $Co-K-\alpha$ випромінювання також допомагає у виявленні слабких та надто тонких піків, які можуть бути не помічені при стандартних умовах сканування, тим самим підвищуючи деталізацію та надійність отриманих результатів.

Ідентифікацію мінеральних з'єднань у зразках гірської породи було здійснено вручну, шляхом порівняння міжплощинних відстаней (d , $\text{\AA}$) та відносних інтенсивностей ($I_{\text{отн}} - I/I_0$) експериментальної кривої з даними електронної картотеки PCPDFWIN. Ця база даних містить повну колекцію дифракційних карт, яка дає змогу точно визначити присутні мінерали за їхніми характеристичними піками. Рентгенофазові дослідження були проведені в широкому діапазоні кутів від 10° до 90° з кроком в $0,1^\circ$, що забезпечило високу роздільну здатність спектрів. Кожен крок сканування супроводжувався витримкою по 5 с, що дало змогу максимізувати точність замірів та забезпечити високу якість отриманих даних.

Після завершення рентгеноструктурного дослідження кожної з проб, були проведені розрахунки основних параметрів кристалічних структур, включно з визначенням розмірів елементарних комірок ґратки кварцу та каолініту. Ці дані надали важливу інформацію про внутрішню структуру мінералу, що відображається на його фізичних та хімічних властивостях. Крім того, було оцінено щільність дислокацій в кристалічних ґратках кварцу та каолініту, яка є важливим показником їхньої дефектності та механічної стабільності. Зокрема, вимірювання зосереджувались на кристалографічних площинах 101 і 211 для кварцу (D101 і D211) та площинах 001 і 112 для каолініту (D001 і D112).

Розміри кристалітів кварцу та каолініту по відповідних кристалографічних площинах (101 і 211 для кварцу та 001 і 112 для каолініту) були точно визначені за допомогою застосування формули Селякова-Шеррера [13], [14]:

$$L = \frac{K\lambda}{\Delta B \cos \theta} \quad (2.3)$$

де λ – довжина хвилі випромінювання; K – константа Шеррера (приймається від 0,9 до 1, залежно від форми кристалів);

$$\Delta B = \sqrt{B_o^2 - B_e^2},$$

де B_o і B_e – відповідно ширина лінії зразка та еталона; θ – дифракційний кут, град.

Застосування формули Селякова-Шеррера дає змогу оцінити середній розмір кристалічних доменів в межах обраної площини кристалу, виходячи з розміру розсіяного дифракційного зображення. Розрахунок містить кореляцію між шириною дифракційних піків на піввисоті та величиною хвиль дифракції, а також враховує константу форми, яка залежить від типу кристалічної структури. Отримані величини, позначені як L101 і L211 для кварцу, та L001 і L112 для каолініту, надають важливу інформацію про структурну цілісність та розмірні характеристики цих мінералів.

Загальні розміри кристалітів L і ступінь мікронапружень M кварцу та біотиту розраховувались за двома лініями, які відповідають відбиткам рентгенівських променів від головних кристалографічних площин цих мінералів (відповідно 101 і 211 для кварцу і 001 і 112 для каолініту) за рішенням системи рівнянь:

$$L = \frac{0.94\lambda}{\Delta B \cos \theta_{HKL}}; \quad (2.4)$$

$$\frac{\Delta d}{d} = \frac{\Delta a}{a} = \frac{\Delta B}{4 \operatorname{tg} \theta_{HKL}} = M. \quad (2.5)$$

Оскільки монофракції кварцу та каолініту є найбільш складовими для проб гірської породи, тому попарне послідовне порівняння та аналіз особливостей форми рентгенівських дифрактограм кварцу та каолініту за відповідними кристалографічними площинами дали змогу оцінити загальні та відмінні риси у відібраних пробах до та після термічної обробки.

2.4 Розробка методики дослідження прогріву гірського масиву при підземній газифікації вугілля

Дослідження параметрів прогріву гірського масиву в лабораторних умовах відіграє критично важливу роль у вивченні впливу вогневого вибою підземного газогенератора на фізико-механічні властивості гірських порід. За допомогою цих досліджень можна детально аналізувати зміни, що відбуваються в породі під час та після дії високих температур вогневого вибою, що властиво процесам підземної газифікації вугілля.

Отримані результати під час лабораторних досліджень відіграють ключову роль у процесі калібрування та валідації розроблених чисельних моделей. У процесі підземної газифікації вугілля, високотемпературна зона, що виникає у вогневому вибої, поширюється в радіальному напрямку в породі покрівлі та підшви. Це розповсюдження тепла є критичним фактором, який впливає на структурну стійкість гірського масиву порід і на ефективність процесу газифікації. Температура в цих зонах може сягати кількох сотень градусів. У п. 2.3 описано методологію досліджень з визначення зміни міцнісних характеристик гірського масиву від температури, тому розробка чисельної моделі та її перевірка відповідно до лабораторних досліджень є важливою. Це дає змогу спрогнозувати температуру навколо підземного газогенератора та встановити параметри зміни міцності гірського масиву. Для цього було розроблено спеціальний лабораторний стенд, що дає змогу імітувати вплив температури вогневого вибою на гірський масив [15]. Загальний вигляд лабораторної установки наведено на рис. 2.8.

Розроблена лабораторна установка складається з кількох ключових

компонентів, що забезпечують її функціональність та точність у заданні температурних режимів. Основним елементом є плита нагріву 1, яка використовується для забезпечення рівномірного нагріву зразків гірської породи до заданих температур вогневого вибою. Плита нагріву оснащена тепловими елементами 2, які дають змогу швидко та точно досягати необхідних температурних режимів.

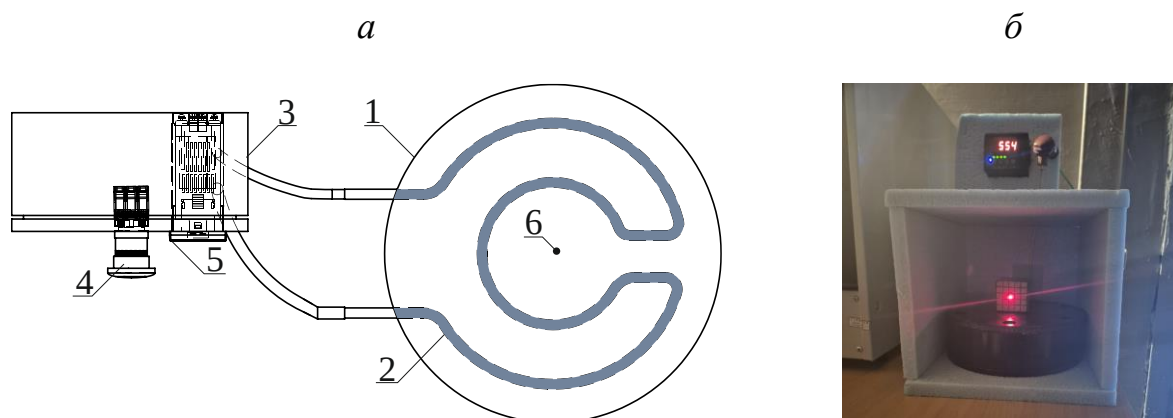


Рисунок 2.8 – Лабораторна установка для встановлення параметрів прогріву проб гірської породи: *а* – принципова схема; *б* – фотофіксація установки:

- 1 – плита нагріву; 2 – нагрівальний елемент; 3 – блок керування;
4 – терморегулятор; 5 – температурний дисплей; 6 – точка розміщення зразків породи

Другим важливим компонентом є блок керування 3, який складається з терморегулятора 4 та дисплея візуалізації температури 5. Терморегулятор 4 забезпечує автоматичне контролювання температури нагріву плити, що дає змогу підтримувати стабільні температурні умови впродовж усього експерименту. Він оснащений чутливими датчиками, які відслідковують температуру в реальному часі та автоматично коригують потужність нагрівання для запобігання перегріву або недостатнього нагріву зразків.

Дисплей візуалізації температури 5 виконує функцію інформативного інтерфейсу, що дає змогу користувачам легко спостерігати за поточними температурними показниками плити нагріву. Цей елемент є важливим для

забезпечення точності досліджень, оскільки дає змогу вчасно реагувати на будь-які відхилення від заданих параметрів. Зразки породи розміщуються строго в центральній точці плати нагріву, позначеній як точка 6, що забезпечує максимально рівномірний нагрів по всій поверхні зразка. Це дає змогу уникнути локального перегріву або недогріву, що є критично важливим для забезпечення точності та репрезентативності результатів досліджень. Під час процесу нагрівання та випробувань температура зразків фіксується за допомогою високоточного пірометра, який дає змогу здійснювати безконтактні вимірювання температур на відстані. Отримані результати в процесі лабораторних досліджень далі піддаються аналізу та порівнянню з даними, отриманими за допомогою чисельного моделювання. Цей етап співставлення критично важливий для валідації та калібрування чисельних моделей, які використовуються для імітації впливу різних умов на міцнісні характеристики гірських порід.

2.5 Розробка методики дослідження зміни площі вигазованого простору при підземній газифікації вугілля

Величина вигазованого простору підземного газогенератора характеризується швидкістю посування вогневого вибою, яка є змінною залежно від зони хімічних реакцій. У процесі дослідження процесу підземної газифікації вугілля визначалися параметри переміщення вогневого вибою від тривалості процесу газифікації та параметри опускань порід покрівлі. Параметри опускань встановлювались на основі значень переміщення закладених реперних датчиків, що встановлювались у змодельованій безпосередній покрівлі підземного газогенератора. Ці датчики давали змогу точно відстежувати опускання порід, аналізуючи накопичені дані в реальному часі.

Після збору даних про максимальні значення опускань порід покрівлі, зібраних упродовж визначеного часового періоду, проводилась детальна графічна візуалізація, що демонструвала динаміку зміни фронту посування вогневого вибою. Це дало змогу точно відстежувати зони, де відбувається

обвалення порід, та оцінювати структурні зміни порід покрівлі в реальному часі. Загалом, в ході комплексного дослідження процесів підземної газифікації вугілля було розроблено 216 деталізованих візуалізаційних картин. Ці візуалізації містили двовимірні моделі руху вогневого вибою, які ілюстрували динаміку просування вогневого вибою та зони обвалення. На рис. 2.9 наведено приклад побудови схеми, що характеризує просування фронту вогневого вибою та формування вигазованого простору.

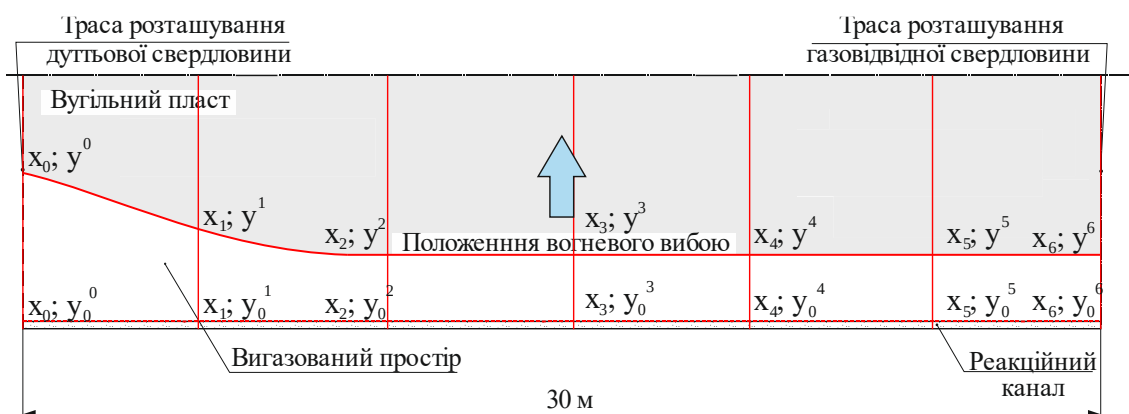


Рисунок 2.9 – Принципова схема просування фронту вогневого вибою та формування вигазованого простору

Під час проведення наукових досліджень систематично фіксувались дані про зміни концентрації горючих газів у складі генераторного газу, а також про тиск подачі дугтьової суміші. Аналіз цих даних виявив, що зі збільшенням величини вигазованого простору значно зросла потреба в коригуванні параметрів подачі дугтьової суміші, щоб забезпечити оптимальне співвідношення дугтьової суміші для ефективного процесу підземної газифікації. Ці коригування були необхідні для підтримання сталості хімічних реакцій у вогневому вибої.

Підвищення тиску подачі дугтя було визначено як критичну контрольну точку для фіксації змін величини вигазованого простору підземного газогенератора. Це дало змогу точно вимірювати динаміку розширення простору, що є важливим для адаптації технічних параметрів процесу

газифікації. Надалі застосування методу трапецій дало можливість детально дослідити параметри формування вигазованого простору. Цей метод, заснований на геометричній інтерпретації даних, дає змогу аналізувати та візуалізувати зміни обсягу вигазованої площі з високою точністю. При цьому досліджувалися параметри як вигазованого простору, так і простору підземного газогенератора, де відбувається обвалення порід. Таким чином, у процесі аналізу підземної газифікації вугілля можна виділити три основні зони вигазованого простору, кожна з яких має свою специфіку та важливість для загального процесу. Перша зона – зона вогневого вибою S_e , що формується безпосередньо біля вогневого вибою і розповсюджується в сторону вигазованого простору. Зона залежить від швидкості посування вибою та кроку обвалення порід. Вона є найбільш активною та критичною для контролю процесу газифікації, оскільки саме тут проходять основні хімічні реакції перетворення вугілля на газ. Друга зона – зона обвалення порід $S_{об}$, яка охоплює області, де породи стають нестабільними і можуть обвалюватися, потенційно змінюючи геометрію газогенератора. Нарешті, загальна величина вигазованого простору ΣS охоплює весь об'єм де відбувається процес газифікації вугілля.

Для оптимізації параметрів подачі дуттьової суміші важливими є знання про величину зони S_e , що визначається за формулою:

$$S_e = \Sigma S - S_{об}, \text{ м}^2.$$

Границями зміни ΣS є положення вогневого вибою, його довжина та положення реакційного каналу. Розглядаючи дані параметри в системі координат, маємо такі дані: x – місця розташування реперних датчиків за довжиною вогневого вибою (30 м, крок 5 м); y – положення вогневого вибою за стовпом газифікації, що змінюється з часом та залежить від зони хімічних реакцій за довжиною вогневого вибою; y_0 – положення реакційного каналу. Приклад отриманих вихідних даних при газифікації вугільного пласта потужністю 1,0 м наведено в табл. 2.1 (тривалість газифікації 12 год).

Після сформованого поля вихідних даних проводимо обчислення кожної окремої трапеції, що формує площину вигазованого простору. Відповідно до даних табл. 2.1 визначаємо площу за координатами.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для визначення параметру ΣS

x	(x_0)	(x_1)	(x_2)	(x_3)	(x_4)	(x_5)	(x_6)
y	(y^0)	(y^1)	(y^2)	(y^3)	(y^4)	(y^5)	(y^6)
y_0	(y_0^0)	(y_0^1)	(y_0^2)	(y_0^3)	(y_0^4)	(y_0^5)	(y_0^6)

Площа між координатами $(x_0; y^0)$ та $(x_1; y^1)$:

$$S_{x_0-x_1} = \frac{(y^0 + y^1)(x_1 - x_0)}{2}, \text{ м}^2.$$

Площа між координатами $(x_1; y^1)$ та $(x_2; y^2)$:

$$S_{x_1-x_2} = \frac{(y^1 + y^2)(x_2 - x_1)}{2}, \text{ м}^2.$$

Площа між координатами $(x_2; y^2)$ та $(x_3; y^3)$:

$$S_{x_2-x_3} = \frac{(y^2 + y^3)(x_3 - x_2)}{2}, \text{ м}^2.$$

.....

Площа між координатами $(x_5; y^5)$ та $(x_6; y^6)$:

$$S_{x_5-x_6} = \frac{(y^5 + y^6)(x_6 - x_5)}{2}, \text{ м}^2;$$

$$\Sigma S = S_{x_0-x_1} + S_{x_1-x_2} + S_{x_2-x_3} + \dots + S_{x_5-x_6}, \text{ м}^2.$$

За аналогічною послідовністю визначаються параметри зони $S_{об}$.

Щодо визначення об'ємів порожнин V_1 і V_2 вигазованого простору зі сторони дуттьової та газовідвідної свердловин їхня площа визначається за методикою запропонованою вище, а формула для об'єму набуває вигляду:

$$V_1 = V_2 = S_1 \cdot L_{cm.z.} = S_2 \cdot L_{cm.z.}, \text{ м}^3,$$

де S_1 , S_2 – площа вигазованого простору зі сторони дуттьової та газовідвідної свердловин відповідно, m^2 , $L_{ст.г.}$ – довжина стовпа газифікації, м.

Для визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору навколо підземного газогенератора було створено фізичну та математичну модель гірського масиву. Геомеханічні параметри розшарувань породного масиву на ділянці підземного газогенератора досліджувались шляхом застосування методу розрахунку напружено-деформованого стану порід, алгоритм якого закладено в програмному забезпеченні “GeoDynamics Lite”. У ході аналітичних досліджень визначаються геометричні та фізичні параметри епюр навантажень, опускання та горизонтальні переміщення породних шарів зрушеного масиву, що наводяться у вигляді таблиць, графіків і епюр. При заданні фізико-механічних властивостей гірського масиву задавалися дані, що були визначені під час проведення експериментальних досліджень.

2.6 Методика дослідження утилізації вуглекислого газу

Методика дослідження утилізації вуглекислого газу відіграє вирішальну роль у розробці та впровадженні інноваційних геотехнологій для газифікації вугілля, спрямованих на мінімізацію викидів CO_2 в атмосферу.

Дослідження параметрів утилізації вуглекислого газу було поділено на два основних етапи: лабораторні дослідження та аналітичні. На етапі проведення лабораторних досліджень процес утилізації CO_2 містив його подачу у складі дуттьової суміші. Дослідження проводились на спеціально розробленій установці (див. п. 2.2). Цей етап дослідження охоплював два основні режими подачі дуття: повітряний та повітряно-вуглекислотний. Для кожного з цих режимів було ретельно визначено якісні та кількісні параметри отриманого генераторного газу, що дало змогу оцінити ефективність отримання генераторного газу та його склад залежно від типу подачі дуття.

При подачі повітряного дуття, дослідження зосереджувались на зміні концентрацій основних горючих компонентів генераторного газу (CH_4 , CO , H_2). Це дало можливість зрозуміти вплив подачі повітряного дуття на процес

газифікації та встановити теплоту згоряння генераторного газу. Режим подачі повітряно-вуглекислотного дуття охоплював аналіз збагачення дуття вуглекислим газом, що відіграє важливу роль у збільшенні виходу горючих газів та зниженні вмісту баластних газів, зокрема CO_2 .

Дослідження утилізації CO_2 на другому етапі зосереджено на визначенні об'ємів газу, які можуть бути ефективно закачані в техногенно сформоване середовище підземного газогенератора. Особлива увага приділяється аналізу чотирьох ключових зон, які різняться за геологічною структурою та температурними умовами: 1) зона вигазованого простору в безпосередній близькості до експлуатаційних свердловин; 2) зона безладного обвалення порід покрівлі; 3) зона прогину нашарувань товщі гірських порід, яка характеризується утворенням тріщин, розломів та ущільнень; 4) зона розшарування порід.

У кожній з цих зон температурні умови значно відрізняються, що вимагає індивідуального підходу до визначення параметрів утилізації CO_2 . Для цієї мети використовується рівняння стану реального газу за Ван-дер-Ваальсом, яке забезпечує високу точність розрахунків в умовах високих тисків та низьких температур, характерних для підземних газогенераторів. Застосування цього рівняння дає змогу точно прогнозувати поведінку вуглекислого газу при його ін'єкції в різні зони, враховуючи комплексний вплив тиску та температури на властивості газу.

2.7 Висновки за розділом

Обґрунтовано методику моделювання технології підземної газифікації вугілля на авторських запатентованих лабораторних установках. Дані установки дають змогу детально відтворювати реальні гірничо-геологічні умови залягання вугільних пластів, що є ключовим для забезпечення точності моделювання та вивчення процесів газифікації вугілля. Вони оснащені сучасними системами керування, які дають змогу оптимізувати параметри подачі дуттьових сумішей, зокрема тиск та склад.

Сформовано методологічні основи з дослідження фізико-механічних властивостей гірського масиву під дією високотемпературного поля, що охоплюють взаємозв'язок між дослідженням впливу температури на зміну міцності породи на одновісний стик та на її мінералогічний склад і основні параметри кристалічних структур.

Розроблено методику для визначення параметрів теплового впливу на гірський масив у процесі підземної газифікації вугілля, яка містить комплексні температурні вимірювання та аналіз теплопередачі в зразках гірської породи, що нагріваються на авторській та запатентованій лабораторній установці. Ця методика дає змогу не тільки точно фіксувати зміни температури в різних частинах масиву, але й враховує геологічні особливості та фізичні властивості гірської породи. Отримані результати досліджень, проведених з використанням розробленої методики, становлять фундаментальну основу для побудови та адаптації чисельних моделей, які імітують процес прогріву гірського масиву під час підземної газифікації вугілля.

Розроблено методику для визначення параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора для оптимізації подачі дуттьових сумішей. Ця методика містить комплексний аналіз швидкостей посування вогневого вибою за зонами хімічних реакцій та параметрів обвалення порід покрівлі, що дає змогу точно визначити оптимальні умови для розподілу дуттьових сумішей у вогневому вибої.

Розроблено методику для аналізу процесів утилізації вуглекислого газу, що використовують його у складі дуттьових сумішей і для ефективності закачування цього газу в техногенне середовище підземного газогенератора. Методика передбачає оцінку можливостей утилізації CO_2 , що виробляється під час підземної газифікації вугілля, а також його подальше використання як реагенту в дуттьовій суміші. Основною метою застосування цієї методики є встановлення параметрів, за яких вуглекислий газ може бути максимально ефективно утилізований для зменшення забруднення атмосфери та підвищення загальної ефективності процесу газифікації.

Список використаних джерел до розділу 2

1. Liu, H., Liu, S., Chen, F., Zhao, J., Qi, K., & Yao, H. (2019). Mathematical modeling of the underground coal gasification process in one gasification cycle. *Energy and Fuels*, 33(2), 979-989. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03940>
2. Lozynskyi, V., Saik, P., Petlovanyi, M., Sai, K., & Malanchuk, Y. (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>
3. 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>
4. Саїк, П.Б. (2024). Взаємозв'язок між математичними моделям та експериментальними даними при дослідженні процесів підземної газифікації вугілля. У *Матеріалах XIV міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»* (с. 245-247). Дніпро, Україна. Режим доступу: https://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/166925/Scientific_Spring_2024-245-247.pdf?sequence=1
5. Саїк, П.Б. (2021). Методика адаптації результатів лабораторних досліджень при газифікації вугілля щодо натурних умов. *Збірник наукових праць НГУ*, (65), 50-59. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/65.050>
6. 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/>
7. 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/>

8. Білецький, В.С. (2021). *Моделювання у нафтогазовій інженерії*. Львів: Вид-во «Новий Світ-2000» – Харків, Україна: НТУ «ХПІ», 306 с.
9. Коробко, І.В., & Капітанчук, Д.Ю. (2019). Врахування умов та відмінностей при калібруванні і застосуванні вимірювальних перетворювачів природного газу. *Вісник КПІ. Серія: Приладобудування*, 58(2), 57-62.
10. 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>
11. 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>
12. Proto, A. R., Longo, L., Gambella, F., Zimbalatti, G., Macrì, G., Gallucci, F., Caruso, L., Salerno, M., & Colantoni, A. (2016). Energetic characteristics of syngas obtained from gasification of hazelnut prunings. *Procedia – Social and Behavioral Sciences*, 223, 835-840. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2016.05.288>
13. Веселовська, Н.Р., Посвятенко, Е.К., Солона, О.В., & Будяк, Р.В. (2018). *Методи дослідження фізико-механічних властивостей матеріалів*. Вінниця, 150 с.
14. Данильченко, С.М., Кузнецов, В.М., & Проценко, І.Ю. (2019). *Рентгенодифракційні методи дослідження кристалічних матеріалів*. Суми, Україна: СДУ, 147 с.
15. Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г., Анісімов, О.О., Черняєв, О.В., & Рисбеков, К.Б. (2024). *Спосіб дослідження зразків гірничої породи на стиск при нагріванні*. Патент на корисну модель UA №156789, Опубл. 07.08.2024. Бюл. №32. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1813627/>

РОЗДІЛ 3

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТЕПЛООБМІНУ ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ: РОЗРОБКА ТА АДАПТАЦІЯ

3.1 Теоретичні основи щодо побудови математичних моделей теплообміну при підземній газифікації вугілля

Процес підземної газифікації вугілля (ПГВ) є складною системою фізико-хімічних явищ, які містять теплообмін, масообмін, хімічні реакції та зміну фазового стану речовини (вугілля) [1], [2]. Моделювання теплообміну у процесі ПГВ є ключовим етапом для розуміння, аналізу та оптимізації цього технологічного процесу. Теплообмін у зоні газифікації визначає температуру хімічних реакцій та їх швидкість, склад отриманого генераторного, а також ефективність загального процесу (енергетичний та хімічний ККД). Тому врахування теплофізичних властивостей вугілля, породи та утворених генераторних газів необхідне для адекватного моделювання процесу газифікації. Ці характеристики визначають ключові аспекти процесу передачі тепла та взаємодії між різними фазами, а саме твердою (вугільний пласт, гірський масив) і газоподібною (генераторний газ).

Процес гетерогенного реагування при підземній газифікації вуглецевмісної сировини (вугілля) в загальному вигляді можна описати двома простими ідеалізованими моделями — квазігомогенною моделлю та моделлю з фронтальним переміщенням зони реакції. Квазігомогенна модель базується на уявленні того, що зовнішній газ потрапляє всередину частинки речовини і взаємодіє з нею [3]. При цьому швидкість реакції однакова на різних ділянках частинки. Таким чином, вся речовина поступово перетворюється на продукти реакції. Щодо температурного режиму, то хімічна реакція значно чутлива до зміни температури, ніж до інших фізичних факторів [4], [5]. Отже, проводячи процес за різних температур, можна швидко встановити, що лімітує його швидкість: хімічна реакція або опір площини реакційного каналу підземного газогенератора або газу, що утворюється у відновлювальній його зоні. Необхідно

зазначити, що різні реакції є сприятливими в різних діапазонах температур. Авторами роботи [6] охарактеризовано дослідження, проведені Greg Perkins, які відображують константи рівноваги для деяких важливих реакцій у вогневому вибої як функцію температури. Константи рівноваги для всіх реакцій дорівнюють одиниці приблизно за температури 1000 К. Тому температура стає ключовим фактором у визначенні зсуву хімічної рівноваги в бік продуктів або реагентів, залежно від того, чи є реакція ендотермічною або екзотермічною. Наприклад, за температур, вищих за 1000 К, сприятливим є утворення H_2 і CO , оскільки реакція $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ та реакція $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ є ендотермічними. Функцію зміни константи рівноваги хімічних реакцій від температури газифікації наведено на рис. 3.1.

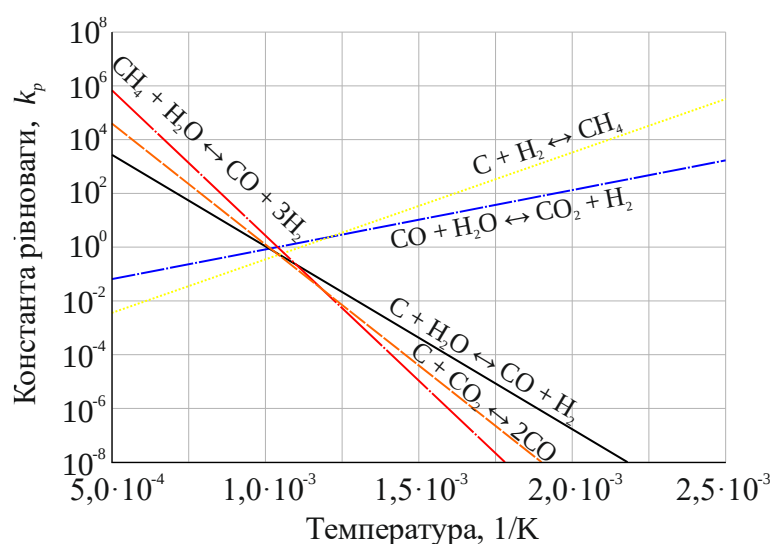


Рисунок 3.1 – Зміна константи рівноваги хімічних реакцій k_p від температури газифікації t (Greg Perkins, 2005)

Аналізуючи результати лабораторних та аналітичних досліджень процесу газифікації щодо швидкості процесу від температури можна виділити три характерні ділянки, які характеризуються кількісними та якісними показниками виходу газів [7] – [9]. Одна з таких ділянок характеризується сильною залежністю від температури, що наближається до експоненціальної. Очевидно, що в цьому температурному інтервалі процес обмежується хімічною реакцією, і може бути віднесений до кінетичної області. Це означає, що на цьому етапі

швидкість процесу визначається не обмеженнями інших факторів, таких як масоперенос чи теплоперенос, а саме швидкістю хімічних реакцій, що відбуваються в системі. У кінетичній області зміна температури може мати значний вплив на швидкість реакції. Зазвичай зі збільшенням температури швидкість реакції також зростає, оскільки теплова енергія молекул збільшує їхню кінетичну енергію та ймовірність зіткнення, що призводить до збільшення швидкості реакції. Таким чином, варіюючи температуру, можна контролювати швидкість процесу в цій області. Крім того, в кінетичній області важливо зберігати стабільність і контролювати умови реакції, щоб уникнути несподіваних наслідків. Це може містити в собі дотримання оптимальних параметрів температури, регулювання концентрації реагентів і використання каталізаторів для підвищення швидкості реакції.

Перехідна ділянка між кінетичною і дифузійною зонами характеризується порівнянним опором з боку всіх стадій (лімітуючої стадії немає). Тому складовим етапом проведення досліджень за цією роботою є можливість визначення температурної зони у відновлювальній зоні реакційного каналу підземного газогенератора. Це дає можливість, на основі прогнозованого аналізу температурного поля, визначити співвідношення між горючими та баластними газами.

Дифузійна зона є областю, де швидкість процесу обмежується явищами масопереносу, а не кінетикою хімічних реакцій. У цій зоні інтенсивність реакції значною мірою залежить від здатності реагентів (наприклад, газів або рідин) проникати через шари матеріалу до зони реакції. Це означає, що транспорт молекул реагентів і продуктів реакції через пористе середовище чи міжфазні межі визначає загальну швидкість процесу.

Тепло при газифікації вугілля у підземних умовах передається через декілька механізмів, включно з кондукцією та конвекцією. Спрощену модель даних процесів наведено на рис. 3.2.

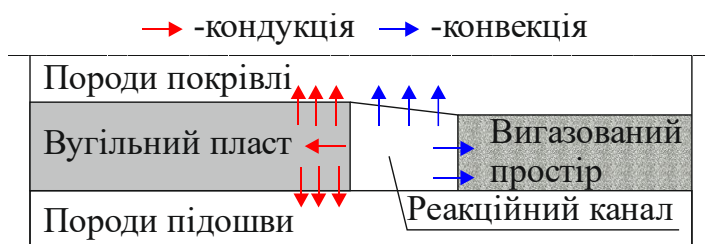


Рисунок 3.2 – Модель конвекційного та кондукційних теплообмінів при газифікації вугілля

У загальному випадку основу чисельного моделювання кондукційного теплообміну складає рівняння теплопровідності [10], [11]:

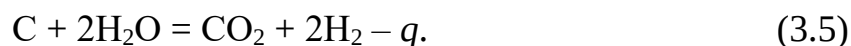
$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \nabla^2 T, \quad (3.1)$$

де T – температура, К; t – час, с; $\alpha = \frac{\lambda}{\rho c_m}$ – температуропровідність, м²/с;

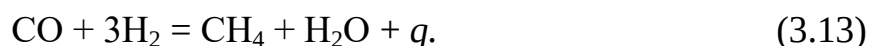
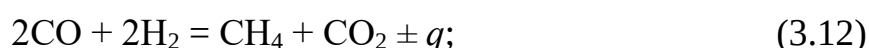
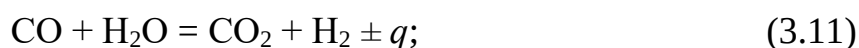
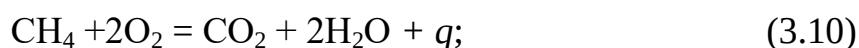
λ – теплопровідність досліджуваного середовища, Вт/м·К; ρ – густина досліджуваного середовища, кг/м³; c_m – теплоємність досліджуваного середовища, Дж/кг·К; ∇^2 – оператор Лапласа.

При газифікації вугільного пласта в реакційному каналі забезпечується перенесення тепла вглиб гірського масиву, а сама ефективність цього процесу залежить від теплопровідності гірських порід, яка змінюється від їхнього мінералогічного складу, щільності, пористості та вологості. При тому нерівномірний розподіл температури у реакційному каналі впливає як на швидкість прогріву вугільного пласта, так і на хімічні реакції [12] – [15]. Значення температур у 690 – 800 °С в окислювальній зоні підземного газогенератора сприяють інтенсифікації хімічних реакцій, таких як горіння та газифікація, тоді як зони з нижчою температурою залишаються малоефективними або навіть пасивними [16]. Це призводить до нерівномірної газифікації вугільного пласта, залишаючи частину вугілля не прогрітим і не використаним у реакціях. Тому класичне рівняння теплопровідності розширюється додатковими членами, а саме тепловиділенням або теплопоглинанням від хімічних реакцій у вогневому вибої.

В окислювальній зоні відбувається горіння вуглецю і кисню, який надходить у складі дуттьової суміші за первинними реакціями (q – теплова енергія, що утворюється або поглинається в процесі реакцій) [17] – [19]:



Газоподібні продукти, що утворилися в результаті первинних реакцій, вступають у реакції з вуглецем палива і реагентами дуттьової суміші (киснем, вуглекислим газом, водяною парою):



Реакції (3.2) і (3.3) – основні джерела теплоти, яка витрачається при взаємодії вуглецю з водяною парою (3.4) і (3.5). Таким чином, узагальнене рівняння кондуктивного теплообміну (3.1) набуває вигляду:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \nabla^2 T \pm \frac{q}{\rho c_m}. \quad (3.14)$$

Конвекційний механізм теплообміну в підземному газогенераторі є складним через взаємодію гарячих газів, які утворюються в зоні газифікації та спрямовуються до ділянок вугільного пласта, де вони прогрівають вугілля й

активують подальші реакції піролізу та газифікації [20], [21]. Утворений генераторний газ, до складу якого входять такі компоненти, як CO, H₂, CH₄, CO₂ тощо, виконує функцію теплоносія, забезпечуючи перенесення тепла за рахунок руху потоків газу. При цьому тепло передається не лише між газом і поверхнею твердого пласта, а й між компонентами самого газу, враховуючи відмінності у теплоємності та теплопровідності кожного з компонентів (CO, H₂, CH₄ тощо). Водночас потоки газів часто мають змінну швидкість та напрямок, оскільки їх рух залежить від локальних змін тиску і температури в зоні газифікації. Тому процес газифікації вугілля супроводжується перенесенням компонентів генераторного газу через конвекцію, дифузію і хімічні реакції та описується таким рівнянням:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + v\nabla T = D\nabla^2 T \pm q, \quad (3.15)$$

де v – швидкість потоку газового середовища, м/с; ∇T – градієнт температури, що характеризує її зміну у просторі, К.

При цьому показники виділеної чи поглинутої теплової енергії від хімічних реакцій q обумовлюються законом Арреніуса [21] – [23]. Слід враховувати, що цей закон визначає залежність швидкості хімічної реакції від температури. Таким чином, кількість теплової енергії, яка виділяється або поглинається, прямо пов'язана з цією швидкістю. Кількість тепла q , що виділяється або поглинається, залежить від кількості реагентів, які вступили в реакцію, і описується рівнянням:

$$q = \Delta H \eta, \quad (3.16)$$

де ΔH – ентальпія реакції, яка вказує на тепловий ефект хімічного процесу, Дж; η – кількість речовини, що бере участь у реакції, моль.

Водночас швидкість реакції визначає, скільки молекул реагентів перетворюється за одиницю часу:

$$\frac{d\eta}{dt} = kC_i, \quad (3.17)$$

де k – константа, що визначається за законом Арреніуса $k = Ae^{-\frac{E_a}{RT}}$ (A – передекспоненціальний множник; e – основа натуральних логарифмів (2,72); E_a – енергія активації, Дж/моль; R – універсальна газова стала, 8,31 Дж/(моль·К); T – абсолютна температура, К); C_i – концентрація реагенту у складі генераторного газу.

Після відповідних перетворень теплову енергію, яка виділяється або поглинається за одиницю часу q_t , можна виразити через:

$$q_t = \Delta H \frac{d\eta}{dt}. \quad (3.18)$$

Надалі підставляючи залежність (3.17) у (3.18), а в (3.17) рівняння за законом Арреніуса отримуємо таке рівняння теплової енергії за одиницю часу:

$$q_t = \Delta H A e^{-\frac{E_a}{RT}} C_i. \quad (3.19)$$

З наведених вище залежностей ми бачимо, що ентальпія реакції, яка вказує на тепловий ефект хімічного процесу, визначає кількість енергії, що виділяється або поглинається під час протікання реакції. У зонах з нижчою температурою швидкість цих реакцій значно знижується, а нерівномірність цих реакцій впливає на склад отриманого генераторного газу, знижуючи його якість [24]. Підвищення температури в зоні відновлення під час газифікації сприяє збільшенню виходу CO і H₂ унаслідок інтенсифікації реакцій C + CO₂ і C + H₂O. Водночас слід враховувати швидкість відновлення, яка значною мірою залежить від температури та суттєво зростає зі збільшенням її значень. Необхідно відмітити, що в окислювальній зоні підземного газогенератора проходять екзотермічні реакції ($\Delta H < 0$), у відновлювальній – ендотермічні ($\Delta H > 0$).

Таким чином, закон Арреніуса, кондукційний та конвекційний теплообміни формують замкнену систему, що описує процеси газифікації вугілля з локальним прогрівом як вугільного пласта, так і гірського масиву. Застосування даного підходу є передумовою інтеграції механізмів теплообміну для побудови чисельних моделей зокрема при застосуванні технології

«свердловина – газогенератор». Однак інтеграція зазначених рівнянь кондукційного та конвекційного теплообмінів до побудови чисельних моделей не розкриває механізму зміни температурного режиму навколо підземного газогенератора та швидкості зміни фазового середовища при веденні процесу шляхом буріння двох вертикально-направлених свердловин за площиною вугільного пласта.

3.2 Розробка математичної моделі теплообміну процесу підземної газифікації вугілля

Моделювання процесу теплообміну супроводжується зміною агрегатного стану середовища підземного газогенератора в результаті газифікації вугілля. Тому особливістю цього завдання є змінний розмір області, в якій досліджується температурне поле. Зазначимо, що фізичні властивості середовища при переході через межу фазових перетворень (у нашому випадку це теплопровідність) змінюються стрибкоподібно.

Основною характеристикою фазових перетворень під час газифікації вугілля, як було зазначено, є температура, за якої фази перебувають у стані термодинамічної рівноваги (точка фазового переходу). Для фазових переходів першого роду характерно, що в точці фазового переходу спостерігається виділення або поглинання тепла і зміна об'єму. У загальному вигляді рухому межу фазового переходу вугілля – газ $S(t)$ наведено на рис. 3.3.

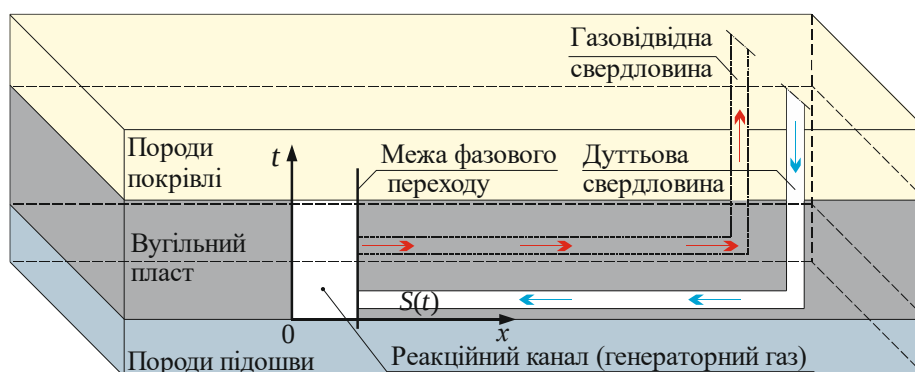


Рисунок 3.3 – Схематичне зображення межі $S(t)$ поділу фаз (вугілля – генераторний газ)

Відповідно до наведеної схеми на рис. 3.3 припускаємо, що вугілля займає напівпростір $x > 0$. При $t < 0$ температура вугілля однакова і дорівнює $T_0 < T_z$, де T_z – температура газифікації вугілля.

При $t = 0$ при $x = 0$ підтримується постійна температура $T_p \geq T_z$. У цьому випадку при $t > 0$ та $x \approx 0$ виникає вигазований простір величина якого $S(t)$ з часом збільшується (див. рис. 3.3). Межа фазового переходу $x = S(t)$ у будь-який момент часу відокремлює вугілля від продуктів згорання, рухаючись із деякою швидкістю $v = dS/dt$ у напрямку вугільного пласта. З умови задачі $S(0) = 0$.

Припускаючи, що властивості середовища при фазовому переході змінюються стрибком, рівняння теплопровідності для двох фаз приймають вигляд [25]:

$$\frac{\partial T_1(x, t)}{\partial t} = a_1 \frac{\partial^2 T_1(x, t)}{\partial x^2}, \quad t > 0, \quad 0 < x < S(t); \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial T_2(x, t)}{\partial t} = a_2 \frac{\partial^2 T_2(x, t)}{\partial x^2}, \quad t > 0, \quad 0 < x < \infty, \quad (3.21)$$

де $T_1(x, t)$, $T_2(x, t)$ – температура газу і вугілля відповідно; $a_i = \frac{\lambda}{c\gamma}$ – коефіцієнт температуропровідності; γ_i – щільність середовища; λ_i – коефіцієнт теплопровідності, c_i – питома теплоємність; $i = 1$ – величини, що відносяться до газу, а $i = 2$ – до вугілля.

Враховуючи, що в початковий момент часу існує лише вугілля, початкова умова запишеться у вигляді:

$$T_2(x, 0) = T_0. \quad (3.22)$$

Крайові умови задачі сформулюємо таким чином:

$$T_1(0, t) = T_p; \quad (3.23)$$

$$T_2(\infty, t) = T_0. \quad (3.24)$$

На межі фазового переходу виконуються умови Стефана:

$$T_1(x, t)|_{x=S-0} = T_2(x, t)|_{x=S+0} = T_s; \quad (3.25)$$

$$\lambda_2 \frac{\partial T_2(x, t)}{\partial x} \Big|_{x=S+0} - \lambda_1 \frac{\partial T_1(x, t)}{\partial x} \Big|_{x=S-0} = \gamma \cdot Q \frac{dS}{dt}, \quad (3.26)$$

де Q – питома теплота згоряння.

Таким чином, задача знаходження температурного поля вугільного пласта $T_2(x, t)$, температури газу $T_1(x, t)$ від довжини $S(t)$ переміщення межі фазового переходу полягає в інтегруванні диференціальних рівнянь теплопровідності (3.20) і (3.21) з початковою умовою (3.22), з крайовими умовами (3.23) і (3.24) та умовами Стефана на межі фазового переходу (3.25) і (3.26).

При проведенні чисельних досліджень за допомогою перетворення Больцмана $\vartheta = \frac{x}{\sqrt{t}}$ рівняння (3.20) і (3.21) приводимо до звичайних диференціальних рівнянь для функції $T_1(\vartheta)$, $T_2(\vartheta)$:

$$a_i \frac{d^2 T_i(x, t)}{d\vartheta^2} + \frac{1}{2} \vartheta \frac{dT_i}{d\vartheta} = 0, \quad i = 1, 2. \quad (3.27)$$

Надалі зробимо заміну $\theta_i = \frac{dT_i}{d\vartheta}$, $i = 1, 2$, тоді рівняння (3.27) приймають вигляд:

$$\frac{1}{\theta_i} \frac{d\theta_i}{d\vartheta} = -\frac{1}{2a_i} \vartheta, \quad i = 1, 2. \quad (3.28)$$

Розв'язування звичайних диференціальних рівнянь (3.28) має вигляд:

$$\theta_i(\vartheta) = B_i \exp\left(-\frac{\vartheta^2}{4a_i}\right), \quad (3.29)$$

де B_i – невідома стала.

Інтегруючи (3.29), знаходимо загальні розв'язування рівняння (3.27):

$$T_i(\vartheta) = A_i + B_i \int_0^{\vartheta} \exp\left(-\frac{\zeta^2}{4a_i}\right) d\zeta = A_i + B_i \operatorname{erf}\left(\frac{\vartheta}{2\sqrt{a_i}}\right), \quad (3.30)$$

де A_i – невідома стала; $\operatorname{erf}(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z \exp(-\zeta^2) d\zeta$ – функція помилок.

Зокрема функція помилок задовольняє умовам:

$$\operatorname{erf}(0) = 0, \operatorname{erf}(\infty) = 1. \quad (3.31)$$

Повертаючись до змінних x, t рішення рівнянь (3.20) і (3.21) запишуться у вигляді:

$$T_1(x, t) = A_1 + B_1 \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\alpha_1\sqrt{t}}\right); \quad (3.32)$$

$$T_2(x, t) = A_2 + B_2 \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\alpha_2\sqrt{t}}\right), \quad (3.33)$$

де $\alpha_1 = \sqrt{a_1}$.

З граничних умов (3.23) і (3.24), з урахуванням (3.31), отримуємо:

$$A_1 = T_p; \quad (3.34)$$

$$A_1 + B_2 = T_0. \quad (3.35)$$

З умови (3.25) на межі фазового переходу маємо:

$$A_1 + B_1 \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{S(t)}{2\alpha_1\sqrt{t}}\right) = T_e; \quad (3.36)$$

$$A_2 + B_2 \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{S(t)}{2\alpha_2\sqrt{t}}\right) = T_e. \quad (3.37)$$

Кожна з цих умов (3.36) і (3.37) може бути виконана для будь-якого $t > 0$ лише в тому випадку, якщо аргумент функції $\operatorname{erf}(x)$ в цих рівняннях не залежить від часу. Але це можливо, якщо $S(t) = \beta \cdot \sqrt{t}$, де β – невідома стала.

Таким чином, з точністю до деякої константи β визначено закон руху $S(t)$ межі фазового переходу:

$$S(t) = \beta \cdot \sqrt{t}. \quad (3.38)$$

Звідси швидкість руху визначається по формулі $v(t) = \frac{dS(t)}{dt}$.

Підставляючи (3.38) у співвідношення (3.36) і (3.37) отримуємо:

$$A_1 + B_1 \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_1}\right) = T_z; \quad (3.39)$$

$$A_2 + B_2 \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right) = T_z. \quad (3.40)$$

Тепер із рівностей (3.34), (3.35) і (3.39), (3.40) знаходимо чотири константи $A_i, B_i, i = 1, 2$:

$$A_1 = T_p; \quad (3.41)$$

$$B_1 = \frac{T_z - T_p}{\operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_1}\right)}; \quad (3.42)$$

$$A_2 = \frac{T_0 \operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right) - T_z}{\operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right) - 1}; \quad (3.43)$$

$$B_2 = \frac{T_z - T_0}{\operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right) - 1}. \quad (3.44)$$

Щоб визначити константу β треба скористатися умовою на межі фазового переходу (3.26) та враховуючи відоме співвідношення

$$\frac{d\operatorname{erf}(z)}{dz} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \exp(-z^2), \quad (3.45)$$

отримуємо трансцендентне рівняння для знаходження β :

$$F(\beta) = \frac{\exp\left[-\left(\frac{\beta}{2\alpha_1}\right)^2\right] \lambda_1 (T_z - T_p)}{\operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_1}\right) \cdot \alpha_1} - \frac{\exp\left[-\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right)^2\right] \lambda_2 (T_z - T_0)}{\left(\operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right) - 1\right) \cdot \alpha_2} - \sqrt{\pi} \gamma_2 \frac{Q\beta}{2} = 0. \quad (3.46)$$

Отже, температури $T_1(x, t)$, $T_2(x, t)$ газу і вугілля відповідно будуть обчислюватись за формулами:

$$T_1(x, t) = T_p + \frac{T_z - T_p}{\operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_1}\right)} \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\alpha_1\sqrt{t}}\right); \quad (3.47)$$

$$0 < x < S(t);$$

$$T_2(x, t) = \frac{1}{\operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right) - 1} \left[\left(T_0 \operatorname{erf}\left(\frac{\beta}{2\alpha_2}\right) - T_z \right) + (T_z - T_0) \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\alpha_2\sqrt{t}}\right) \right]; \quad (3.48)$$

$$x > S(t),$$

де A_i , B_i , $i = 1, 2$ обчислюються за формулами (3.41) – (3.44); β знаходиться з розв'язування трансцендентного рівняння (3.46).

Корені β трансцендентного рівняння (3.46) знаходяться методом Ньютона-Рафсона, який має квадратичну збіжність. Послідовні наближення за методом Ньютона-Рафсона обчислюються за формулою:

$$\beta_{n+1} = \beta_n - \frac{F(\beta_n)}{\frac{dF(\beta_n)}{d\beta}}, \quad (3.49)$$

де $F(\beta)$ обчислюється за формулою (3.46).

Розглянемо приклад проведення чисельного дослідження за заданих значень, які наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для обчислювального експерименту

Параметри	Газ	Вугілля
Температура	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$
	1400	800
Початкова температура вугілля	$T_0, ^\circ\text{C}$	
	38	
Щільність середовища	$\gamma_1, \text{кг/м}^3$	$\gamma_2, \text{кг/м}^3$
	0,66	1340
Коефіцієнт теплопровідності	$\lambda_1, \text{Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{град)}$	$\lambda_2, \text{Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{град)}$
	0,035	0,1
Питома теплоємність	$c_1, \text{Дж/кг}\cdot\text{K}$	$c_2, \text{Дж/кг}\cdot\text{K}$
	2260	1100,00
Питома теплота згоряння	$Q, \text{кДж/кг}$	
	27000	
Тривалість газифікації	$t, \text{год}$	
	0 – 100	

З розв'язання трансцендентного рівняння (3.49) при вибраних числових параметрах було знайдено, що $\beta = 1,04 \cdot 10^{-4}$. На рис. 3.4 наведено залежність зміни температурного поля в середовищі «вугілля – генераторний газ». Тривалість ведення процесу газифікації $t = 0 - 100$ год. При цьому межа фазового переходу $S(100) = 0,0624$.

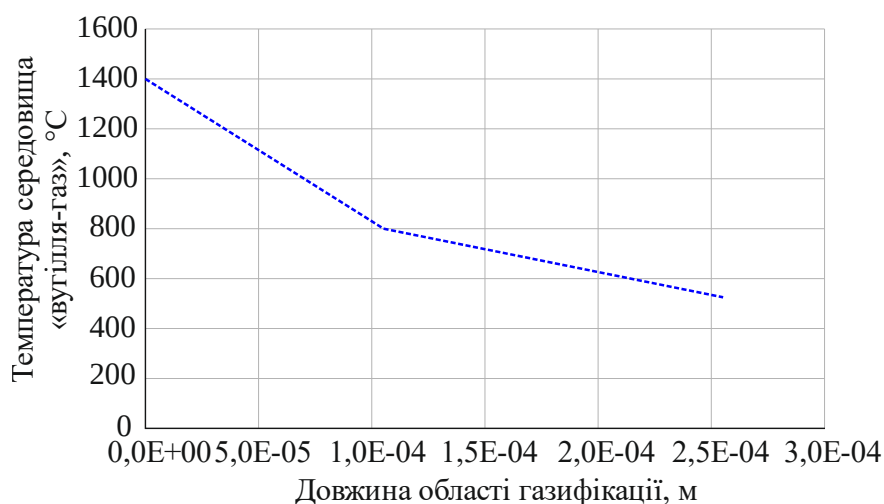


Рисунок 3.4 – Залежність зміни температури середовища «вугілля – генераторний газ» від довжини зони газифікації

Аналіз залежності, наведеної на рис. 3.4, вказує, що температурне поле в середовищі «вугілля – газ» змінюється лінійно з одним кутом нахилу до межі фазового переходу і з іншим кутом нахилу після, що відповідає умовам

Стефана (3.25) і (3.26). При цьому межа фаз середовища «вугілля – газ» описується віткою параболи від тривалості газифікації (рис. 3.5).

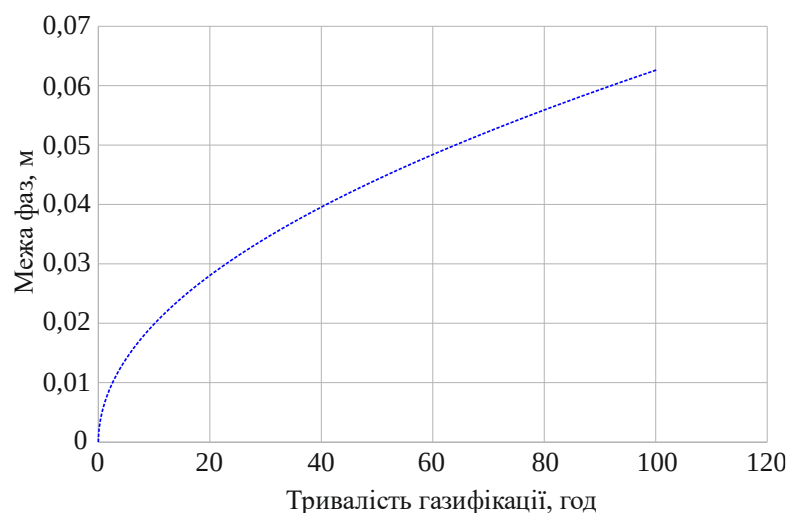


Рисунок 3.5 – Залежність зміни межі фазового переходу від тривалості газифікації

Параболічний характер цієї залежності підкреслює важливість таких змінних, як температурний режим, інтенсивність хімічних реакцій і фізико-хімічні властивості вугілля. Наявність високої температури у вогневому вибої та висока інтенсивність хімічних реакцій сприяє більш швидкому переміщенню межі фазового переходу, що призводить до прискорення процесу газифікації вугілля. Зокрема, високі температури у вогневому вибої забезпечують ефективний теплоперенос, що дає змогу швидше досягати умов, необхідних для газифікації вугілля. Це, в свою чергу, підвищує швидкість хімічних реакцій, таких як окислення і відновлення, які є ключовими в процесі утворення синтез-газу. Важливим фактором є також фізико-хімічні властивості вугілля, включно з його теплопровідністю, теплоємністю і складом. Ці властивості визначають, наскільки ефективно вугілля може поглинати і проводити тепло, а також як швидко можуть проходити хімічні реакції.

3.3 Адаптація математичної моделі теплообміну процесу підземної газифікації вугілля

При проведенні обчислювального експерименту на основі розв'язання трансцендентного рівняння (3.49) залежно від температурного режиму сформованої системи підземного газогенератора T_c , T_p , коефіцієнта теплопровідності λ , питомої теплоємності a та об'ємної ваги вугілля γ і його питомої теплоти згоряння визначено коефіцієнт β , що характеризує пропорційність між довжиною переміщення межі фазового переходу «вугілля – газ» від часу t газифікації. Визначення цього коефіцієнта дає змогу встановити швидкість зміни агрегатного стану досліджуваної системи за довжиною вогневого вибою, яка характеризується збалансованістю між окислювальною та відновлювальною зонами вогневого вибою.

За основу вихідних даних по питомій вазі вугілля γ та питомій теплоті згоряння Q прийнято гірничо-геологічні умови залягання вугілля пласта c_6 марки Г ділянки «Соленівська» Донецького кам'яновугільного басейну (ділянка 2А). Вугілля пласта є малозольним та малосірчанним. Теплота згоряння горючого палива змінюється в межах від 32,7 до 35,4 МДж/кг із середнім значенням 32,2 МДж/кг. Найнижча теплота згоряння становить 30,1 МДж/кг.

Безпосередня покрівля пласта переважно представлена глинистими сланцями: щільними, середньої міцності, з домішками піщаного матеріалу. Глинистий сланець у деяких границях замінений шаруватим піщаним сланцем середньої або малої твердості. Якісну характеристику вугілля пласта наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Потужність, глибина залягання та запаси по пласту
в межах ділянки 2А

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
2А	$\frac{70 - 239}{172}$	$\frac{0,4 - 0,55}{0,5}$	1,25	305,25

Основна покрівля пласта представлена переважно піщанистим сланцем, горизонтально-шаруватим, монолітним, середньої стійкості. Безпосередньою та основною підшоною пласта є переважно глинисті та піщанисті сланці, горизонтально-шаруваті, щільні, середньої стійкості. Таким чином, породи, що вміщують пласт, можна охарактеризувати як слабо- та середньостійкі, за винятком зон підвищеної тріщинуватості поблизу тектонічних порушень.

Лабораторними дослідженнями встановлено параметри розповсюдження температурного поля у площині контакту вугільного пласта як над вогневим вибоєм, так і у вигазованому просторі [26]. Схему встановлення температурних датчиків наведено на рис. 3.6.

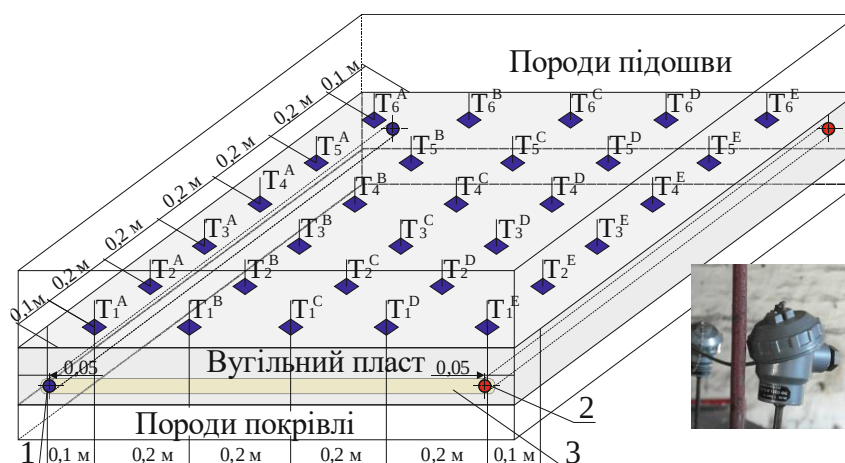


Рисунок 3.6 – Схема встановлення температурних датчиків

У процесі газифікації вугілля формування активних зон та теплова інтенсифікація процесу забезпечується подачею дуттьової суміші на «дзеркало» вогневого вибою. Для досліджуваних умов було застосовано повітряну дуттьову суміш. Вміст кисню складав 21%. Середній тиск подачі суміші склав 0,24 МПа. Це дало змогу сформувати зони хімічних реакцій за довжиною вогневого вибою, які характеризуються зміною температур у площині контакту вугільного пласта з безпосередньою покрівлею (рис. 3.7).

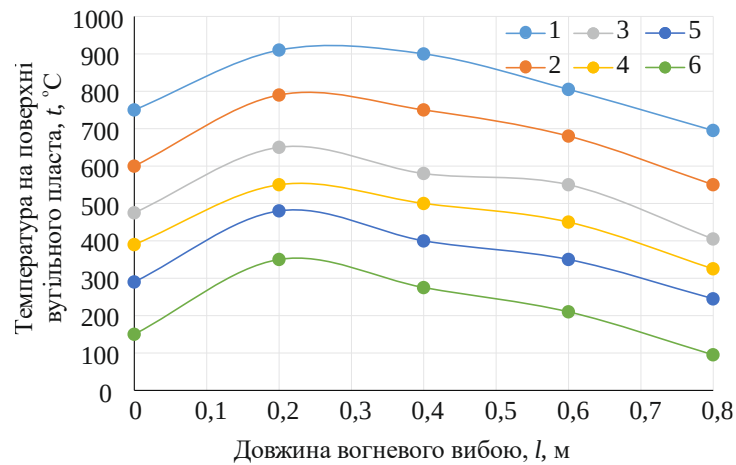


Рисунок 3.7 – Параметри розповсюдження температур у площині контакту вугільного пласта та безпосередньої покрівлі при подачі повітряної дуттьової суміші: 1 – 6 – ряди встановлення термопар за довжиною вогневого вибою; 0 м – 0,8 м – відповідно точки положення дуттьової та газовідвідної свердловин

Максимум температур спостерігався на відстані 0,25 м від дуттьової свердловини і розповсюджувався на 0,1 м з обох боків. Це свідчить про формування перехідної зони хімічних реакцій підземного газогенератора від екзотермічних до ендотермічних. Водночас при русі вогневого вибою у напрямку стовпа газифікації функція розповсюдження температурного поля $t(l_{cm})$ наближена до лінійної (рис. 3.8).

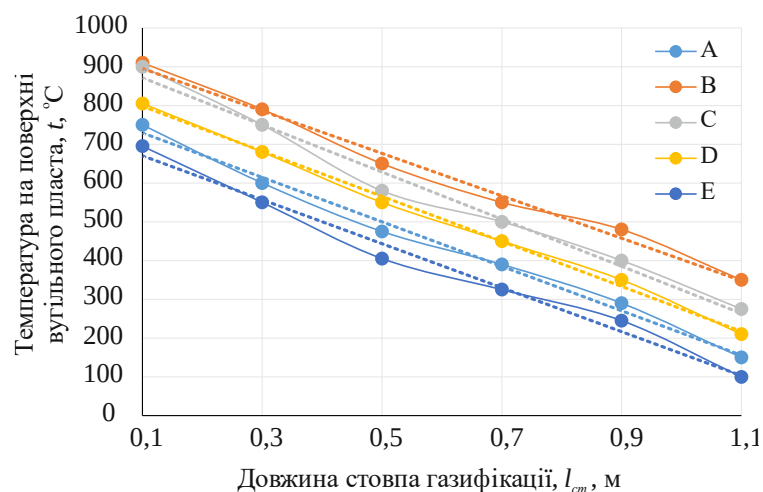


Рисунок 3.8 – Залежності зміни температури на поверхні вугільного пласта за довжиною стовпа газифікації: А – Е – ряди встановлення термопар за довжиною стовпа газифікації

За наведеними результатами лабораторних експериментів отримані відповідні рівняння регресії для розподілу температури за довжиною стовпа газифікації та зоною хімічних реакцій:

– окислювальна зона

$$t = 787 + 573 l_{cm}, ^\circ\text{C};$$

– перехідна зона

$$t = 950 + 547 l_{cm}, ^\circ\text{C};$$

– відновлювальна зона

$$t = 727 + 567 l_{cm}, ^\circ\text{C}.$$

Аналіз рівнянь регресії вказує на найбільший приріст температури за одиницю довжини стовпа газифікації, що спостерігається в окислювальній зоні, який вказує на інтенсивний характер реакцій окислення. Отже, отримана низка температурних залежностей у кожній зоні дає змогу прогнозувати температуру газифікації у вогневому вибої для подальшого проведення ефективного контролю подачі дуття та його тиску для стабільності протікання хімічних реакцій у вогневому вибої.

З аналізу даних рис. 3.8 можна стверджувати, що за довжиною стовпа газифікації відбувається рівномірне формування термічної зони підземного газогенератора. Подальшими дослідженнями було встановлено параметри зміни температури при русі вогневого вибою. Дослідження проводились при положенні вогневого вибою під другим ($T_2^A - T_2^E$), третім ($T_3^A - T_3^E$) та четвертим ($T_4^A - T_4^E$) рядами встановлених термопар. Для аналізу даних розподілу температурного поля використовували показники, отримані від двох сусідніх термопар, розташованих у ключових точках змодельованого підземного газогенератора. Такий підхід забезпечив можливість точного вимірювання та порівняння температурних показників у різних зонах стовпа газифікації з часом. На основі цих даних було побудовано залежності зміни температури вздовж довжини стовпа газифікації (рис. 3.9), що дало змогу не лише відстежити напрямок переміщення вогневого вибою, але й підтвердити його відповідність

заданим параметрам технологічного процесу (температурний режим зон хімічних реакцій, швидкість посування вогневого вибою).

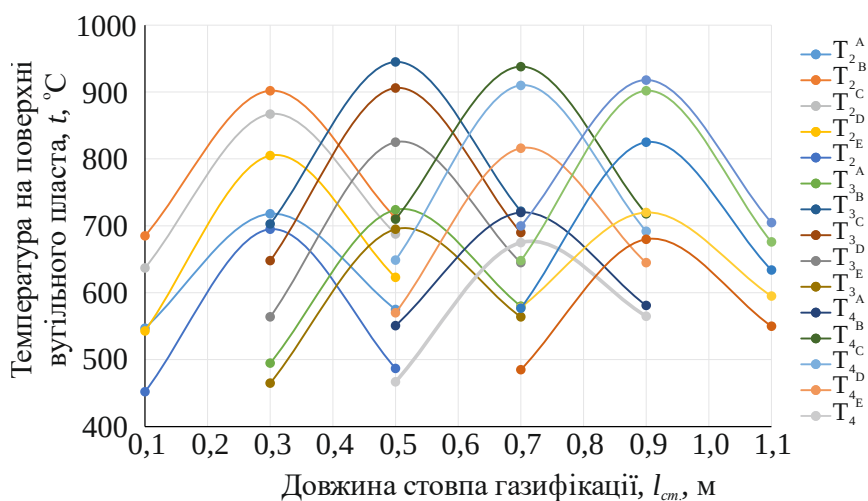


Рисунок 3.9 – Циклічність зміни температур у вугільному пласті при подачі повітряної дуттьової суміші за довжиною стовпа газифікації:

$$T_2^A - T_4^E - \text{номери термопар}$$

Згідно з проведеними дослідженням через 30 хв проведення досліджень температура на першому ряді термопар ($T_1^A - T_1^E$) підвищилась до 110 – 150 °С. Це свідчить про рух вогневого вибою у напрямку другого ряду термопар $T_2^A - T_2^E$. Максимум температур на другому ряді температур спостерігався на 2,4 годину газифікації і становив 695 – 902 °С. Звідси можна стверджувати, що швидкість руху вогневого вибою становила 0,083 м/год. Аналогічна ситуація щодо зміни швидкості руху вогневого вибою спостерігалась при дослідженні максимуму температур за третім ($T_3^A - T_3^E$) та четвертим рядом термопар ($T_4^A - T_4^E$).

На основі аналізу отриманих даних встановлено, що ефективна зміна активних зон (окислювальної та відновлювальної) газогенератора у площині вогневого вибою відбувається на рівні термопар $T_2^B - T_2^C$, $T_3^B - T_3^C$, $T_4^B - T_4^C$. Отримані результати щодо температурних параметрів у вугільному пласті слугували вихідними даними для розв'язання трансцендентного рівняння (3.38), яке дає змогу визначити коефіцієнт β , що характеризує пропорційність фазового переходу системи «вугілля – газ» від часу газифікації. При проведенні обчислювального експерименту були прийняті вихідні дані, що наведені в табл. 3.3.

Тривалість процесу газифікації становив від 50 до 200 с з кроком у 50 с. Температура газифікації вугілля задавалась як середнє значення, тобто $(T_2^A + T_3^A + T_4^A)/3$, $(T_2^B + T_3^B + T_4^B)/3$, ..., $(T_2^E + T_3^E + T_4^E)/3$. Хімічні реакції в зоні газифікації вугілля супроводжується значним виділенням тепла, оскільки вони є екзотермічними. Газ метан, що виділяється з вугільного пласта поступає в реакційних канал в згоряє. Присутній кисень в дуттьовій суміш також вступає в реакцію з киснем. Отриманий чадний газ також частково згорає. В результаті екзотермічних реакцій температура газу в середовищі підземного газогенератора досягає 1100 °С [27], [28].

Використовуючи дані з табл. 3.3 було проведено обчислювальний експеримент. Це дало змогу отримати дані щодо зміни коефіцієнту пропорційності β від часу газифікації вугілля (рис. 3.10).

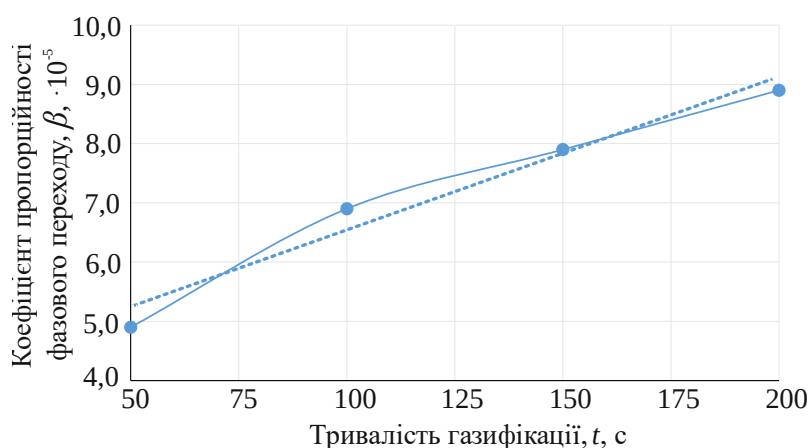


Рисунок 3.10 – Залежність зміни коефіцієнту β , що характеризує пропорційність фазового переходу системи «вугілля – газ» від часу газифікації

Аналіз даних рис. 3.10 вказує на те, що функція коефіцієнту β , яка характеризує пропорційність фазового переходу системи «вугілля – газ» $\beta(t)$ наближена до лінійної. Це свідчить про те, що система поступово досягає стану більш активного переходу з твердого стану (вугілля) в газоподібний (газ). Врахування цієї залежності дає змогу спрогнозувати показники теплової енергії, забезпечуючи рівномірність її витрати та максимальну ефективність фазового переходу «вугілля – газ» упродовж всього процесу газифікації.

3.4 Розробка математичної моделі прогріву гірського масиву при підземній газифікації вугілля

Дослідження параметрів розподілу температурного поля в гірському масиві є критично важливим для розуміння теплових властивостей цих матеріалів та зміни їх фізико-механічних властивостей під дією високих температур. Ці знання є вагомими при дослідженні процесів підземної газифікації вугілля, де гірський масив піддається впливу високих температур. За таких умов гірський масив може зазнавати значних фізико-хімічних змін, які впливають на його фізико-механічні властивості, а саме – міцність.

Необхідно відмітити, що при підземній газифікації вугілля наявність високих температур (350 – 1100 °C) за зонами хімічних реакцій у вогневому вибої призводить до термічного розширення порід підосви та покрівлі вугільного пласта, що впливає на фізико-механічні властивості гірського масиву зі збільшенням його об'єму та зменшенням або підвищенням показників міцності гірської породи [29]. Так, у роботі [30] проведено дослідження розповсюдження температурного поля у безпосередній покрівлі змодельованого вугільного пласта в підземному газогенераторі. Встановлено нерівномірність розподілу температури за довжиною вогневого вибою, показники якої на рівні реакційного каналу в безпосередній підосві коливаються від 422 °C з боку дуттьової свердловини до 365 °C в бік газовідвідної свердловини.

На сьогодні методики дослідження зміни температурного поля в гірському масиві охоплюють різноманітні підходи, що базуються на експериментальних і теоретичних засадах. Так, термографічний аналіз дає змогу використовувати інфрачервоні камери для вимірювання температурного розподілу на поверхні породи [31], [32], виявляючи неоднорідності теплопровідності та внутрішні дефекти. Термопари та резистивні термометри встановлюються у гірський масив для моніторингу температури в певних точках, забезпечуючи точні вимірювання [33], [34]. Теплові діелектричні

сканування вимірюють діелектричні властивості породи, які змінюються під впливом температури, допомагаючи оцінювати внутрішній температурний стан матеріалу [35].

Комп'ютерне моделювання застосовує чисельні методи для симуляції теплопередачі [36] – [38], а експерименти в контрольованих умовах проводяться з нагріванням та охолодженням породи, що дає змогу вивчати вплив температурних циклів на фізико-механічні властивості. Ці методики надають глибоке розуміння процесів, що відбуваються у гірському масиві під впливом температурних змін.

Процес газифікації вугілля відбувається у замкнутому підземному просторі. За таких умов встановлення температурних датчиків безпосередньо навколо вогневого вибою є неможливим, а дослідження процесів температурного поля з земної поверхні вимагає використання супутникових знімків або інших методів дистанційного зондування, що є вартісним та технічно складним. Крім того, існують обмеження щодо точності та роздільної здатності таких знімків, які можуть не завжди достатньо детально відображати температурні зміни на малих площах. Проведення лабораторних досліджень з відтворенням гірничо-геологічних умов залягання вугільного пласта та ведення процесу газифікації є трудомістким та вартісним процесом. Тому дослідження впливу температури на гірський масив часто проводять на відібраних кернах гірського масиву чи підготовлених пробах гірської породи, що дає змогу точно вимірювати зміни властивостей матеріалу під впливом різних температурних режимів у контрольованих лабораторних умовах.

Авторами роботи [39] було встановлено параметри зміни міцності пісковика залежно від температурного режиму. Відібрані керни пісковика нагрівалися в печі за температур 200 °C, 400 °C, 600 °C та 800 °C. Після чого піддавалися дослідженню на одновісний стиск. Дослідження щодо зміни міцнісних характеристик гірського масиву від дією температури представлено і в роботі [40]. Вплив високих температур на міцнісні характеристики будівельних матеріалів було досліджено в роботі [41]. У вищезазначених

дослідженнях матеріали оброблялися у муфельній печі. Таким чином, кожен із наведених методів дослідження не передбачав поступового аналізу зміни температурного поля від площини контакту, тобто від площини контакту вогневого вибою з безпосередньою покрівлею. Проведення такого формату досліджень можна узагальнити шляхом розробки чисельних моделей, що з високим ступенем достовірності імітують реальні умови зміни температурного поля в гірському масиві під час газифікації вугілля.

Автор роботи, розробляючи математичну модель розподілу температури у процесі підземної газифікації вугілля, передбачив розв'язання системи рівнянь теплопередачі, що враховують як кондукцію, так і конвекцію. Для цього було застосовано пакет прикладних програм MATLAB, який дає змогу виконувати чисельний аналіз складних термодинамічних процесів. Використання цього програмного забезпечення забезпечило високу точність розрахунків, оптимізацію обчислювальних ресурсів та можливість побудови графічних залежностей температурного розподілу. Такий підхід дав змогу проаналізувати динаміку теплопередачі в гірському масиві. Цю модель розроблено для відібраних зразків гірської породи, що надалі дасть змогу зіставити результати лабораторних досліджень і чисельного моделювання. Загальний вигляд розрахункової схеми, прийнятої за основу дослідження, наведено на рис. 3.11. Оптимізація та адекватність розрахункової схеми, насамперед, впливає на точність прогнозних моделей [42].

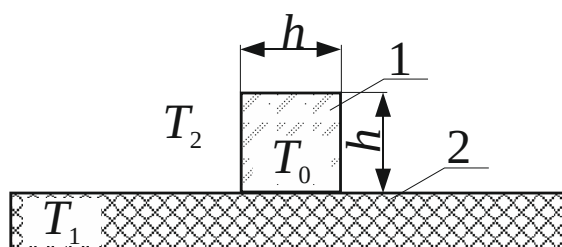


Рисунок 3.11 – Принципова схема для дослідження розподілу температури в зразках гірської породи: 1 – зразок гірської породи; 2 – площа нагріву

Розробка чисельної моделі передбачала врахування прийнятих припущень, за яких математична задача визначення температурного поля $T(x, y, t)$ полягала в інтегруванні диференціального рівняння теплопровідності, що описує розподіл температур у просторових координатах x, y та в часі t $\Xi = \{(x, y, t) | y \in (0, l), x \in (0, l), t \in (0, \infty)\}$ у [43]:

$$c \cdot \gamma \cdot \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right); \quad (3.50)$$

– з початковою умовою:

$$T(x, y, 0) = T_0; \quad (3.51)$$

– граничними умовами:

$$T(x, y, 0) = T_1; \quad (3.52)$$

$$\left. \frac{\partial T(x, y, t)}{\partial y} \right|_{y=l} = 0; \quad (3.53)$$

$$\lambda \left. \frac{\partial T(x, y, t)}{\partial x} \right|_{x=0} = \alpha \cdot (T(0, y, t) - T_2); \quad (3.54)$$

$$\lambda \left. \frac{\partial T(x, y, t)}{\partial x} \right|_{x=l} = \alpha \cdot (T(l, y, t) - T_2), \quad (3.55)$$

де $T(x, y, t)$ – температура тіла; (x, y) – декартові координати; t – час; γ – щільність матеріалу; c – питома теплоємність; λ – коефіцієнт теплопровідності; α – коефіцієнт тепловіддачі; l – довжина сторони тіла; T_0 – початкова температура тіла; T_1 – температура нагріву тіла; T_2 – температура середовища; $T_1 > T_2 > T_0$.

Відповідно до прийнятих умов чисельного дослідження розміри досліджуваних зразків за шириною b та висотою h становили: $b = h = l = 0,05$ м. Початкова температура тіла $T_0 = 20$ °С. Можлива максимальна температура нагріву змінювалась від 500 до 1200 °С. Максимальна температура середовища $T_2 = 44$ °С. За матеріал гірської породи прийнято аргіліт з такими фізико-механічними властивостями (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Фізико-механічні властивості об'єкта дослідження

Параметри	Одиниці виміру	Показник
Щільність, γ	кг/м ³	2460,00
Питома теплоємність, c	Дж/(кг·град)	846,00
Коефіцієнт теплопровідності λ	Вт/(м·град)	1,85
Коефіцієнт тепловіддачі, α	Вт/(м ² ·град)	163,00

В наслідок приведення до безрозмірного вигляду крайової задачі (3.50) – (3.55) залежно від критерію подібності Біо [44] та числа подібності Фур'є [45] отримуємо:

$$\frac{\partial \theta}{\partial F_0} = \frac{\partial^2 \theta}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial Y^2}; \quad (3.56)$$

– з початковою умовою:

$$\theta(X, Y, 0) = 0; \quad (3.57)$$

– граничними умовами:

$$\theta(X, 0, t) = 1 \frac{\partial \theta(X, Y, t)}{\partial Y} \Big|_{y=l} = 0; \quad (3.58)$$

$$\frac{\partial \theta(X, Y, t)}{\partial X} \Big|_{x=0} = Bi \cdot (\theta(0, Y, t) - \theta_2); \quad (3.59)$$

$$\frac{\partial \theta(X, Y, t)}{\partial X} \Big|_{x=l} = Bi \cdot (\theta_2 - \theta(l, Y, t)), \quad (3.60)$$

де $\theta = \frac{T(X, Y, t) - T_0}{T_1 - T_0}$ – відносна температура тіла; $F_0 = at \cdot l^{-2}$ – критерій Фур'є;

$X = \frac{x}{l}$; $Y = \frac{y}{l}$; $a = \frac{\lambda}{c\gamma}$ – коефіцієнт теплопровідності; $Bi = \frac{\alpha \cdot l}{\lambda}$ – критерій

Біо; $\theta_2 = \frac{T_2 - T_0}{T_1 - T_0}$; $\theta(X, Y, t) \in C(D)$.

Надалі застосовуємо до крайової задачі (3.56) – (3.60) інтегральне перетворення Фур'є [46]:

$$\bar{\theta}(X, \mu_n, t) = \int_0^1 \theta(X, Y, t) K_Y(Y, \mu_n) dY, \quad (3.61)$$

де $K_Y(Y, \mu_n) = \sqrt{2} \sin(\mu_n Y)$, μ_n – позитивні корені трансцендентного рівняння:

$$\mu_n \cdot \operatorname{tg} \mu_n = 1, \quad (3.62)$$

тоді формула оберненого перетворення набуває такого виду:

$$\theta(X, Y, t) = \sum_{m=1}^{\infty} K_Y(Y, \mu_n) \cdot \bar{\theta}(X, \mu_n, t). \quad (3.63)$$

Крайова задача для $\bar{\theta}(X, \mu_n, t)$ набуде вигляду:

$$\frac{\partial \bar{\theta}}{\partial F_o} = \frac{\partial^2 \bar{\theta}}{\partial X^2} - \mu_n^2 \cdot \bar{\theta} + \sqrt{2} \cdot \mu_n; \quad (3.64)$$

$$\bar{\theta}(X, \mu_n, 0) = 0; \quad (3.65)$$

$$\left. \frac{\partial \bar{\theta}(X, \mu_n, t)}{\partial X} \right|_{x=0} = Bi \cdot (\bar{\theta}(0, \mu_n, t) - \bar{\theta}_2); \quad (3.66)$$

$$\left. \frac{\partial \bar{\theta}(X, \mu_n, t)}{\partial X} \right|_{x=l} = Bi \cdot (\bar{\theta}_2 - \bar{\theta}(l, \mu_n, t)). \quad (3.67)$$

Надалі застосовуємо до крайової задачі (3.56) – (3.61) інтегральне перетворення Фур'є:

$$\tilde{\bar{\theta}}(\lambda_m, \mu_n, t) = \int_0^1 \bar{\theta}(X, \mu_n, t) K_X(X, \lambda_m) dX, \quad (3.68)$$

$$\text{де } K_X(X, \lambda_m) = \sqrt{2} \cdot \frac{\lambda_m \cos \lambda_m X + Bi \cdot \sin(\lambda_m X)}{\left[(\lambda_m^2 + Bi^2) \cdot (1 + Bi \cdot (\lambda_m^2 + Bi^2)^{-1}) + Bi \right]^{1/2}}, \quad (3.69)$$

де λ_m є позитивними коренями трансцендентного рівняння

$$\operatorname{tg} \lambda_m = \frac{2 \cdot \lambda_m \cdot Bi}{\lambda_m^2 - Bi^2}, \quad (3.70)$$

а формула оберненого перетворення має вигляд:

$$\bar{\theta}(X, \mu_n, t) = \sum_{m=1}^{\infty} K_X(X, \lambda_m) \cdot \tilde{\bar{\theta}}(\mu_n, \lambda_m, t). \quad (3.71)$$

Тоді отримаємо звичайне диференціальне рівняння для $\tilde{\theta}(\mu_n, \lambda_m, t)$:

$$\frac{\partial \tilde{\theta}}{\partial F_o} = -(\mu_n^2 + \lambda_m^2) \tilde{\theta} + \sqrt{2} \tilde{\mu}_n + Bi \bar{\theta}_2 (K_X(0, \lambda_m) + K_X(1, \lambda_m)); \quad (3.72)$$

$$\tilde{\theta}(\lambda_m, \mu_n, t) = 0. \quad (3.73)$$

Розв'язавши диференціальне рівняння (3.72) з початковою умовою (3.73), отримуємо:

$$\tilde{\theta}(\lambda_m, \mu_n, t) = \int_0^t \Omega_{n,m} \cdot e^{(\mu_n^2 + \lambda_m^2)(\zeta - t)} d\zeta, \quad (3.74)$$

де $\Omega_{n,m} = \sqrt{2} \cdot \tilde{\mu}_n + Bi \cdot \bar{\theta}_2 \cdot (K_X(0, \lambda_m) + K_X(1, \lambda_m))$.

Таким чином, з урахуванням формули оберненого перетворення (3.63) і (3.71), отримуємо шукане температурне поле $\theta(X, Y, t)$:

$$\theta(X, Y, t) = \sum_{m=1}^{\infty} K_Y(Y, \mu_n) \cdot \left[\sum_{m=1}^{\infty} K_X(X, \lambda_m) \int_0^t \Omega_{n,m} \cdot e^{(\mu_n^2 + \lambda_m^2)(\zeta - t)} d\zeta \right].$$

Знаходимо λ_m, μ_m із (3.62) і (3.70) методом Ньютона-Рафсона, який має квадратичну збіжність. Послідовні наближення за методом Ньютона-Рафсона обчислюються за формулою:

$$\beta_{n+1} = \beta_n - \frac{F(\beta_n)}{\frac{dF(\beta_m)}{d\beta}},$$

де β – позитивні корені трансцендентного рівняння $F(\beta) = 0$.

На рис. 3.12 наведено результати чисельного моделювання розповсюдження температурного поля $\theta = \frac{T(X, Y, t) - T_0}{T_1 - T_0}$ від тривалості нагріву досліджуваних зразків гірської породи, на прикладі алевроліту.

Результати проведеного чисельного моделювання наведено у відносних одиницях (рис. 3.12). Такий підхід обрано для покращення ідентифікації тенденцій та змін у даних, що дає змогу краще порівнювати результати між різними дослідженнями або часовими періодами нагріву. Використання

відносних одиниць допомагає уникнути впливу абсолютних величин і зосередити увагу на відсоткових змінах і відносних показниках ефективності або підвищення температури.

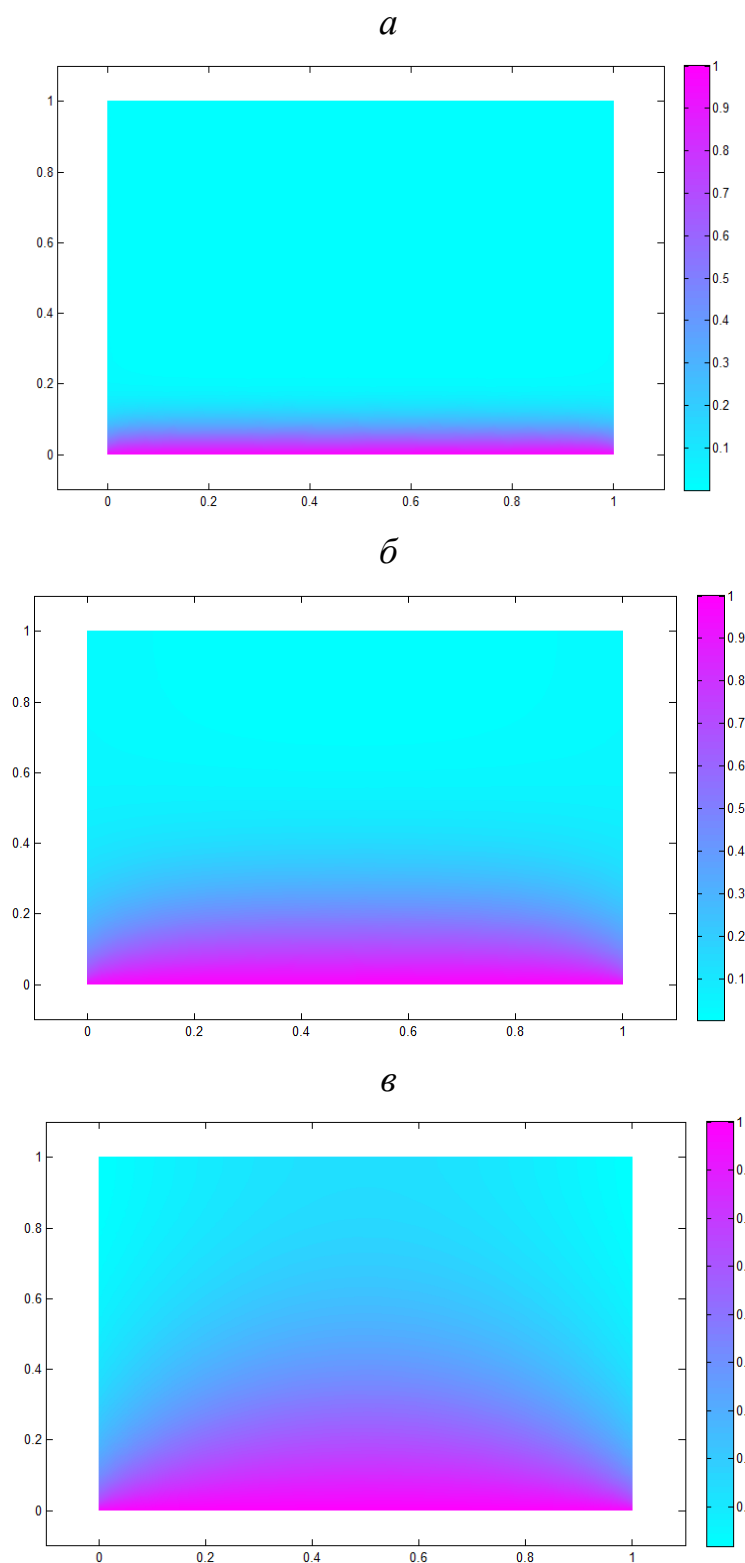


Рисунок 3.12 – Візуалізація зміни температурного поля у відносних одиницях від тривалості нагріву досліджуваного зразка: *a* – $F_0 = 0,004$ (10 с); *б* – $F_0 = 0,04$ (100 с); *в* – $F_0 = 0,4$ (1000 с)

Результати проведення лабораторних досліджень щодо зміни температурного поля у відібраних та підготовлених пробах гірської породи, відповідно до часового проміжку, заданого при чисельних дослідженнях, наведено на рис. 3.13.

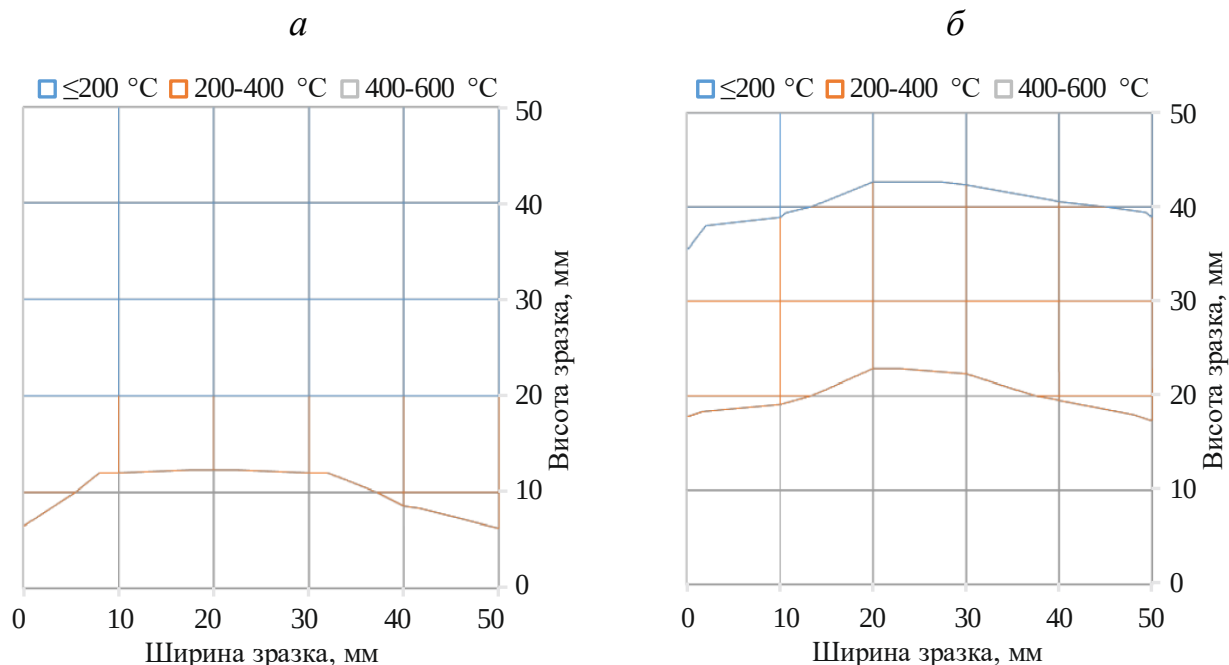


Рисунок 3.13 – Залежності зміни температурного поля у відібраних пробах гірської породи: *а* – тривалість нагріву 100 с, *б* – 1000 с

Порівняння розподілу градієнтів температури дає змогу визначити, яким чином змінюється температурне поле з часом і які ділянки зразка найбільше реагують на зміну температурного режиму. Водночас поступове підвищення температури гірської породи (вісь x) детально моделює процес зміни температури на межі середовища між безпосередньою покрівлею та зоною вогневого вибою, а розроблена чисельна модель є основою для подальшого аналізу зміни температурного поля в гірському масиві під час газифікації вугілля. Збіжність між лабораторними дослідженням та чисельним моделюванням щодо розподілу температурного поля навколо підземного газогенератора становить 83 – 92 %.

3.5 Висновки за розділом

Процес підземної газифікації вугілля є складним фізико-хімічним явищем, який містить в собі теплообмін, масообмін, хімічні реакції та зміну фазового стану вугілля та гірських порід. Моделювання процесу теплообміну при газифікації вугілля засноване на кондукційних та конвекційних механізмах, і є ключовим для аналізу температурного поля, швидкості хімічних реакцій і прогнозу складу генераторного газу.

У результаті проведених досліджень розроблено математичну модель теплообміну процесу газифікації вугілля, що характеризує зміну стану середовища «вугілля – газ» і описується:

- залежністю зміни температури в середовищі «вугілля – газ» на межі фазового переходу за довжиною стовпа газифікації, що змінюється лінійно з одним кутом нахилу до межі фазового переходу ($\beta = 1,04 \cdot 10^{-4}$; $S(100) = 0,0624$) і з іншим кутом нахилу після, що відповідає умовам Стефана;

- залежністю зміни межі фазового переходу від тривалості газифікації, яка математично описується параболічною кривою. Параболічний характер цієї залежності вказує на те, що швидкість переміщення межі фазового переходу не є лінійною і залежить від багатьох чинників, включно з температурним режимом, інтенсивністю хімічних реакцій і фізико-хімічними властивостями вугілля.

Розроблено математичну модель розподілу температури в зразку гірської породи при нагріванні, яка забезпечує комплексний підхід до аналізу процесів теплопередачі в умовах підземної газифікації вугілля. Модель враховує вплив температурного поля, що формується від площини контакту, а саме вогневого вибою з покрівлею вугільного пласта.

Розроблені математичні моделі теплообміну, що описують процес підземної газифікації вугілля, протестовано шляхом проведення комплексних лабораторних досліджень. Ці дослідження не лише підтвердили адекватність і точність розрахунків, а й дали змогу уточнити низку параметрів моделей і розробити рекомендації щодо їх використання в реальних умовах.

Список використаних джерел до розділу 3

1. Liu, S., Ma, W., French, D., Tuo, K., & Mei, X. (2019). Sequential mineral transformation during underground coal gasification with the presence of coal partings. *International Journal of Coal Geology*, 208, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.04.003>
2. Samdani, G., Aghalayam, P., Ganesh, A., Sapru, R. K., Lohar, B. L., & Mahajani, S. (2016). A process model for underground coal gasification – Part-I: Cavity growth. *Fuel*, 181, 690-703. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.05.020>
3. Timoshenko, V. (2024). Quasihomogeneous model of gas-dispersed flows with chemical reactions and phase transitions. *Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, (2), 34-42. <https://doi.org/10.15407/dopovidi2018.02.034>
4. Ross, J.R.H. (2012). The Kinetics and Mechanisms of Catalytic Reactions. *Heterogeneous Catalysis*, 123-142. <https://doi.org/10.1016/b978-0-444-53363-0.10006-4>
5. Taylor, C.J., Pomberger, A., Felton, K.C., Grainger, R., Barecka, M., Chamberlain, T.W., Bourne, R.A., Johnson, C.N., & Lapkin, A.A. (2023). A Brief Introduction to Chemical Reaction Optimization. *Chemical Reviews*, 123(6), 3089-3126. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.2c00798>
6. Khan, M., Mmbaga, J., Shirazi, A., Trivedi, J., Liu, Q., & Gupta, R. (2015). Modelling Underground Coal Gasification – A Review. *Energies*, 8(11), 12603-12668. <https://doi.org/10.3390/en81112331>
7. Kirsanovs, V., Zandeckis, A., Blumberga, D., & Veidenbergs, I. (2014). The influence of process temperature, equivalence ratio and fuel moisture content on gasification process: A review. In *Proceedings of the 27th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems – ECOS*, Turku, Finland.
8. Śpiewak, K., Czerski, G., & Bijak, K. (2021). The Effect of Temperature-Pressure Conditions on the RDF Gasification in the Atmosphere of Steam and Carbon Dioxide. *Energies*, 14(22), 7502. <https://doi.org/10.3390/en14227502>
9. Lan, C., Lyu, Q., Qie, Y., Jiang, M., Liu, X., & Zhang, S. (2018).

Thermodynamic and kinetic behaviors of coal gasification. *Thermochimica Acta*, 666, 174-180. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2018.06.019>

10. Sobota, T. (2014). General Heat Conduction Equation in Various Coordinate Systems. *Encyclopedia of Thermal Stresses*, 1917-1926. https://doi.org/10.1007/978-94-007-2739-7_385

11. Yener, Y., & Kakaç, S. (2018). Heat Conduction With Local Heat Sources. *Heat Conduction*, 289-312. <https://doi.org/10.1201/9780203752166-9>

12. Садовенко, І.О., & Інкін, О.В. (2010). Підвищення ефективності технологічного процесу підземної газифікації вугілля. *Науковий вісник НГУ*, (4), 19-21.

13. Маланчук, З.Р., Заєць, В.В., Сольвар, Л.М., & Романчук, С.С. (2016). Підземна газифікація покладів вугілля. *Вісник НУВГП. Серія «Технічні науки»*, 2(74), 107-114.

14. Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Фальштинський В.С., & Демидов, М.С. (2017). До питання дослідження процесу газифікації вугілля. *Вісті Донецького гірничого інституту*, 2(41), 94-101. Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/151217>

15. Жолудев, С.В. (2016). Дослідження геоміграційних процесів під час підземних газифікації та спалювання вугілля. *Вісник Дніпропетровського університету. Серія: геологія, географія*, 24(2), 34-39. <https://doi.org/10.15421/111630>

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

17. Kačur, J., Durdán, M., Laciak, M., & Flegner, P. (2014). Impact analysis of the oxidant in the process of underground coal gasification. *Measurement*, 51, 147-155. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2014.01.036>

18. Self, S.J., Reddy, B.V., & Rosen, M.A. (2012). Review of underground coal gasification technologies and carbon capture. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 3(1). <https://doi.org/10.1186/2251-6832-3-16>

19. Kariznovi, M., Nourozieh, H., Abedi, J., & Chen, Z. (2013). Simulation

study and kinetic parameter estimation of underground coal gasification in Alberta reservoirs. *Chemical Engineering Research and Design*, 91(3), 464-476. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2012.11.008>

20. Kök, M.V., & Yildirim, B. (2020). Gasification kinetics of Thrace region coal by thermogravimetry analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188, 106869. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106869>

21. Rokhman, B.B., Klius, V.P., & Chetveryk, H.O. (2023). Mathematical modeling and numerical study of biomass fixed carbon gasification in a dense bed at atmospheric pressure. Part 2. Analysis of numerical results. *Energy Technologies & Resource Saving*, 75(2), 67-75. <https://doi.org/10.33070/etars.2.2023.05>

22. Krumhansl, J.A. (1963). Thermal conductivity of solids. *Theory and Fundamental Research in Heat Transfer*, 105-116. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-009936-1.50010-3>

23. Гільчук, А.В., Халатов, А.А., & Доник, Т.В. (2020). *Теорія теплопровідності*. Київ, Україна: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 153 с.

24. Pivnyak, G., Tabachenko, N., & Dychkovskiy, R. (2013). Temperature influence on the effectiveness of the recovery reaction at gasification of coal seams. *Mining of Mineral Deposits*, 7(3), 331-335. <https://doi.org/10.15407/mining07.03.331>

25. Saik, P.B., & Berdnyk, M.H. (2024). Mathematical model for heat transfer during underground coal gasification process. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 19-24. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-5/019>

26. 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>

27. Колоколов, О.В., Ейшинський, А.М., & Мікенберг, А.М. (1992). *Математичні алгоритми термохімічної геотехнології*. Дніпропетровськ, Україна: ДГУ, 216 с.

28. Dychkovskiy, R. (2015). Forming the bilayer artificially created shell of georeactor in underground coal well gasification. *Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 37-42.

29. Ranade, V., Mahajani, S., & Samdani, G. (2019). Underground Coal Gasification: State of the Art. *Computational Modeling of Underground Coal Gasification*, 21-56. <https://doi.org/10.1201/9781315107967-2>
30. Falshtynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., Lozynskyi, V., & Demydov, M. (2022). Aspects for implementing the cumulative energy systems during underground coal gasification. *Collection of Research Papers of the National Mining University*, (69), 94-104. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/69.094>
31. Grechi, G., Fiorucci, M., Marmoni, G.M., & Martino, S. (2021). 3D Thermal Monitoring of Jointed Rock Masses through Infrared Thermography and Photogrammetry. *Remote Sensing*, 13(5), 957. <https://doi.org/10.3390/rs13050957>
32. Mineo, S., Calì, D., & Pappalardo, G. (2022). UAV-Based Photogrammetry and Infrared Thermography Applied to Rock Mass Survey for Geomechanical Purposes. *Remote Sensing*, 14(3), 473. <https://doi.org/10.3390/rs14030473>
33. 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>
34. 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>
35. Al-Marzouqi, H. (2018). Digital Rock Physics: Using CT Scans to Compute Rock Properties. *IEEE Signal Processing Magazine*, 35(2), 121-131. <https://doi.org/10.1109/msp.2017.2784459>
36. Qiao, M., Jing, Z., Feng, C., Li, M., Chen, C., Zou, X., & Zhou, Y. (2024). Review on heat extraction systems of hot dry rock: Classifications, benefits, limitations, research status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 196, 114364. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114364>
37. Xu, Y., Li, Z., Li, G., Jalilinasrabady, S., Zhai, X., Chen, Y., & Wang, B. (2023). A thermal environment prediction method for a mine ventilation roadway

based on a numerical method: A case study. *Case Studies in Thermal Engineering*, 42, 102733. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.102733>

38. Nie, B., & Sun, S. (2023). Thermal recovery of coalbed methane: Modeling of heat and mass transfer in wellbores. *Energy*, 263(D), 125899. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125899>

39. Luo, J., & 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/m4?in12101313>

40. Li, D., Han, C., Liu, X., & Zhang, J. (2021). Investigation of mechanical and energy evolution characteristics for sandstone after high temperature damage under cyclic loading. *AIP Advances*, 11(9), 095317. <https://doi.org/10.1063/5.0067151>

41. Леонець, І.В., & Білобров, Д.М. (2023). Вплив високих температур на міцнісні характеристики будівельних матеріалів. *Технічна інженерія*, 2(92), 239-244. [https://doi.org/10.26642/ten-2023-2\(92\)-239-244](https://doi.org/10.26642/ten-2023-2(92)-239-244)

42. Баркова, О.О., & Сахно, С.В. (2023). Огляд сучасних уявлень про динаміку деформування вуглепородної товщі над виробленим простором лав. *Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна»*, 1(29), 49-56. [https://doi.org/10.31474/2073-9575-2023-1\(29\)-49-56](https://doi.org/10.31474/2073-9575-2023-1(29)-49-56)

43. Саїк, П., & Бердник, М. (2024). Математична модель розподілу температури у зразку гірської породи при нагріванні. *Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна»*, 1-2(31-32), 70-77.

44. Співак, О.Ю., & Резидент, Н.В. (2021). *Тепломасообін*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 113 с.

45. Бердник, М.Г. (2020). *Математичні моделі та методи розв'язання узагальнених задач теплообміну тіл, що обертаються*. Дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук. Спец.: 01.05.02. Дніпро: Національна металургійна академія України, 354 с.

46. Carillo, S. (2014). Fourier Series. *Encyclopedia of Thermal Stresses*, 1736-1742. https://doi.org/10.1007/978-94-007-2739-7_23

РОЗДІЛ 4

ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ СВЕРДЛОВИННОЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

4.1 Методичні аспекти оптимізації процесу підземної газифікації вугілля

Оптимізація параметрів технології свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ) є ключовим завданням для забезпечення ефективності процесу за рахунок створення контрольованого реакційного середовища у вугільному пласті, яке дає змогу перетворювати вугілля на генераторний газ шляхом його керованого окислення та газифікації. Необхідно відмітити, що варіювання тиском в зоні окислення (екзотермічні процеси) реакційного каналу і відведення генераторних газів із зони відновлення (ендотермічні процеси) із забезпеченням рівноваги фізичних швидкостей та кінетики реакцій, забезпечується різними способами подачі дуття [1] – [3]. За останні роки основні технічні та технологічні рішення оптимізації при термохімічних способах перетворення вугілля направлені на ефективне освоєння теплових ресурсів підземних газогенераторів [4], [5], підвищенню вмісту горючих газів (CH_4 , H_2 , CO), зменшенню утворення баластних (CO_2 , N_2 , O_2) [6] – [8]. Ці заходи також охоплюють регулювання температурного поля, щоб уникнути надмірного термічного напруження, яке може призвести до значних змін геомеханічної ситуації навколо підземних газогенераторів [9], [10]. Такі інновації сприяють зростанню швидкості посування вогневого вибою, механізм якого, як зазначено в дослідженні [11], характеризується комплексним впливом хімічних реакцій, термомеханічного та механічного руйнування гірського масиву.

Всі три механізми взаємопов'язані між собою, а саме: тепло, що виділяється під час хімічних реакцій, підвищує температуру, сприяючи термомеханічному руйнуванню; механічне руйнування забезпечує додатковий доступ дуттьових сумішей до ділянок вугільного пласта, підвищуючи кількість вуглецю, що вступає у хімічні реакції; тріщини, утворені термомеханічним

руйнуванням, збільшують проникність гірського масиву, що покращує дифузію газів і реакційну здатність. Загальну структуру моделі газифікації вугілля наведено на рис. 4.1 [12]. Аналогічні моделі в різних інтерпретаціях можна знайти в численних дослідженнях, що детально аналізують процеси термохімічної деструкції вугілля та їхню оптимізацію [13] – [15].

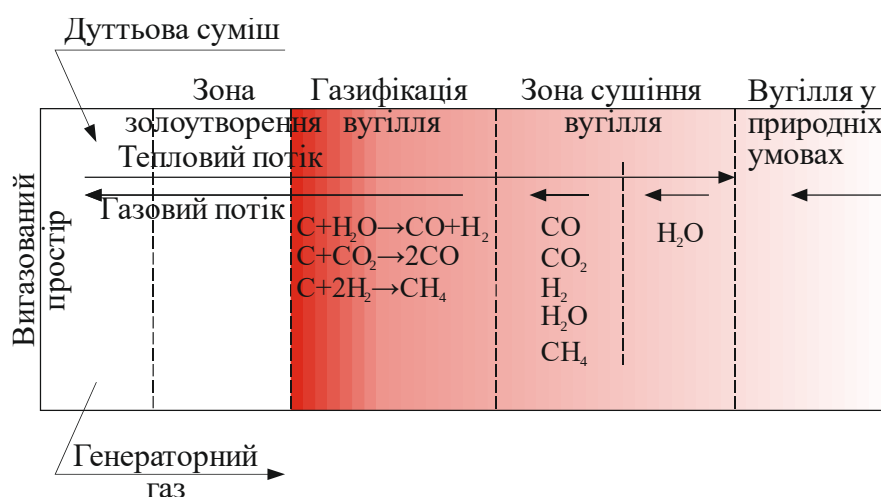


Рисунок 4.1 – Модель підземної газифікації вугілля (за Perkins)

Ефективність процесу підземної газифікації, перш за все, контролюється як кінетичними, так і термодинамічними факторами. Термодинамічні властивості, за визначенням, є точковими функціями процесу газифікації, які вказують умови рівноваги системи підземного газогенератора, незалежно від шляху реакції, який було пройдено для досягнення рівноваги, або часу, необхідного для цього. З іншого боку, кінетика реакційної системи визначає конкретну послідовність шляхів реакції, а також швидкості, з якими відбуваються хімічні зміни. Основними факторами, що впливають на швидкість реакції, є фізичний стан реагентів, їх концентрації, температура, за якої відбувається реакція, а також наявність чи відсутність каталізаторів у процесі та тиск подачі дуттьової суміші. Так, у роботі [16] зазначено, що реакція метану з парами води, що протікає при каталізаторі $\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3$ за температури 800 – 900 °C або без нього – 1400 – 1600 °C, утворює синтез-газ. Цей газ є співвідношенням чадного газу і водню CO : H_2 у співвідношенні 1:1 до 1:3. У роботі [17] встановлено, що використання різних

типів металургійних шлаків як каталізаторів сприяють підвищенню концентрації горючих компонентів у генераторному газі. Зокрема, було виявлено, що це додавання збільшує вміст горючих компонентів на 15%, що свідчить про високу ефективність шлаку феронікелю як каталізатора в процесах газифікації.

При керуванні процесами подачі дуттьової суміші за умов циклічної зміни тиску дана суміш передає тепло вугільному пласту переважно конвекційним способом. У цьому випадку, з одного боку, дуття може попередньо нагріти вугільний пласт на певній відстані перед зоною газифікації, що сприяє горінню та газифікації вугільного пласта; з іншого боку, це може збільшити кількість піролітичних продуктів і запобігти їх згорянню. Для порівняння впливу постійного та змінного тиску на процес підземної газифікації автором роботи [18] встановлено відповідні дані через результати газифікації антрациту за умов зміни тиску. За умов циклічної зміни тиску втрати тепла зменшуються на 60%, теплова ефективність та ефективність газифікації є приблизно в 1,4 рази та в 2 рази вищими, відповідно, порівняно зі станом постійного тиску, а теплотворна здатність продуктового газу зростає на 100%. Таким чином, очевидно, що за умов змінного тиску процес газифікації значно покращується.

Необхідно відмітити, що початковим етапом у більшості процесів перетворення вугілля є процес піролізу вугілля, після якого проходять реакції у газовій фазі та реакції газифікації [19], [20]. Однак, як показують результати вимірювань концентрацій чадного газу, водню, метану і вуглекислого газу в отриманому генераторному газі, характер швидкості утворення зазначених продуктів є схожим. У всіх випадках спочатку висока швидкість реакції поступово знижується, причому значне падіння спостерігається на першій фазі, тоді як пізніше воно стає значно повільнішим. Найвищі швидкості спостерігаються для реакції утворення водню $142 \text{ см}^3/\text{г} \cdot \text{хв}$. Температурний режим газифікації становить 900°C , а тиск – 4 МПа [21]. Дуже високі швидкості виділення окремих продуктів на початковій стадії процесу обумовлені реакціями піролізу. Однак, з переходом підземного газогенератора

в режим газифікації, спостерігається більш інтенсивне вигазовування з боку дуттьової свердловини, що свідчить про активацію основних реакцій газифікації, таких як газифікація парою та окислення. Це забезпечує стабільний вихід синтез-газу та сприяє підвищенню ефективності процесу. Також при розгляді руху вогневого вибою вздовж довжини стовпа газифікації спостерігається утворення криволінійної форми вогневого вибою. Така форма виникає внаслідок нерівномірного розподілу теплового потоку від хімічних реакцій. Криволінійність фронту не є сталою і змінюється залежно від часу. На початкових етапах, коли відбувається розпалювання вугільного пласта, фронт горіння є рівномірним, оскільки тепло рівномірно розподіляється по всій доступній площині вогневого вибою. Однак, із прогресуванням процесу газифікації, фронт починає деформуватися, набуваючи криволінійної форми. Це зумовлено наявністю зон з різною щільністю, вологістю і вмістом мінеральних домішок, що впливають на швидкість поширення реакцій горіння і газифікації. Високі температури в зоні реакції спричиняють нерівномірне прогрівання порід покрівлі та подошви вугільного пласта, що прискорюють процес нагрівання центральних частин підземного газогенератора і уповільнюють його на границі з експлуатаційними свердловинами.

Авторами роботи [22] встановлено, що при газифікації бурого вугілля оптимальне співвідношення кисню та повітря становило 4:2 за об'ємом. За таких умов середній вміст H_2 у продукті газифікації становив 23,1%, CO – 6,3%, а теплотворна здатність отриманого газу складала 4,18 МДж/м³. При цьому оптимальне співвідношення кисню і повітря для газифікації твердого вугілля становило 2:3. Середній вміст H_2 у продукті газифікації становив 18,7%, CO – 17,3%, а теплотворна здатність – 5,74 МДж/м³. І як зазначено, – оптимальне співвідношення кисню та повітря під час газифікації тісно пов'язане з геометрією реактора. Водночас зміна співвідношення кисню до пари є важливим фактором, який значно впливає на склад синтез-газу, зокрема на мольні частки H_2 і CH_4 , тоді як вплив на CO_2 і CO менш виражений. За високого тиску підвищення співвідношення кисню до пари сприяє збільшенню

утворення H_2 , оскільки основним джерелом водню є реакція розкладання водяної пари. Зниження співвідношення кисню до води, навпаки, призводить до зниження температури газифікації, що створює сприятливі умови для утворення CH_4 , а регулювання співвідношення кисню до води дає змогу контролювати склад синтез-газу, адаптуючи його до потреб конкретного застосування.

Враховуючи вищезазначені рішення щодо оптимізації процесу газифікації вугілля, поставлено завдання, – провести комплексне дослідження параметрів формування вигазованого простору підземного газогенератора. Особлива увага приділяється врахуванню напружено-деформованого стану гірського масиву, який відіграє ключову роль у забезпеченні стабільності процесу газифікації, а також у запобіганні негативним геомеханічним наслідкам. Дослідження також спрямоване на підвищення якісних і кількісних показників отримання генераторного газу, що охоплює аналіз впливу робочих параметрів, таких як температура, тиск подачі дуттьової суміші, співвідношення між концентраціями горючих компонентів (H_2 , CO , CH_4) і зменшення утворення баластних газів (CO_2 , N_2).

4.2 Дослідження параметрів формування активних зон підземного газогенератора

Знання про динаміку зміни формування активних зон підземного газогенератора є надзвичайно важливими в ракурсі розв'язання низки ключових питань, пов'язаних з керуванням та оптимізацією процесу газифікації вугілля. Необхідно зазначити, що на зазначену динаміку, насамперед, впливає температурний режим підземного газогенератора. На сьогодні є низка проведених лабораторних та експериментальних досліджень, які присвячено розподілу температури навколо підземного газогенератора [23] – [25]. Однак у них не простежується чітка тенденція зміни температури в підземному газогенераторі за зонами хімічних реакцій, а також як такі зміни впливають на саме зміщення цих зон у просторі та часі. Тому визначення температури за

зонами хімічних реакцій та обґрунтування фронту посування вогневого вибою є актуальними завданням.

Дослідження параметрів розповсюдження температурного поля виконувалось у визначених точках змодельованої області, де були встановлені стаціонарні температурні датчики типу ТЕП-109. За кожним окремим видом дослідження датчики ТЕП-109 закладались у площині вугільного пласта, безпосередній та основній покрівлі з метою забезпечення точного моніторингу температурного поля в зоні вогневого вибою та в зоні взаємодії вогневого вибою газогенератора з гірським масивом. Таке розташування датчиків дало змогу отримати детальні дані про тепловий вплив на породи різного складу за своїми фізико-механічними властивостями. Розміщення датчиків у цих точках також сприяло створенню тривимірної температурної моделі, яка відображає динаміку нагрівання та охолодження гірських порід у процесі газифікації вугілля.

При дослідженні процесу газифікації вугілля в лабораторних умовах розпалювання змодельованого вугільного пласта здійснювалося за допомогою розжарених кусків вугілля фракцією 20 – 40 мм. Додаткова активізація процесу забезпечувалася подачею дуття збагаченого киснем $O_2 = 28 - 40\%$ із середньою витратою $Q = 2,9 \text{ м}^3/\text{хв}$. Направленість пропалювання реакційного каналу між дуттьовою і газовідвідною свердловиною збігалася з напрямком подачі дуття. Температурний режим реакційного каналу перебував у діапазоні 584 – 705 °С, подача дуттьової суміші проходила за середнього тиску 0,3 МПа. За таких показників швидкість пропалювання реакційного каналу змінювалася від 0,07 до 0,096 м/год. Початкова стадія пропалювання реакційного каналу газогенератора здійснювалася у нагнітаючому режимі подачі дуття, перехід на комбінований режим із застосуванням димотягу дав змогу знизити тиск подачі дуттьової суміші майже на 45% та підвищити швидкість пропалювання на 27%.

Формування активних зон і теплової інтенсифікація реакційного каналу моделі газогенератора забезпечувалася реверсом подачі дуття з дуттьової і газовідвідної свердловин. Вогневий вибій знаходився в температурному

діапазоні 695 – 1004 °С. Середній тиск подачі дуттьової суміші становив 0,24 МПа. Це дало змогу сформувати окислювальну, перехідну і відновлювальну зони газогенератора [26].

Сумісний розпал пласта і формування реакційного каналу дав змогу через 3 год вивести газогенератор у режим стабільної газифікації. Через 3 год 40 хв експерименту на відстані 0,2 м від точки подачі дуття в окислювальній зоні вогневого вибою було зафіксовано температуру в діапазоні 590 – 685 °С. На відстані 0,76 м від точки подачі дуття за довжиною вогневого вибою температура становила 884 – 1007 °С. Вміст кисню не перевищував 1,5%, а вміст вуглекислого газу становив 12,6%.

Прогрів порід покрівлі через 5 год 35 хв експерименту, відповідно спостережень, над вогневим вибоєм на відстані 0,1 м від точки подачі дуття склав 412 – 470 °С, на відстані 0,62 м – 566 – 734 °С, 0,87 м – 664 – 750 °С, 1,18 м – 450 – 529 °С. Вихід генераторного газу склав 2,1 – 2,4 м³/хв з нижчою теплотою згоряння 2,5 – 7,2 МДж/м³.

У процесі газифікації вугільного пласта спостерігалися значні зміни технологічних і технічних параметрів, які суттєво впливали на стабільність та ефективність роботи газогенератора. Одним із ключових факторів була поступова зміна геометрії вигазованого простору, площа якого збільшувалася від початкових 0,12 м до 3,86 м². Важливим аспектом було погіршення герметичності газогенератора, що спричинило витoki продуктів газифікації в прилеглі зони. Зниження герметичності призводило до неконтрольованого виходу газу та зниження ефективності технологічного процесу, а також до підвищення екологічних ризиків. Одночасно спостерігалось зростання довжини окислювальної зони та реакційного каналу, що пов'язано з активним поширенням хімічних реакцій у глибину пласта. Це спричиняло підвищення температури та створення нових активних зон, які прискорювали процес газифікації, але водночас збільшували нерівномірність температурного поля. Ще одним важливим процесом було формування вертикальних і горизонтальних тріщин у породах покрівлі пласта. Зростання тріщинуватості

стало наслідком термічного розширення порід, їх переміщення, що викликано зміщенням породних шарів над вугільним пластом.

Крім того, швидкість посування активних зон газогенератора значно зростала внаслідок взаємодії між термічними, механічними та хімічними процесами. Це призводило до нерівномірного прогоряння пласта, що потребувало оперативного контролю для уникнення дестабілізації всього процесу.

Усі ці зміни технологічних і технічних параметрів були тісно пов'язані з переміщенням породних шарів покрівлі вугільного пласта. Деформації порід, спричинені зменшенням об'єму вугілля внаслідок його газифікації, створювали додаткові труднощі в підтриманні стабільності процесу газифікації.

Через 10 год від початку досліджень спостерігалася критична дестабілізація процесу газифікації вугілля, що суттєво вплинуло на стабільність функціонування системи змодельованого газогенератора. Основним наслідком цієї дестабілізації стало значне порушення температурного режиму вздовж довжини вогневого вибою. Температура в різних зонах газифікації стала нерівномірною, що призвело до зміщення фронту газифікації та утворення локальних зон перегріву і недогріву. В окислювальній зоні температура знизилася на 122 °С і становила 476 °С.

Ці зміни негативно вплинули на процеси хімічного перетворення вугілля, що своєю чергою позначилося на ключових технологічних показниках. Вихід штучного газу на виході з газовідвідної свердловини суттєво знизився, а його якість погіршилася. Зокрема, спостерігалось зменшення концентрації цінних компонентів (метану, водню та оксиду вуглецю – усереднене значення 15,76%) і значне збільшення баластних елементів, таких як азот, діоксид вуглецю у складі газоконденсатного продукту (табл. 4.1). Додатково, зростання частки баластних елементів у газовому продукті призвело до ускладнення подальшої переробки та зниження енергетичної цінності отриманого газу.

Таблиця 4.1 – Склад паливних компонентів генераторного газу

Година, год:хв	Склад паливних компонентів генераторного газу в ході експерименту, %			Теплота згоряння генераторного газу, МДж/м³
	CH₄	CO	H₂	
Режим пропалювання і формування реакційного каналу				
10:00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:30	0,12	0,16	0,30	0,22
11:00	0,70	0,91	0,88	0,46
11:30	0,60	2,03	0,94	0,58
12:00	0,42	2,16	1,85	0,79
Режим формування активних зон реакційного каналу				
12:30	0,67	2,94	2,60	1,52
13:00	0,74	4,48	4,02	2,00
13:30	0,77	4,92	4,51	2,11
14:00	0,82	5,60	5,77	2,30
Режим газифікації вугільного пласта				
14:30	0,97	6,15	6,21	2,45
15:00	0,95	6,82	7,06	2,52
15:30	1,23	10,46	9,89	3,38
16:00	3,81	12,58	11,43	4,57
16:30	4,73	14,80	13,11	5,01
17:00	5,28	14,09	16,36	5,92
17:30	6,53	14,45	18,29	6,34
18:00	6,91	14,40	19,68	7,28
18:30	6,12	14,02	18,40	6,02
19:00	5,26	11,04	15,00	4,73
19:30	4,91	10,53	14,28	4,05
Дестабілізація процесу підземної газифікації				
20:00	3,49	16,02	9,68	4,08
20:30	3,53	15,66	10,32	4,10
20:45	2,23	8,46	7,89	338

Важливу й різноманітну групу процесів підземної газифікації вугілля становлять фізико-хімічні процеси, які визначають зміну хімічного складу, фізичних властивостей вугілля, а також конструктивних характеристик підземного газогенератора. Ці процеси мають ключове значення для забезпечення стабільності та ефективності роботи підземного газогенератора, оскільки безпосередньо впливають на кінцевий вихід газового продукту та його якість. Від взаємодії (збалансованості) системи «підземний газогенератор –

вугільний пласт», швидкостей хімічних реакцій і фізичних процесів при газифікації вугільного пласта залежать керованість, безпека і технологічність виробництва штучного газу. Необхідно зазначити, що градієнт температури в режимі формування активних зон реакційного каналу підземного газогенератора змінюється нерівномірно та залежить від кількох ключових факторів, таких як потужність вугільного пласта, інтенсивність подачі дуттьової суміші, тип вугілля та конструктивні особливості газогенератора. У результаті проведених досліджень встановлено, що градієнт температури в режимі формування активних зон реакційного каналу підземного газогенератора за його довжиною змінюється: в окислювальній зоні становить 600 – 1050 °С (0 – 10 м), у відновлювальній – 1050 – 412 °С (10 – 30 м).

Зона 0 – 9 м характеризується інтенсивним окисненням вуглецю (С – 82%) у присутності кисню (O₂ – 21%): $C + O_2 \rightarrow CO_2 + q$ (виділення тепла ≈ 394 кДж/моль). Ця реакція екзотермічна і супроводжується виділенням значної кількості тепла, яке забезпечує подальше протікання процесів у газогенераторі. Градієнт температури в цій зоні становить близько 25 – 50 °С на метр, що пояснюється концентрацією тепловиділяючих реакцій на невеликій довжині.

Зона 9 – 30 м характеризується ендотермічними реакціями відновлення за яких відбувається поглинання теплоти [27]:



Температурний градієнт у цій зоні менш інтенсивний і становить 15 – 20 °С на метр, що пояснюється поступовим зменшенням інтенсивності реакцій через нестачу реагентів дуття.

Перехід між окислювальною та відновлювальною зонами є критичним для забезпечення ефективності процесу газифікації. У цьому інтервалі, зазвичай на довжині 9 – 11 м вогневого вибою, спостерігається максимальний тепловий вплив на гірський масив, що може спричинити їх термічне руйнування та утворення тріщин. Узагальнену картину щодо розподілу температурного поля у вогневому вибої наведено на рис. 4.2.

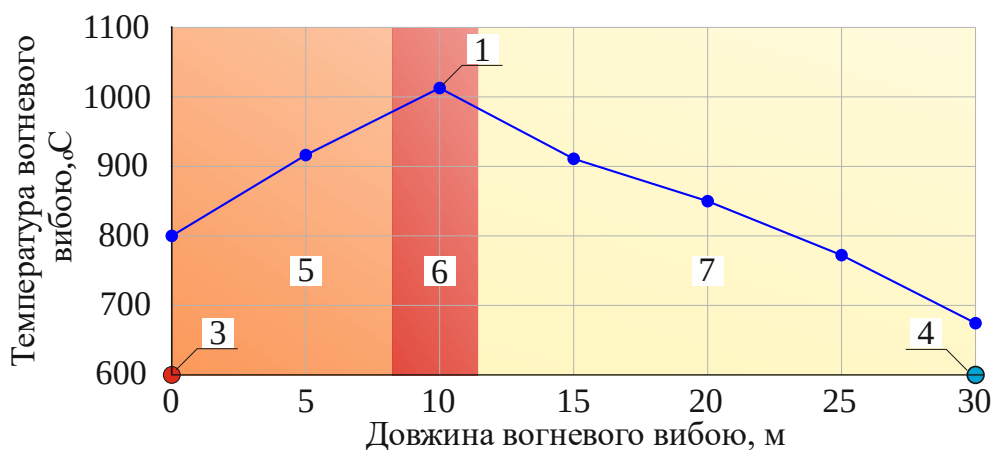


Рисунок 4.2 – Параметри розповсюдження температур у вогневому вибої за зонами хімічних реакцій: 1 – дугтова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина

Аналіз даних на рис. 4.3 вказує на формування чіткої зональності у температурних режимах. Максимум температури спостерігається зі сторони дугтрової свердловини. Це зумовлюється інтенсивністю хімічних реакцій, які безпосередньо залежать від кількості та інтенсивності підведення дугтя до реакційної поверхні вугільного пласта. В окислювальній зоні газогенератора, яка знаходиться зі сторони дугтрової свердловини проходить випередження лінії вогневого вибою. Дестабілізація, як показують результати досліджень процесу газифікації, настає при випередженні окислювальної зони відносно відновлювальної більше ніж на 50%. Коли випередження окислювальної зони стає надмірним, значна частина теплової енергії, що утворюється внаслідок екзотермічних реакцій у зоні окислення, передається до відновлювальної зони. Це призводить до зміни температурного балансу, зокрема: у відновлювальній зоні підвищується температура, що може сприяти нерівномірному розподілу тепла і перегріву окремих ділянок; в окислювальній зоні температура знижується, що уповільнює хімічні реакції і зменшує вихід горючих газів. Впровадження реверсу сприяє вирівнюванню вогневого вибою, активізації процесів газифікації та створенню умов для забезпечення матеріально-теплового балансу газифікації. Ці результати було отримано в раніше проведених дослідженнях [28]. При цьому параметри довжин зон хімічних

реакцій за довжиною стовпа газифікації не розглядалися і потребують уточнення. На основі аналітичних та експериментальних досліджень було побудовано загальну схему, що відображає зміну параметрів вогневого вибою (рис. 4.3).

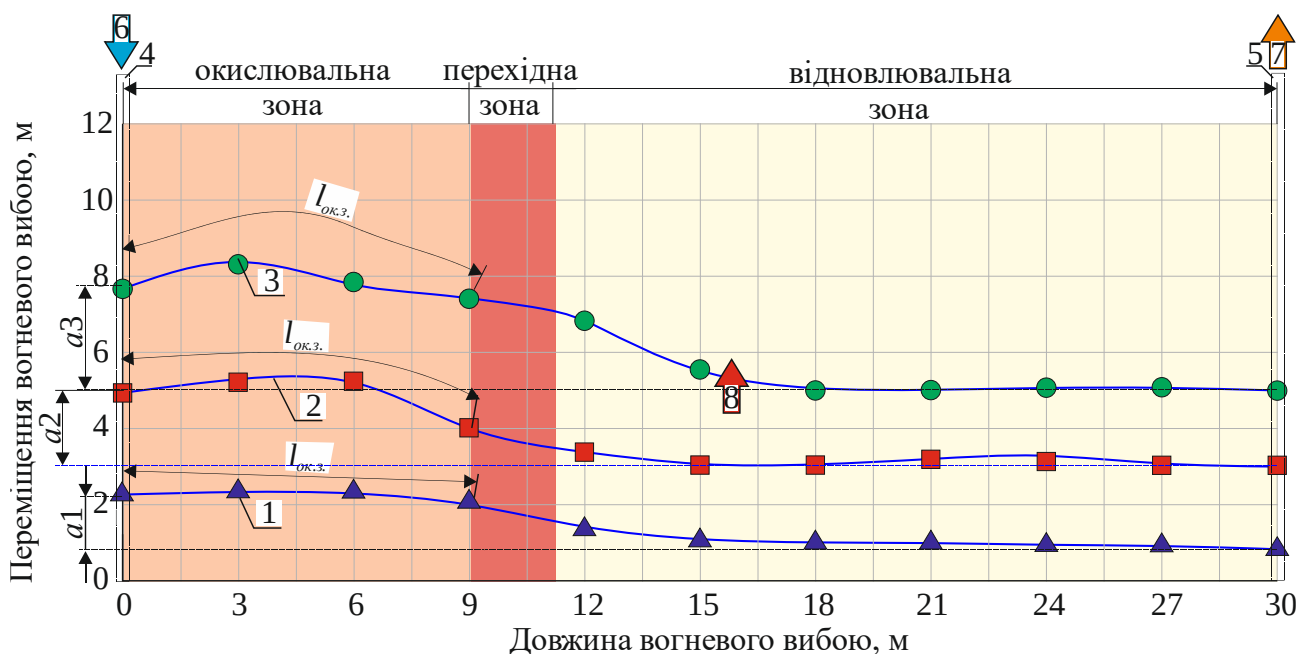


Рисунок 4.3 – Графік переміщення активних зон вогневого вибою за довжиною стовпа підземного газогенератора залежно від тривалості процесу газифікації:

- 1 – 1 доба; 2 – 2 доби; 3 – 3 доби; 4 – положення дуттьової свердловини;
- 5 – положення газовідвідної свердловини; 6 – напрямок руху дуттьової суміші;
- 7 – напрямок руху газовідвідної суміші; 8 – напрямок руху вогневого вибою

Основні результати досліджень щодо параметрів розповсюдження окислювальної зони підземного газогенератора наведено на рис. 4.4 – 4.7. Потужність вугільного пласта становила 0,6 – 1,2 м.

Результати лабораторних досліджень (рис. 4.4) показують динаміку змін параметрів режиму газифікації упродовж трьох діб. Середнє випередження окислювальної зони відносно відновлювальної на кінець першої доби газифікації сягало 1,34 м. Біля устя експлуатаційних свердловин (дуттьової та газовідвідної) цей показник сягає 1,45 м. Довжина окислювальної зони $l_{ок.з.}$ змінювалася від 9,0

до 11,8 м. Стабільні показники виходу горючих генераторних газів були на рівні 34,72 – 34,82%. До завершення другої доби газифікації величина випередження окислювальної зони збільшується до 5,9 м, а її довжина становила 10,8 м. Рівень концентрації газів почав різко знижуватися і становив 29,35%. Необхідно зазначити, що концентрація газів почала знижуватися вже з 42 год газифікації. Таким чином, враховуючи параметри виходу горючих газів та тривалість процесу газифікації вугільного пласта потужністю 0,6 м визначено, що оптимальні параметри довжини окислювальної зони становлять 9,0 – 10,35 м.

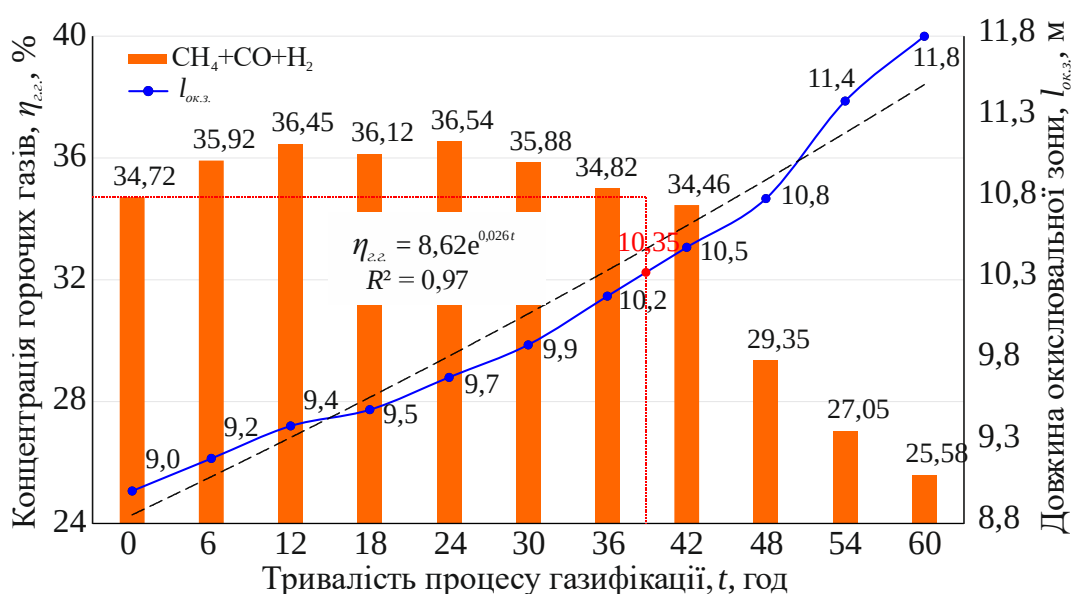


Рисунок 4.4 – Дані щодо концентрації горючих газів $\eta_{z.z.}$ та довжини окислювальної зони $l_{ox.z.}$ від часу газифікації t за потужності вугільного пласта 0,6 м

Аналогічна картина збільшення довжини окислювальної зони підземного газогенератора спостерігається під час газифікації вугільного пласта потужністю 0,8 м (рис. 4.5). Однак суттєва відмінність полягає в часових характеристиках процесу, зокрема в моменті переходу підземного газогенератора до режиму зниження концентрації горючих газів. На початкових етапах газифікації збільшення довжини окислювальної зони відбувається поступово, що сприяє стабільному утворенню горючих газів із високим рівнем

концентрації (38,54 – 39,1%). У порівнянні з більш потужнішими вугільними пластами > 0,8 м швидкість прогріву та формування зон хімічних реакцій вища, що прискорює перехід процесу до стадії інтенсивного виділення горючих компонентів. Оптимальні параметри довжини окислювальної зони становлять 9,0 – 10,45 м.

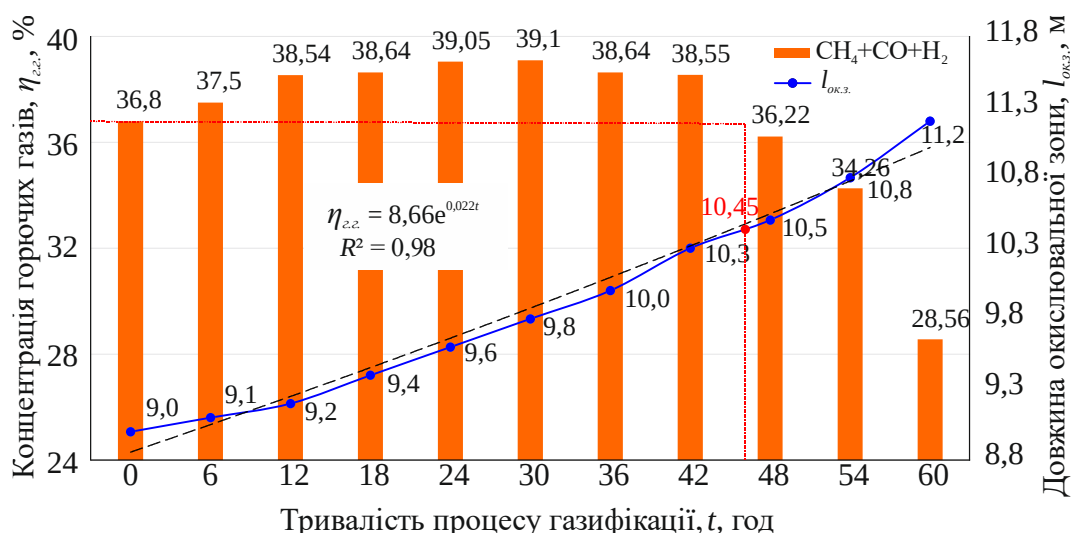


Рисунок 4.5 – Дані щодо концентрації горючих газів $\eta_{g,2}$ і довжини окислювальної зони $l_{ок.з.}$ від часу газифікації t за потужності вугільного пласта 0,8 м

Аналіз результатів лабораторних досліджень (рис. 4.6) вказує на те, що при веденні режиму газифікації впродовж однієї доби середнє випередження окислювальної зони відносно відновлювальної становить 0,5 м, а біля устя експлуатаційних свердловин (дутьової, газовідвідної) – 0,6 м. При цьому довжина окислювальної зони $l_{ок.з.} = 9,0 - 9,4$ м суттєво не впливає на вихід горючих генераторних газів. На закінчення другої доби ведення процесу газифікації величина випередження збільшується до 2,1 м, а довжина окислювальної зони склала 10,2 м. За таких параметрів концентрація горючих газів була на впродовж другої доби на рівні 38,02% з теплотою згоряння 6,94 МДж/м³. Це пояснюється підвищенням інтенсивності процесу газифікації за рахунок попереднього прогріву породо-вугільного масиву. З початком

третьої доби (4 год) випередження становило 2,4 м, а довжина окислювальної зони – 10,4 м. Вихід газів почав різко зменшуватися і склав 36,78%. Ця ситуація обумовлена порушенням балансу між зонами хімічних реакцій. За таких умов відбувається не повне згоряння кисню в складі дуттьової суміші та підвищення концентрації баластних газів.

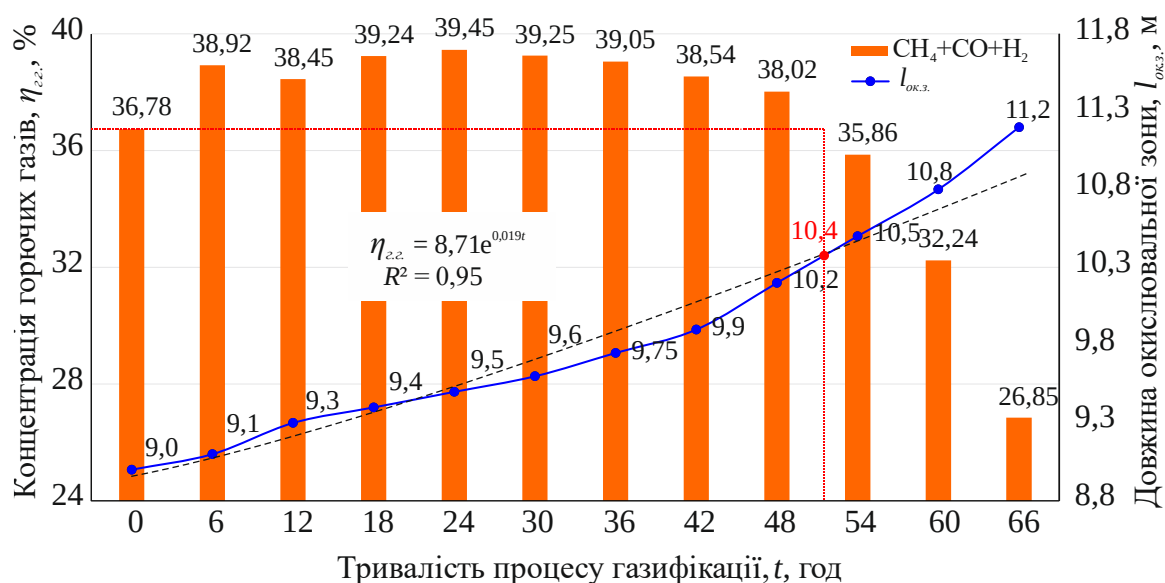


Рисунок 4.6 – Дані щодо концентрації горючих газів $\eta_{z.z.}$ і довжини окислювальної зони $l_{ок.з.}$ від часу газифікації t за потужності вугільного пласта 1,0 м

На кінець третьої доби середня величина випередження становила 2,4 м, а довжина окислювальної зони – 10,8 м. Вихід газів почав різко зменшуватися і склав 32,24%. Ця ситуація зумовлена порушенням балансу між зонами хімічних реакцій. За таких умов відбувається не повне згоряння кисню в складі дуттьової суміші та підвищення концентрації баластних газів.

При газифікації вугільного пласта потужністю 1,2 м (рис. 4.7) на початкових етапах (до 24 год) концентрація горючих газів тримається на стабільному рівні 37,7 – 38,5%. У період 24 – 60 год концентрація сягає свого піку – 38,54%. Це корелює з інтенсивною газифікацією та збалансованою роботою хімічних зон. Після 60 год спостерігається зниження концентрації до 36,25% (на 72 год), що свідчить про порушення балансу між зонами окислення та

відновлення. На початку (0 – 24 год) довжина коливається в межах 9,0 – 9,4 м. У період інтенсивного газоутворення (24 – 60 год) довжина поступово зростає до 10,12 м. На 72 год значення довжини сягає 10,4 м. Після 60 год спостерігається дисбаланс: подальше зростання $l_{ок.з.}$ супроводжується зниженням концентрації горючих газів. Це може бути наслідком порушення рівноваги між зонами хімічних реакцій, зростання частки баластних газів або неповного згоряння кисню.

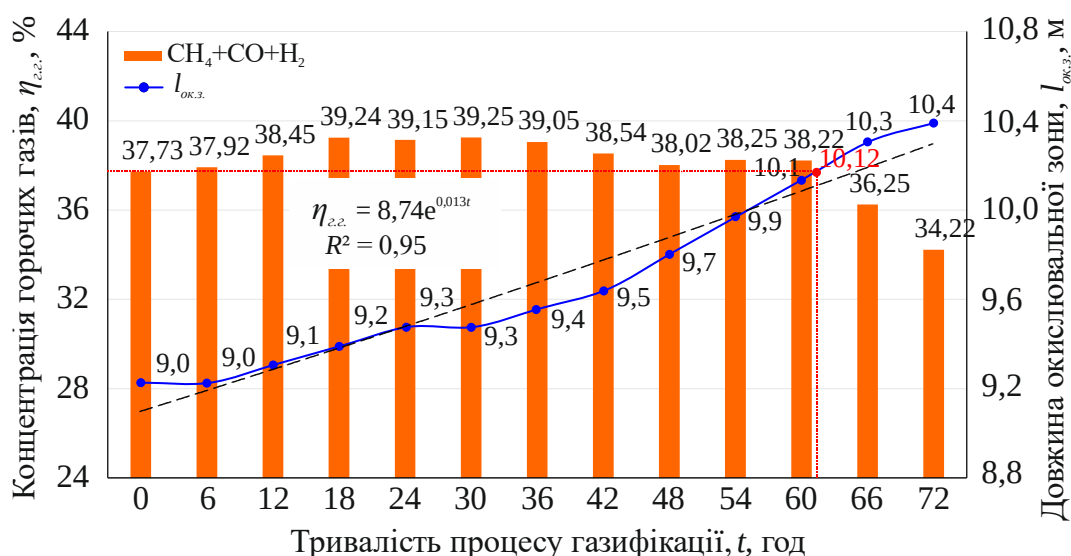


Рисунок 4.7 – Дані щодо концентрації горючих газів $\eta_{г.г.}$ та довжини окислювальної зони $l_{ок.з.}$ від часу газифікації t за потужності вугільного пласта 1,2 м

Таким чином, ефективність процесу газифікації можна охарактеризувати параметрами формування окислювальної зони підземного газогенератора, а саме її довжиною окислювальної зони $l_{ок.з.}$ та величиною випередження окислювальної зони відносно відновлювальної (див. рис. 4.3). Відповідно до проведених досліджень було отримано залежності зміни довжини окислювальної зони $l_{ок.з.}$ від ефективного часу газифікації t за потужністю вугільних пластів, які мають стабільну тенденцію до зростання за експоненціальною залежністю (рис. 4.8).

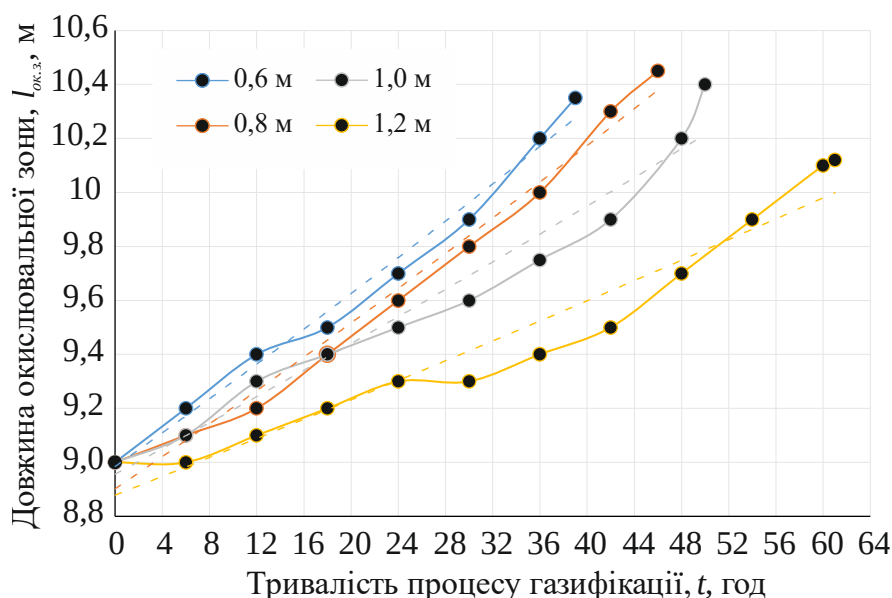


Рисунок 4.8 – Залежності зміни довжиною окислювальної зони $l_{ок.з.}$ підземного газогенератора від ефективного часу газифікації t за потужністю вугільного пласта

Обґрунтування оптимальної довжини окислювальної зони підземного газогенератора відбувається з використанням виявлених закономірностей у вигляді графіків на рис. 4.8, але для зручності та систематизації розрахунків побудовано низку рівнянь регресії з визначення параметру $l_{ок.з.}$. Отримано такі залежності:

- при $m = 0,6$ м $l_{ок.з.} = 8,98 \exp(0,003t)$, м;
- при $m = 0,8$ м $l_{ок.з.} = 8,9 \exp(0,003t)$, м;
- при $m = 1,0$ м $l_{ок.з.} = 8,96 \exp(0,003t)$, м;
- при $m = 1,2$ м $l_{ок.з.} = 8,88 \exp(0,002t)$, м.

В подальшому для узагальнення зазначених вище залежностей отримали функцію, яка враховує залежність параметрів довжини окислювальної зони від потужності вугільних пластів (m). Узагальнена залежність набуває вигляду:

$$l_{ок.з.}(m, t) = a(m) \exp(b(m) \cdot t), \text{ м}, \quad (4.1)$$

де a , b – експоненціальні коефіцієнти, які можна описати лінійними залежностями $a(m) = c_a \cdot m + d_a$ та $b(m) = c_b \cdot m + d_b$. Після чого узагальнена функція (4.1) набуває вигляду:

$$l_{ок.з.}(m,t) = (c_a \cdot m + d_a) \cdot \exp(c_b \cdot m + d_b) \cdot t, \text{ м.}$$

Апроксимація результати досліджень для коефіцієнтів c_a , d_a , c_b , d_b дала змогу отримати узагальнену залежність зміни довжини окислювальної зони $l_{ок.з.}$ підземного газогенератора від ефективного часу газифікації t та потужності вугільного пласта (m):

$$l_{ок.з.}(m,t) = (9,04 - 0,12m) \cdot \exp((0,005 - 0,002m) \cdot t), \text{ м.}$$

Таким чином, у результаті проведених досліджень встановлено закономірності зміни довжини окислювальної зони підземного газогенератора $l_{ок.з.}$, яка має стабільну тенденцію до зростання за експоненціальними залежностями і досягає свого критичного значення у 10,12 – 10,45 м, що свідчить про вихід процесу газифікації за межу ефективності від часу газифікації вугільного пласта t та його потужності m . Отримані закономірності дають змогу спрогнозувати параметри просування фронту вогневого вибою для забезпечення стабільної й ефективної роботи підземного газогенератора при керуванні параметрами обвалення порід покрівлі вугільного пласта.

4.3 Керування параметрами технології підземної газифікації вугілля з урахуванням фронту просування вогневого вибою

Ключовим аспектом керування процесом підземної газифікації вугілля є процеси контрольованої подачі дуттьової суміші до площини підземного газогенератора. Ефективність процесу підземної газифікації вугілля суттєво залежить від точності дозування та розподілу компонентів дуттьової суміші, таких як кисень (O_2), вуглекислий газ (CO_2) і пара. Ці реагенти відіграють ключову роль у процесі забезпечення газифікації. Їх концентрація та тиск подачі мають бути регульовані з високою точністю для забезпечення стабільності та ефективності процесу газифікації [29].

У дослідженні, описаному в роботі [30], розглянуто вплив тиску на характеристики синтез-газу, зокрема на концентрацію його компонентів, нижчу теплоту згоряння газу та загальну ефективність процесу. Експерименти проводилися за температури 700 °С з використанням дуттьової суміші пари та

повітря у співвідношенні 1:1. За результатами дослідження було встановлено, що зі збільшенням тиску подачі дуттьової суміші від 0,1 до 3,5 МПа спостерігається тенденція до зниження концентрації горючих газів. У роботі [31] зазначено, що при підземній газифікації вугілля температурний режим змінюється в діапазоні від 900 до 1200 °С під впливом контрольованого пульсуючого пароповітряного дуття. Тиск у цьому процесі коливається від 0,1 до 0,5 МПа.

Проведені дослідження дають зрозуміти взаємозв'язок між тиском і температурою у процесі газифікації, однак вони не охоплюють важливі аспекти, такі як параметри формування вигазованого простору, що змінюються залежно від довжини окислювальної та відновлювальної зон підземного газогенератора. Таким чином, було проведено дослідження щодо параметрів формування вигазованого простору з подальшою оцінкою параметрів подачі дуттьової суміші та зміни концентрації горючих газів. Зазначені дослідження склалися з аналізу зміни положення вогневого вибою за даними температурних датчиків, фіксації опускань покрівлі підземного газогенератора в часі, вимірювання зміни концентрації горючих і баластних газів. Відповідно до отриманих даних, за кожною серією досліджень було не тільки проведено графічну візуалізацію зміни фронту посування вогневого вибою, а й детально проаналізовано параметри формування вигазованого простору в часі. Це стосувалось вивчення динаміки змін температури, тиску та концентрації газів на різних етапах газифікації. Загалом було побудовано 24 візуалізаційних картини, що дають змогу за допомогою методу трапецій точно визначати площу вигазованого простору від часу обвалення порід покрівлі. Аналізуючи секційні перерізи вигазованого простору визначаються тим самим точні його параметри. Загальну картину візуалізацій, на прикладі газифікації вугільного пласта, наведено на рис. 4.9 – 4.12 та у Додатку А

Аналіз наведених даних на рис. 4.9 вказує, що на 6 год газифікації площа вигазованого простору становить 12,6 м² з урахуванням площі реакційного каналу 18,6 м². Швидкість посування вогневого вибою – 0,07 м/год. Вогневий вибій прямолінійної форми $l_{ок.з.}$ – 9,0 м. Тиск подачі дуття – 0,4 МПа. Загальна концентрація горючих газів – 37,92%.

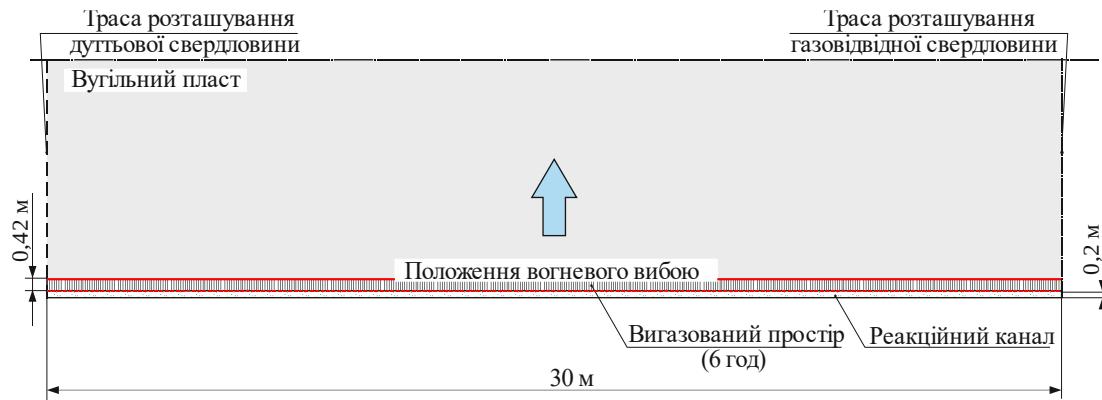
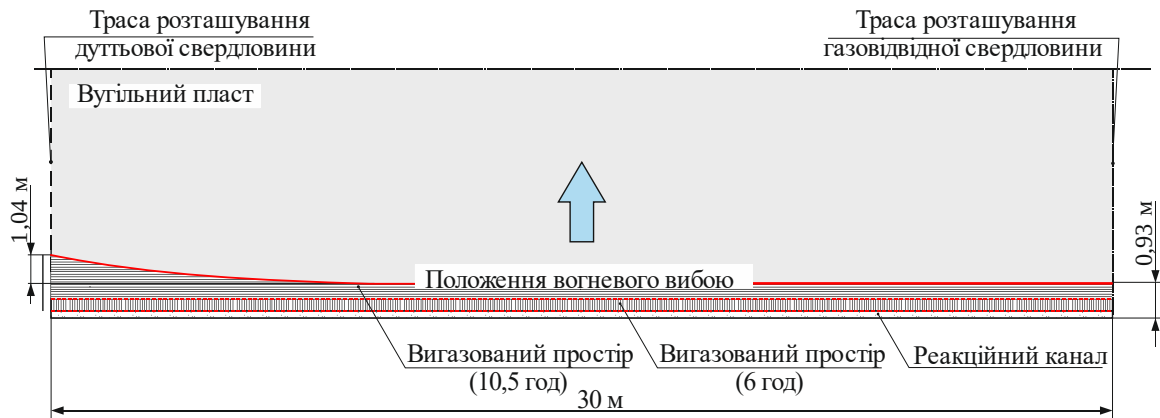


Рисунок 4.9 – Схема посування фронту вогневого вибою: потужність вугільного пласта $m = 1,2$ м, тиск подачі дуття $P = 0,4$ МПа; час газифікації $t = 6$ год

a



б

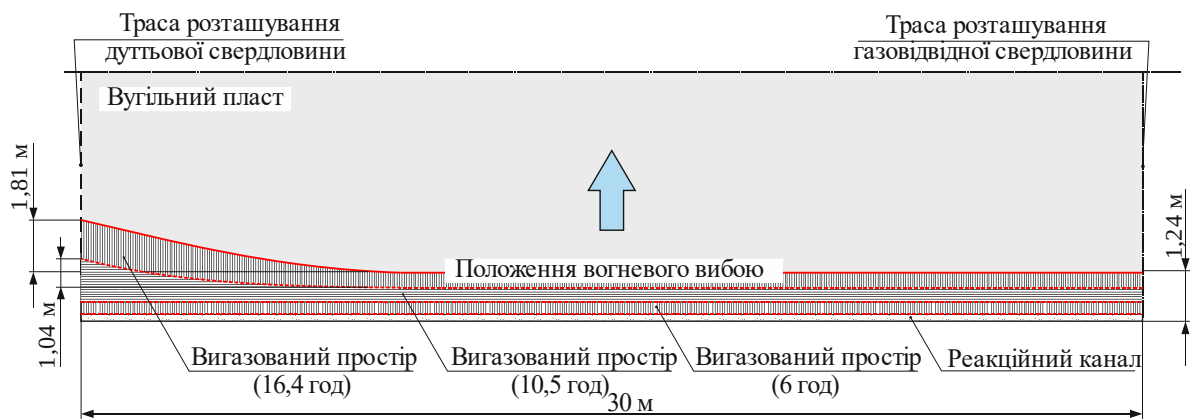


Рисунок 4.10 – Схема посування фронту вогневого вибою: потужність вугільного пласта $m = 1,2$ м, тиск подачі дуття $P = 0,46$ МПа: *a* – час газифікації $t = 10,5$ год; *б* – час газифікації $t = 16,4$ год

Під час подальшої газифікації вугільного пласта відбувається пришвидшення посування фронту вогневого вибою в окислювальній зоні (див. рис. 4.10, *а*). На 10,5 год газифікації було зафіксовано зменшення концентрації горючих газів до 37,2%. Тому було прийнято рішення підвищити тиск подачі дуттьової суміші. За середніх значень тиску у 0,45 МПа на 12 год газифікації концентрація горючих газів склала 38,45%, що свідчить про підвищення ефекту взаємодії між газами дуттьової суміші та твердою поверхнею вугільного пласта. А саме при збільшенні тиску відбувається інтенсифікація контакту між цими фазами, що сприяють активізації хімічних реакцій. Площа вигазованого простору склала 32,45 м². При газифікації вугільного пласта потужністю 1,0 м підвищувати тиск дуттьової суміші розпочали на 9,0 год, при 0,8 м – 6,8 год, при 0,6 м – 5,8 год. Площа вигазованого простору відповідно складала 31,2 м², 32,1 м² та 34,2 м². Необхідно зазначити, що під час процесу газифікації, який тривав 16,4 год (див. рис. 4.10, *б*), площа вигазованого простору значно збільшилася, сягнувши приросту на 7,5 м². Цікаво, що це зростання відбулося за стабільного рівня тиску подачі дуття (0,45 МПа), що свідчить про високу ефективність процесу газифікації за заданих умов. Стабільність тиску є ключовим фактором, який дає змогу зберегти контроль над процесом газифікації, забезпечуючи більш рівномірне посування фронту вогневого вибою.

На 19,8 год газифікації концентрація горючих газів почала знижуватися і склала 37,5%. Тому почали підвищувати тиск подачі дуття до 0,57 МПа. Площа вигазованого простору склала 53,0 м² (див. рис. 4.11, *а*). При газифікації пласта потужністю 1,0 м підвищувати тиск подачі дуття розпочали на 16,9 год, при 0,8 м – 14,2 год, 0,6 м – 11,2 год. Площа вигазованого простору відповідно – 52,5 м², 53,4 м² та 51,5 м². Усереднені значення тиску подачі дуттьової суміші були на рівні 0,57 МПа. З подальшим ростом вигазованого простору до 60,4 м² на 23,7 год (див. рис. 4.11, *б*). Тиск подачі дуття склав 0,67 МПа. Водночас було зафіксовано опускання порід покрівлі зі сторони дуттьової свердловини.

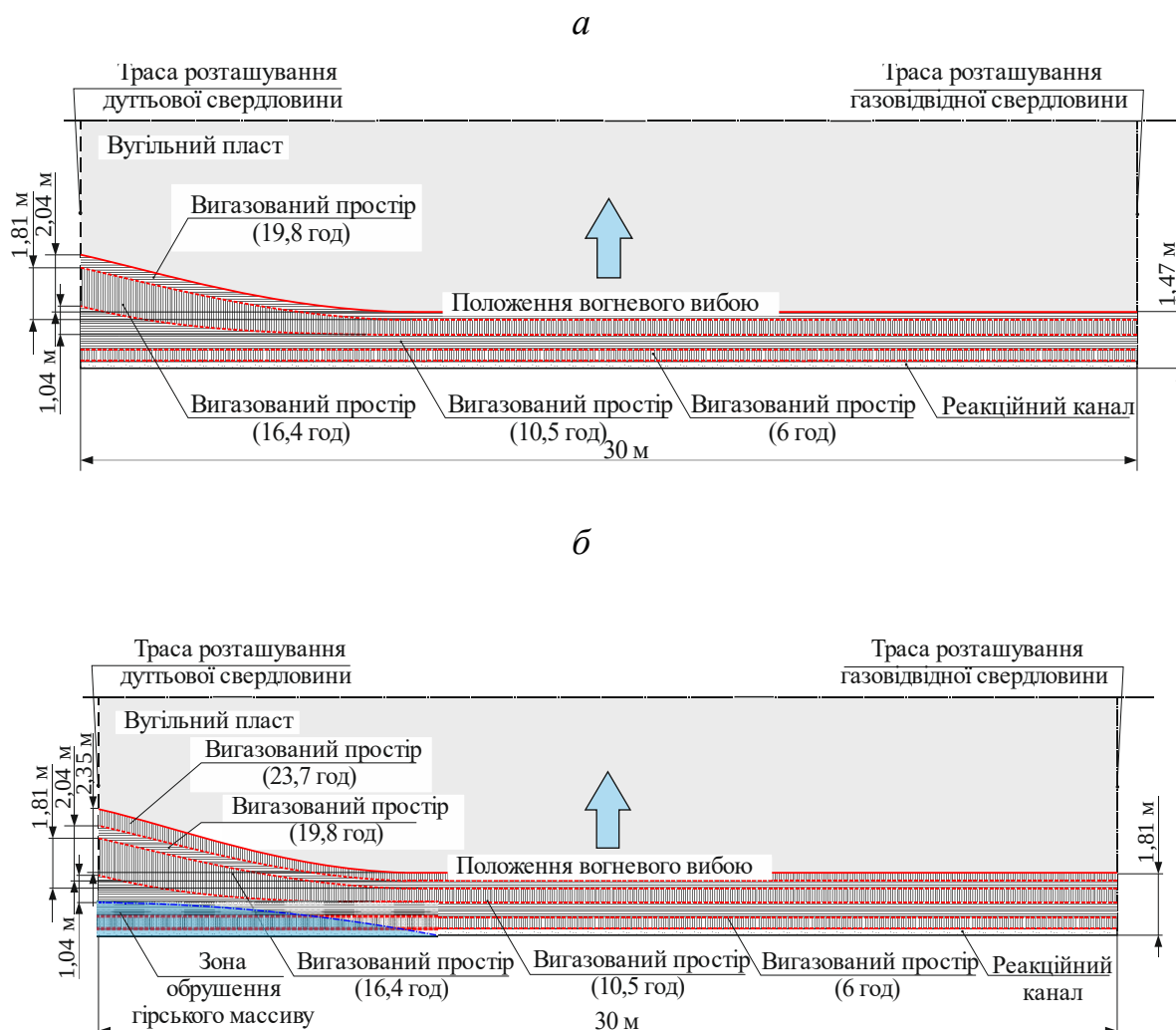


Рисунок 4.11 – Схема посування фронту вогневого вибою:

потужність вугільного пласта $m = 1,2$ м, тиск подачі дуття $P = 0,64$ МПа:

a – час газифікації $t = 19,8$ год; *б* – час газифікації $t = 23,7$ год

Тиск у $0,67$ МПа подавали упродовж $5,5$ год. Середня концентрація горючих газів склала 39% . Дослідження з визначення концентрації складових продуктів горіння показали, що в генераторному газі складовим компонентом є CO_2 . Концентрація CO є залишком первинної реакції CO , яка утворюється в окислювальній зоні. За вторинної реакції CO утворюватиметься у відновлювальній зоні за участю діоксиду вуглецю та вуглецю при температурі стінок каналу газогенератора $800 - 1200$ °С. Безперечним є те, що кількість CO зростає по довжині каналу [27]. Після чого було зафіксовано опускання в різних точках покрівлі пласта, що зображено на рис. 4.12.

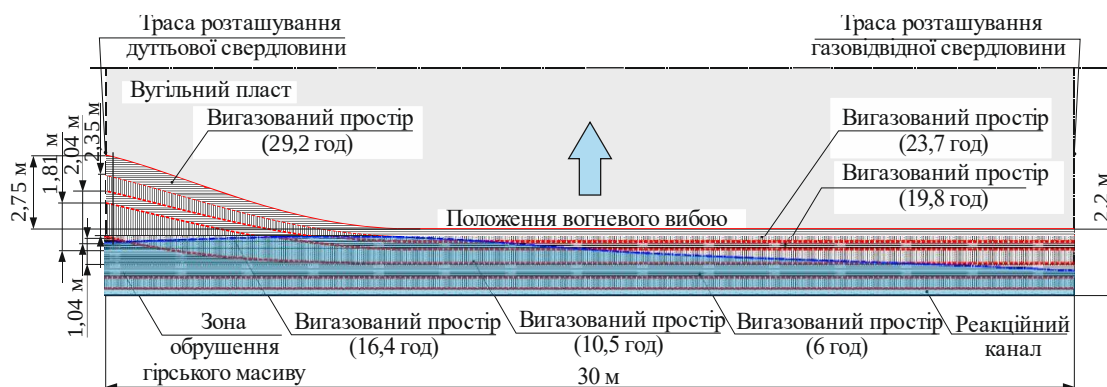


Рисунок 4.12 – Схема посування фронту вогневого вибою: потужність вугільного пласта $m = 1,2$ м; тиск подачі дуття $P = 0,44$ МПа; час газифікації $t = 29,2$ год

Аналіз наведених даних на рис. 4.12 вказує на зменшення площі вигазованого простору, що пов'язано з обваленням порід покрівлі з певним кроком за довжиною вогневого вибою. Обвалення порід відбувається нерівномірно. У відновлювальній зоні крок обвалення змінюється від 1,23 до 1,37 м. В окислювальній зоні крок обвалення становить від 1,4 до 2,75 м. Нерівномірність кроків обвалення, насамперед, є результатом впливу температури на гірський масив. У процесі газифікації вугільних пластів із потужністю від 0,6 до 1,0 м, параметри кроку обвалення порід виявляються подібними. Це свідчить про те, що температура має вирішальний вплив на механізми обвалення порід. Встановлена величина кроку відповідає параметрам, які були раніше визначені в дослідженнях [32], [33].

Після обвалення порід під час досліджень було прийнято рішення про зменшення тиску подачі дуття, яке сягло значень у 0,4 МПа. За подальшої газифікації через 11,2 год було зареєстровано зменшення концентрації газів до 36,8%, а при підвищенні тиску до 0,47 МПа концентрація газів почала підвищуватися. Така ж ситуація зареєстрована за газифікації пластів потужністю від 0,6 до 1,0 м. За кожним етапом дослідження було зареєстровано чотири кроки підвищення тиску подачі дуття від зміни розмірів вигазованого простору від тривалості процесу газифікації.

На рис. 4.13 наведено дані щодо зміни площі вигазованого простору S від тривалості процесу газифікації t та потужності вугільного пласта m .

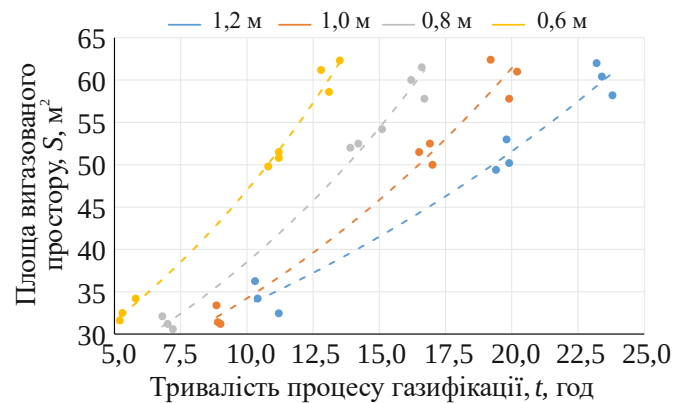


Рисунок 4.13 – Дані щодо зміни площі вигазованого простору від тривалості процесу газифікації та потужності вугільного пласта

Аналіз наведених даних на рис. 4.13 свідчить про експоненціальне зростання площі вигазованого простору від тривалості процесу газифікації. Врахування отриманих даних у вигляді залежностей мають важливе практичне значення, що дає змогу прогнозувати параметри розширення вигазованого простору на основі тривалості газифікації та в подальшому управляти процесом. Дані щодо зміни тиску подачі дуттьової суміші P від площі вигазованого простору S та потужності вугільного пласта m за досліджуваними точками наведено на рис. 4.14.

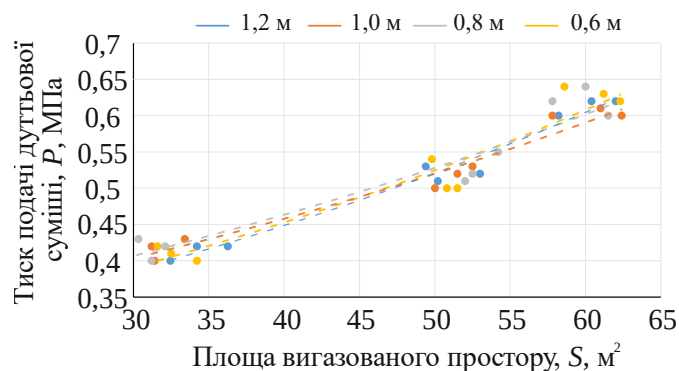


Рисунок 4.14 – Дані щодо зміни тиску подачі дуттьової суміші від площі вигазованого простору та потужності вугільного пласта за досліджуваними точками

За кожним етапом дослідження було зареєстровано підвищення концентрацій таких газів як CO , CH_4 та H_2 . Окрім того, збільшення тиску продовжує час перебування газів у реакційній зоні, даючи їм більше часу для протікання хімічних реакцій та досягнення рівноважного стану системи підземного газогенератора. При цьому за подальшого підвищення тиску зафіксовано, що додаткове його збільшення не призводить до подальшого утворення горючих генераторних газів. Таким чином, швидкість реакції перестає збільшуватися і вплив тиску стає менш значущим. На рис. 4.15 наведено усереднені залежності зміни площі вигазованого простору S від тривалості процесу газифікації t та потужності вугільного пласта m .

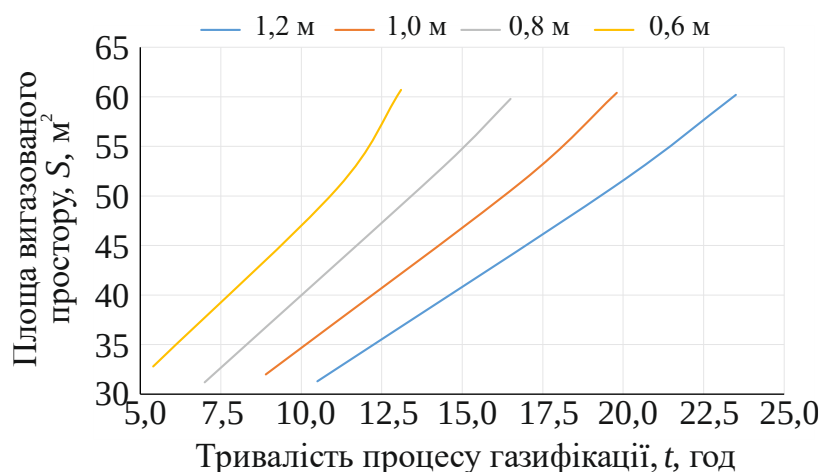


Рисунок 4.15 – Залежності зміни площі вигазованого простору від тривалості процесу газифікації та потужності вугільного пласта

Аналіз наведених графіків на рис. 4.15 дає змогу визначити параметри вигазованого простору в діапазоні потужностей вугільних пластів від 0,6 до 1,2 м. Знаючи площу вигазованого простору встановлюємо параметри подачі тиску дуттьової суміші (див. рис. 4.16).

Обґрунтування параметрів тиску подачі дуттьової суміші P в підземний газогенератор відбувається з використанням виявлених закономірностей у вигляді графіків на рис. 4.15 і 4.16, але для зручності та систематизації розрахунків побудовано низку рівнянь регресії з визначення параметру P .

Отримано такі залежності:

- при $m = 0,6$ м $P = 0,29 \exp(0,014S)$, МПа;
- при $m = 0,8$ м $P = 0,32 \exp(0,012S)$, МПа;
- при $m = 1,0$ м $P = 0,33 \exp(0,011S)$, МПа;
- при $m = 1,2$ м $P = 0,31 \exp(0,012S)$, МПа.

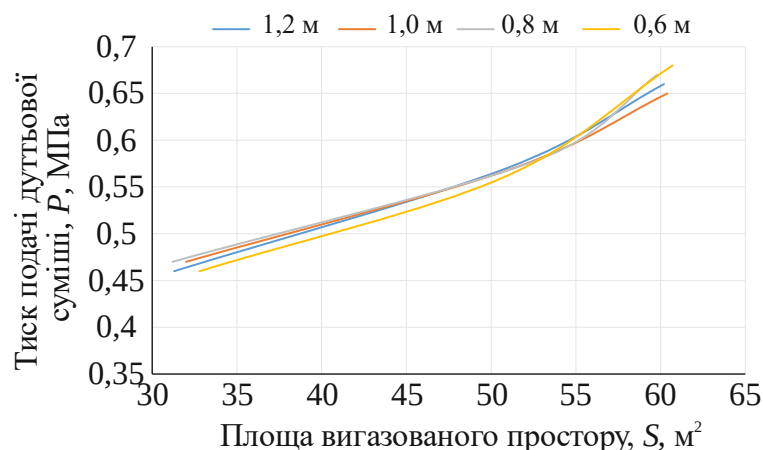


Рисунок 4.16 – Залежності зміни тиску подачі дуттьової суміші від площі вигазованого простору та потужності вугільного пласта

Аналіз зазначених вище залежностей вказує на те, що параметри тиску від площі вигазованого простору змінюються за однаковою функцією, виявляючи експоненціальний зв'язок. Відмінність полягає у змінних експоненціальних коефіцієнтах, що зумовлено, перш за все, зміною фізичних властивостей середовища та хімічними реакціями, які відбуваються під час газифікації, що впливають на рівномірність формування окислювальної та відновної зон підземного газогенератора. За таких умов коефіцієнт варіації 6,0 – 8,59% від середнього значення, що свідчить про порівняно низьку розкиданість значень у цих даних. Тому узагальнена функція набуває вигляду:

$$P = 0,31 \exp(0,012S), \text{ МПа.}$$

Таким чином встановлено, що тиск подачі дуттьової суміші P під час газифікації вугільних пластів потужністю від 0,6 до 1,2 м описується експоненціальною залежністю від площі загазованого простору S , параметри

формування якої зумовлені тривалістю процесу газифікації t та швидкостями посування вогневого вибою в окислювальній і відновлювальній зонах підземного газогенератора. Врахування цієї залежності дає змогу визначити ефективні режими подачі дуттьової суміші для оптимізації енергетичних витрат на її подачу.

Необхідно зазначити, що наявність високих температур у породах покрівлі та підшви підземного газогенератора суттєво впливає на структуру гірських порід. Високі температури можуть ініціювати термічну деформацію та зміну мінералогічного складу порід, спричиняючи їх розширення, тріщиноутворення та інші структурні зміни, які можуть впливати на механічну стійкість масиву. Відповідно, подальші дослідження мають бути спрямовані на виявлення та аналіз явищ, що впливають на структуру гірського масиву під час експлуатації підземних газогенераторів.

4.4 Дослідження структурних змін гірського масиву за зонами хімічних реакцій підземного газогенератора

Дослідження структурних змін у гірському масиві, що відбуваються в зонах хімічних реакцій вогневого вибою, є ключовим аспектом для розуміння впливу температурного режиму підземного газогенератора на стан гірничих порід. Так, у роботі [34] досліджено вплив температури на параметри зміни міцнісних характеристик гірської породи, на прикладі пісковика. Результатами досліджень встановлено, що зі зростанням температури міцність пісковика знижується, що свідчить про погіршення його здатності протидіяти напруженням: 25 °C – 95,6 МПа; 200 °C – 80,9 МПа; 400 °C – 74,8 МПа; 600 °C – 66,2 МПа; 800 °C – 49,5 МПа. Такий характер тенденції демонструє прогресуючу деградацію механічних властивостей пісковика за підвищеного теплового впливу, що є критично важливим для оцінки стабільності гірських масивів у зонах високотемпературних технологічних процесів. При цьому модуль пружності пісковика в діапазоні температур 25 – 200 °C та 400 – 800 °C має тенденцію до різкого зменшення від 37,4 → 29,8 ГПа та 32,2 → 12,7 ГПа. У

режимі температур 200 – 400 °C знаходиться від 29,8 до 32,2 ГПа. Така ситуація обумовлена, перш за все, що при температурах до 200 °C відбувається втрата фізично зв'язаної води, яка призводить до утворення мікротріщин і зменшення щільності породи, а в діапазоні 400 – 800 °C розпочинаються процеси термічного розкладу мінералів, таких як кварц і польові шпати, що призводить до формування макротріщин і суттєвого ослаблення структури. Аналогічна тенденція і зазначена в роботах [35], [36], результати яких вказують на зниження міцності пісковика на розрив з підвищенням температури обробки. Міцність на розрив знижувалася відносно повільно для зразків, оброблених при підвищенні температури від 20 до 500 °C, – з 8,20 МПа при 20 °C до 6,62 МПа при 500 °C. Під час обробки до температури, що перевищує 500 °C, міцність зразків на розрив різко знизилася, приблизно на 22,96% від середнього значення 500 °C при 600 °C.

Авторами роботи [37] встановлено, що пікова міцність і модуль пружності мармуру коливаються за температури від нормальної до 400 °C і поступово зменшуються за температури понад 400 °C. З підвищенням температури пікова міцність і модуль пружності вапняку демонструють тенденцію до зниження від нормальної температури до 200 °C. У діапазоні від 200 до 600 °C різко зменшуються за температури понад 600 °C. Пікова міцність пісковикау демонструє тенденцію до зниження за незначної зміни модуля пружності за нормальної температури до 200 °C і від 200 до 600 °C зростає за незначної зміни модуля пружності. Пікова міцність та модуль пружності швидко зменшуються за температури понад 600 °C. Пікова деформація вапняку мало змінюється за нормальної температури до 600 °C, однак швидко зростає за температури понад 600 °C, а для мармуру і пісковикау вона зменшується при підвищенні температури від нормальної до 200 °C, швидко зростає за температури понад 200 °C. Це явище обумовлено кількома факторами: по-перше, термічне розширення мінералів веде до збільшення внутрішніх напружень, що може неоднорідно впливати на структуру гірської породи; по-друге, за високих

температур відбувається деградація зв'язків між мінеральними зернами, що призводить до утворення мікро- та макротріщин, знижуючи цілісність.

Під час дослідження фізичних властивостей карбонатних порід встановлено, що за підвищення температури до 150 °C міцність порід зростає через дегідратацію, але за подальшого нагрівання до 300 °C і вище міцність знижується внаслідок термічного розширення та утворення мікротріщин [38]. У роботі [39] проаналізовано вплив температури на зміни основних геомеханічних параметрів вибраних порід, підданих стиску у випробувальній машині. До цих параметрів належать міцність на стиск і модуль Юнга. Зміни значень міцності на стиск і пружності представлені у вигляді повних напружено-деформованих характеристик. Зазначено, що зміни міцнісних характеристик гірських порід від температури залежить від їхнього мінерального складу, пористості, щільності тощо. У кристалічних і осадових породах підвищення температури до 400 °C зазвичай спричиняє тимчасове зміцнення породи. Однак за вищих температур міцність гірських порід різко знижується. Для карбонатних осадових порід зменшення міцності спостерігається вже на початку процесу нагрівання. Найважливіші процеси, що змінюють міцнісні властивості гірських порід, відбуваються в діапазоні температур 400 – 600 °C. У цьому інтервалі через теплове розширення, розкладання мінералів, дегідратацію, дегідроксилювання та підвищення теплових напружень відбуваються зміни внутрішньої структури порід. Це призводить до зменшення значень геомеханічних параметрів, таких як міцність на одновісний стиск і модуль Юнга.

Необхідно зазначити, що міцність гірської породи зменшується з підвищенням температури, що підтверджено в роботі [40]. У випадку з гранітом зниження міцності на 80% помітно простежується за підвищення температури від 20 до 1000 °C. До температури 400 °C міцність на стиск падає плавно. В діапазоні температур спостерігається раптова втрата міцності від 400 до 600 °C. Ймовірно, це пов'язано з фазою переходу кварцу при 573 °C.

При цьому в дослідженнях зразків пісковика нагрітих до температури 1100 °C зазначено, що міцність зразків при 400 °C збільшується майже на 100%, а

потім зменшується від 121 до 26 МПа [41].

Подальше підвищення температури до максимального значення змінює тенденцію до зростання. Для максимально отриманої температури 1100 °С міцність зразків на одновісний стиск становить лише 40% від значення, отриманого для зразка, випробуваного за кімнатної температури.

При дослідженні нагрівання аргіліту до температури 400 °С міцність на стиск збільшується з 90 до 252 МПа [42]. Автори пояснюють це явище випаровуванням води та виділенням газів, які містяться у внутрішній структурі аргіліту. Ці процеси зменшують ковзання між частинками, що сприяє підвищенню міцності гірської породи. Подібні результати було отримано в дослідженнях [43]. Однак за температур, вищих за 400 °С, міцність аргіліту знижується, демонструючи тенденцію до від'ємної експоненціальної залежності, сягаючи значення 70 МПа. У роботі [44] під час дослідження глинистих та піщаних сланців, нагрітих до температури 1000 °С, зафіксовано збільшення їх міцності. Це явище автори пов'язують із втратою маси, зокрема через дегідратацію та декарбоксилювання.

У випадку з вапняком, нагрітим до 800 °С, значні втрати міцності спостерігаються вже за температур близько 100 °С, де міцність зменшується на 26%. Подальший нагрів вапняку до 700 °С не спричинив значних змін у його міцності [45].

У дослідженнях [46] також зазначено, що підвищення температури впливає на міцність та проникність пісковика. Результати показують, що зі збільшенням температури до 200 °С міцність пісковика зростає, що пояснюється дегідратацією глинистих мінералів та ущільненням породи. Однак за подальшого підвищення температури до 400 °С і вище міцність знижується через утворення мікротріщин та деградацію структури.

У роботі [47] дослідженні зразки пісковиків продемонстрували збільшення залишкових деформацій порівняно з показниками, отриманими в сухо-повітряному стані, за температур близько 700 – 800 °С. Вище цього температурного діапазону величина залишкових деформацій мала тенденцію до

подальшого зростання при нагріванні до температури 1200 °С. Це свідчить про складний характер змін у структурі пісковиків під впливом високих температур, що зумовлено мінералогічними і текстурними особливостями породи, а також процесами термічного розширення, дегідратації та реорганізації внутрішньої структури.

Аналіз вище проведених наукових робіт вказує, що механічні властивості гірського масиву є непрогнозованими, і для конкретних гірничо-геологічних умов необхідно проводити низку досліджень, спрямованих на ідентифікацію специфічних властивостей порід, їхніх структурних особливостей, а також реакцію на різні види навантажень та впливи зовнішнього середовища. Для розуміння загальної картини зміни фізичних властивостей гірського масиву під час підземної газифікації вугілля було проведено дослідження зі зміни міцнісних характеристик гірського масиву під дією температури залежно від зони хімічних реакцій з подальшою оцінкою якісних змін і фазових перетворень.

Відповідно до п. 2.3, де аналізуються параметри розподілу температурного поля на контактній площині між вугільним пластом і породами покрівлі та з урахуванням розробленої методики для визначення температурного поля в гірському масиві, було проведено дослідження. Вони спрямовані на вивчення зміни міцнісних характеристик гірського масиву під впливом температури, що особливо актуально під час газифікації вугілля. Водночас враховувалися дані наукових робіт, які досліджують розподіл температур у гірському масиві в умовах газифікації [23] – [25], [48]. Дослідження базуються на взаємозв'язку між теоретичними та практичними результатами розподілу температурних полів у гірському масиві з подальшим визначенням зміни міцнісних характеристик гірського масиву під дією температури. Температурний діапазон дослідження – 22 – 600 °С.

На сьогодні найпростішим і одним із найпоширеніших методів оцінки міцності гірської породи є дослідження шляхом одновісного стиску. Цей метод широко використовується завдяки простоті його реалізації, доступності

обладнання та можливості отримання базових механічних характеристик матеріалу. Під час одновісного стиску зразок гірської породи піддається навантаженню вздовж однієї осі до моменту руйнування, що дає змогу визначити його межу міцності, модуль пружності, а також характер деформацій і руйнування.

Метод одновісного стиску має низку важливих переваг. По-перше, він дає змогу швидко та з високою точністю оцінити основні характеристики міцності порід. По-друге, дослідження за цим методом можуть проводитися як у лабораторних умовах із використанням стандартних зразків, так і безпосередньо в польових умовах, що робить його універсальним. Крім того, результати випробувань можуть бути використані як базові дані для прогнозування поведінки порід у природних або технологічних умовах. Однак слід враховувати, що метод одновісного стиску має й певні обмеження. Він не відображає складного напружено-деформованого стану гірських масивів, які в природних умовах зазнають впливу багатовісних напружень. Крім того, при дослідженні тріщинуватих або шаруватих порід результати можуть бути менш репрезентативними через анізотропність їхніх властивостей.

Базою для досліджень слугували відібрані проби гірської породи безпосередньої покрівлі шахти «Межирічанська» ДП «Львіввугілля» та шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля», оскільки в основному ця покрівля на більшості шахт даних структурних підрозділів представлена алевролітами (80%). Решта відповідно аргіліти (10%) та пісковики (10%).

Згідно з даними гірничо-геологічної характеристики 201 бортового штреку шахти «Межирічанська» пласта n_7 алевроліт є темно-сірого кольору, слюдистий горизонтально, шаруватий, щільний. Частково перешаровується з пісковиком. По нашаруванню має залишки обвугленої флори та включення піриту. Потужність шару алевроліту коливається в діапазоні від 3,5 до 7,75 м. Безпосередня покрівля, представлена алевролітом, вважається середньостійкою категорії Б₄. Основна покрівля здебільшого також представлена алевролітом і вважається середньо-обвалювальною А₂. Водночас необхідно зазначити, що в

гірничо-геологічних умовах шахти «Межирічанська» безпосередня підшошва пласта n_7 представлена на 64% алевролітом та 36% аргілітом.

Згідно з даними гірничо-геологічної характеристики шахти ім. Героїв Космосу в основній покрівлі вугільного пласта c_9 залягають переважно алевроліти (50%), аргіліти (35%), рідше – пісковики (10%) та аргіліти вуглисті (5%). Вугілля пласта напівматове, тонкосмугове, міцне, тріщинувате, фюзенізоване по нашаруванню. Коефіцієнт міцності $f = 3,0 - 3,5$. Ускладнюючими факторами відпрацювання вугільного пласта є зони непружних деформацій навколо контурів підготовчих виробок, що сформувалися за час після їх проведення, в межах яких можливі раптові обвалення порід покрівлі (ширина зон з досвіду робіт сягає 6 – 8 м), де породи досить нестійкі, зі значно зниженими властивостями міцності і несучої здатності; низькі міцнісні характеристики порід безпосередньої підшошви вугільного пласта, які представлені аргілітами та алевролітами, схильних до інтенсивного здимання та розмокання у воді з повною втратою несучої здатності. Методику дослідження міцності відібраних проб гірської породи залежно від впливу температури детально розкрито в п. 2.3.

Проведеними дослідженнями встановлено зміни об'ємної ваги порід до та після нагріву (див. Додаток А). Аналіз зазначених результатів вказує, що середня маса досліджуваних зразків до нагріву становила 319,3 – 332,1 г ($\gamma = 2554,4 - 2656,8 \text{ кг/м}^3$). При нагріві зразків у температурному режимі 200 °С, маса зразків зменшилася до 317,5 – 329,8 г ($\gamma = 2540,8 - 2638,4 \text{ кг/м}^3$). При нагріві 400 °С маса зразків знизилася на 0,04 – 0,9% від попередньої ($\gamma = 2329,6 - 2542,4 \text{ кг/м}^3$). При 600 °С маса досліджуваних зразків до нагріву становила 322,0 – 335,1 г ($\gamma = 2576,1 - 2680,0 \text{ кг/м}^3$), після маса зменшилася на 30,6 – 53,2 г. У температурному режимі 800 °С різниця мас склала 34,6 – 64,6 г. Явища зменшення маси пов'язано з дегідратацією та декарбоксилюванням під дією температур, що відбуваються через випаровування води та виділення вуглецю з мінеральних компонентів у зразках породи, що підтверджено також у дослідженнях [44], [45]. Зміна маси породи за таких умов є індикатором

структурних змін у матеріалі, що може впливати на його механічні властивості та стійкість. Тому подальшими дослідженнями було визначено міцність порід на одновісний стиск залежно від температурного режиму. Результати досліджень міцності зразків гірської породи наведено на рис. 4.17 і 4.18.

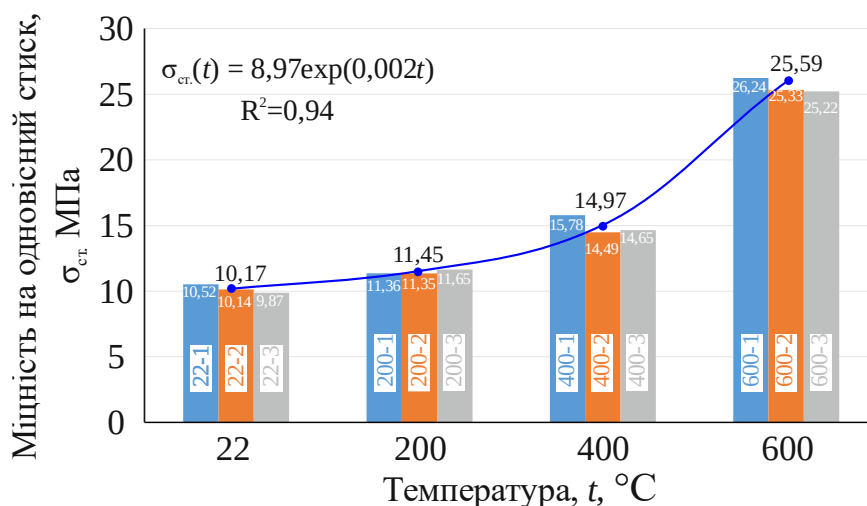


Рисунок 4.17 – Залежність зміни міцності зразків гірської породи шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» на одновісний стиск від температури

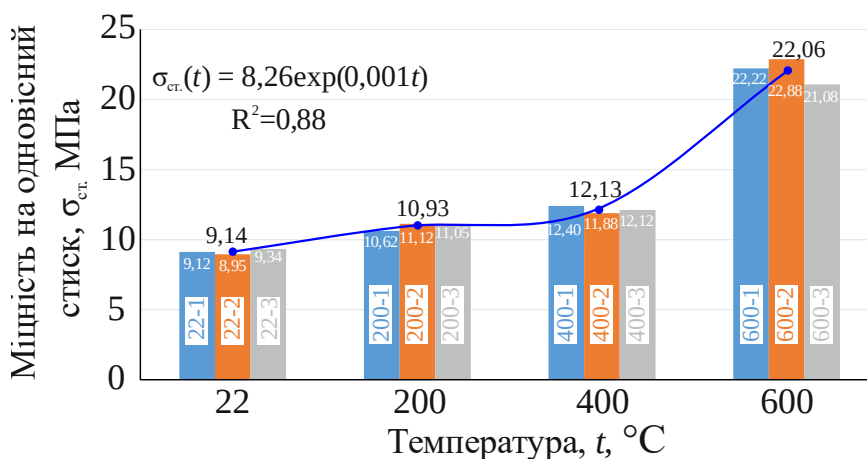


Рисунок 4.18 – Залежність зміни міцності зразків гірської породи шахти «Межирічанська» ДП «Львіввугілля» на одновісний стиск від температури

Аналіз наведених результатів на рис. 4.17 і 4.18 вказує на експоненціальне зростання міцності порід з підвищенням температури. Під впливом температури

у 600 °С міцність на одновісний стиск зростає в середньому у 2,41 – 2,52 раза порівняно з температурою 22 °С. За подальшого підвищення температурного режиму до 800 °С міцність породних зразків різко почала зменшуватися і була зафіксована на рівні 10,52 – 11,22 МПа з різницею від початкового в 1,05 – 1,38 МПа. Необхідно зазначити, що під час проведення досліджень у чотирьох із шести породних зразків було зафіксовано утворення тріщин уздовж нашарувань порід. Це явище стало перешкодою для точного вимірювання фізико-механічних властивостей гірської породи у досліджуваних умовах. Візуалізацію картини тріщиноутворення наведено на рис. 4.19.

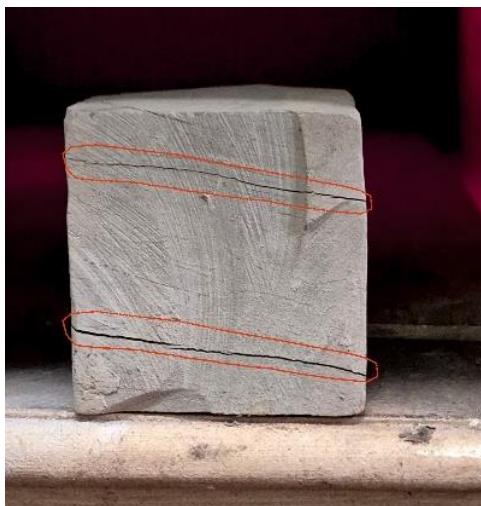


Рисунок 4.19 – Візуалізація зон тріщиноутворення
у пробах гірської породи за температури 800 °С

Тріщиноутворення свідчить про високий рівень внутрішніх напружень у породах під впливом дегідратації мінералів та порушенням міжкристалічних зв'язків. Це також свідчить про різну чутливість мінерального складу порід до температурного впливу, а також наявність температурних порогів, після яких міцнісні властивості гірської породи починають знижуватися. Тому додатково було проведено рентгеноструктурні дослідження. Рентгеноструктурні дослідження проводилися для проб гірської породи, що піддавалася впливу температури від 22 до 600 °С. Цей діапазон відповідав дослідженням розподілу температури в породах покрівлі, отриманих у розділі 3. За всіма пробами

розраховувалися розміри елементарної комірки найбільш присутніх мінералів і щільність дислокацій по кристалографічних площинах. Приклад отриманих результатів рентгенівських дифрактограм проб гірської породи залежно від впливу температури наведено на рис. 4.20 і 4.21.

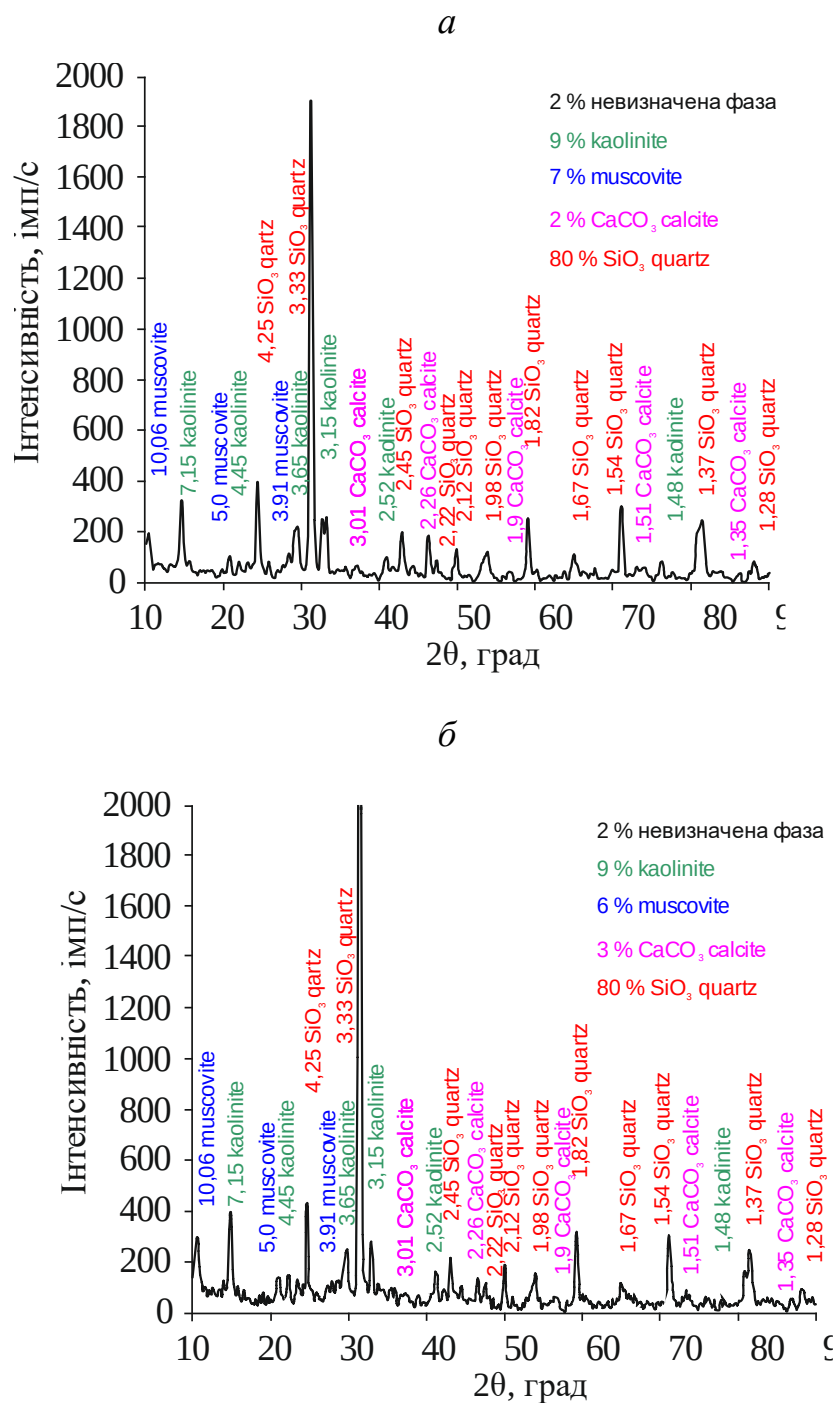


Рисунок 4.20 – Рентгенівські дифрактограми проб гірської породи:

a – 22 °C; *б* – 200 °C

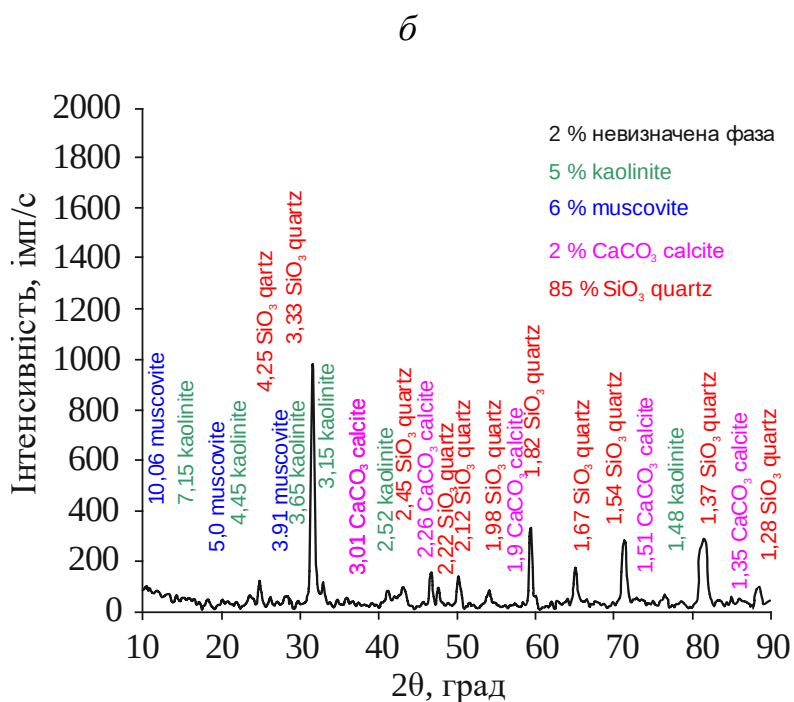
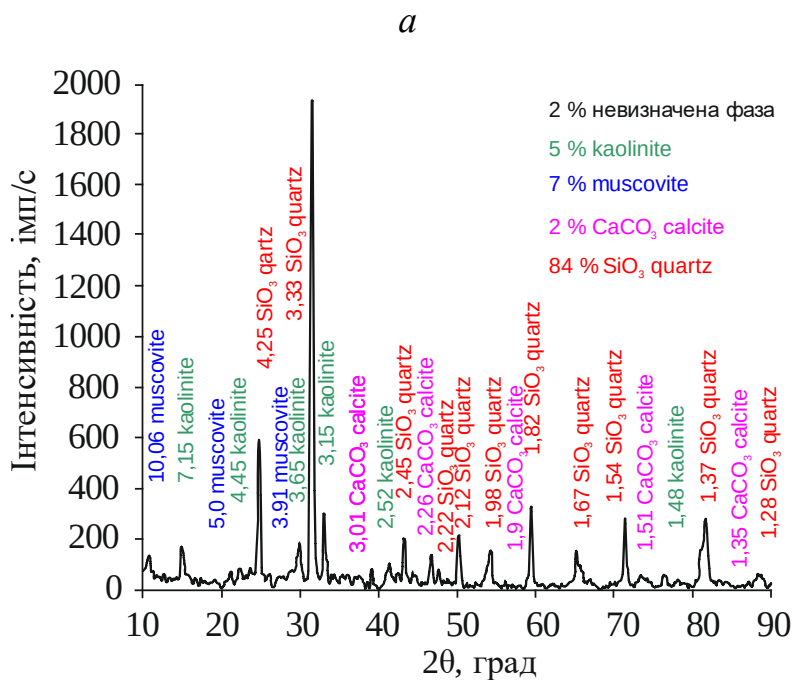


Рисунок 4.21 – Рентгенівські дифрактограми проб гірської породи:

a – 400 °C; *б* – 600 °C

Результати проведених досліджень вказують, що за температури 22 °C найбільш розповсюдженим оксидом в аргіліті є SiO_3 (кварц – 80%). Наступним є каолінит (9%) і мусковіт (7%). Надалі з підвищенням температури аж до значень 550 °C вміст кварцу закономірно та послідовно збільшується, а вміст каоліну зменшується. З урахуванням розміру окремих зерен кварцу і каолініту цей факт

неможливо пояснити ефектом наявності зростків цих мінералів. В свою чергу це свідчить про наявну значну варіативність параметрів їхньої тонкої кристалічної структури, яка впливає на їхні міцнісні властивості. Після чого за даними рентгеноструктурного дослідження за всіма пробами були розраховані розміри елементарної комірки кристалічної ґратки кварцу і щільність дислокацій по кристалографічних площинах 110 і 220 (D_{110} і D_{220}), а також щільність дислокацій кристалічної ґратки каолініту по кристалографічних площинах 001 і 121 (D_{001} і D_{121}).

Результати досліджень розміру параметра « a » і « c » елементарної комірки кристалічної ґратки кварцу за всіма відібраними пробами наведено на рис. 4.22.

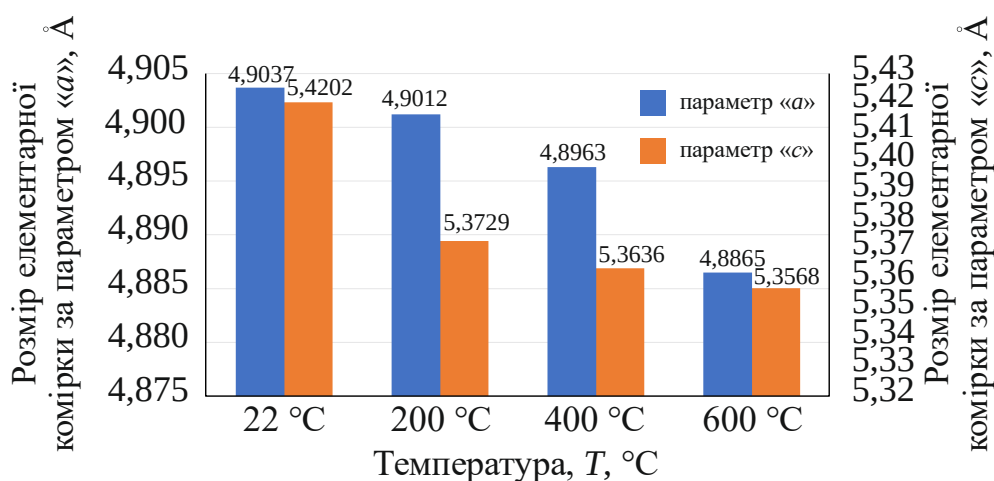


Рисунок 4.22 – Розмір елементарної комірки за параметром « a » і « c » кристалічної ґратки кварцу до та після температурного впливу

На рис. 4.22 явно видно майже відсутній ріст параметра « a » елементарної комірки кристалічної ґратки кварцу. Але співставлення розмірів цього параметра за пробами вказує, що у всіх випадках його розмір дещо зменшується з підвищенням температури з 4,9 до 4,89. Аналогічна картина спостерігається і при дослідженні розмірів елементарної комірки за параметром « c » кристалічної ґратки кварцу з 5,42 до 5,37. Проведені дослідження розмірів елементарної комірки (параметрів « a » і « c ») кристалічної ґратки кварцу з кожної проби

гірської породи до і після температурного впливу дали змогу встановити явище їх зменшення.

Результати досліджень розміру кристалітів кварцу по кристалографічних площинах 110 і 220, каолініту по кристалографічних площинах 001 і 121 і загальний розмір кристалітів до та після температурного впливу в пробах гірської породи наведено на рис. 4.23.

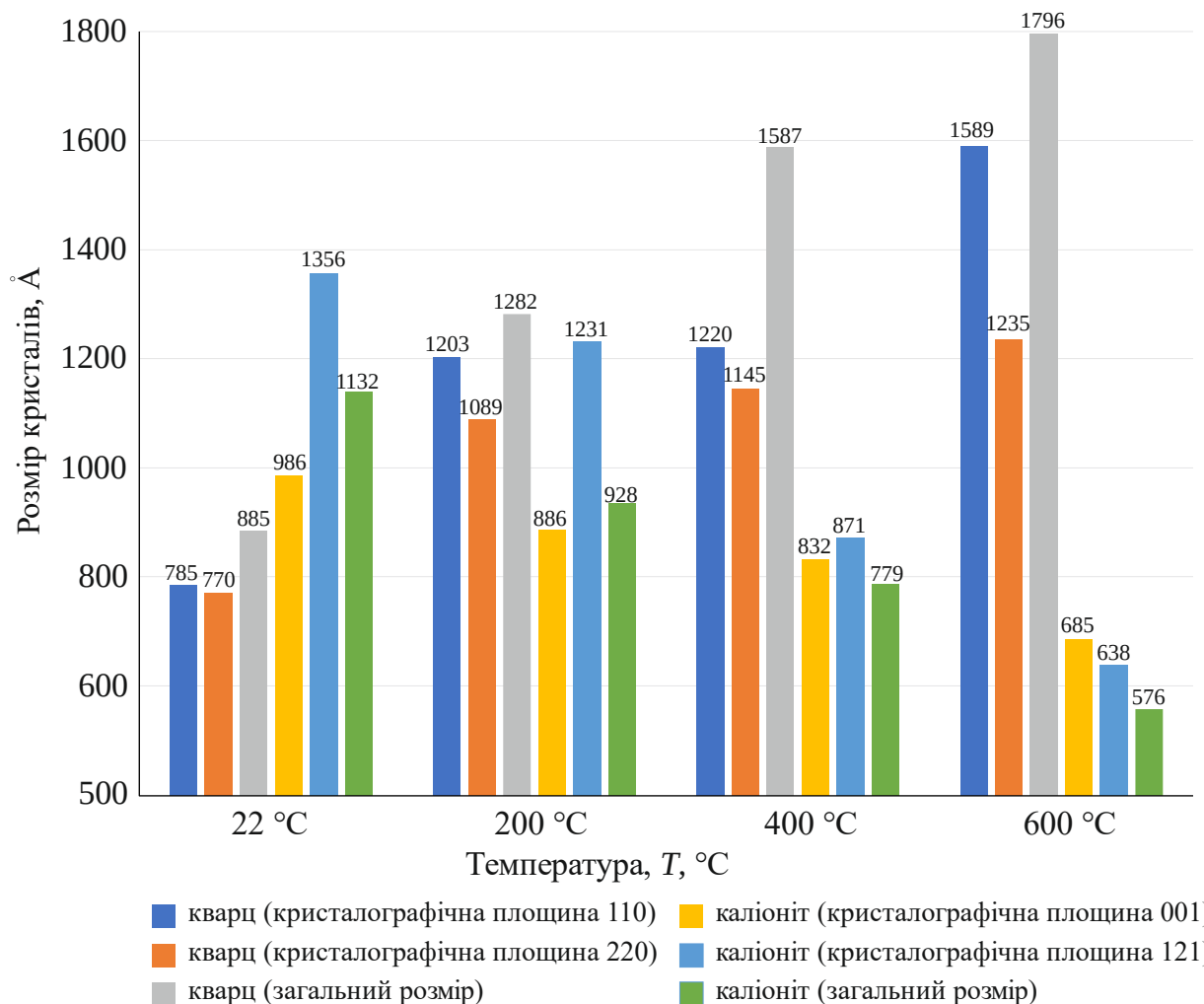


Рисунок 4.23 – Розмір кристалітів кварцу по кристалографічних площинах 110 і 220, каолініту по кристалографічних площинах 001 і 121 і загальний розмір кристалітів до та після температурного впливу

По кристалографічних площинах 110 і 220 спостерігається збільшення розмірів кристалітів між кварцями до та після впливу температури (785 → 1589 Å; 770 → 1235 Å). За кристалографічними площинами 001 і 121 спостерігається

зменшення розмірів кристалітів між каолінітами до та після впливу температури ($986 \rightarrow 685 \text{ \AA}$; $1356 \rightarrow 638 \text{ \AA}$). Отже, до і після впливу температури загальна анізотропія будови кристалічної ґратки кварцу суттєво зменшується. Аналіз наведених даних рентгеноструктурних досліджень наочно показує послідовне і закономірне збільшення кристалітів кварцу ($885 \rightarrow 1796 \text{ \AA}$) та зменшення кристалітів каолініту ($1132 \rightarrow 576 \text{ \AA}$). Також у результаті досліджень фіксується зменшення наявних мікронапружень кристалічної ґратки кварцу та збільшення мікронапружень кристалічної ґратки каолініту (див. рис. 4.24).

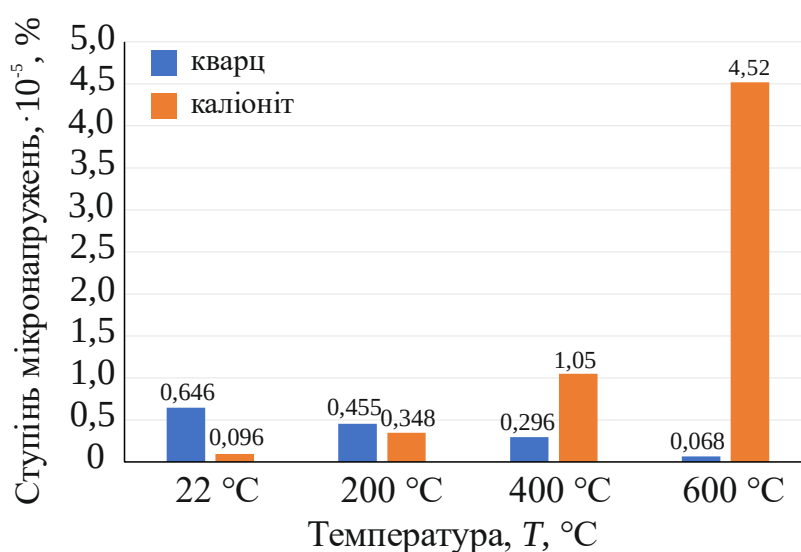


Рисунок 4.24 – Дані щодо ступеню мікронапружень кристалічної ґратки кварцу та каолініту

Зменшення мікронапружень у кристалічній ґратці кварцу призводить до підвищення його міцності та стійкості до механічних впливів. Водночас збільшення мікронапружень у каолініті робить цей мінерал більш сприйнятливим до механічних пошкоджень, зокрема до утворення тріщин у ньому. Аналогічна картина щодо зменшення щільності дислокацій у кристалічній ґратці кварцу по кристалографічних площинах 110 і 220 та збільшення щільності дислокацій у кристалічній ґратці каолініту по кристалографічних площинах 001 і 121 (рис. 4.25).

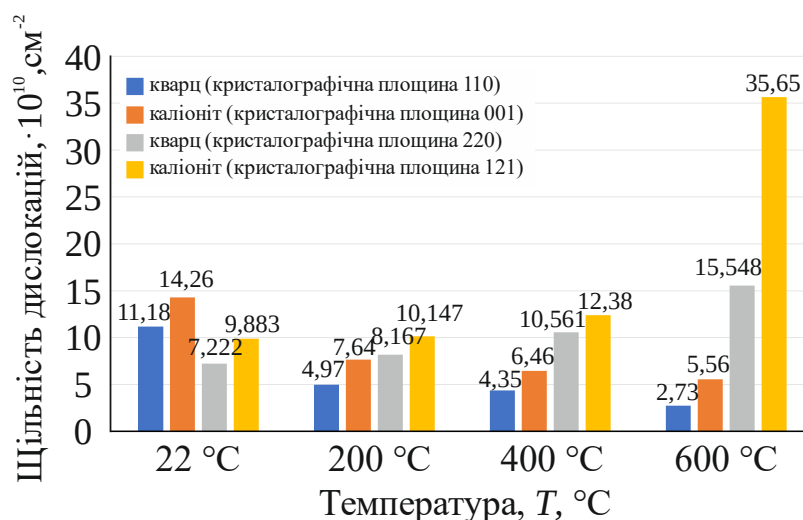


Рисунок 4.25 – Щільність дислокацій у кристалічній ґратці кварцу і каолініту відповідно по кристалографічних площинах 110 і 220 та 001 і 121

Аналіз наведених даних на рис. 4.25 вказує, що по кристалографічному напрямку 110 максимальний градієнт щільності дислокацій у кристалічній ґратці кварцу дорівнює $11,18 \cdot 10^{10} \text{ см}^{-2}$ за температури 22°C , а вже за температури у 600°C становить $3,42 \cdot 10^{10} \text{ см}^{-2}$. Аналогічна ситуація щодо зменшення щільності дислокацій спостерігається і по кристалографічному напрямку 220 ($14,26 \cdot 10^{10} \rightarrow 5,99 \cdot 10^{10} \text{ см}^{-2}$). Водночас за температури 22°C по кристалографічному напрямку 001 щільність дислокацій каолініту становить $7,64 \cdot 10^{10} \text{ см}^{-2}$. За подальшого підвищення температури щільність дислокацій каолініту зростає і становить $16,01 \cdot 10^{10} \text{ см}^{-2}$. Така ж сама картина спостерігається по кристалографічному напрямку 121 ($9,44 \cdot 10^{10} \rightarrow 46,04 \cdot 10^{10} \text{ см}^{-2}$). Отже, зменшення щільності дислокацій у кварці та збільшення дислокацій у каолініті сприяє різним структурним та функціональним змінам у цих мінералах. Для кварцу зниження щільності дислокацій покращує його механічну міцність. Тому вплив температури знижує ймовірність внутрішніх напружень, що призводять до виникнення тріщин. З іншого боку, збільшення щільності дислокацій у каолініту може зменшити його структурну цілісність, але одночасно підвищує пластичність. Враховуючи ці аспекти, можна зрозуміти як зміни в дислокаціях впливають на властивості мінералів, що складають гірський масив, та як можуть змінюватися його фізико-механічні властивості залежності від таких змін. Різні

рівні дислокацій в мінералах можуть суттєво впливати на загальну структурну стійкість масиву, його здатність витримувати навантаження під впливом температурного поля підземного газогенератора. Отримані дані щодо зміни міцнісних характеристик гірського масиву були використані як основа для побудови детальної фізичної моделі гірського масиву, згідно з п. 5.4 цієї роботи.

4.5 Висновки за розділом 4

Ефективність процесу підземної газифікації визначається кінетичними і термодинамічними факторами, де кінетика впливає на швидкість хімічних реакцій у підземному газогенераторі, включно зі швидкістю реакції між дуттьовими сумішами і вуглецем для утворення висококалорійного генераторного газу. Водночас термодинамічні фактори визначають стан рівноваги системи підземного газогенератора, включно з умовами, за яких рівновага досягається при достатній температурі, тиску та концентрації компонентів у генераторному газі. Все вищезазначене визначає енергетичну ефективність процесу газифікації, що дає змогу оптимізувати умови експлуатації підземного газогенератора з максимальним підвищенням виходу горючих газів.

Перехід між окислювальною і відновлювальною зонами підземного газогенератора є критичною фазою у процесі підземної газифікації, оскільки саме тут відбувається інтенсивний теплообмін, що впливає на структуру гірського масиву. Зазвичай у відрізьку 9 – 11 м вогневого вибою спостерігається максимальний тепловий вплив, що не лише сприяє хімічним реакціям газифікації, але й може призвести до термічного руйнування порід. Розуміння цих процесів важливе для розробки методів контролю та оптимізації умов газифікації, а також для підвищення стійкості роботи підземних газогенераторів.

Довжина окислювальної зони підземного газогенератора $l_{ок.з.}$, яка має стабільну тенденцію до зростання за експоненціальними залежностями, сягає свого критичного значення у 10,12 - 10,45 м, що свідчить про вихід процесу газифікації за межу ефективності від часу газифікації вугільного пласта t та

його потужності m . Це дає змогу спрогнозувати параметри просування фронту вогневого вибою для забезпечення стабільної й ефективної роботи підземного газогенератора при керуванні параметрами обвалення порід покрівлі вугільного пласта.

Тиск подачі дуттьової суміші P при газифікації вугільних пластів потужністю від 0,6 до 1,2 м описується експоненціальною залежністю від площі вигазованого простору S , параметри формування якої обумовлені тривалістю процесу газифікації t та швидкостями просування вогневого вибою в окислювальній та відновній зонах підземного газогенератора. Це дає змогу визначити ефективні режими подачі дуттьової суміші для оптимізації енергетичних витрат на її подачу.

Міцність порід гірського масиву під впливом температури, що відповідає зонам хімічних реакцій за довжиною вогневого вибою описується експоненціальною залежністю. У результаті проведених досліджень встановлено, що міцність порід гірського масиву за температурного режиму 600 °C підвищується порівняно з природніми умовами майже в 2,41 – 2,52 рази і становить 22,06 – 25,59 МПа.

Встановлено, що найбільш розповсюдженим оксидом у досліджуваних зразках гірської породи є SiO_2 (кварц – 80%), каолінит (9%) і мусковіт (7%). Надалі з підвищенням температури вміст кварцу закономірно і послідовно збільшується, а вміст каоліну зменшується.

Визначено закономірності щодо зменшення щільності дислокацій у кварці та збільшення дислокацій у каолініті, що зумовлюють структурні та функціональні зміни порід гірського масиву. Встановлено, що зниження щільності дислокацій кварцу покращує його механічну міцність. Тому вплив температури знижує ймовірність внутрішніх напружень, що призводять до виникнення тріщин.

Список використаних джерел за розділом 4

1. Yuan, S., Jiao, W., Wang, C., Wu, S., & Jiang, Q. (2024). Simulation of underground coal-gasification process using aspen plus. *Energies*, 17(7), 1619. <https://doi.org/10.3390/en17071619>
2. Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Перерва, А.Ю., & Демидов, М.С. (2023). Аспекти технології утилізації техногенної території вугільних підприємств. *Збірник наукових праць НГУ*, (74), 19-32. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/74.019>
3. Bockhorn, H. (2018). Gasification kinetics. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 213-252. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00007-4>
4. Інкін, О.В., Кобець, А.С., Пугач, А.М., & Деревягіна, Н.І. (2020). Обґрунтування геотехнологічних параметрів і схем використання природно-техногенних родовищ Донбасу. *Геотехнічна механіка*, (151), 203-214. <https://doi.org/10.15407/geotm2020.151.203>
5. Su, F., Hamanaka, A., Itakura, K., Deguchi, G., Sato, K., & Kodama, J. (2016). 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>
6. 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>
7. 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>
8. 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>

9. Su, F., Zhang, T., Wu, J., Deng, Q., Hamanaka, A., Yu, Y., Dai, M., He, X., & Yang, J. (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>
10. 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>
11. Khan, M., Mmbaga, J., Shirazi, A., Trivedi, J., Liu, Q., & Gupta, R. (2015). Modelling underground coal gasification – A review. *Energies*, 8(11), 12603-12668. <https://doi.org/10.3390/en81112331>
12. 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>
13. Chatterjee, D. (2017). Computational studies for underground coal gasification (UCG) process. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 76, 012008. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/76/1/012008>
14. Yang, D., Koukouzas, N., Green, M., & Sheng, Y. (2016). Recent development on underground coal gasification and subsequent CO₂ storage. *Journal of the Energy Institute*, 89(4), 469-484. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.05.004>
15. Perkins, G., & Sahajwalla, V. (2008). Steady-state model for estimating gas production from underground coal gasification. *Energy & Fuels*, 22(6), 3902-3914. <https://doi.org/10.1021/ef8001444>
16. Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Табаченко, М.М., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2015). До питання підвищення концентрації газу метану та варіація складом синтез-газу при підземній газифікації вугілля. У Матеріалах міжнародної конференції «Український гірничий форум» (с. 48-57). Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет.
17. Орлова, В.М. (2005). Інтенсифікація процесу газифікації малометаморфізованого вугілля України з використанням металургійних

шлаків. Автореф. дис. на здобуття наук. ступеня кандидата техн. наук. Спец.: 05.17.07. Харків: Український державний хіміко-технологічний університет, 18 с.

18. 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>

19. Максимов, М.В., Демиденко, В.Е., Бутенко, О.В., & Брунеткін, О.І. (2020). Модель піролізу органічних речовин змінного складу. *Інтегровані технології та енергозбереження*, (3), 12-24.

20. Брик, Д., Подольський, М., Хоха, Ю., Любчак, О., Кульчицька-Жигайло, Л., & Гвоздевич, О. (2021). Некондиційні вуглецевмісні горючі копалини та способи їхнього термохімічного перероблення. *Геологія і геохімія горючих копалин*, (1-2), 183-184.

21. Porada, S., Czerski, G., Dziok, T., Grzywacz, P., & Makowska, D. (2015). Kinetics of steam gasification of bituminous coals in terms of their use for underground coal gasification. *Fuel Processing Technology*, 130, 282-291. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2014.10.015>

22. Stańczyk, K., Howaniec, N., Smoliński, A., Świądrowski, J., Kapusta, K., Wiatowski, M., Grabowski, J., & 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>

23. 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.

24. 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

25. Pershad, S., Pistorius, J., & van der Riet, M. (2018). Majuba underground coal gasification project. *Underground Coal Gasification and Combustion*, 469-502. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-100313-8.00014-1>
26. Saik, P.B., Falshtynskiy, V.S., Lozynskiy, V.H., Cabana, E., Demydov, M., & Dychkovskiy, R. (2020). Efficiency of underground gas generator in consideration of the reverse mode. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 39-46. <https://doi.org/nvngu/2020-4/039>
27. Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Фальштинський В.С., & Демидов, М.С. (2017). До питання дослідження процесу газифікації вугілля. *Вісник Донецького гірничого інституту*, 2(41), 94-101. <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/151217>
28. Saik, P.B., Falshtynskiy, V.S., Dychkovskiy, R.O., & Lozynskiy, V.G. (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>
29. Mishra, A., Gautam, S., & Sharma, T. (2018). Effect of operating parameters on coal gasification. *International Journal of Coal Science & Technology*, 5(2), 113-125. <https://doi.org/10.1007/s40789-018-0196-3>
30. Żogała, A. (2021). Equilibrium simulations of coal gasification – factors affecting syngas composition. *Journal of Sustainable Mining*, 13(2). <https://doi.org/10.46873/2300-3960.1265>
31. Дичковський, Р.О. (2015). Формування двошарової штучно створеної оболонки георектора при свердловинній підземній газифікації вугілля. *Науковий вісник НГУ*, (5), 37-42.
32. Kadirov, V.R., Nurboboev, Y.T., Umirzoqov, A.A., Muhammadiyev Elbek (2022). Rock displacement at underground coal gasification. *International Journal on Human Computing Studies*, 1(4), 72-82.
33. Дичковський, Р.О. (2015). Встановлення кроку посадки порід при свердловинній підземній газифікації вугілля. *Науковий вісник НГУ*, (6), 30-36.
34. Luo, J., & 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>

35. Feng, G., Wang, X., Kang, Y., Luo, S., & Hu, Y. (2019). Effects of temperature on the relationship between mode-I fracture toughness and tensile strength of rock. *Applied Sciences*, 9(7), 1326. <https://doi.org/10.3390/app9071326>
36. Talukdar, M., Guha Roy, D., & Singh, T.N. (2018). Correlating mode-I fracture toughness and mechanical properties of heat-treated crystalline rocks. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 10(1), 91-101. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2017.09.009>
37. Zhang, L., Mao, X., & Lu, A. (2009). Experimental study on the mechanical properties of rocks at high temperature. *Science in China Series E: Technological Sciences*, 52(3), 641-646. <https://doi.org/10.1007/s11431-009-0063-y>
38. Yavuz, H., Demirdag, S., & Caran, S. (2010). Thermal effect on the physical properties of carbonate rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 47(1), 94-103. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2009.09.014>
39. Sygła, A., Bukowska, M., & Janoszek, T. (2021). High temperature versus geomechanical parameters of selected rocks – the present state of research. *Journal of Sustainable Mining*, 12(4). <https://doi.org/10.46873/2300-3960.1291>
40. Chen, Y.-L., Ni, J., Shao, W., & Azzam, R. (2012). Experimental study on the influence of temperature on the mechanical properties of granite under uni-axial compression and fatigue loading. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 56, 62-66. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2012.07.026>
41. Korzeniowski, W., & Skrzypkowski, K. (2012). Investigations of changes of selected geo-mechanical properties of rocks under the influence of temperature up to 1100 °C in the aspect of potential underground coal gasification process. *Przegląd Gorniczy*, (68), 44-53.
42. Zhang, L., Mao, X., Liu, R., Guo, X., & Ma, D. (2013). The mechanical properties of mudstone at high temperatures: an experimental study. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 47(4), 1479-1484. <https://doi.org/10.1007/s00603-013-0435-2>
43. Zhang, L., Mao, X., & Lu, A. (2009). Experimental study on the mechanical properties of rocks at high temperature. *Science in China Series E: Technological Sciences*, 52(3), 641-646. <https://doi.org/10.1007/s11431-009-0063-y>

44. Małkowski, P., Niedbalski, Z., & Hydzik-Wiśniewska, J. (2013). Zmiany właściwości strukturalnych i cieplnych skał poddanych wysokim temperaturom w rejonie projektowanego georeaktora. *Archives of Mining Sciences*, 58(2), 465-480. <https://doi.org/10.2478/amsc-2013-0031>
45. Mao, X., Zhang, L., Li, T., & Liu, H. (2009). Properties of failure mode and thermal damage for limestone at high temperature. *Mining Science and Technology (China)*, 19(3), 290-294. [https://doi.org/10.1016/s1674-5264\(09\)60054-5](https://doi.org/10.1016/s1674-5264(09)60054-5)
46. Guo, J., Lei, Y., Yang, Y., Cheng, P., Wang, Z., & Wu, S. (2023). Effects of high temperature treatments on strength and failure behavior of sandstone under dynamic impact loads. *Sustainability*, 15(1), 794. <https://doi.org/10.3390/su15010794>
47. Bukowska, M., & Sygła, A. (2021). Deformation properties of sedimentary rocks in the process of underground coal gasification. *Journal of Sustainable Mining*, 14(3). <https://doi.org/10.46873/2300-3960.1239>
48. Falshtynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., Lozynskyi, V. (2021). Optimization of energy efficiency of heat recuperator on the basis of underground coal gasification. In *Energy- and resource-saving technologies of developing the raw-material base of mining regions* (pp. 276-293). Petroșani, Romania: UNIVERSITAS Publishing. <https://dx.doi.org/10.31713/m1017>

РОЗДІЛ 5

ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ УТИЛІЗАЦІЇ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ В ТЕХНОГЕННОМУ СЕРЕДОВИЩІ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА

5.1 Загальні положення

Вуглекислий газ є основним парниковим газом і тому його утилізація є критично важливою для мінімізації кліматичних змін [1] – [3]. Його надмірна концентрація в атмосфері, спричинена антропогенними факторами, такими як спалювання викопного палива, промислові процеси та вирубка лісів, є основною причиною глобального потепління [4], [5]. Тому питання ефективної утилізації та скорочення викидів CO_2 є надзвичайно актуальним для досягнення цілей сталого розвитку та збереження екосистем. У процесі підземної газифікації вугілля (ПГВ) утворюються значні обсяги генераторного газу, який містить CO_2 разом із воднем (H_2), метаном (CH_4) та оксидом вуглецю (CO). Генераторний газ є цінним енергетичним ресурсом, який може бути використаний у різних галузях промисловості та енергетики [6], [7]. Однак високий вміст CO_2 у його складі знижує теплотворну здатність газу, що створює необхідність його вилучення або ефективного використання. Таким чином, ефективне керування процесами ПГВ отримання генераторного газу, включно з вилученням та утилізацією CO_2 , може значно підвищити екологічну та економічну ефективність технології. Це сприяє збереженню природних ресурсів та мінімізації впливу на навколишнє середовище, що є важливим завданням сучасної енергетики. Тому розвиток та впровадження технології ПГВ з попутною утилізацією CO_2 має всі шанси зайняти провідне місце в сучасній енергетичній галузі. Такий підхід дає змогу не тільки розв'язувати актуальні екологічні проблеми, пов'язані зі скороченням викидів парникових газів, а й сприяє оптимізації використання природних ресурсів і підвищенню економічної ефективності видобутку та переробки вугілля.

Переваги технології з попутною утилізацією CO_2 можна охарактеризувати

низкою енергетичних, екологічних та економічних факторів. До першого необхідно віднести збільшення теплоти згоряння. Видалення інертного CO_2 з генераторного газу дає змогу зменшити його об'ємну частку та підвищити концентрацію горючих компонентів, таких як водень (H_2), метан (CH_4) та оксид вуглецю (CO). Це безпосередньо підвищує теплоту згоряння газу, роблячи його ефективнішим паливом для промислових та енергетичних установок. До екологічних факторів відноситься зниження викидів парникових газів та підвищення екологічної стійкості. Використання CO_2 у промислових процесах [8] або його геологічне зберігання [9], [10] мінімізують екологічний слід технології підземної газифікації на навколишнє середовище. А за таких умов впровадження даної технології сприяє виконанню міжнародних екологічних зобов'язань, таких як Паризька угода [11]. До економічних факторів відноситься зменшення витрат на сплату податків на викиди вуглецю, що зменшує фінансове навантаження на підприємство. Утилізований CO_2 може бути використаний у хімічній промисловості для виробництва метанолу, добрив, полімерів та інших продуктів, що є джерелом додаткових доходів. Інтеграція утилізації CO_2 в технологію ПГВ підвищує загальну рентабельність завдяки використанню побічних продуктів процесу.

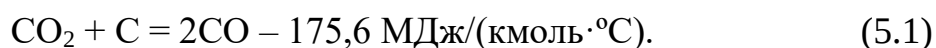
Отже, з аналізу вищенаведеної інформації можна стверджувати, що утилізація CO_2 є актуальним науковим завданням, яке має важливе значення для вирішення глобальних екологічних, енергетичних та економічних викликів. Її впровадження на базі технології ПГВ не лише сприяє зменшенню впливу на клімат шляхом скорочення викидів парникових газів, а й відкриває нові перспективи для розвитку сучасної вугільної галузі України разом із раціональним використанням вугілля, як енергетичної сировини.

Впровадження технології підземної газифікації дає змогу ефективно проводити утилізацію діоксиду вуглецю у двох напрямках. Перший спрямований на утилізацію діоксиду вуглецю у складі дуттьової суміші [12]. Інший напрям утилізації вуглецю передбачає його захоронення шляхом закачування в порожнини гірського масиву навколо підземного газогенератора

[13]. Даний спосіб досить добре зарекомендував при закачуванні CO_2 у виснажені нафтогазові поклади [14], [15]. За першим способом автором роботи проведено низку досліджень, що обґрунтовують параметри утилізації діоксиду вуглецю залежно від отриманого якісного складу горючих генераторних газів із подальшим зазначенням кількісних параметрів його утилізації. Для другого способу було проведено дослідження щодо визначення раціональних місць закачування діоксиду вуглецю в гірський масив навколо підземного газогенератора.

5.2 Хімізм, механізм та етапи взаємодії вуглекислого газу у процесі газифікації вугілля

Утилізація вуглекислого газу (CO_2) під час газифікації вугілля має свої характерні закономірності, які визначаються фізико-хімічними умовами процесу, властивостями вугілля та технологічними параметрами. Глибоке розуміння цих закономірностей є ключовим для підвищення ефективності процесу газифікації. При подачі діоксиду вуглецю (CO_2) в окислювальну зону вогневого вибою підземного газогенератора проходить реакція його взаємодії з вуглецем (C), що описується хімічним рівнянням [16]:

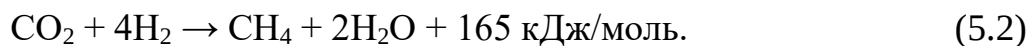


Ця реакція є ендотермічною, тобто для її протікання необхідне постачання теплової енергії. Тепло для реакції забезпечується за рахунок екзотермічних окислювальних процесів, які відбуваються у вогневому вибої підземного газогенератора. У цій реакції CO_2 виконує роль окислювача, взаємодіючи з вуглецем для утворення оксиду вуглецю (CO).

Швидкість реакції та її ефективність значною мірою залежать від загального тиску у вогневому вибої. При зниженні тиску рівновага процесу зміщується в бік утворення більшої кількості продуктів реакції, тобто вправо, що відповідає закону діючих мас. Більш високий тиск, навпаки, може сповільнювати реакцію, оскільки знижує частоту зіткнень між молекулами CO_2 і активною поверхнею вуглецю. Таким чином, керування температурою і тиском у

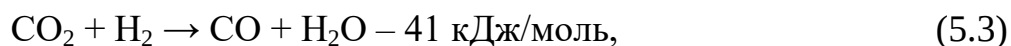
вогневому вибої є ключовими факторами для забезпечення ефективного протікання реакції.

Також, враховуючи, що під час газифікації вугілля одночасно відбуваються як паралельні, так і послідовні хімічні реакції, що призводять до утворення різноманітних компонентів, таких як водень, метан та сірководень, можливими є й інші реакції за участю діоксиду вуглецю [17], зокрема:

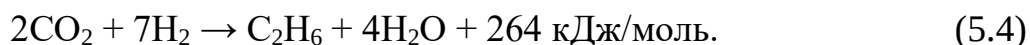


Реакція є екзотермічною і зазвичай відбувається за температур від 200 до 550°C у присутності каталізатора, яким можуть виступати компоненти, що містяться в породі (залізо, нікель, алюміній тощо). Як каталізatori в процесі взаємодії діоксиду вуглецю можуть виступати природні компоненти, що містяться в породі. До таких компонентів належать оксиди заліза (Fe_2O_3 , Fe_3O_4), нікелю (NiO), алюмінію (Al_2O_3), а також інші перехідні метали або їхні сполуки, які демонструють високу каталітичну активність у термохімічних реакціях. Ці природні каталізatori забезпечують зниження енергетичного бар'єру реакції, сприяють підвищенню її швидкості та ефективності, що підтверджується численними дослідженнями, зокрема в роботах [18] – [20].

Крім того, може відбуватися наступна реакція:



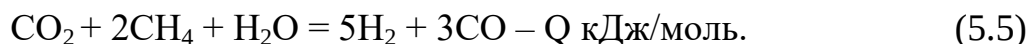
яка є екзотермічною і сприяє утворенню оксиду вуглецю (CO) та водяної пари (H_2O). Крім метану і води в продуктах реакцій газифікації можна знайти вищі насичені вуглеводні. Найстабільнішим із них є етан (C_2H_6), утворення якого відбувається за такою реакцією [21]:



Утворення етану залежить від співвідношення оксиду вуглецю (CO) і водню (H_2) в реакційній зоні. Оптимальний температурний діапазон для утворення етану становить 300 – 450 °C. Утворення етану є початковою стадією формування довших вуглецевих ланцюгів у процесах синтезу вуглеводнів. Наприклад, зростання вуглецевих ланцюгів може продовжуватися з утворенням

пропану (C_3H_8) або бутану (C_4H_{10}), що є важливим, оскільки вищі насичені вуглеводні, такі як етан, пропан і бутан, мають високу теплоту згоряння і можуть бути використані як паливо або сировина для хімічної промисловості.

У присутності водяної пари реакція між діоксидом вуглецю (CO_2) та метаном (CH_4) відбувається за рівнянням:

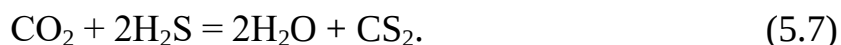


Ця реакція є важливим етапом у процесі синтезу газу, який широко використовується в хімічній промисловості та енергетиці. Вона поєднує елементи сухого реформування метану ($CO_2 + CH_4 \rightarrow 2CO + 2H_2$) та парового реформування метану ($CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$), забезпечуючи раціональне та максимально ефективне використання вихідних компонентів.

Без наявності води будуть утворюватися ті ж самі продукти за наявності мінеральних каталізаторів, без яких реакція не відбувається [22]:



Враховуючи, що у складі вугілля часто присутня сірка, під час його нагрівання утворюється сірководень (H_2S), який може взаємодіяти з діоксидом вуглецю (CO_2). Ця взаємодія описується реакцією:



Ця реакція може вимагати певних температурних, тискових та каталітичних умов для ефективного протікання. Характер реакції між CO_2 та H_2S (ендотермічний або екзотермічний) залежить від поєднання температури, тиску та наявності каталізаторів. Оптимальні умови для реакції потрібно підбирати залежно від бажаного теплового ефекту, виходу продуктів та енергетичної ефективності процесу.

Газифікація є складним термохімічним процесом, який поєднує гомогенні та гетерогенні реакції. Ці реакції відбуваються у високотемпературному середовищі та передбачають перетворення вуглецю, водню та інших компонентів вихідного палива на генераторний газ. Хімічні реакції можуть протікати як послідовно, так і паралельно. Механізм цих процесів складний і

залежить від багатьох факторів, таких як температура, тиск, тип і склад вихідного палива, газове середовище, швидкість подачі реагентів і наявність каталізаторів. Кожен із цих параметрів впливає на швидкість і напрямок реакцій, а також на склад отриманого генераторного газу [23] – [25].

Швидкість протікання гетерогенних реакцій між газами і вуглецем твердого палива залежить від кількох взаємопов'язаних чинників. Вона визначається як кінетикою самої хімічної взаємодії, так і швидкістю транспортування реагуючих газів до поверхні вуглецю. Це транспортування здійснюється за допомогою молекулярної або турбулентної дифузії, які впливають на ефективність процесу газифікації. Швидкість хімічної взаємодії залежить від температури. Високі температури прискорюють розрив хімічних зв'язків у молекулах газів і вуглецю, що сприяє збільшенню швидкості реакції. За температур 700 – 800 °C процес газифікації гальмується переважно хімічною реакцією, а за температур вище 900 °C – переважно дифузією. В реальних умовах сумарний процес газифікації відбувається в проміжній області, де одночасно впливають як хімічна кінетика, так і швидкість масообміну. Це означає, що ефективність газифікації визначається комплексом факторів, зокрема температурою, тиском, складом газового середовища, розміром часток палива, турбулентністю газового потоку та властивостями вихідного матеріалу. Механізм і хімізм взаємодії вуглецю палива з киснем (O_2) можна представити через кілька етапів хімічних реакцій, які формують основу процесу окислення, що наведено на рис. 5.1.

Схема демонструє послідовність етапів, які відбуваються під час гетерогенної взаємодії вуглецю твердого палива з киснем у процесі газифікації. Умовно ці процеси можна розділити на фізичні та хімічні етапи, що в сукупності забезпечують деструкцію вугілля з утворенням вихідного продукту реакцій (генераторного газу).

Аналіз наведених даних на рис. 5.1 показує, що під час дифузії окислювача до реакційної поверхні палива молекули кисню переміщуються з газового об'єму до поверхні вуглецю. Цей процес залежить від умов дифузії (молекулярної або

турбулентної) і концентрації кисню, а швидкість цього етапу визначається характеристиками газового потоку і розмірами частинок палива. За фізичної адсорбції кисню на поверхні палива його молекули тимчасово закріплюються на поверхні вуглецю. Ефективність цього етапу залежить від площі активної поверхні та структури палива. Хімічне утворення проміжного комплексу «вуглець – кисень» відповідає за хімічну взаємодію адсорбованих молекул кисню з атомами вуглецю, утворюючи проміжний комплекс, який в подальшому під дією тепла розкладається, утворюючи основні продукти реакції, наприклад, $\text{CO}_2 + \text{C} \rightarrow 2\text{CO}$. Під час десорбції продуктів реакції з поверхні палива, такі продукти, як оксид вуглецю (CO) або діоксид вуглецю (CO_2), звільняються з поверхні і переходять у газову фазу. Цей процес є фізичним і визначається тепловими та кінетичними умовами. Під час дифузії продуктів реакції до основного газового об'єму утворені продукти транспортуються від поверхні вуглецю до газового потоку. Швидкість цього етапу залежить від динаміки газового потоку та умов конвекції.

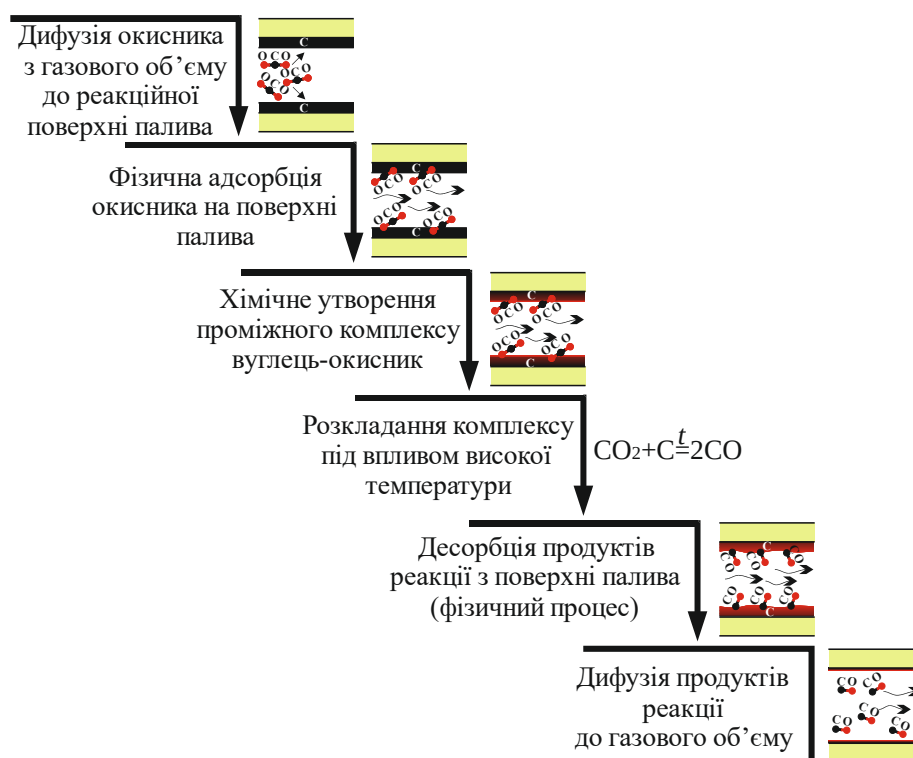


Рисунок 5.1 – Механізм і хімізм взаємодії вуглецю палива з киснем

Необхідно зазначити, що кількість вуглецю, що реагує за одиницю часу, залежить від температури і концентрації газоподібного реагенту біля твердої поверхні. Під час взаємодії, наприклад, вуглецю палива з окислювачем біля твердої поверхні його концентрація знижується за рахунок витрачання на реакцію. Внаслідок цього виникає різниця концентрацій окислювача в газовому просторі й утворюється дифузійний потік окислювача до поверхні вугілля. У разі сталого процесу цей дифузійний потік «повертає» витрати окислювача на реакцію з вуглецем.

За низької температури процесу, коли швидкість хімічної реакції між вуглецем палива і газоподібним реагентом незначна, сумарна швидкість процесу цілком визначається швидкістю хімічної реакції. У зв'язку з малою сумарною швидкістю процесу підведення газоподібного реагенту до поверхні, що реагує, з газового простору буде забезпечено навіть за малих концентрацій газоподібного реагенту. Його підведення здійснюватиметься в достатній кількості не тільки до зовнішньої поверхні, а й навіть у макро- і мікропори палива. У такому разі процес взаємодії вуглецю палива з газоподібним реагентом відбуватиметься в усьому об'ємі вугільної частинки, а концентрації реагенту в газовому об'ємі, на поверхні вугільної частинки і в її центрі будуть практично рівними між собою:

$$C_o = C_n = C_u, \quad (5.8)$$

де C_o – концентрація реагенту в газовому об'ємі; C_n – концентрація реагенту на поверхні вугілля; C_u – концентрація реагенту в центрі реакційної частинки/пласта вугілля.

За наявності умов, коли інтенсивність процесу в усьому об'ємі частинки палива практично однакова, то цей процес гетерогенного реагування (горіння і газифікація твердого палива) протікає в суто кінетичній області.

Практично протікання процесу в суто кінетичній області можна досягти за низьких температур і великих швидкостей дуття. При підвищенні температури, а також при збільшенні розміру вугілля вище певного сумарна швидкість процесу починає сповільнюватися підведенням газоподібного

реагенту вглиб паливної частинки. У зв'язку з цим концентрація газоподібного реагенту в центрі частинки відрізнятиметься від концентрації на поверхні паливної частинки і в газовому просторі, тобто кінетичний режим дотримується лише на зовнішній поверхні:

$$C_o = C_n \neq C_y. \quad (5.9)$$

У кінетичній області концентрація газу біля поверхні вуглецю прагне до концентрації в газовому потоці, але не дорівнює їй, інакше за $C_o = C_n$ швидкість підведення газоподібного реагенту дорівнювала б нулю, і тоді підведення його до поверхні вуглецю припинилося б. За наявності таких умов це процес гетерогенного реагування, який протікає в зовнішній кінетичній області.

Процес, що протікає в кінетичній області, може бути інтенсифікований підвищенням температури. Швидкість хімічної реакції з підвищенням температури зростає відповідно до закону Арреніуса [26]:

$$k = A \exp\left(\frac{-E}{RT}\right), \quad (5.10)$$

де k – константа швидкості реакції; A – передекспоненційний множник, який характеризує максимальну швидкість реакції, коли всі молекули мають необхідну енергію для вступу в хімічну взаємодію; E – енергія активації молекул, кДж; R – універсальна газова стала (8,31434 кДж/К·моль); T – абсолютна температура, К.

З підвищенням температури швидкість хімічного гетерогенного реагування зростає (відповідно до закону Арреніуса), тоді як швидкість дифузії збільшується повільніше. На поверхні вугільної частинки створюються такі умови, що найбільш повільною стадією сумарного процесу стає дифузія реагенту до вугільної поверхні. У зв'язку зі зростанням швидкості хімічної реакції концентрація газоподібного реагенту на поверхні починає значно зменшуватися, а за необмеженого зростання наближатиметься до нуля (але не дорівнюватиме нулю, бо хімічна реакція припинилася б). За наявності таких умов сумарна швидкість процесу реагування визначається швидкістю дифузії газоподібного реагенту з газового простору до контурної поверхні вугілля. Ця

область реагування називається дифузійною.

Процес, що протікає в дифузійній ділянці вогневого вибою, може бути інтенсифікований збільшенням лінійної швидкості дуття, яка визначає, наскільки швидко газова фаза переміщується до площини вибою. Цей параметр має критичне значення для забезпечення ефективного масообміну, теплопередачі та для контролю хімічних реакцій [27], [28].

Процес дифузії окислювача до вуглецевої поверхні ускладнюється явищем догорання окису вуглецю, що утворився. Догорання СО чинить сповільнювану дію на проникнення окислювача до вугільної поверхні. Аналогічне явище спостерігається під час реагування водяної пари з вуглецем в окислювальній зоні вогневого вибою завдяки догоранню водню, що утворився.

Слід зазначити, що механізм і кінетика реакції $\text{H}_2\text{O} + \text{C}$ так само, як і реакції $\text{O}_2 + \text{C}$ і $\text{CO}_2 + \text{C}$, є недостатньо вивчені [29], [30] і залежить від матеріалу, що піддається газифікації [31] – [33]. Це ускладнює можливість оцінки ступеню оптимізації цих реакцій. Тому важливим є проведення лабораторних досліджень, що дають змогу оцінити ступінь впливу баластного генераторного газу (діоксиду вуглецю) на якісні та кількісні параметри виходу генераторного газу.

5.3 Закономірності зміни параметрів утилізації вуглекислого газу при газифікації вугілля

Результати проведених досліджень дали можливість визначити якісні та кількісні характеристики виходу генераторного газу при газифікації вугілля. Ці дослідження охоплювали аналіз складу газового продукту, залежність виходу газу від ключових технологічних параметрів, таких як температура, тиск, склад дуття. Усереднені показники щодо концентрації горючих та баластних газів наведено в табл. 5.1.

Згідно з даними табл. 5.1 середній вихід горючих генераторних газів становить 38,49% при подачі повітряного дуття та 53,71% – при подачі дуття збагаченого киснем. Теплотворна здатність генераторного газу, що розраховувалась за «правилом адаптивності», становить відповідно 5,91 та

8,35 МДж/м³. Вихід генераторного газу становить 3,34 – 4,46 м³/кг вугілля. Враховуючи значення концентрації баластного газу CO₂ у 18,85% та 11,14% середній вихід його становить 0,37 – 0,84 м³/кг вугілля. За умови газифікації вугілля, що зосереджено у стовпі газифікації довжиною у 600 м (довжина вогневого вибою – 30 м, потужність вугільного пласта – 0,8 м, густина вугілля – 1,24 т/м³) вихід вуглекислого газу становить 6,61 – 11,25 тис. м³.

Таблиця 5.1 – Усереднені якісні параметри виходу генераторного газу

Тип дуття	Концентрація газів, %					Теплота згорання генераторного газу, МДж/м³
	горючі			баластні		
	CH ₄	CO	H ₂	N ₂	CO ₂	
Повітряне	6,12	14,42	17,95	42,66	18,85	5,91
Дуття збагачене киснем (35 %)	8,25	23,64	22,82	34,15	11,14	8,35

Таким чином, подальшими дослідженнями оцінено можливість утилізації вуглекислого газу у змодельованій області підземного газогенератора. Вуглекислий газ, що знаходився у балонах, подавали по дуттьовій свердловині. Отримані дані щодо концентрацій генераторного газу наведено на рис. 5.2.

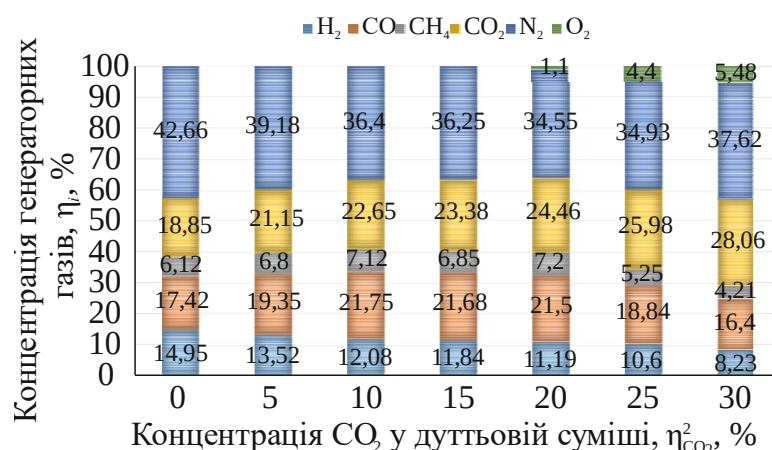
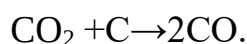


Рисунок 5.2 – Дані щодо зміни концентрації газів у генераторному газі від кількості CO₂ у дуттьовій суміші

Аналіз даних рис. 5.2 вказує, що простежується тенденція зменшення

концентрації горючих газів та підвищення концентрації баластних зі збільшенням вуглекислого газу у дуттьовій суміші. Потрібно зазначити, що концентрація CO є залишком первинної реакції, яка утворюється в окислювальній зоні. При цьому в окислювальній зоні вуглець реагує з киснем, утворюючи вуглекислий газ (CO_2) і монооксид вуглецю (CO).

При вторинній реакції CO утворюватиметься у відновлювальній зоні вогневого вибою, де відбувається взаємодія діоксиду вуглецю (CO_2) з вуглецем (C) за високих температур. Ця реакція відбувається при температурах стінок каналу газогенератора в діапазоні від 800 до 1050 °C:



Зростання температури сприяє проходженню цієї реакції, збільшуючи концентрацію CO у газовій суміші. Таким чином, кількість CO зростає по довжині каналу газогенератора. Це пояснюється тим, що на виході з відновної зони концентрація CO значно збільшується за рахунок вторинної реакції. Також варто зазначити, що на кількість утвореного CO впливають такі фактори, як склад вихідного палива, швидкість подачі окислювача, а також термодинамічні умови в різних зонах підземного газогенератора. Тому керування параметрами процесу є критично важливим для оптимізації виходу синтез-газу з високою концентрацією CO. На рис. 5.3 наведено дані щодо зміни теплотворної здатності генераторного газу і концентрації CO_2 в ньому від концентрації CO_2 в дуттьовій суміші.

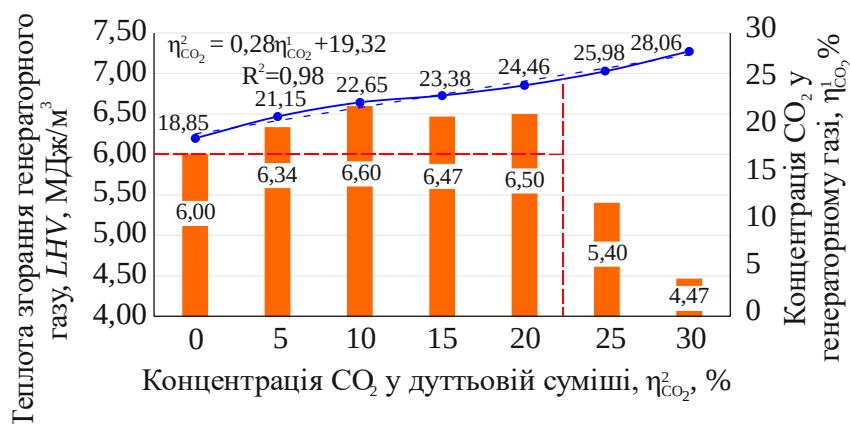


Рисунок 5.3 – Зміна теплотворної здатності генераторного газу та концентрації CO_2 в ньому від концентрації CO_2 в дуттьовій суміші

Аналіз наведених даних на рис. 5.3 показує, що простежується тенденція до підвищення концентрації CO_2 , яка описується лінійною залежністю виду:

$$\eta_{\text{CO}_2}^2 = 0,28\eta_{\text{CO}_2}^1 + 19,32, \%,$$

де $\eta_{\text{CO}_2}^2$ – концентрація CO_2 в дуттьовій суміші, %; $\eta_{\text{CO}_2}^1$ – концентрація CO_2 в генераторному газі, %.

Водночас, в межах концентрації CO_2 від 0 до 22,3%, середня теплота згоряння генераторного газу становить 6,32 МДж/м³. Однак, коли концентрація CO_2 в дуттьовій суміші перевищує 22,3%, спостерігається різке зниження теплоти згоряння. Зокрема, за концентрації CO_2 у 25% теплота згоряння скорочується до 5,4 МДж/м³, а при досягненні 30% – знижується до 4,47 МДж/м³. Це вказує на значний вплив вмісту вуглекислого газу на енергетичні характеристики газу. Водночас, вміст CO_2 у складі генераторного газу за умови подачі повітряного дуття (де концентрація CO становить 0%) на 7,13 та 9,21% більший, що підкреслює зміну хімічного складу газу залежності від умов його формування. Таким чином, аналіз даних з рис. 5.3 свідчить, що при подачі CO_2 у складі дуттьової суміші у кількості 18,85%, залишок неутилізованого газу становить 5,25%. З огляду на ці дані здобувачем було оцінено кількісні показники утилізованого генераторного газу на прикладі газифікації вугільного стовпа з розмірами у 600 м (довжина вогневого вибою – 30 м, потужність вугільного пласта – 0,8 м, густина вугілля – 1,24 т/м³). Як було визначено у дослідженнях щодо встановлення параметрів матеріально-теплого балансу газифікації [34] – [36] витрати дуттьової повітряно-вуглекислотної суміші, необхідної для газифікації одного кг вугілля, становлять 6,89 – 7,39 м³, згідно з чим кількісні показники суміші становлять: 1,44 м³/кг вугілля (O_2), 1,54 м³/кг вугілля (CO_2), 3,86 м³/кг вугілля (N_2) – 1,55 м³/кг вугілля (O_2), 1,65 м³/кг вугілля (CO_2), 4,19 м³/кг вугілля (N_2). Отже, при газифікації запасів вугілля у 17,86 млн кг необхідно подати 123,12 – 132,06 тис. м³ дуття, де частка CO_2 становить 27,1 – 29,45 млн м³.

У результаті проведених досліджень встановлено показники коефіцієнта утилізації вуглекислого газу, який визначається за такою формулою:

$$k_{\text{CO}_2} = \left| 1 - \frac{\eta_{\text{CO}_2}^1}{\eta_{\text{CO}_2}^2} \right|,$$

де $\eta_{\text{CO}_2}^1$ – концентрація CO_2 в дуттьовій суміші, %; $\eta_{\text{CO}_2}^2$ – концентрація CO_2 в генераторному газі, %. Аналіз результатів проведення аналітичних розрахунків відповідно до запропонованої формули вказує, що умовою ефективної утилізації вуглекислого газу є наближення коефіцієнта утилізації до 0. Отже, встановлено, що коефіцієнт утилізації вуглекислого газу k_{CO_2} при підземній газифікації вугілля оцінюється його концентраціями у складі дуттьової суміші $\eta_{\text{CO}_2}^1$ та генераторному газі $\eta_{\text{CO}_2}^2$, остання, яка змінюється лінійно за граничних концентрацій подачі вуглекислого газу у складі дуттьової суміші не більше 22,3%. Урахування цієї залежності дає змогу спрогнозувати теплотворну здатність отриманого газу LHV та ефективність ведення процесу підземної газифікації вугілля з наступною утилізацією вуглекислого газу.

У результаті дослідження процесу газифікації з утилізацією вуглекислого газу зареєстровано різке підвищення концентрації даного газу в генераторному газі. Тому подальші дослідження направлено на встановлення ефективного часу газифікації вугілля t з попутною утилізацією.

Подальшими дослідженнями визначено ефективний час подачі повітряно-вуглекислотного дуття t . Фіксація параметрів виходу вуглекислого газу відбувалась відповідно до часового проміжку, що закладений у визначенні довжини формування окислювальної зони $l_{\text{ок.з.}}$ (див. п. 4.2). Залежності, що характеризують ефективний час виходу вуглекислого газу у складі генераторного газу, наведено на рис. 5.4.

Аналіз наведених даних на рис. 5.4 вказує на часовий проміжок подачі вуглекислого газу у складі дуттьової суміші при значеннях 22,3%, що раніше визначені як ефективні. Узагальнену залежність наведено на рис. 5.5.

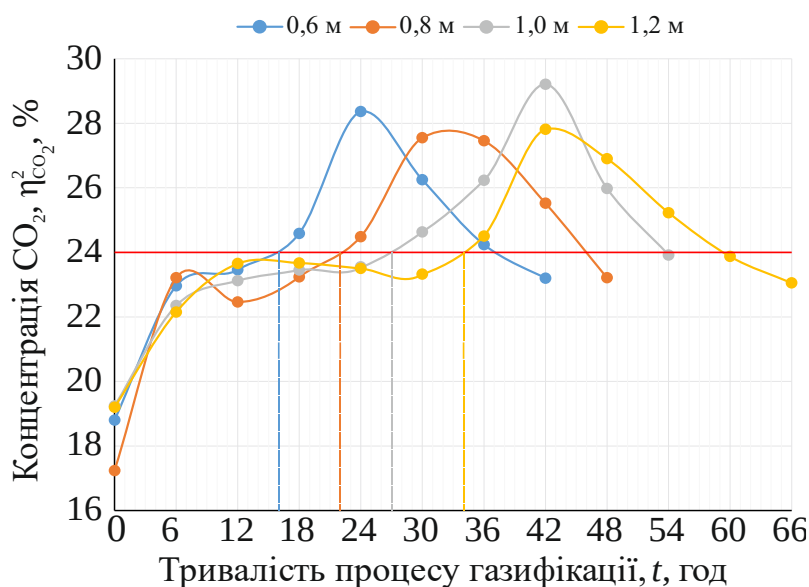


Рисунок 5.4 – Залежності зміни виходу вуглекислого газу від тривалості процесу газифікації

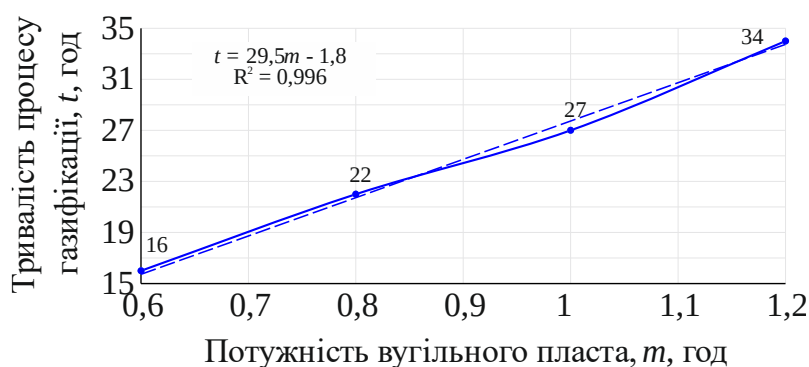


Рисунок 5.5 – Залежність зміни ефективного часу газифікації при подачі повітряно-вуглекислотного дуття від потужності вугільного пласта

При газифікації вугільного пласта потужністю 0,6 м час подачі вуглекислого газу у складі дуття становить 16 год, 0,8 м – 22 год, 1,0 м – 27 год, 1,2 – 34 год. Оскільки швидкість посування вогневого вибою змінюється від 0,07 до 0,12 м/год, то за даний час вигазовано відповідно 42,85 т, 65,47 т, 80,35 т та 106,24 т вугілля. Витрати вуглекислого газу у складі дуття становили 65,84 тис. м³, 100,82 тис. м³, 123,74 тис. м³ і 163,61 тис. м³. Узагальнені дані щодо утилізації генераторного газу при роботі підземного газогенератора наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Дані щодо утилізації генераторного газу при роботі підземного газогенератора

Потужність вугільного пласта, м	Довжина богневого вибою, м	Довжина стовпа газифікації, м	Ефективний час подачі вуглекислого газу (22,3%), год	Час роботи газогенератора на повітряному дутті за один цикл, год	Тривалість газифікації стовпа, дб	К-сть режимів зміни дуття, од	Маса вугілля, що буде газифіковано при утилізації CO ₂ , млн т	Утилізовано вуглекислого газу, млн м ³	Виліт CO ₂ у генераторному газі, млн м ³		Показник утилізації, %
									Повітряно- вуглекис- лотне дуття	Повіт- ране	
0,6	30	600	16	21	208,3	135	5,79	8,9	6,46	6,47	68,83
0,8			22	24	250,0	130	8,51	13,11	9,49	7,84	75,59
1,0			27	26	312,5	142	11,4	17,56	13,28	9,16	78,25
1,2			34	25	357,13	145	15,41	23,21	17,5	9,53	85,87

Таким чином, встановлений ефективний час подачі повітряно-вуглекислотного дуття t до площини підземного газогенератора характеризується лінійною залежністю від потужності вугільного пласта m та показників виходу вуглекислого газу у складі генераторного газу $\eta_{CO_2}^2$ у кількості 25% як критичне значення. Це дає змогу спрогнозувати тривалість роботи підземного газогенератора, направленого на утилізацію вуглекислого газу (68,83 – 85,87%) з максимальним забезпеченням теплоти згоряння генераторного газу на рівні 6,3 – 6,6 МДж/м³.

Проведені дослідження щодо утилізації баластного генераторного газу CO₂ у складі дуттьової суміші вказали на необхідне розширення та вдосконалення технологій свердловинної підземної газифікації вугілля задля можливості повнофакторної його утилізації, зокрема шляхом його закачування у техногенно сформоване середовище навколо підземного газогенератора.

5.4 Визначення оптимальних зон навколо підземного газогенератора для утилізації вуглекислого газу

Проведеними дослідженням встановлено, що залишок вуглекислого газу, який не підлягає утилізації в межах роботи одного підземного газогенератора залишається на рівні 12,88 – 19,83 млн м³. Таким чином, результатами подальших досліджень визначено оптимальні зони навколо підземного газогенератора для утилізації вуглекислого газу. Загальний характер зміщення породних шарів при газифікації вугілля можна представити таким чином (рис. 5.6).

Аналіз рис. 5.6 вказує на те, що при посуванні підземного газогенератора відбувається опускання порід покрівлі з формуванням порожнин V_1 і V_2 зі сторони дуттьової та газовідвідної свердловин відповідно, а також порожнин розшарування $V_{p.1}$ і $V_{p.2}$ у покрівлі вугільного пласта. Тому дані місця можуть бути потенційними місцями утилізації вуглекислого газу. Необхідно зазначити, що механізм формування порожнини вигазованого простору уявляється як процес утворення виробленого простору, в якому зі сторін дуттьової та

газовідвідної свердловин вздовж стовпа газифікації зависають гірські породи безпосередньої покрівлі – від площини вугільного пласта зі свердловиною до зони повного опускання покрівлі. Тому додатково було проведено серію експериментальних досліджень для встановлення параметрів опускань безпосередньої покрівлі підземного газогенератора. Параметри даних опускань досліджувались за допомогою реперних датчиків, які закладалися на рівні змодельованої покрівлі підземного газогенератора.

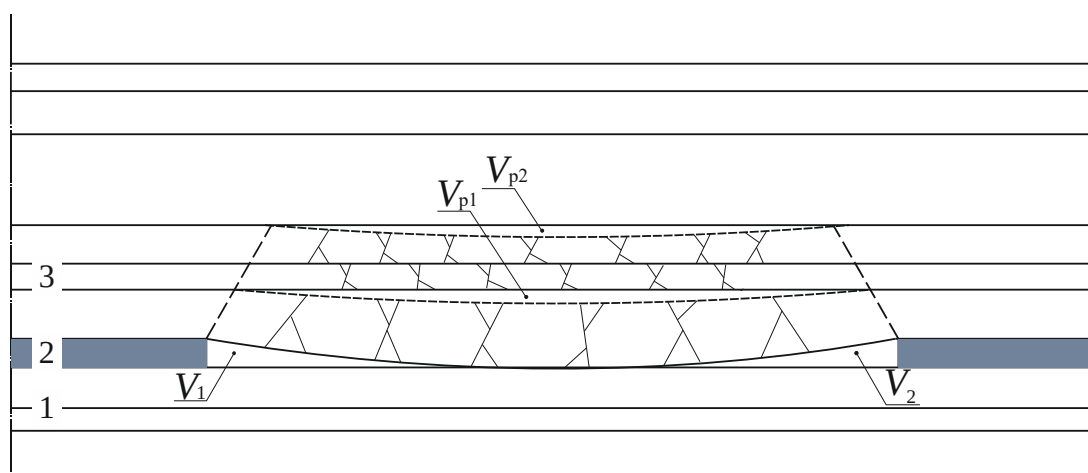


Рисунок 5.6 – Характер зміщення породних шарів при газифікації вугілля:

1 – породи підосви; 2 – вугільний пласт; 3 – породи покрівлі; V_1 , V_2 – порожнини вигазованого простору; $V_{p.1}$, $V_{p.2}$ – порожнини зон розшарування

Формування літологічної різниці гірського масиву підземного газогенератора було проведено відповідно до стратиграфічного перерізу вугільного пласта n_7^H шахти «Червоноградська». Загальний вигляд процесу монтажу реперних датчиків наведено на рис. 5.7.

У результаті проведених досліджень отримано залежності зміни параметрів опускання порід безпосередньої покрівлі за довжиною вогневого вибою, що наведено на рис. 5.8. Оскільки опускання вигазованого простору за довжиною стовпа газифікації відбувається симетрично, тому проведення досліджень направлено на визначення порожнини вигазованого простору зі сторони дуттьової свердловини.



Рисунок 5.7 – Загальний вигляд процесу монтажу реперних датчиків:
 а – візуалізація монтажу реперних датчиків; б – позиціювання реперних датчиків у гірському масиві

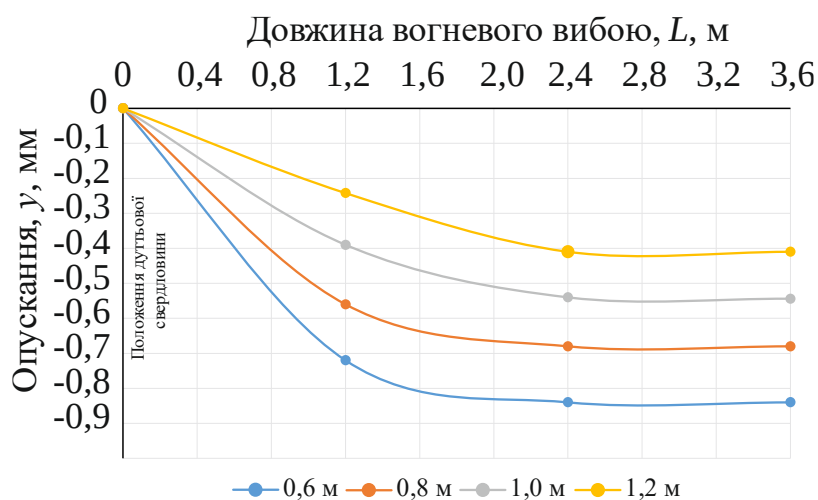


Рисунок 5.8 – Залежності зміни опускань порід безпосередньої покрівлі за довжиною вогневого вибою

Обґрунтування параметрів опускань порід безпосередньої покрівлі за довжиною вогневого вибою залежно від потужності вугільного пласта відбувається з використанням виявлених закономірностей у вигляді графіків на рис. 5.8, але для зручності і систематизації розрахунків побудовано низку рівнянь регресії з визначення параметрів опускань покрівлі у від потужності вугільного пласта:

- при $m = 1,2$ м $y = 0,13L^2 - 0,67L + 0,024$, мм;
- при $m = 1,0$ м $y = 0,1L^2 - 0,53L + 0,016$, мм;
- при $m = 0,8$ м $y = 0,07L^2 - 0,39L + 0,005$, мм;
- при $m = 0,6$ м $y = 0,04L^2 - 0,27L + 0,005$, мм.

Таким чином, використовуючи коефіцієнти лінійної регресії наведено узагальнену формулу, що дає змогу розрахувати параметри опускань y від вхідних значень L та m в межах досліджуваного діапазону:

$$y = (0,16m - 0,05)L^2 + (0,14 - 0,67m)L + (0,03m - 0,02), \text{ мм.}$$

Врахування даної закономірності дає змогу в подальшому графічно побудувати зміну параметрів опускань безпосередньої покрівлі від потужності вугільного пласта за довжиною стовпа для визначення площі порожнини виробленого простору S_1 і S_2 зі сторони дуттьової та газовідвідної свердловин відповідно за методом трапецій. Результати проведених досліджень наведено на рис. 5.9.

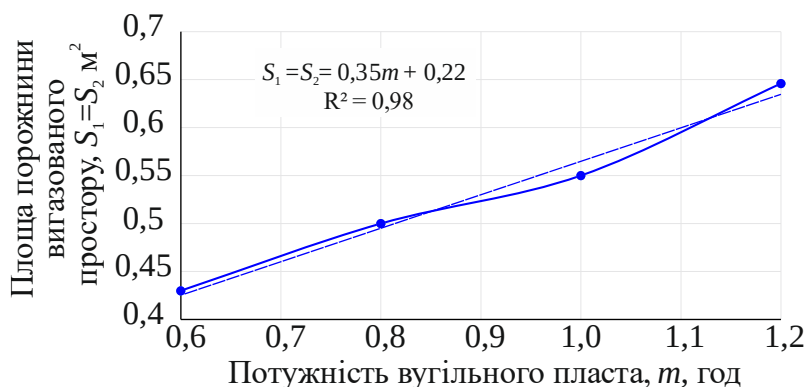


Рисунок 5.9 – Залежності зміни площі порожнини виробленого простору зі сторони дуттьової свердловини від потужності вугільного пласта

Аналіз даних рис. 5.9 показує, що залежність зміни площі порожнини виробленого простору зі сторони дуттьової свердловини від потужності вугільного пласта описується лінійною залежністю:

$$S_1 = S_2 = 0,35m + 0,22, \text{ м}^2, \quad (5.11)$$

де m – потужність вугільного пласта, м.

При розкритті підземного газогенератора встановлено, що в зоні вигазованого простору під дією високих температур відбувається здимання підшови підземного газогенератора, що підтверджено в низці досліджень [37] – [40]. Коефіцієнт здимання підшови становить 1,15 – 1,71 залежно від наявності у складі породних шарів безпосередньої підшови пласта глинистих сланців, що у своєму складі містять такі хімічні компоненти, як SiO_2 , $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$ і C . Температурний діапазон прогріву порід знаходився в межах 1100 – 1200 °C. З огляду на те, що області дослідження, які розглядаються, знаходяться поза межею цього температурного діапазону (див. п. 4.2, рис. 4.2), коефіцієнт здимання як показник заповнення вигазованого простору не враховано. Але враховано параметри потужності шару зольного залишку у відпрацьованому просторі, які безпосередньо залежать від материнської зольності та потужності пласта. Для гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів в умовах Львівсько-Волинського вугільного басейну усереднені показники зольності знаходяться на рівні 18% [39]. Для умов ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля», наприклад шахти «Самарська», дані значення змінюються від 6,2 до 9,0%, ім. Героїв Космосу – від 6,0 до 18,8% [41]. Враховуючи вищезазначену інформацію необхідно вносити доповнення у визначення зміни площі порожнини виробленого простору зі сторони дуттьової свердловини від потужності вугільного пласта. Тому залежність (5.11) набуває наступного вигляду:

$$S_1 = S_2 = 0,81...0,94(0,35m + 0,22), \text{ м}^2$$

де 0,81...0,94 – коефіцієнт зменшення площі вигазованого простору S_1 і S_2 . Тому в подальшому отримано залежності зміни об'ємів сформованих порожнин за довжиною стовпа газифікації від потужності вугільних пластів, що наведено на рис. 5.10.

Аналіз даних рис. 5.10 дає змогу визначити потенційно можливі параметри утилізації вуглекислого газу безпосередньо у площині підземного газогенератора. Враховуючи параметри об'ємів сформованих порожнин за

довжиною стовпа газифікації від потужності вугільних пластів встановлено, що в них можна додатково утилізувати від 0,49 до 0,73 тис. м³ газу CO₂. Тоді узагальнена формула з визначення об'ємів сформованих порожнин за довжиною стовпа газифікації від потужності вугільних пластів і їх материнської зольності набуває вигляду:

$$V_1 + V_2 = 418,8m - 4,2A_d m - 2,6A_d + 260,9, \text{ м}^3,$$

де A_d – материнська зольність, %; m – потужність вугільного пласта, м.

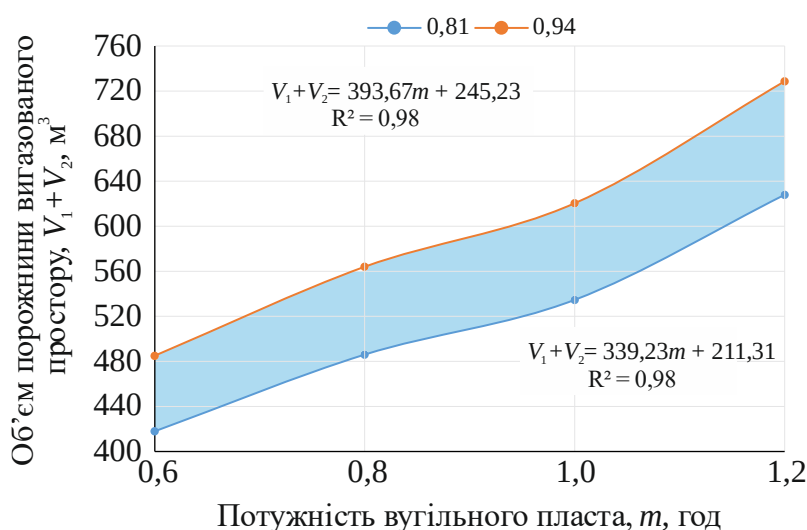


Рисунок 5.10 – Зміни об'ємів сформованих порожнин за довжиною стовпа газифікації від потужності вугільних пластів

Подальшим дослідженнями визначено параметри порожнини розшарування у породах покрівлі для проведення їх оцінки щодо можливих об'ємів утилізації CO₂.

На прикладі газифікації пласта n_7^H шахти «Червоноградська» ДП «Львіввугілля» та пласта c_9 шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» було досліджено та обґрунтовано впровадження інноваційного підходу, що передбачає визначення раціональних місць для закачування CO₂ у гірський масив навколо підземного газогенератора. Слід зазначити, що протікання геомеханічних процесів у породному масиві, де здійснюється газифікація вугільного пласта, потребує всебічного аналізу, якісної

та комплексної оцінки. Це дає змогу точніше прогнозувати поведінку порід, забезпечуючи ефективність технології газифікації вугілля. На сьогодні існуючі методи розрахунку напружено-деформованого стану порід не враховують особливості будови породного масиву та технологічні аспекти ведення робіт під час газифікації вугілля. Більшість методів розрахунку притаманна технологіям механічної руйнації гірського масиву і розв'язує окремі прикладні задачі з визначення параметрів конвергенції бокових порід, навантаження на механізоване кріплення, кроку посадки покрівлі тощо. Тому формування інноваційного підходу щодо утилізації діоксиду вуглецю при свердловинній підземній газифікації вугілля шахт «Червоноградська» та ім. Героїв Космосу передбачало розв'язання таких взаємопов'язаних завдань: дослідження гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів n_7^H шахти «Червоноградська» і c_9 шахти ім. Героїв Космосу (проведено вибір методів дослідження і сформовано вихідні дані); дослідження геомеханічних процесів у гірському масиві навколо підземного газогенератора; обґрунтування параметрів формування порожнин розшарування у покрівлі підземного газогенератора для захоронення діоксиду вуглецю.

Об'єктом дослідження шахти «Червоноградська» слугує гірський масив, що вміщує вугільні пласти n_9 , n_8^6 , n_8 , n_7^6 , n_7 та n_7^H пологого, близького до горизонтального з незначним нахилом на захід залягання. Кути падіння не перевищують $2 - 3^\circ$. Для прикладу авторами роботи наведено характеристику залягання вугільних пластів у межах шахтного поля шахти «Червоноградська». Шахта «Червоноградська» є одним зі структурних підрозділів ДП «Львіввугілля». У геологічному відношенні шахтне поле розташоване в північній частині Межирічанського родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну [42].

Характерним для вугільних пластів є невитриманість структури і потужності до неробочої, збільшення зольності до некондиційної. Пласт n_7^H «Сокальський» є найнижчим пластом у басейні, характеризується невитриманістю по площі і на полі шахти «Червоноградська» є повністю

розмитий. На шахті «Лісова» цей пласт характеризується потужністю від 1,3 до 1,63 м, а на шахті «Великомостівська» його потужність змінюється від 1,25 до 1,45 м. Балансові запаси пласта n_7^H , здебільшого, відпрацьовані. Залишилися незначна кількість запасів на окремих ділянках південного і північного крила, і біля виробок головних напрямків. Покрівля – аргіліт, підшва – алевроліт. Глибина залягання пласта коливається від 423 м у східній частині шахтного поля і до 482 м – у західній частині шахтного поля.

Об'єктом дослідження шахти ім. Героїв Космосу слугує гірський масив, що вміщує вугільний пласт c_9 потужністю 0,94 м. Безпосередня покрівля пласта складена кварцовим пісковиком, на глинистому та вапняно-глинистому цементі, обводненим, потужністю 0,10 – 1,0 м, аргілітом нестійким (коефіцієнт міцності $f = 1,0 - 1,5$), потужністю 1,0 – 10,0 м та алевролітом нестійким (коефіцієнт міцності $f = 2,0 - 2,5$), потужністю 1,0 – 2,5 м. Пісковик має слабкий зв'язок із підстилаючими породами. На ділянках, де відстань від покрівлі пласта до пісковика менше 1,0 м, відбувається обвал підстилаючих порід на повну потужність. Безпосередня підшва пласта представлена аргілітом комкуватої текстури, дуже нестійким (коефіцієнт міцності $f = 0,8 - 1,0$), схильним до інтенсивного здимання і розмокання у воді за 2 – 4 год.

Таким чином, для проведення подальших досліджень на основі аналізу гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів було відтворено усереднену стратиграфічну колонку, яка характеризує умови залягання пластів у межах досліджуваних ділянок шахтних полів. Даний підхід є доцільним оскільки кожному структурному підрозділі даного підприємства в межах шахтних полів є своє як спільні, так і відмінні риси щодо залягання вугільних пластів.

Поставлене завдання з дослідження геомеханічних процесів у гірському масиві та формування порожнин розшарування в покрівлі підземного газогенератора розв'язували шляхом створення фізичної та математичної моделі, що враховує виникнення техногенної тріщинуватості породного масиву під дією тиску та впливу високих температур з урахуванням гірничо-

геологічних умов залягання вугільного пласта, який газифікується, і конструктивних особливостей підземного газогенератора. Для визначення геомеханічних параметрів розшарувань породного масиву на ділянці підземного газогенератора було застосовано метод розрахунку напружено-деформованого стану порід, алгоритм якого закладено в програмному забезпеченні “GeoDenamics Lite”. Під час аналітичних досліджень визначають геометричні та фізичні параметри епюр навантажень, опускання та горизонтальні переміщення породних шарів зрушеного масиву у вигляді таблиць, графіків та епюр. Отримані результати корелюються з даними, які були визначені під час проведення експериментальних досліджень.

Аналітична модель досліджень параметрів епюр навантажень у шарувато-породному масиві під час газифікації вугільного пласта обумовлює дві розрахункові схеми. Шаруватий породний масив з нежорстким защемленням моделює поведінку основної покрівлі верхньої товщі, друга схема імітує не жорстко затиснену консоль, що характерно для безпосередньої покрівлі [43], [44].

Основними показниками для виконання аналітичних досліджень є гірничо-геологічні дані стратиграфічного перерізу свердловин і технологічні параметри ведення процесу підземної газифікації вугілля. Породо-вугільну товщу навколо підземного газогенератора поділяють на породні шари згідно з літологічною різницею з нумерацією шарів від вугільного пласта, який газифікується, до денної поверхні. Виконання розрахунку параметрів розшарування породо-вугільної товщі відбувається у два етапи. На першому етапі досліджень визначаються геометричні параметри епюр навантажень (a , d_0 , f_1 , f_2 , l_{np} , l_p) для характерних породних шарів від вугільного пласта, що газифікується, до поверхні. Граничними умовами в цьому випадку є величини вільних опускань породного шару, за яких над вигазованим простором газогенератора спостерігається відсутність реакції, а на опорну зону тиску передається маса від підробленого породного масиву. Згідно з розрахунком визначають граничний проліт породних шарів, при цьому максимальні

опускання відповідають заданим, а геометричні параметри відповідають встановленим параметрам.

При підземній газифікації вугілля породи безпосередньої покрівлі над вогневим вибоєм підземного газогенератора знаходяться під впливом високих температур. Величина температури газифікації вугільного пласта змінюється по довжині реакційного каналу. Максимум температур у $1100 - 1300\text{ }^{\circ}\text{C}$ спостерігається на межі переходу окислювальної зони у відновлювальну. Тому породи над вогневим вибоєм піддаються різним термонавантаженням. Така сама ситуація спостерігається у вигазованому просторі [45], [46].

У низці робіт, присвячених пружним властивостям гірських порід під час впливу високих температур, на лабораторних і стендових дослідженнях встановлено зміну густини гірських порід під впливом високотемпературного прогріву [47] – [49]. У результаті досліджень встановлено збільшення об'єму порід на $5 - 28\%$ від початкового. Внаслідок термодинамічних навантажень, під час впливу на породи покрівлі високих температур, модуль пружності E порід буде змінюватися за лінійним законом. У подальших розрахунках напружено-деформованого стану нижньої породної пачки безпосередньої покрівлі слід враховувати зміни модуля пружності під дією температур. Коефіцієнт пружності змінюватиметься з урахуванням коефіцієнта температурного впливу $k_t = 1,05 - 1,28$.

Під час визначення фізичних параметрів епюр навантажень розрахунків ведеться від поверхні до вугільного пласта, що газифікується. При цьому граничні умови обумовлюються максимальними величинами опускань породних шарів. Для спрощення завдання у підробленому гірському масиві виділяються породні шари, в основі яких закладено більш тверді «жорсткі» шари, що впливають на параметри зсуву. Далі визначаються параметри розподілу реакцій і нормальних навантажень у пачці породних шарів і обчислюються коефіцієнти B_1 , B_2 , B_3 , які залежать від параметрів епюр навантажень. Стан порід визначається за головними напруженнями G_1G_2 і за критерієм опору порід на одновісний стиск SPR . Умови руйнування породи

покрівлі від згинального моменту в породному шарі виникають напруження на відрив перпендикулярно нашаруванню. Згідно з прийнятою фізичною моделлю та розрахунковою схемою, визначаються напруження в різних перерізах породного шару, поперечні сили Q_x та згинальний момент M_x . За деформаціями порід через горизонтальні переміщення N_x визначається утворення вертикальних тріщин і опускання породних шарів u_x підробленого гірського масиву [43], [50].

У програмному забезпеченні передбачено блок, що здійснює перевірку породних шарів на розшарування. Дотичні та відривні напруження у породних шарах, спричинені поперечними силами Q , згинальним моментом і власною вагою порід, є критеріями перевірки. Розшарування породного шару відбуватиметься за умов: якщо міцність порід на відрив перпендикулярна нашаруванню $G_{від} > R_{від}$, або міцність порід на сколювання паралельна нашаруванню $\tau_{зс} > R_{ск}$. Розрахунком у заданих перерізах встановлюються місця розшарування порід, потужність пачки, що відшаровується, і кількість породних шарів після розшарування [51].

Умовами виникнення розшарувань у породно-вугільному масиві при вигазовуванні вугільного пласта є наявність дотичних і відривних напружень, викликаних поперечними силами Q , згинальним моментом і власною вагою порід, які визначаються за виразами:

$$G_{om} = \frac{\gamma \cdot h_{cl} \cdot l}{(l - h_{cl} \cdot tg_l)}; G_{01} = B_{1k} \cdot \left(\frac{7,2}{L} + 0,1 \cdot \frac{L}{h_{cl}^2} \right); \tau_{np} = \frac{1,5 \cdot Q}{h_{cl}},$$

де l – довжина напівпрольоту підземного газогенератора, м; tg_l – кут руйнування порід; L – довжина повного напівпрольоту, м; B_{1k} – коефіцієнт, що залежить від параметрів епюри навантаження, т.

Розшарування породної товщі спостерігається за умов, коли міцність порід на відрив перпендикулярна нашаруванню і відповідає виразам $G_{від} > R_{від}$, міцність порід на сколювання паралельна нашаруванню $\tau_{зс} > R_{ск}$. Одночасно з визначенням місць розшарування порід у підробленому масиві, у породному шарі визначається потужність пачки, що відшаровується. Відповідно до

методики, зазначеної в роботах [43], [52], розрахунком встановлюється кількість породних шарів після розшарування і проводяться розрахунки в заданих перерізах із визначення об'єму порожнин розшарування.

При визначенні областей і параметрів формування порожнин розшарування у надвугільній товщі під час газифікації вугільного пласта, для розрахунків напружено-деформованого стану породо-вугільного масиву, використовували усереднені дані стратиграфічного перерізу в умовах ДП «Львіввугілля». Породо-вугільний масив поділяється на шари за літологічною різницею та потужністю. За відсутності порід-мостів великої потужності поділ на породні шари здійснюється від вугільного пласта (що газифікується) до денної поверхні, за наявності в товщі порід-мостів – від пласта до жорсткого шару.

Підготовлені вихідні дані для виконання аналітичних досліджень наведено в табл. 5.3 і 5.4.

Таблиця 5.3 – Дані для аналітичних досліджень формування областей та параметрів розшарування порід під час газифікації вугільного пласта n_7^H шахти «Червоноградська» ДП «Львіввугілля»

№	H , м	h , м	$h_{ш}$, м	Тип порід	Дані загального призначення
1	410	406	4	2	$\gamma = 1,29 \text{ т/м}^3$; $m = 1,2 \text{ м}$; $V = 1,68 \text{ м/добу}$; $\alpha = 0,09$; $LL = 15,28 \text{ м}$; $T = 60 - 180 - 240 \text{ діб}$; Граничні опускання покрівлі $Y_0 = 0,42 - 0,86 \text{ мм}$; $d_2 = 1257$; $K_2 = 1,6 \cdot 10^6 \text{ т/м}^2$; $d_3 = 746$; $K_3 = 1,49 \cdot 10^6 \text{ т/м}^2$; Вологість порід $W = 24\%$; $\nabla = 0,7$; Кількість жорстких шарів – 3; № – 3; 5; 8
2	406	398	8	1	
3	398	391	7	3	
4	391	386	5	2	
5	386	376	10	1	
6	376	346	30	3	
7	346	291	55	2	
8	291	244	47	1	
9	244	163	83	3	
10	163	88	75	2	
11	88	0	88	3	

Таблиця 5.4 – Дані для аналітичних досліджень формування областей та параметрів розшарування порід під час газифікації вугільного пласта c_9 шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»

№	H , м	h , м	$h_{сл}$, м	Тип порід	Дані загального призначення
1	110	106	4	2	$\gamma = 2,2 \text{ т/м}^3$; $m = 0,94 \text{ м}$; $V = 0,5; 1,5; 2 \text{ м/добу}$; $\alpha = 0,29$; $LL = 15,2 \text{ м}$; $T = 60 - 180 - 240 \text{ діб}$; граничні опускання покрівлі $Y_0 = 0,62 \text{ мм}$; $d_2 = 9,7$; $K_2 = 16,2 \text{ МПа}$; $d_3 = 11,4$; $K_3 = 131,5 \text{ МПа}$; вологість порід $W = 21,6\%$; $\nabla = 0,74$ Кількість жорстких шарів – 3; № – 3; 5; 7
2	106	99	7	3	
3	99	92	14	2	
4	92	78	11	3	
5	78	67	19	2	
6	67	48	21	1	
7	48	–	48	2	

Відповідно до даних табл. 5.3 і 5.4 № – порядковий номер породного шару, що формує породну товщу знизу до денної поверхні над підземним газогенератором; H і h – відстані від поверхні до підошви та покрівлі, м; $h_{сл}$ – потужність шару, м; γ – середня густина породних шарів, т/м^3 ; m – потужність пласта, що газифікується, м; V – швидкість посування вогневого вибою, м/добу; α – кут падіння пласта в радіанах; LL – відстань від перерізу до межі вогневого вибою, м; T – час, що минув від моменту ведення робіт із газифікації пласта, діб; Y_0 – граничні опускання покрівлі, мм; d_2 , K_2 , d_3 , K_3 – модуль деформацій для кожної літологічної різниці, т/м^2 ; W – вологість порід, %; ∇ – коефіцієнт тертя; № – кількість «жорстких» породних шарів, що зумовлюють процес зміщення у породному масиві, шт.

Схему підготовки вихідних даних, прийняту за основу дослідження відповідно до стратиграфічного перерізу породної товщі шахти «Червоноградська», наведено на рис. 5.11. На основі проведеного розрахунку в середовищі “GeoDenamics Lite” встановлено геометричні та фізичні параметри епюр навантажень на шари порід покрівлі з урахуванням гірничо-геологічних умов і технологічних параметрів газифікації вугільного пласта n_7^H шахти «Червоноградська». Розподіл навантажень на шари порід над газогенератором під час газифікації вугільного пласта n_7^H наведено на рис. 5.12.

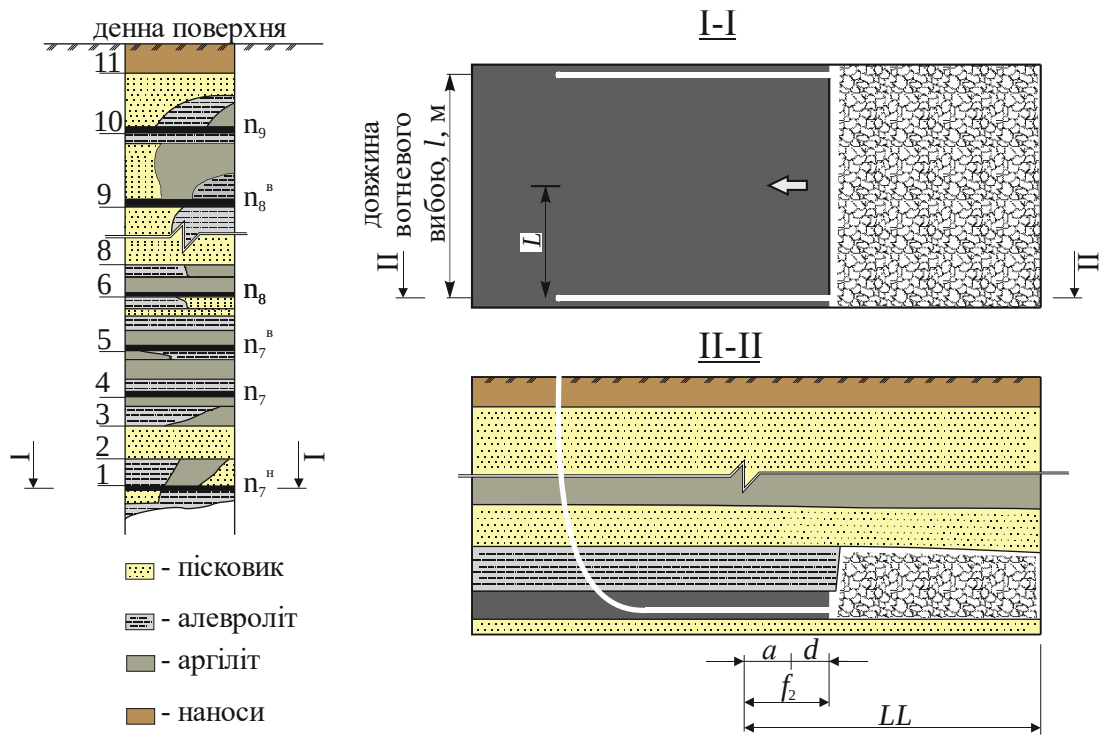


Рисунок 5.11 – Схема підготовки вихідних даних для проведення аналітичних досліджень формування областей і параметрів порожнин розшарування у породному масиві під час газифікації вугільного пласта n_7^H за стратиграфічним перерізом

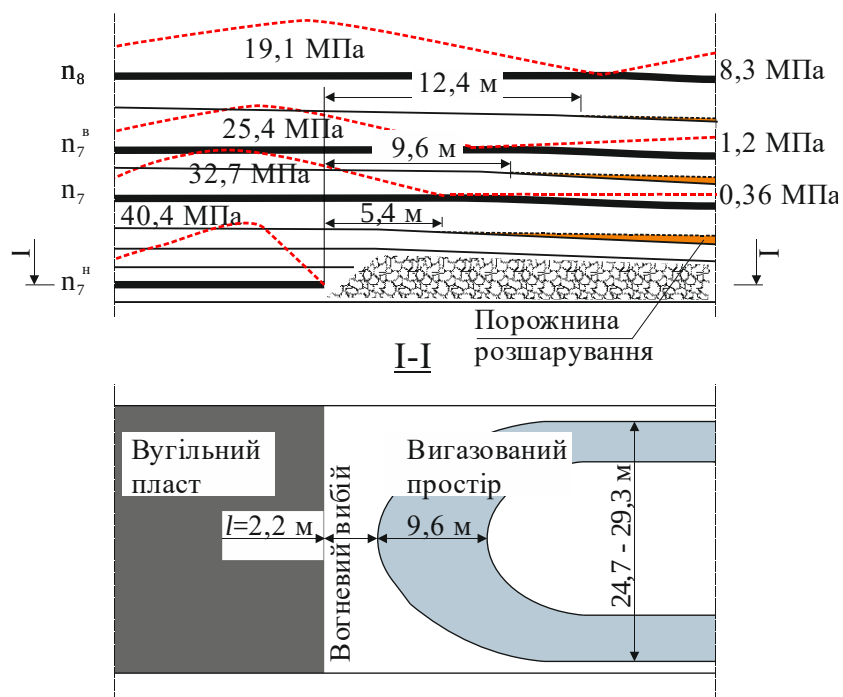


Рисунок 5.12 – Розподіл навантажень на шари порід над газогенератором під час газифікації вугільного пласта n_7^H експериментальної ділянки шахти «Червоноградська»

Аналізуючи геометричні та фізичні параметри навантажень на шари порід, слід відзначити факт розширення зон аномального тиску в гірському масиві, що вміщує пласт n_7^H . Характер зміни зазначених параметрів відбувається від пласта до денної поверхні по нормалі як у бік масиву, так і в бік виробленого простору в міру просування очисного вибою. При вигазовуванні вугільного пласта n_7^H потужністю 1,2 м із середньою швидкістю посування вогневого вибою 1,68 м/добу, опорна зона тиску на рівні підшви пласта n_7 формується на відстані $l = 3,1$ м від вибою газогенератора до межі формування порожнини розшарування над вигазованим простором підземного газогенератора в породо-вугільній товщі (див. рис. 5.12).

Аналізуючи дані рис. 5.12 необхідно зазначити, що порожнини розшарування над вигазованим простором газогенератора в міру посування вогневого вибою формуються на відстані 4,56 м від пласта n_7^H по нормалі до поверхні, 8,1 м – на рівні пласта n_7 , 1048 м – на рівні пласта n_7^E .

Також аналітичними дослідженнями, аналогічним чином, встановлено параметри розподілу навантажень та порожнин розшарування в породному масиві при газифікації вугільного пласта c_9 шахти ім. Героїв Космосу, що наведено на рис. 5.13.

Аналізуючи результати досліджень (див. рис. 5.13) геомеханічних процесів у породних шарах безпосередньої покрівлі газогенератора, слід констатувати, що при зростанні швидкості посування вогневого вибою опорна зона під час вигину породних шарів безпосередньої покрівлі зменшується в діапазоні 9,8 – 7,3 м, максимальні навантаження зростають у діапазоні 13,5 – 29,4 МПа, за довжини реакційного каналу 30 м горизонтальні переміщення шарів порід покрівлі зміщуються до вибою. За таких умов деформації в породах покрівлі за довжини каналу 30 м становитимуть 3,1 – 6,9 мм/м, що призводить до формування техногенної тріщинуватості породних шарів над реакційним каналом.

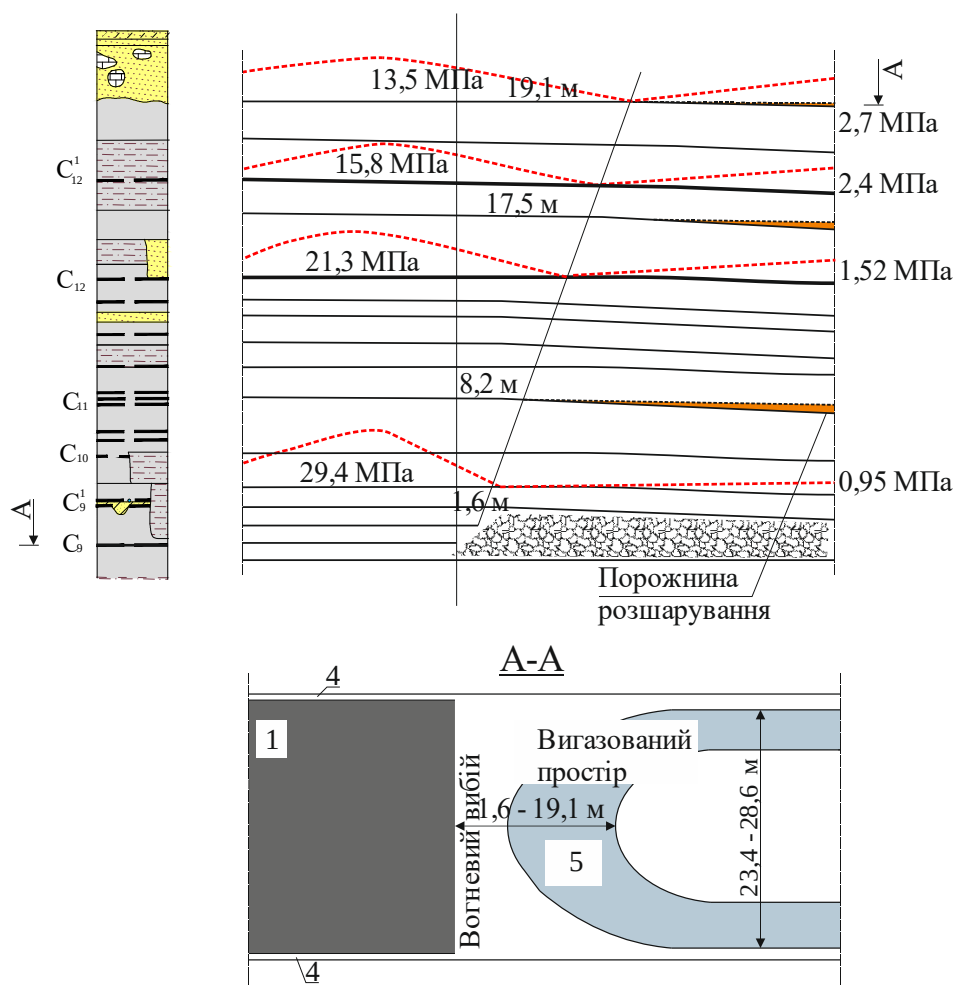


Рисунок 5.13 – Розподіл навантажень на породному масиві над газогенератором під час газифікації тонкого вугільного пласта c_9 шахти ім. Героїв Космосу:

- 1 – вугільний пласт; 2 – вигазований простір; 3 – реакційний канал;
4 – експлуатаційні горизонтальні свердловини; 5 – площа порожнин над вигазованим простором газогенератора

Первинний вплив на формування тріщинуватості в породах безпосередньої покрівлі спричиняється гірським тиском. Під час експлуатації газогенератора на геомеханічні процеси в породному масиві накладається вторинний фактор – термонапруження. За потужності $H = 3,4$ м шар безпосередньої покрівлі ділиться на дві пачки: нижня – потужністю $h_n = 1,3$ м і верхня – потужністю $h_e = 2,1$ м. У таких умовах спостерігається плавне опускання шарів безпосередньої покрівлі на породи підосви, які здимаються, з виникненням техногенної тріщинуватості з інтенсивністю в діапазоні 3 – 12 тр. на 1 п.м.

Вплив термонапружень незначний, або відсутній у породних шарах основної покрівлі. Враховуючи цей фактор, розрахунок напружено-деформованого стану порід покрівлі проводився без урахування температурного коефіцієнта. За потужності основної покрівлі 5,5 м, модуль деформації порід покрівлі в масиві буде $E_0 = 1,71 \cdot 10^4$ МПа, над вигазованим простором підземного газогенератора $E_h = 0,68 \cdot 10^4$ МПа.

Критичні умови в породних шарах основної покрівлі виникають у випадку, коли навантаження з боку верхніх шарів порід розповсюджуються до точки перегину шару покрівлі. За довжини вогневого вибою газогенератора 30 м, опускання породних шарів над вибоєм сягає 126 мм, а за відстані 5 м від вибою – 191 мм. На міцність порід основної покрівлі впливає наявність зростання напружень у характерних перерізах шарів під дією згину. Наявність цих факторів призводить до виникнення критичних деформацій у діапазоні 5,3 – 9,8 мм/м у породах основної покрівлі.

За опору за нашаруванням порід покрівлі на сколювання $R_{ск} = 2,38$ МПа, і на відрив 0,051 МПа спостерігається руйнування порід основної покрівлі. В перерізі основної покрівлі 20,8 м у вигазований простір газогенератора може спостерігатися обвалення порід шарів нижньої пачки основної покрівлі. За таких умов спостерігається плавне опускання породних шарів основної покрівлі з виникненням розшарувань і тріщин з інтенсивністю в діапазоні 5 – 10 тр. на 1 п.м. Розшарування породної товщі основної покрівлі спостерігається на два шари потужністю 2,1 і 3,4 м.

У табл. 5.5 наведено усереднені дані щодо зміни об'ємів порожнин розшарування породної товщі при газифікації вугільного пласта n_7^H шахти «Червоноградська» та вугільного пласта c_9 шахти ім. Героїв Космосу.

Таблиця 5.5 – Параметри порожнин розшарування під час газифікації вугільного пласта n_7^H шахти «Червоноградська» та вугільного пласта c_9 шахти ім. Героїв Космосу

Довжина вогневого вибою, м	Шахта «Червоноградська», пласт n_7^H		Шахта ім. Героїв Космосу, пласт c_9	
	$h_{\max}$, мм	$V_{p \max}$, м ³	$h_{\max}$, мм	$V_{p \max}$, м ³
30	Параметри порожнини розшарування на рівні пласта n_7^H		Параметри порожнини розшарування на рівні пласта c_{10}	
	352	463	315	319
	Параметри порожнини розшарування на рівні пласта n_7		Параметри порожнини розшарування на рівні пласта c_{12}	
	311	380	244	254
	Параметри порожнини розшарування на рівні пласта n_7^6		Параметри порожнини розшарування на рівні пласта c_{12}^1	
	216	229	180	183

Порожнина розшарування найбільшої висоти формується на рівні пласта n_7^H між породним «жорстким» шаром 3 і шаром 2 – основною покрівлею вугільного пласта n_7^H , що розробляється (див. рис. 5.12). Також необхідно констатувати, що опорна зона на рівні пласта c_{12} при вигазовуванні пласта c_9 розташована у зрушеній товщі на відстані 8,2 м від вогневого вибою над газогенератором і є межею формування порожнини на рівні 5 жорсткого шару (див. рис. 5.13). Також порожнина формується на рівні 2 жорсткого шару між шаром основної і безпосередньої покрівлями, на відстані 1,6 м від вогневого вибою. Подальшим дослідженнями встановлено сумарні параметри порожнин розшарування за потужності вугільних пластів від 0,6 до 1,2 м (рис. 5.14).

Згідно з даними рис. 5.14 сумарний об'єм порожнин розшарування надвугільної товщі від потужності вугільного пласта описується логарифмічною залежністю. При цьому, як встановлено дослідженнями, за потужності вугільного пласта 0,6 м порожнина розшарування на рівні 8 (табл. 5.3) та 7 (табл. 5.4) не формується. Таким чином, проведеними дослідженням встановлено об'єми порожнин розшарування гірського масиву навколо підземного газогенератора.

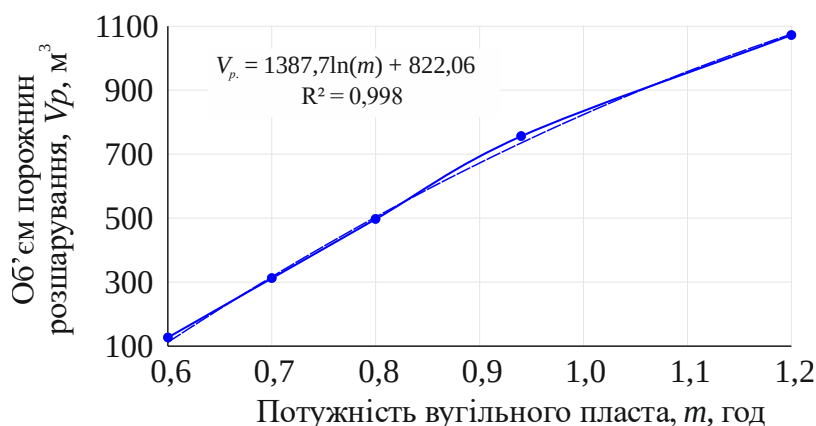


Рисунок 5.14 – Залежність зміни сумарного об'єму порожнин розшарування надвугільної товщі від потужності вугільного пласта

На прикладі газифікації пластів від 0,6 до 1,2 м визначено, що об'єм порожнин розшарування (V_p) змінюється від 127 до 1072 м^3 . Тому, враховуючи параметри об'ємів сформованих порожнин за довжиною стовпа газифікації від 418 та 627 м^3 ($k_3 = 0,81$), додатково можна утилізувати від 0,55 до 1,7 тис. м^3 вуглекислого газу, при $k_3 = 0,94 - 0,61 - 1,8$ тис. м^3 . Дані значення відповідно становлять 4,2 – 8,6% та 4,7 – 9,1% від неутилізованого газу. Отже, шляхом подачі вуглекислого газу у складі дуттьової суміші та його закачуванням у техногенно сформовані порожнини підземного газогенератора ефективність утилізації вуглекислого газу становить 73,03 – 94,97 %.

5.5 Висновки за розділом

Оцінено механізм та хімізм взаємодії вуглецю палива з киснем, який демонструє послідовність етапів, що відбуваються під час їх гетерогенної взаємодії у процесі газифікації вугілля. Умовно ці процеси можна розділити на фізичні та хімічні етапи, що в сукупності забезпечують деструкцію вугілля з утворенням вихідного продукту реакцій (генераторного газу).

Визначено коефіцієнт утилізації вуглекислого газу k_{CO_2} під час підземній газифікації вугілля, який оцінюється його концентраціями у складі дуттьової суміші $\eta_{CO_2}^1$ та генераторному газі $\eta_{CO_2}^2$, остання яка змінюється лінійно за

граничних концентрацій подачі вуглекислого газу у складі дуттьової суміші не більше 22,3%. Урахування цієї залежності дає змогу спрогнозувати теплотворну здатність отриманого газу LHV та ефективність ведення процесу підземної газифікації вугілля з наступною утилізацією вуглекислого газу.

Визначено якісні та кількісні параметри утилізації вуглекислого генераторного газу у складі дуттьової суміші, де показник утилізації становить від 68,83% (8,9 млн m^3) до 85,87% (23,21 млн m^3). Встановлено логарифмічну залежність зміни об'єму порожнин розшарування надвугільної товщі від потужності вугільного пласта, що газифікується.

Встановлено ефективний час подачі повітряно-вуглекислотного дуття t до площини підземного газогенератора, що характеризується лінійною залежністю від потужності вугільного пласта m та показників виходу вуглекислого газу у складі генераторного газу $\eta_{CO_2}^2$ у кількості 25% як критичне значення. Це дає змогу спрогнозувати тривалість роботи підземного газогенератора, направлено на утилізацію вуглекислого газу (68,83 – 85,87%) з максимальним забезпеченням теплоти згоряння генераторного газу на рівні 6,3 – 6,6 МДж/ m^3 .

За результатами проведених досліджень оцінено геомеханічну ситуацію гірського масиву навколо підземного газогенератора зі встановленням відповідних геометричних і фізичних параметрів навантажень на його шари. Визначено параметри порожнин техногенного походження у площині та навколо підземного газогенератора, які додатково можна заповнити вуглекислим газом, що дає змогу підвищити показники його утилізації на 4,2 – 9,1%

Список використаних джерел до розділу 5

1. Palanivelu, K. (2017). Climate change mitigation via utilization of carbon dioxide. *Carbon Utilization*, 131-141. https://doi.org/10.1007/978-981-10-3352-0_9
2. Саїк, П.Б., & Гуназа, К.Г. (2024). Аналіз технологічних та технічних рішень з утилізації вуглекислого газу при видобутку вугілля. У *Матеріалах XVII Міжнародної науково-практичної конференції «Українська школа гірничої інженерії»* (с. 75-76). Східниця, Україна. <https://doi.org/10.33271/usme17.075>
3. Koutsoyiannis, D., & Kundzewicz, Z. (2020). Atmospheric temperature and CO₂: Hen-or-egg causality? *Sci*, 2(3), 72. <https://doi.org/10.3390/sci2030072>
4. ÓhAiseadha, C., Quinn, G., Connolly, R., Connolly, M., & Soon, W. (2020). Energy and climate policy-an evaluation of global climate change expenditure 2011-2018. *Energies*, 13(18), 4839. <https://doi.org/10.3390/en13184839>
5. Helm, D. (2014). The European framework for energy and climate policies. *Energy Policy*, 64, 29-35. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.063>
6. 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). Дніпро, Україна: Національний гірничий університет.
7. Dai, F., Zhang, S., Luo, Y., Wang, K., Liu, Y., & Ji, X. (2023). Recent progress on hydrogen-rich syngas production from coal gasification. *Processes*, 11(6), 1765. <https://doi.org/10.3390/pr11061765>
8. Kurt, E., Qin, J., Williams, A., Zhao, Y., & Xie, D. (2023). Perspectives for using CO₂ as a feedstock for biomanufacturing of fuels and chemicals. *Bioengineering*, 10(12), 1357. <https://doi.org/10.3390/bioengineering10121357>
9. Zhao, Y., & Itakura, K. (2023). A state-of-the-art review on technology for carbon utilization and storage. *Energies*, 16(10), 3992. <https://doi.org/10.3390/en16103992>
10. Huang, L. (2023). CO₂ geological storage and utilization. *Atmosphere*, 14(7), 1166. <https://doi.org/10.3390/atmos14071166>
11. McGraw-Hill. (2021). *Paris climate agreement*. AccessScience Editors <https://doi.org/10.1036/1097-8542.br0612171>

12. Саїк, П.Б. (2024). До питання утилізації вуглекислого газу при підземній газифікації вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (79), 84-94.

13. Саїк, П.Б., & Фальштинський, В.С. (2024). Утилізація діоксиду вуглецю при свердловинній підземній газифікації вугілля. *Збірник наукових праць НГУ*, (78), 39-50. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/78.039>

14. Askarova, A., Mukhametdinova, A., Markovic, S., Khayrullina, G., Afanasev, P., Popov, E., & Mukhina, E. (2023). An overview of geological CO₂ sequestration in oil and gas reservoirs. *Energies*, 16(6), 2821. <https://doi.org/10.3390/en16062821>

15. Hoteit, H., Fahs, M., & Soltanian, M. R. (2019). Assessment of CO₂ injectivity during sequestration in depleted gas reservoirs. *Geosciences*, 9(5), 199. <https://doi.org/10.3390/geosciences9050199>

16. Rejdak, M., Książek, M., Wojtaszek-Kalaitzidi, M., Rodź, A., Mertas, B., Larsen, S., & Szecówka, P. (2024). A study on bio-coke production – the influence of biochar addition to the coking blend on bio-coke quality parameters. *Energies*, 17(24), 6425. <https://doi.org/10.3390/en17246425>

17. Navarro, J.C., Centeno, M.A., Laguna, O.H., & Odriozola, J.A. (2018). Policies and motivations for the CO₂ valorization through the Sabatier reaction using structured catalysts. A review of the most recent advances. *Catalysts*, 8(12), 578. <https://doi.org/10.3390/catal8120578>

18. Memon, M., Jiang, Y., Hassan, M., Ajmal, M., Wang, H., & Liu, Y. (2023). Heterogeneous catalysts for carbon dioxide methanation: A view on catalytic performance. *Catalysts*, 13(12), 1514. <https://doi.org/10.3390/catal13121514>

19. Moioli, E., Gallandat, N., & Züttel, A. (2019). Parametric sensitivity in the Sabatier reaction over Ru/Al₂O₃ – theoretical determination of the minimal requirements for reactor activation. *Reaction Chemistry and Engineering*, 4(1), 100-111. <https://doi.org/10.1039/c8re00133b>

20. Ільяшов, М.О., Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2012). До питання створення заміника природного газу при свердловинній підземній газифікації вугілля. У *Матеріалах міжнародної конференції «Форум гірників»* (с. 41-50). Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет.

21. Khan, S.H., Kumari, A., Dixit, G., Majumder, C.B., & Arora, A. (2020). Thermodynamic modeling and correlations of CH₄, C₂H₆, CO₂, H₂S, and N₂ hydrates with cage occupancies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(8), 3689-3709. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00998-y>
22. Hussien, A.G.S., & Polychronopoulou, K. (2022). A review on the different aspects and challenges of the dry reforming of methane (DRM) reaction. *Nanomaterials*, 12(19), 3400. <https://doi.org/10.3390/nano12193400>
23. Khan, M.M., Mmbaga, J.P., Shirazi, A.S., Trivedi, J., Liu, Q., & Gupta, R. (2015). Modelling underground coal gasification – A review. *Energies*, (8), 12603-12668. <https://doi.org/10.3390/en8112331>
24. Mohammadi, A., & Anukam, A. (2023). The technical challenges of the gasification technologies currently in use and ways of optimizing them: A review. In *Latest Research on Energy Recovery*, 1-13. <https://doi.org/10.5772/intechopen.102593>
25. Zhao, B., Dong, X., Chen, Y., Chen, S., Chen, Z., Peng, Y., Liu, 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>
26. Vyazovkin, S. (2020). Activation energies and temperature dependencies of the rates of crystallization and melting of polymers. *Polymers*, 12(5), 1070. <https://doi.org/10.3390/polym12051070>
27. Dychkovskiy, R.O. (2015). Determination of the rock subsidence spacing in the well underground coal gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 30-36.
28. Falshtynskiy, V., Dychkovskiy, R., Saik, P., & Lozynskiy, V. (2014). Some aspects of technological processes control of an in-situ gasifier during coal seam gasification. *Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining*, 109-112. <https://doi.org/10.1201/b17547-20>
29. Lobo, L.S., & Carabineiro, S.A.C. (2016). Kinetics and mechanism of catalytic carbon gasification. *Fuel*, 183, 457-469. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.06.115>

30. Zhu, Z., Lu, G.Q., Finnerty, J., & Yang, R.T. (2003). Electronic structure methods applied to gas-carbon reactions. *Carbon*, 41(4), 635-658.
[https://doi.org/10.1016/s0008-6223\(02\)00380-9](https://doi.org/10.1016/s0008-6223(02)00380-9)
31. Diao, R., Zhu, X., Wang, C., & Zhu, X. (2020). Synergistic effect of physicochemical properties and reaction temperature on gasification reactivity of walnut shell chars. *Energy Conversion and Management*, 204, 112313.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112313>
32. Luo, Q., Bai, Y., Wei, J., Song, X., Lv, P., Wang, J.F., Su, W., Lu, G., & Yu, G. (2023). Insights into the oxygen-containing groups transformation during coal char gasification in H₂O/CO₂ atmosphere by using ReaxFF reactive force field. *Journal of the Energy Institute*, 109, 101293.
<https://doi.org/10.1016/j.joei.2023.101293>
33. Kariznovi, M., Nourozieh, H., Abedi, J., & Chen, Z. (2013). Simulation study and kinetic parameter estimation of underground coal gasification in Alberta reservoirs. *Chemical Engineering Research and Design*, 91(3), 464-476.
<https://doi.org/10.1016/j.cherd.2012.11.008>
34. 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>
35. 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>
36. 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>
37. Фальштинський, В.С. (2009). *Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля*. Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет, 131 с.

38. 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>

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

40. 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>

41. Малашкевич, Д.С., Петльований, М.В., Сай, К.С., & Козій, Є.С. (2020). Кількісно-якісна оцінка запасів вугілля як важливий етап обґрунтування доцільності їх селективного відпрацювання. *Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: технічні науки*, 31(70(5)), 158-166. <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2020.5/26>

42. Лозинський, В.Г. (2015). Методика визначення доцільності застосування технології свердловинної підземної газифікації вугілля на основі розрахунку коефіцієнта економічної ефективності. *Збірник наукових праць НГУ*, (48), 52-61. Режим доступу: <http://znp.nmu.org.ua/pdf/2015/48.pdf>

43. 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>

44. Савостьянов, О.В., Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., & Руських, В.В. (2007). Механізм поведінки породної товщі при свердловинній підземній газифікації тонких вугільних пластів. *Науковий вісник НГУ*, (10), 12-16.

45. Su, F., Zhang, T., Wu, J., Deng, Q., Hamanaka, A., Yu, Y., Dai, M., He, X., & Yang, J. (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>

46. Саїк, П.Б. (2023). До питання розвитку гірничих робіт при газифікації вугілля. У *Матеріалах XIII міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»* (с. 285-287). Дніпро, Україна. Режим доступу: https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/naukova-vesna-2023/Scientific_Spring_2023.pdf

47. Qin, Y., Xu, N., Chen, W., & Wu, L. (2023). Experimental study on the effect of high temperature on the physical and mechanical properties of sandstone with different bedding angles. *Applied Sciences*, 13(24), 13199. <https://doi.org/10.3390/app132413199>

48. Guo, J., Lei, Y., Yang, Y., Cheng, P., Wang, Z., & Wu, S. (2023). Effects of high temperature treatments on strength and failure behavior of sandstone under dynamic impact loads. *Sustainability*, 15(1), 794. <https://doi.org/10.3390/su15010794>

49. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., & Фальштинський, В.С. (2015). *Зміни гірського масиву при фізико-хімічних геотехнологіях газифікації вугілля*. Дніпро, Україна: Національний гірничий університет. Режим доступу: <https://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/146927>

50. Shavarskyi, I., Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Akimov, O., Sala, D., & Buketov, V. (2022). Management of the longwall face advance on the stress-strain state of rock mass. *Mining of Mineral Deposits*, 16(3), 78-85. <https://doi.org/10.33271/mining16.03.078>

51. Савостьянов, О.В. (2016). *Методи прогнозу геомеханічних процесів для вибору технологічних параметрів відпрацювання пологих пластів*. Дніпро, Україна: Національний гірничий університет, 246 с.

52. 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, 137-147. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.291.137>

РОЗДІЛ 6

ТЕХНОЛОГІЯ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З ПОПУТНОЮ УТИЛІЗАЦІЄЮ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ

6.1 Спосіб керування процесом підземної газифікації вугілля керованою точкою подачі дуття

У попередніх розділах обґрунтовано параметри оптимізації технології підземної газифікації вугілля (ПГВ), дотримання яких дає змогу отримувати висококалорійний генераторний газ, забезпечуючи високий ступінь збалансованості процесу за рахунок формування активних зон вогневого вибою, зменшення витрат на дуття при розширенні області вигазованого простору підземного газогенератора. Відомо, що швидкість газифікації вугілля зумовлена інтенсивністю хімічних реакцій і безпосередньо залежить від інтенсивності підведення до вугільного масиву дуттьових сумішей та умов відведення продуктів газифікації [1] – [3].

Під впливом високої температури, яка зазвичай встановлюється при газифікації від 600 до 1050 °С, швидкість горіння визначається, головним чином, інтенсивністю дифузії кисню до реакційної поверхні вугільного пласта. Якщо швидкість руху повітря на поверхні вогневого вибою збільшити до сотень метрів на секунду, то процес газифікації відбуватиметься з більшою інтенсивністю. Склад газу ПГВ визначається не тільки елементним складом твердого палива і видом дуття, що подається в підземний газогенератор, а й співвідношенням між довжинами окислювальної та відновної зон і середньою температурою газової фази в межах кожної з цих зон.

У роботі [4] зазначено, що при ламінарному русі газів і швидкості дуття від 6307,2 до 1261,44 тис. м³/год згоряння СО і СО₂ відбувається, головним чином, поблизу поверхні вугілля і в об'ємному просторі підземного газогенератора. За таких умов найважливішою вторинною реакцією газифікації є гетерогенна реакція відновлення СО₂ в СО ($C + CO_2 = 2CO \pm q$). У процесі газифікації твердого палива ця реакція в значній мірі визначає якість

отриманого газу, яка протікає за високих температур (вище 800 °С). Ця ендотермічна реакція протікає у відновній зоні підземного газогенератора.

У класичному розумінні практична реалізація технології підземної газифікації вугілля передбачає підведення дуттьових сумішей за двома технологіями. Перша технологія передбачає подачу дуття по експлуатаційній свердловині, друга – подачу дуттьової суміші по керованому трубопроводу з керованою точкою дуття. Загальну схему газогенератора наведено на рис. 6.1.

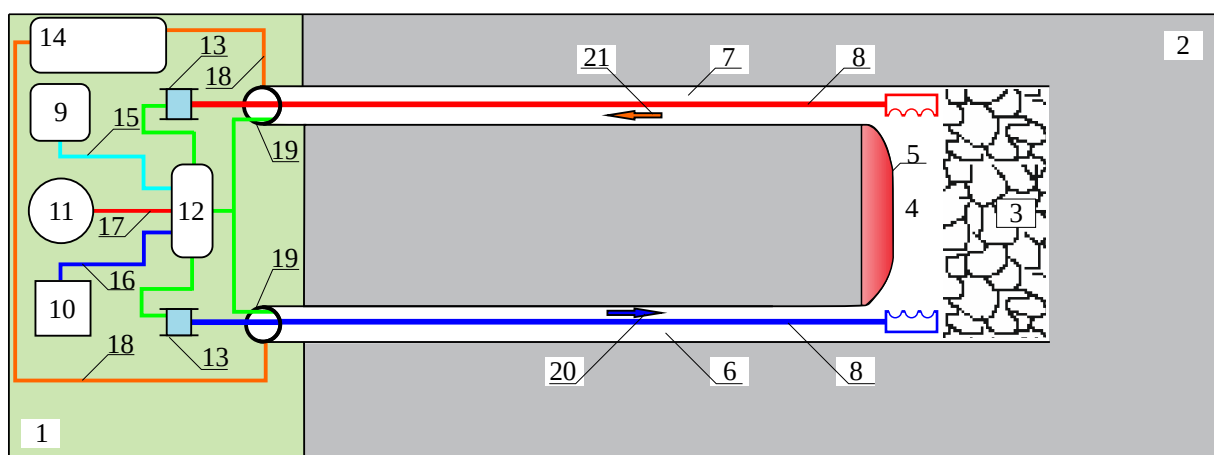


Рисунок 6.1 – Технологічна схема підземного газогенератора: 1 – денна поверхня; 2 – вугільний пласт; 3 – вигазований простір; 4 – реакційний канал; 5 – вогневий вибій; 6 – дуттьова свердловинна; 7 – газовідвідна свердловинна; 8 – гнучкий керований трубопровід; 9 – компресор для подачі повітряного дуття; 10 – кисневий генератор; 11 – парогенератор; 12 – змішувач-дозатор компонентів дуття; 13 – пристрій для посування гнучкого керованого трубопроводу; 14 – комплекс з очистки генераторного газу; 15 – повітряний трубопровід; 16 – кисневий трубопровід; 17 – паровий трубопровід; 18 – трубопровід відведення генераторного газу; 19 – устя експлуатаційних свердловин; 20 – напрямок подачі повітряного дуття; 21 – напрямок відведення продуктів газифікації

Відповідно до технологічної схеми рис. 6.1 реакційний канал 4 формується із денної поверхні 1 шляхом гідророзриву вугільного пласта 2. Параметри довжини встановлюються, виходячи з показників матеріального та теплового

балансів газифікації, розмірів зони екзотермічних реакцій та геомеханічних параметрів гірського масиву, що вміщує газогенератор [5], [6].

Монтаж гнучкого керованого трубопроводу 8 здійснюється шляхом її його подачі по свердловинах 6, 7 за допомогою пристроїв 13. Розпалювання пласта проводять через свердловини 6, 7. Після чого для забезпечення додаткової активізації процесу запалювання вугільного пласта по гнучкому трубопроводу 8, що закладений у дуттьовій свердловині 6, в місце розпалювання подають кисень.

Система розробки підземних газогенераторів передбачає застосування гнучких трубопроводів з внутрішнім діаметром 28 см і зовнішнім 33,5 см у бухтах. Для стабільної подачі дуттьової суміші до джерела вогневого вибою застосовується змішувач-дозатор компонентів дуття 12. Він забезпечує безперервну подачу дуття головними експлуатаційними свердловинами 6, 7 і гнучкими керованими трубопроводами 8 у міру посування вогневого вибою газогенератора. Застосування такої комплексної системи подачі дуття забезпечує подачу і керованість активними реагентами дуття (O_2 , O_2+CO_2 , перегріта пара) на вогневий вибір реакційного каналу газогенератора.

Після розпалювання вугільного пласта від ємності з киснем 10 до вогневого вибою окислювальної зони реакційного каналу по гнучкому трубопроводу свердловини 6 подається кисень. Формування і подальша експлуатація окислювальної зони реакційного каналу пов'язана з протіканням екзотермічних процесів термохімічних реакцій. Дані реакції забезпечують стабільну кінетику ендотермічних реакцій у відновній зоні реакційного каналу. Довжина окислювальної зони повинна бути в межах 0 – 10,45 м відповідно до проведених досліджень.

Керовані гнучкі трубопроводи з перфорованими насадками посуваються за вогненним вибоєм газогенератора за допомогою барабанів 13. Генераторні гази 21 з реакційного каналу по газовідвідній свердловині 7 направляються на денну поверхню 1 і далі по трубопроводу 13 поступають у поверхневий комплекс очистки і переробки продуктів підземної газифікації 14.

У процесі підземної газифікації вугілля в умовах шахт використовуються технологічні операції, які мають певні спільні риси з вищезазначеною технологією. Основна відмінність полягає у способах підготовки газогенератора, процесах розпалювання та методах відведення генераторних газів [7], [8]. Розглянемо дану технологію на прикладі газифікації вугільного пласта в умовах шахти «Степова» ДП «Львіввугілля» (рис. 6.2). Відповідно до проєктних рішень технологія газифікації вугілля у виймальному стовпі шахти «Степова» проходить таким чином. За довжиною виїмкового стовпа газогенератора з боку 566 конвеєрного штреку проводяться експлуатаційні свердловини на всю довжину стовпа.

Підготовку шахтного газогенератора проводять з 566 конвеєрного штреку за допомогою дуттьової 2 та газовідвідної 3 свердловин по вугільному пласту 1. З боку 566 конвеєрного штреку 4 виїмковий стовп газогенератора оконтурюється монтажною бермою 5 і відділяється від штреку жаростійкою перемичкою 6, збоку 567 вентиляційного штреку 7 споруджується також монтажна берма 5 в якій формується реакційний канал 6. У монтажній бермі 5 зі сторони 566 конвеєрного штреку 4 монтуються елементи керованої подачі дуття. В дуттьову 2 та газовідвідну 3 свердловини монтують гнучкий керований трубопровід 8. Після закінчення монтажних робіт берма 5 567 вентиляційного штреку 7 відділяється від штреку жаростійкою перемичкою 9. Для вентиляції підземних виробок в кінці виймального стовпа проводять вентиляційний хідник 10. Отриманий генераторний газ подають на земну поверхню через вертикальну газовідвідну свердловину 11 (з'єднання з поверхневим комплексом очистки і переробки продуктів газифікації).

Для стабільної подачі дуттьової суміші до джерела вогневого вибою 12 застосовується змішувач-дозатор компонентів дуття 13, на який поступають такі суміші як пара, кисень та повітря по трубопроводах 14 відповідно від парогенератора 15, кисневого генератора 16 та повітряного компресора 17. Змішувач-дозатор 13 забезпечує безперервну подачу дуття головними експлуатаційними свердловинами і гнучкими керованими трубопроводами в міру посування вогневого вибою газогенератора.

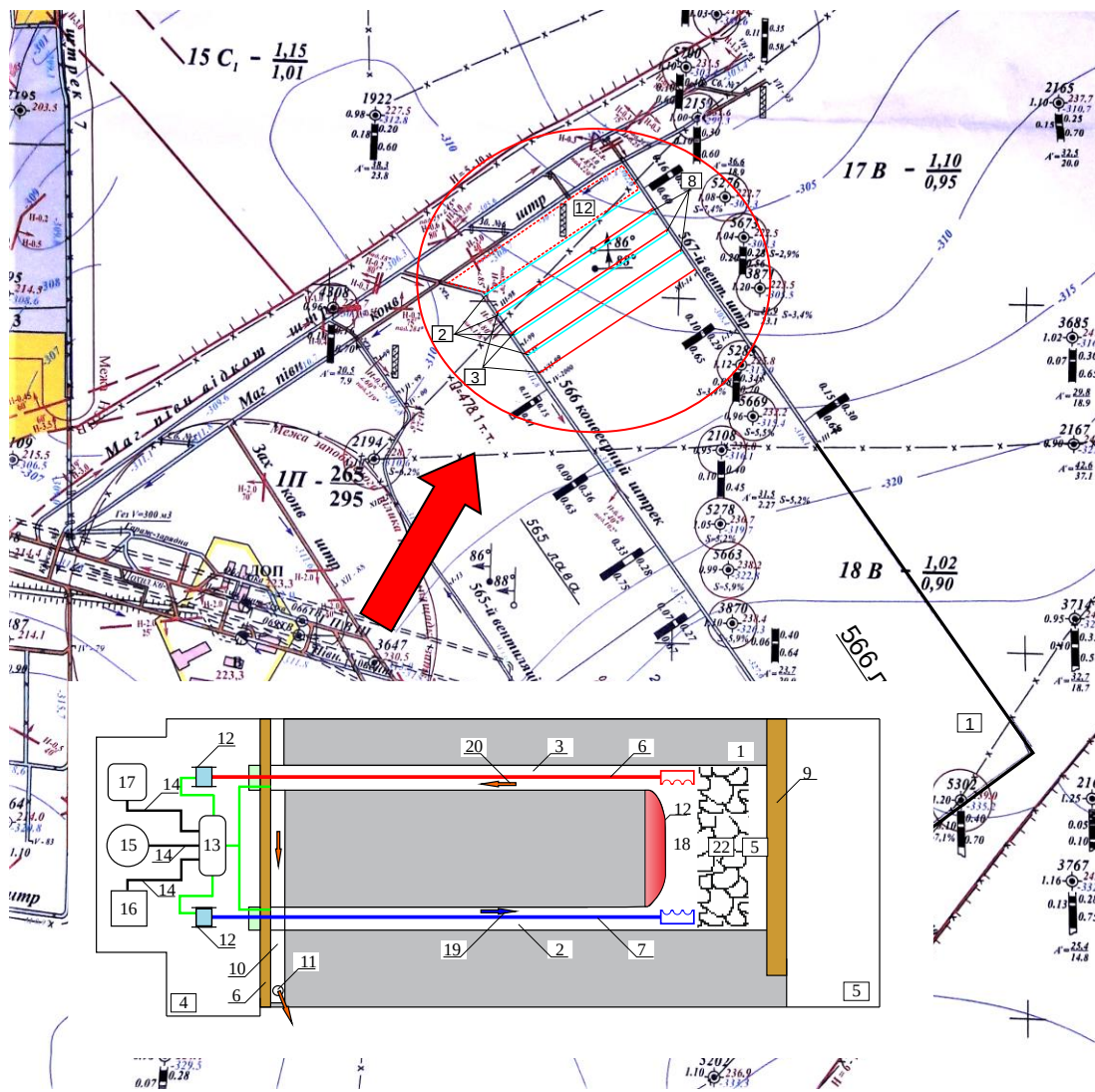


Рисунок 6.2 – Викопіювання з плану гірничих виробок з наведенням технологічної схеми шахтного газогенератора: 1 – вугільний пласт; 2 – дуттьова свердловинна; 3 – газовідвідна свердловинна; 4 – 566 конвеєрний штрек; 5 – монтажна берма; 6, 9 – жаростійка перемичка; 7 – 567 вентиляційний штрек; 8 – гнучкий керований трубопровід; 10 – вентиляційний хідник; 11 – вертикальна газовідвідна свердловинна (з'єднання з поверхневим комплексом очистки і переробки продуктів газифікації); 12 – вогневий вибій; 13 – змішувач-дозатор компонентів дуття; 14 – трубопровід для подачі дуттьових сумішей; 15 – парогенератор; 16 – кисневий генератор; 17 – повітряний компресор; 18 – реакційний канал; 19 – напрямок подачі повітряного дуття; 20 – напрямок відведення продуктів газифікації; 21 – пристрій для посування гнучких керованих трубопроводів

Розпалювання вугільного пласта здійснюється на сполучені дуттьової свердловини 2 та реакційного каналу газогенератора 18 за допомогою гнучкого керованого трубопроводу 8. При газифікації задається температурний діапазон, в нашому випадку для марки вугілля Г 520 – 650 °С, який контролюють у процесі розпалювання, шляхом балансування тиску та складом дуття за довжиною стовпа газифікації. Гнучкий металевий трубопровід 8 по дуттьовій свердловині 2 посувається за вогневим вибоєм 12 за допомогою пристроїв 21. Для рівномірності посування вогневого вибою здійснюється реверс його активних зон. При реверсі гнучкий металевий трубопровід 8 посувається по свердловині 3.

При газифікації вугільного пласта по керованому трубопроводу 8, що розташований у дуттьовій свердловині 2 дуттьова суміш поступає на «дзеркало» вогневого вибою 12. Отриманий таким чином температурний режим дає змогу забезпечити стабільність та активність кінетики хімічних реакції при газифікації вугілля. Температура вихідного газу за даними розрахунку матеріально-теплового балансу в газовідвідній свердловині при газифікації вугілля марки Г у діапазоні $T = 820 - 870$ °С, а під час виходу з газогенератора $T = 708 - 756$ °С [9].

Таким чином, відповідно до запропонованих технологій було досліджено ефективність ведення процесу газифікації при подачі дуття як експлуатаційними свердловинами, так і керованими гнучкими трубопроводами.

Дослідження ефективності процесу підземної газифікації вугілля за рахунок технологічних рішень проводились у два послідовні етапи з певною циклічністю. Всього було десять циклів проведення досліджень. Перший етап досліджень (цикли – 1, 3, 5, 7, 9) містив подачу повітряного дуття по змодельованій дуттьовій свердловині в зону реакційного каналу. На наступному етапі (цикли – 2, 4, 6, 8, 10) у вже сформований вогневий вибій додатково подавали дуттьову суміш через керований трубопровід (комбінований режим). Під час кожного етапу дослідження заміряли концентрації горючих газів (CO , H_2 , CH_4) у вихідній суміші. Тиск подачі дуттьової суміші по свердловині складав 0,12 – 0,15 МПа, а по керованому трубопроводу 0,18 – 0,21 МПа.

Газами, що утворюються в процесі підземної газифікації, є H_2 , CO , CH_4 та CO_2 . Відповідно до [10] основними хімічними реакціями, що зумовлюють їх утворення, є:



Таке протікання хімічних реакцій вказує на те, що кисень, який є у складі дуттьової суміші як окислювач, повністю задіяний у реакціях. Виходячи з цього, можна стверджувати, що присутність кисню у вихідній суміші газогенератора свідчить про дестабілізацію процесу газифікації. Результати моніторингу основного складу генераторного газу та теплоти згорання наведено на рис. 6.3.

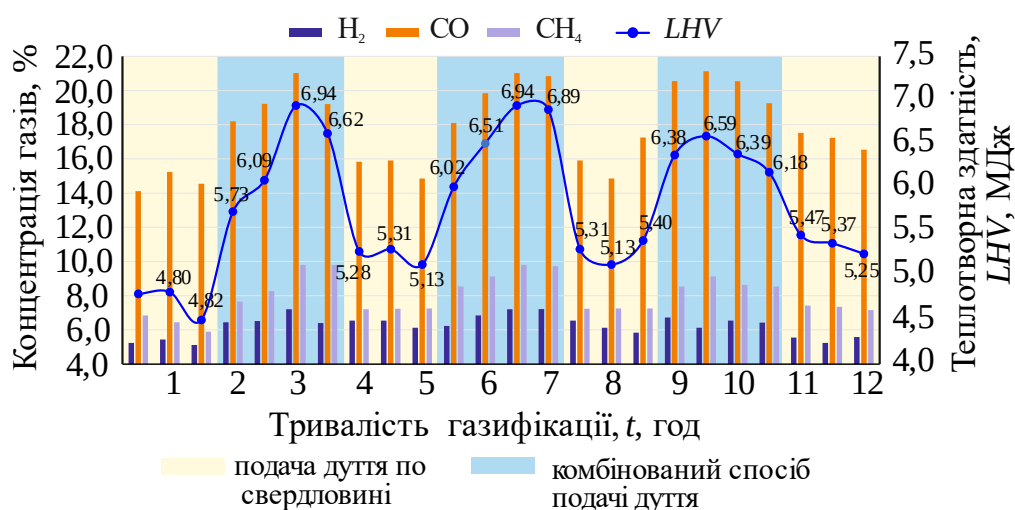


Рисунок 6.3 – Дані щодо зміни концентрації горючих генераторних газів впродовж проведення експериментів від способу подачі дуттьових сумішей

Перший цикл проведення дослідження полягав у встановленні концентрацій горючих газів під час подавання повітряного дуття по дуттьовій свердловині. Тиск подачі дуття становив 0,32 МПа. Необхідно зазначити, що подачу цього дуття почали проводити на 2 годину проведення експерименту, оскільки такий період подачі повітряного дуття був достатнім для нарощення

температурного поля з формуванням реакційних зон у вогневому вибої та забезпечення реакцій газоутворення. Середня концентрація горючих газів при проведенні першого циклу досліджень становила 26,30%: CO – 14,63%, CH₄ – 6,40%, H₂ – 5,27%. Низькі показники водню свідчать про відсутність вологи у вугіллі, породах покрівлі та підшви, але частина вологи, все-таки, надходила у змодельований газогенератор, яка потрапляла з повітряним дуттям в окислювальну зону. Вміст діоксиду вуглецю знижується – він відновлюється у монооксид вуглецю ($\text{CO}_2 + \text{C} = 2\text{CO}$), вміст якого систематично зростає [11]. Таке збільшення обумовлене також реакцією взаємодії частини вологи з розжареним вуглецем, що одночасно призводить до відповідного збільшення вмісту водню ($\text{H}_2\text{O} + \text{C} = \text{H}_2 + \text{CO}$).

Визначення ефективності процесу газифікації вугілля, при зміні способу подачі дуттьової суміші, проводилась шляхом різних режимів її подачі через годину тривалості експерименту. Концентрація газів вимірювалась кожні 30 хв.

З початком проведення досліджень за другим етапом (другий цикл) склад продукту генераторного газу відразу змінився. Простежується тенденція до підвищення середньої концентрації горючих газів H₂, CO, CH₄ на 8,64% до значень 34,93%. Це пов'язано з активною дією дуттьової суміші на площину вогневого вибою, зокрема на непрореаговану частину вугільного пласта зі сторони його покрівлі, оскільки свердловина була закладена 0,2m (*m* – потужність вугільного пласта, м) від підшви пласта, що зумовлює нерівномірний вплив дуттьової суміші на окислювальну зону підземного газогенератора від його підшви до покрівлі. Дані термопар вказали на зміну температурного поля вздовж осі реакційного каналу газифікації за площиною вугільного пласта від 350 – 1050 °C. Це свідчить про формування різнотемпературних зон хімічних реакцій у вогневому вибої, зокрема окислювальної, відновної та сухої дистиляції, що підтверджується низкою проведених досліджень. Зі сторони дуттьової свердловини формується окислювальна зона, у якій вуглець вступає в реакцію з киснем. Вона характеризується протіканням екзотермічних реакцій з температурою 790 – 1050 °C. Коли концентрація O₂ в окислювальній зоні

наближається до нуля, реакції горіння припиняються, що і є границею цієї зони. У даній зоні виділяється значна кількість CO_2 . Підвищення показників температури зі сторони дуттьової свердловини в окислювальній зоні також сприяє збільшенню концентрацій CO в зоні відновлення, що є наступною. Реакції, що протікають у відновній зоні, є ендотермічними, температура вугільного пласта та газового потоку поступово знижується. Її температурний режим становить $580 - 890^\circ\text{C}$. Відновна зона поступово переходить у зону сухої дистиляції, у якій відбувається утворення газу в результаті піролізу вугілля і протікає реакція метанування. Температура становить $580 - 350^\circ\text{C}$. Тут необхідно зазначити, що реакції піролізу відбуваються у всіх трьох зонах, оскільки вугільний пласт поступово прогрівається за потужністю пласта та довжиною вогневого вибою і виїмкового стовпа. Застосування подачі дуття через керований трубопровід сприяє активному контакту дуттьового потоку з вогневим вибоєм, зокрема в окислювальній зоні газогенератора. У таких умовах дуттьова суміш взаємодіє з вуглецем, який був нагрітий під час першого циклу проведення досліджень. Ефективність процесу газифікації зумовлена насамперед розширенням зони газифікації, формуванням стабільного температурного режиму та збільшенням об'єму введенного окислювача.

Крім цього, в канал газифікації з масиву вугілля надходить метан і пари води. У відновній зоні з поверхнею вугілля реагує вже не кисень дуття, а продукти газифікації, що утворилися в окислювальній зоні. На цій ділянці відбуваються ендотермічні реакції, пов'язані з відновленням CO_2 в CO . Процес відновлення діоксиду вуглецю залежить не лише від температури, але й від часу контакту CO_2 з реакційної поверхнею вугілля. Згідно з дослідженнями [4] встановлено, що за температури $850 - 900^\circ\text{C}$ рівновага реакції $\text{CO}_2 + \text{C} = 2\text{CO}$ встановлюється за $35 - 65$ хв контакту, за температури 1000°C на рівновагу необхідно $2 - 3$ хв.

Після проведення другого циклу дослідження за комбінованим режимом подачі дуття змодельований газогенератор було переведено на подачу дуття по дуттьовій свердловині (3 цикл). Концентрація горючих газів підвищилась на

2,86% у порівнянні з першим циклом. Така ситуація пояснюється розвитком поверхні вугільного пласта, на якій відбуваються хімічні реакції за рахунок інтенсивності дії комбінованого дуття на реакційну поверхню пласта, зокрема на пластові пори та тріщини.

При проведенні 3 та 5 циклу досліджень тиск подачі дуття залишався на рівні 0,32 МПа. При 6 циклі досліджень середня концентрація горючих газів знизилась порівняно з 2 циклом відповідно на 0,59%. Тому на 10 годину та 30 хв тривалості досліджень тиск подачі дуття поступово підвищили до значення у 0,4 МПа, за якого концентрація горючих газів перевищила 1 цикл дослідження. Ситуація зменшення концентрацій газів та підвищення тиску пов'язана зі збільшенням вигазованого простору, що зумовлює розсіювання дуттьової суміші у вогневому вибої.

Варіація теплотворної здатності під час проведення експерименту демонструє таку ж саму тенденцію, що й зміна концентрації H_2 , CO і CH_4 . Крім того, це демонструє поступовість збільшення теплоти згоряння за кожним способом подачі дуття. Теплотворна здатність газоподібного продукту при подачі дуття по дуттьовій свердловині змінювалась від 4,7 до 5,23 МДж/м³. При комбінованій подачі дуттьової суміші теплотворна здатність газу в середньому підвищується на 26% і змінюється від 6,34 до 6,59 МДж/м³. Максимальний скачок зміни теплоти згоряння простежується між 1 та 2 циклом дослідження завдяки утворенню стабільного температурного режиму як у вугільному пласті, так і в породах покрівлі та підшві.

Подача дуття керованими трубопроводами забезпечує формування незалежного джерела високотемпературного впливу, що обумовлює керованість процесом газифікації вугілля з різним складом як в автотермічному, так і періодичному алотермічному режимах. Комбінована подача дуття у підземний газогенератор зумовлює подвійне надходження окислювача O_2 в зону газифікації, що інтенсифікує процес газифікації за рахунок розширення реакційних зон $l_{ок.}$ і $l_{від.}$ як за довжиною стовпа газифікації L , так і за потужністю пласта m . При зміні способу подачі дуття середня

концентрація горючих газів (CO , CH_4 та H_2) підвищується на 2,0%, а теплота згоряння у середньому на 2,02 МДж/м³. Це дає змогу адаптувати способи подачі сумішей у реакційні зони газогенератора й оперативно приймати технологічні рішення щодо зміни режимів роботи підземного газогенератора.

6.2 Спосіб утилізації вуглекислого газу при підземній газифікації вугілля

Проведеними раніше дослідженнями встановлено, що при підземній газифікації вугілля формуються техногенні порожнини, параметри яких знаходяться у прямій залежності від фізико-механічних властивостей гірського масиву та технологічних особливостей ведення процесу газифікації, включно з режимами подачі дуттьових сумішей, контролем температури та тиску у підземних газогенераторах.

Основою розробки технології утилізації вуглекислого газу в техногенно сформовані порожнини підземного газогенератора є досвід закачування цього газу у виснажені нафтогазові сховища [[12] – [15] та його використання при розробці газогідратних покладів [16], [17]. Розробка способу утилізації вуглекислого газу в рамках виконання цього дослідження передбачає розв'язання задачі вдосконалення способу утилізації діоксиду вуглецю, в якому, шляхом введення нових технологічних операцій і параметрів досягається ефективність ведення процесу його утилізації в процесі іншого характеру взаємодії діоксиду вуглецю зі штучно сформованим підземним середовищем газогенератора, та за рахунок цього знижуються затрати й підвищується ергономічність процесу утилізації зі збереженням стану навколишнього середовища при отриманні енергетичних газів.

Основою розробки технології утилізації вуглекислого газу у техногенно сформовані порожнини підземного газогенератора є досвід закачування даного газу у виснажені нафтогазові сховища [12] – [15] та його використання при розробці газогідратних покладів [16], [17]. Розробка способу утилізації вуглекислого газу в рамках виконання цього дослідження передбачає

розв'язання задачі вдосконалення способу утилізації діоксиду вуглецю, в якому, шляхом введення нових технологічних операцій та параметрів досягається ефективність ведення процесу його утилізації в процесі іншого характеру взаємодії діоксиду вуглецю зі штучно сформованим підземним середовищем. Реалізація технології утилізації вуглекислого газу передбачає його захоронення як у вигазованому просторі підземного газогенератора, так і в порушеному гірському масиві [18], [19]. На рис. 6.4 і 6.5 наведено принципові схеми способів утилізації вуглекислого газу.

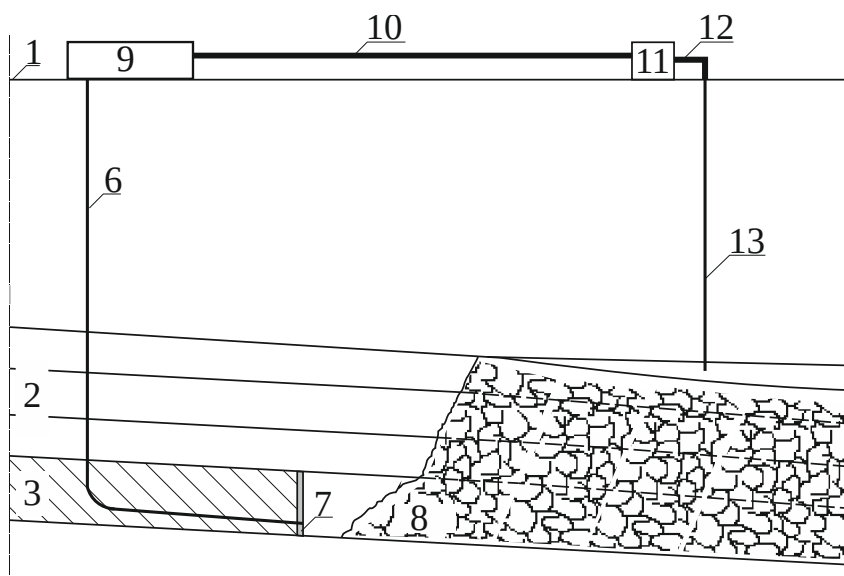


Рисунок 6.4 – Спосіб утилізації вуглекислого газу у гірському масиві:

- 1 – денна поверхня; 2 – безпосередня покрівля вугільного пласта; 3 – вугільний пласт; 4 – підшва вугільного пласта; 5 – дуттьова свердловина;
 6 – газовідвідна свердловина; 7 – вогневий вибій; 8 – вигазований простір;
 9 – комплекс з охолодження та очистки генераторного газу; 10, 12 – трубопровід відведення вуглекислого газу; 11 – резервуар для депонування діоксиду вуглецю; 13 – утилізаційна свердловина

Розкриття та підготовку підземного газогенератора здійснюють з денної поверхні 1 за допомогою експлуатаційних свердловин дуттьової 5 та газовідвідної 6 пробурених по вугільному пласту 3. Після чого відбувається запалювання вугільного пласта 3 та забезпечується ведення процесу його термохімічної переробки шляхом подачі дуттьової суміші по свердловині 5 та

відведення генераторного газу по свердловині 6. Отриманий генераторний газ з газовідвідної свердловини 6 поступає на комплекс з охолодження та очистки генераторного газу 9, де відділяють горючі гази (CH_4 , CO , H_2) від супутніх баластних газів (N_2 , CO_2 , N_xO_x) та смолистих речовин, одним із відомих способів, наприклад, застосуванням мембранних установок. Після відділення баластний газ CO_2 направляється по трубопроводу 10 і накопичується у резервуарі для депонування діоксиду вуглецю 11, який в подальшому утилізують у підземному просторі шляхом його подачі по трубопроводу 12 та утилізаційним свердловинам 13.

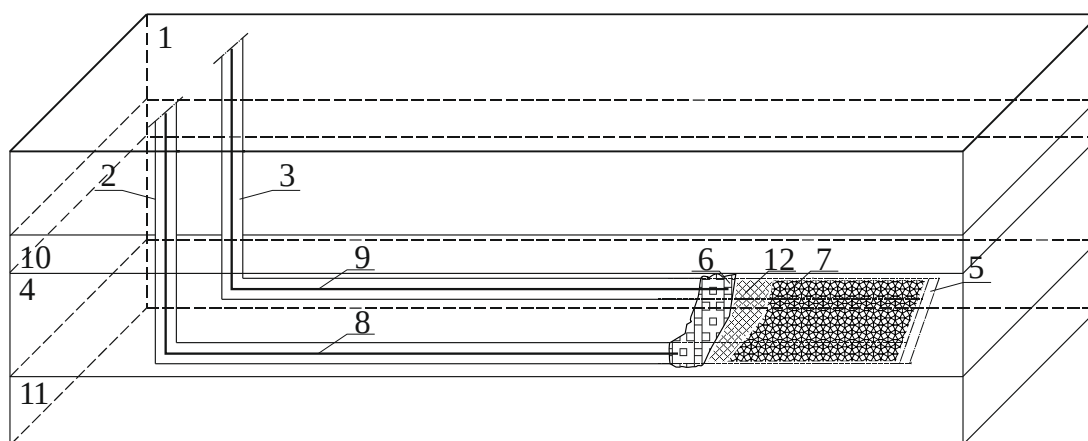


Рисунок 6.5 – Спосіб утилізації вуглекислого газу у вигазованому просторі підземного газогенератора: 1 – денна поверхня; 2 – дугтьова свердловина; 3 – газовідвідна свердловина; 4 – вугільний пласт; 5 – реакційний канал; 6 – вогневий вибій; 7 – вигазований простір; 8, 9 – керований трубопровід; 10, 11 – відповідно породи покрівлі та підосви вугільного пласта; 12 – зольний залишок

У процесі газифікації навколо вогневого вибою 7 за довжиною стовпа газифікації виникають зони розтягуючих та стискаючих напружень, що характеризують зміну напружено-деформованого стану гірського масиву. Під час посування вогневого вибою 7 безпосередня покрівля 2 пласта обвалюється з певним циклічним кроком у вигазований простір 8. Процес утилізації CO_2 проходить шляхом його закачування по утилізаційних свердловинах 13, які пробурюють із земної поверхні до зони прогину нашарувань товщі гірських

порід у бік виробленого простору, в яких утворюються розшарування, тріщини та розломи.

Застосування запропонованого способу дасть змогу забезпечити ефективну утилізацію діоксиду вуглецю за рахунок раціонального планування місця закладення утилізаційних свердловин по всій довжині стовпа газифікації.

Розкриття та підготовка тонких і надтонких вугільних пластів до процесу газифікації здійснюється з денної поверхні 1 дуттьовою 2 і газовідвідною 3 свердловинами, пробуреними по вугільному пласту 4, які з'єднують реакційним каналом 5. Довжина стовпа газифікації, як відомо, береться відповідно до технічних характеристик обладнання, результатів обґрунтування гідродинамічних параметрів системи «підземний газогенератор» і напружено-деформованого стану породної товщі під час ведення процесу вигазовування вугільного пласта.

Відстань між дуттьовою 2 і газовідвідною 3 свердловинами визначається, виходячи з показників матеріально-теплогового балансу процесу газифікації та зміни геомеханічних параметрів породної товщі, що вміщує газогенератор. У міру розвитку процесу газифікації вугільних пластів відбувається посування вогневого вибою 6 і ріст вигазованого простору 7 по пласту 4, що забезпечується подачею дуття як свердловиною 2, так і керованим трубопроводом 8 на вогневий вибій 6 і термохімічним розкладанням вугілля з подачею штучного газу на денну поверхню 1. Після закінчення ведення процесу підземної газифікації вугілля до площини вогневого вибою 6 подається вуглекислий газ керованими трубопроводами 8 і 9. Така його подача зумовлює його рівномірне надходження до техногенно сформованого підземного газогенератора зі скороченням витрат на тривалість закачування.

Відповідно до розроблених способів і встановлених параметрів формування порожнин вигазованого простору зі сторони експлуатаційних свердловин та порожнин розшарування проведені подальші розрахунки щодо можливих об'ємів утилізації вуглекислого газу у техногенно сформованому середовищі підземного газогенератора. При закачуванні вуглекислого газу у вигазований простір підземного газогенератора, його розповсюдження

припадає на дві основні зони. Перша – зона безладного обвалення порід покрівлі, друга – зона прогину нашарувань товщі гірських порід у бік виробленого простору з утворенням розшарувань, тріщин, розломів та ущільнень. Враховуючи досвід роботи очисних вибоїв зона обвалення порід розповсюджується на 3 – 6 потужностей вугільного пласта, що розробляється. Висота ж другої зони коливається зазвичай у межах 30 – 50 м для водопровідних і 90 – 120 м для газопровідних тріщин. У роботі [20] зазначено, що висоту зони безладного обвалення порід необхідно пов'язувати з потужністю шару зольного залишку m_z , що призводить до її часткового зменшення. Для наших умов газифікації вугільних пластів потужністю від 0,6 до 1,2 м величина цієї зони прийнята в діапазоні від 3,36 до 6,77 м. Параметри другої зони, враховуючи результати досліджень щодо формування порожнини розшарування для досліджуваних об'єктів ДП «Львіввугілля», її величина розповсюджується від 15,8 до 31,9 м, а для ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» – 21,3 – 42,4 м. Виходячи з цього, вуглекислий газ буде розповсюджуватися у зазначених зонах гірського масиву.

Таким чином, можна виділити чотири основні зони для акумулювання CO_2 . До першої зони належать порожнини з боку експлуатаційних свердловин, де вуглекислий газ буде накопичуватися у вільному стані. До другої зони відноситься частина підземного газогенератора, що характеризується найбільшим потенціалом для накопичення CO_2 у зоні виробленого простору. Третя і четверта зони відповідно відносяться до частини зони обвалення порід, де відбувається прогин нашарувань товщі гірських порід у бік виробленого простору з утворенням газопровідних тріщин, розломів та розшарувань. Тому подальші дослідження направлені на можливість акумуляції CO_2 у цих зонах.

У роботі [21] вважається головною характеристикою колектора у гірському масиві – кількість його незакритих пор. Наприклад, у випадку видобутку сланцевого газу з материнських порід, він залягає в породах з малою пористістю. У нормальному колекторі пористість становить щонайменше 25% (при видобутку природного газу), а під час видобутку сланцевого газу – 3 – 4%. Оскільки гірський масив представлений породами різного ступеня

метаморфізму, то пористість порід, що потрапляють у вищевказані зони, була згрупована за групами: пісковики, алевроліти, аргіліти, вугілля. Результати щодо пористості наведені в низці наукових робіт [22] – [25]. Наприклад, для ущільнених пісковиків і глинистих сланців пористість становить менше 10%, середня пористість пісковиків Західного Донбасу – 16,6%, а алевролітів – 11,62%.

Тріщинуватість гірського масиву дає змогу йому додатково акумулювати CO₂. Однак дослідження в напрямку проявів тріщин, у підземному середовищі, а ще й за умови значної віддаленості від виробленого простору є надзвичайно складним завданням. Здебільшого всі результати базуються на геофізичних, візуальних та лабораторних методах, або чисельному моделюванні. Дані методи досить добре зарекомендували при традиційній технології видобутку корисних копалин. Проте при підземній газифікації вугілля, відсутній як такий доступ до гірничих виробок. Тому було прийнято рішення, що для компенсації параметрів тріщинуватості, як додаткового об'єкта утилізації CO₂, враховуємо об'єм гірничих робіт за перпендикулярними лініями від підосви підземного газогенератора до закінчення зони плавного прогину нашарувань товщі гірських порід з утворенням розшарувань та тріщин, а не за кутами повних зрушень за падінням, підняттям та простяганням вугільного пласта.

Загалом об'єм порід, який матиме колекторські властивості, визначається за формулою:

$$V = \frac{Ll(k_I^I h_I + k_{II}^{II} (h_{II} - h_I))}{100} - V_r - (V_1 + V_2), \text{ м}^3,$$

де k_I , k_{II} – усереднена пористість гірської породи досліджуваних зон, %; L – довжина стовпа газифікації, м; l – довжина вогневого вибою, м; h_I – зона безладного обвалення порід, м; h_{II} – зона плавного прогину нашарувань товщі гірських порід з утворенням розшарувань та тріщин, м; V_r – об'єм порожнин розшарування, м³; $V_1 + V_2$ – об'єми сформованих порожнин за довжиною стовпа зі сторони експлуатаційних свердловини

Оскільки температурний режим у зазначених двох зонах є різним тому додаткового проведено дослідження з визначення параметрів окремої утилізації

CO₂ у зазначених зонах відповідно до способів (рис. 6.4 і 6.5). На першому етапі визначили об'єм порід, що знаходяться в зоні безладного обвалення. Дані наведено в табл. 6.1. Другий етап передбачав визначення порід у зоні плавного прогину нашарувань товщі гірських порід з утворенням розшарувань та тріщин (табл. 6.2).

Таблиця 6.1 – Об'єм зон для утилізації CO₂ в зоні обвалення гірських порід

Потужність вугільного пласта, m , м	Об'єм порожнин, $V_1 + V_2$, м ³		Об'єм порід з колекторським властивостями, V_I , м ³	
	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$
0,6	418,0	485,0	5681,11	6592,97
0,8	486,0	564,0	7646,14	8873,30
1,0	536,0	620,0	9629,18	11176,62
1,2	628,0	729,0	11570,21	13426,95

Таблиця 6.2 – Об'єм зон для утилізації CO₂ від потужності вугільних пластів у зоні плавного прогину товщі гірських порід з утворенням розшарувань та тріщин

Потужність вугільного пласта, m , м	Об'єм порожнин, V_p , м ³	Об'єм порід з колекторським властивостями, V_{II} , м ³	
		ДП «Львіввугілля»	ПрАТ «ДТЕК «Павлоградвугілля»
0,6	113	31236	44642
0,8	512	39808	54899
1,0	822	49578	68442
1,2	1075	62253	81925

Для визначення об'єму CO₂, що заповнює техногенно сформовану порожнину підземного газогенератора, можна використати рівняння ідеального і реального газів, та основні модифікації останнього. Рівняння ідеального газу (рівняння Менделєєва – Клапейрона) має вигляд:

$$PV_m = RT,$$

де V_m – молярний об'єм, м³/моль; T – температура, К; P – тиск, Па.

Рівняння реального стану газу за рівнянням Ван-дер-Ваальса (1873 р.) описується:

$$\left(P + \frac{a}{V_m^2} \right) (V_m - b) = RT,$$

де $a - (0,3658 \text{ Па} \cdot \text{м}^6 \cdot \text{моль}^{-2})$, $b - (42,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 \cdot \text{моль}^{-1})$ – константи Ван-дер-Ваальса; $R (8314,4 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К})$ – універсальна газова стала; V – молярний об'єм, м^3 ; T – температура, К ; P – тиск, Па .

Константа Ван-дер-Ваальса a враховує сили тяжіння між молекулами (тиск на стінку зменшується, оскільки є сили, що втягують молекули з границі шару всередину), поправка b – сумарний об'єм молекул газу. У роботі [26] запропоновано використовувати модифіковане рівняння Ван-дер-Ваальса, що набуває вигляду:

$$\left(P + \frac{a}{V_m (2Z_c + \sqrt{1 + 4Z_c^2})} \right) (V_m - b) = RT,$$

де Z_c – коефіцієнт критичного стиснення, значення якого в $0,375$ у природі не існує.

Проведений порівняльний аналіз вищезазначених рівнянь вказує на відхилення в лівій їхній частині. Рівняння ідеального газу вважається доцільним для розрахунків за стандартних температурних умов і тисків, де взаємодія між молекулами газу є мінімальною або може бути знехтувана. Це рівняння є простим у використанні і дає досить точні результати для багатьох практичних застосувань, особливо у випадках, коли гази знаходяться за високих температур і низьких тисків. Рівняння Ван-дер-Ваальса враховує неідеальні властивості газів, такі як взаємодії між молекулами та об'єм, який займають молекули газу. Це рівняння краще використовувати у випадках, коли гази знаходяться за високих тисків і низьких температур, де впливи, які ігноруються в рівнянні ідеального газу, стають значущими. Іншим варіантом рівняння реального газу є модифіковане рівняння Ван-дер-Ваальса, запропоноване Робінсоном і Пенгом (1974 р.) [27]:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2},$$

$$\text{де} \quad a = \frac{0,457235R^2T_c^2}{P_c}; \quad b = \frac{0,077796RT_c}{P_c}; \quad \alpha = \left(1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right)^2;$$

$m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2$; T_c – критична температура для CO_2 (31 °C); P_c – критичний тиск для CO_2 (7,38 МПа); ω – ацентричний фактор Пітцера для CO_2 (0,225); V_m – молярний об’єм, м³/моль.

Процес утилізації CO_2 залежно від його часу відбувається за змінних параметрів тисків і температур, що можуть не відповідати умовам ідеального газу (рівняння Менделєєва – Клапейрона). Аналіз модифікованих рівнянь показав, що вони ґрунтуються на класичному рівнянні стану реального газу Ван-дер-Ваальса, що й було прийнято за основу для подальших досліджень. Чисельні розрахунки проводилися в Python за допомогою методу fsolve від SciPy з подальшим інтегруванням у Matlab.

Температура середовища T підземного газогенератора і гірського масиву навколо нього є змінною. Природня температура гірського масиву в початковій стадії процесу підземної газифікації в середньому становить 30 °C. У дослідженнях [28] зазначено, що при утилізації теплової енергії під час підземної газифікації вугілля на пологих пластах теплоносії нагрівається до температури близько 250 °C та рухається трубним ставом до гідропарових турбін для вироблення електроенергії. Іншими проведеними дослідженнями [29] встановлено, що термін експлуатації підземних газогенераторів становить 1,2 – 1,94 року. Тепловий режим роботи теплогенераторів становить 100 – 125 °C. Це свідчить, що природній тепловий градієнт відновлюватиметься поступово. У роботі [30] зазначено, що під час спалювання тепловий градієнт з часом зменшується і вже на 300 добу виходить на рівень природньої температури у 20 °C.

Процес утилізації CO_2 відбувається за трьома технологічним схемами. Перша передбачає закачування CO_2 спільно з веденням процесу газифікації в

зону плавного прогину нашарувань товщі гірських порід, друга – подачу CO_2 у складі дуттьової суміші, третя – закачування в зону безладного обвалення. Для проведення обчислювальних експериментів за базові параметри було обрано температурний градієнт, що коливається від 32 до 125 °C, у зв'язку з тим, що процес утилізації відбувається в гірському масиві, який є значним джерелом теплової енергії.

Тиск P , у якому молекули CO_2 впливають на техногенне середовище газогенератора, з одного боку, має бути більшим за гідростатичний. З іншого боку, тиск має залишатися нижчим за границю міцності гірських порід, щоб не спричинити їхню деформацію або руйнування. Для наших умов відповідно до усереднених даних 7,82 – 9,24 МПа. Відповідно до проведених досліджень міцність порід на стиск у заданому температурному режимі від 32 до 125 °C для ДП «Львіввугілля» (шахта «Межирічанська») змінюється від 9,14 до 10,61 МПа, ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» (шахта ім. Героїв Космосу) – 10,17 – 14,79 МПа. За умови подачі CO_2 , коли відбувається стабілізація поля напружень до початкового непорушеного стану гірського масиву γH параметр P становить відповідно $9,14 < P_1 < 10,61$ МПа та $10,17 < P_2 < 14,79$ МПа. Розглядаючи умови подачі CO_2 , коли сформована зона розвантаження $< \gamma H$, параметри тиску становлять $< \gamma H < P_1 < 10,61$ МПа та $< \gamma H < P_2 < 14,79$ МПа. Оскільки напруження початкового непорушеного стану є завжди більші ніж напруження зони розвантаження, тому доцільно приймати P в межах зазначеного вище діапазону.

Отримані результати є основою для проведення подальшого обчислювального експерименту: $P_1 - < 10,61$ МПа; $P_2 - < 14,79$ МПа; $T - 32 - 125$ °C; $V_1 - 5681,11 - 11570,21$ м³ (при $A^d - 19\%$); $V_2 - 6592,97 - 13426,95$ м³ (при $A^d - 6\%$). Аналіз даних вказує, що CO_2 за таких умов перебуває у суперкритичному стані, умовою настання якого є температура вище 31 °C та тиск вище 7,38 МПа. Це обумовлює високу щільність і низьку в'язкість, що є оптимальним для транспортування та зберігання. Цю ситуацію відображено на фазовій діаграмі [31], що характеризує агрегатний стан CO_2 (рис. 6.6).

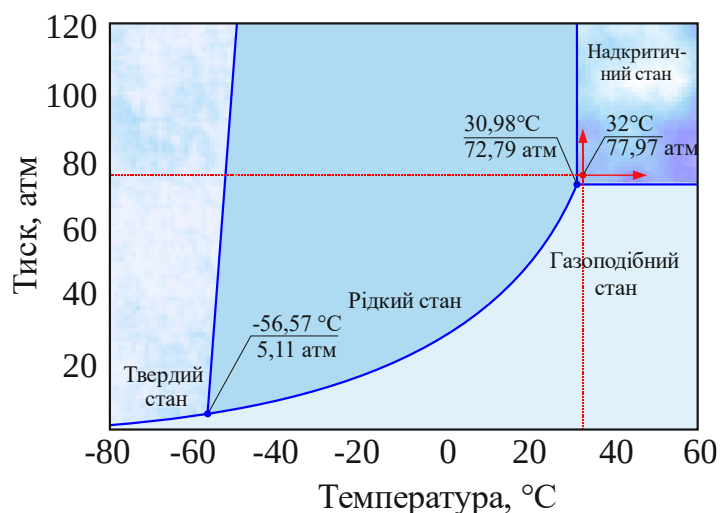


Рисунок 6.6 – Фазова діаграма, яка характеризує агрегатний стан CO₂

Аналіз наведеної діаграми вказує, що при закачуванні CO₂ він буде знаходитись у масиві в газоподібному стані ($T > 31 - 125$ °C; $7,38 \text{ МПа} < P_2 < 10,5 \text{ МПа}$, $7,38 \text{ МПа} < P_2 < 14,5 \text{ МПа}$).

Отже, враховуючи усі вищезазначені параметри було визначено кількість молей n CO₂ залежно від його термодинамічних характеристик з подальшим встановленням маси m , що займає CO у техногенному просторі підземного газогенератора за формулою $m = \frac{V}{V_m} M$, де M – молярна маса CO₂, 44,01 г/моль;

V_m – молярний об'єм. Молярний об'єм за температурного режиму від 32 до 125 °C та тиску 10,5 МПа змінюється від $0,242 \cdot 10^{-3}$ до $0,315 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{моль}$, за тиску 14,5 МПа змінюється від $0,171 \cdot 10^{-3}$ до $0,228 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{моль}$. Також додатково було проведено чисельні розрахунки за значень тисків у 7,9 та 9,2 МПа, які є більшими за поля напружень непорушеного стану гірського масиву ($> 7,82 \text{ МПа}$). Результати досліджень щодо зміни маси утилізованого CO₂ наведено в Додатку Б, а залежності зміни кількості утилізованого CO₂ за стандартних умов – на рис. 6.7 – 6.9.

Аналіз наведених даних дає змогу простежити чітку лінійну залежність збільшення кількості утилізованого газу CO₂ за умови підвищення тиску і температури як у зоні безладного обвалення гірських порід, так і в зоні прогину нашарувань товщі гірських порід у бік виробленого простору з утворенням розшарувань та тріщин.

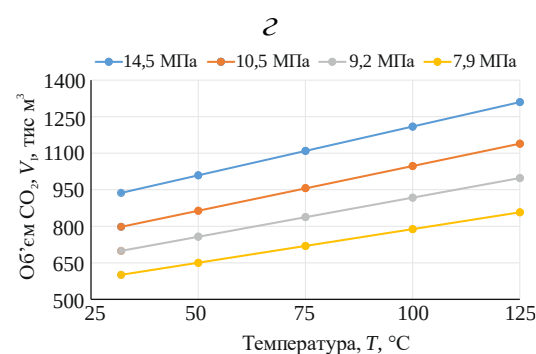
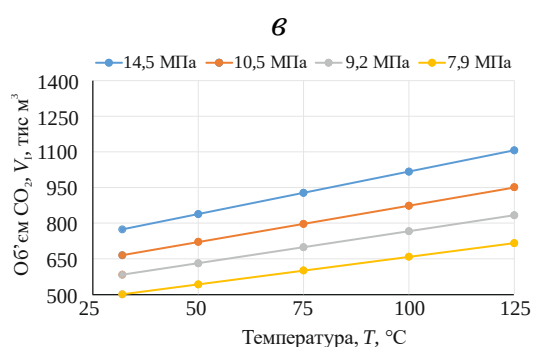
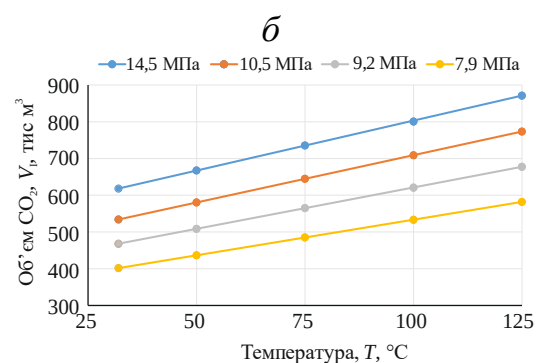
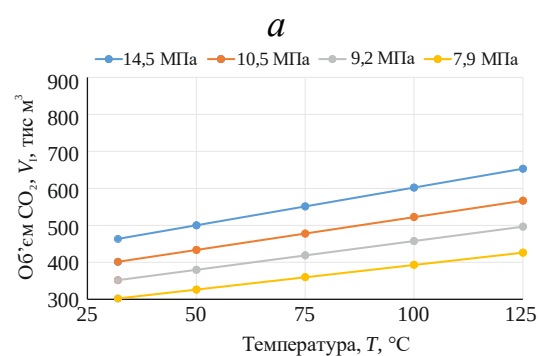


Рисунок 6.7 – Залежності зміни кількості утилізованого CO₂ у зоні безладного обвалення гірського масиву від тиску та температури:

а – *m* = 0,6 м; *б* – *m* = 0,8 м; *в* – *m* = 1,0 м; *г* – *m* = 1,2 м

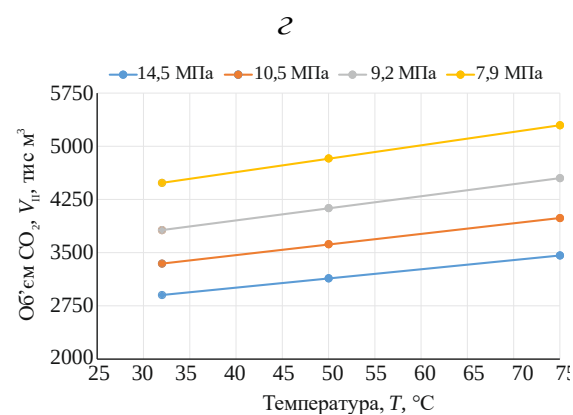
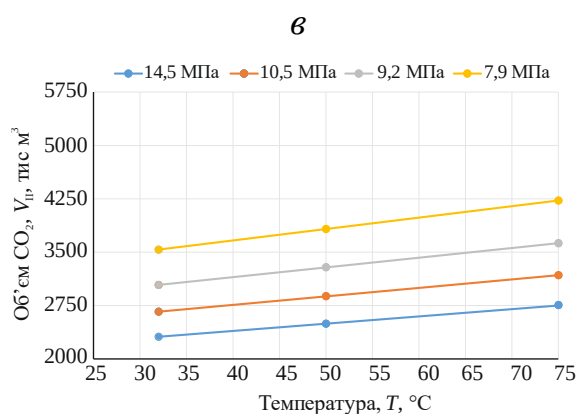
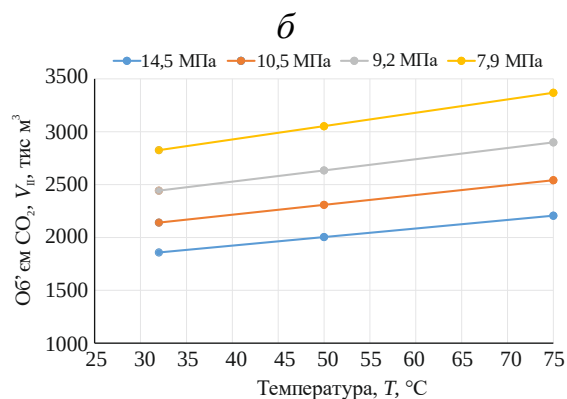
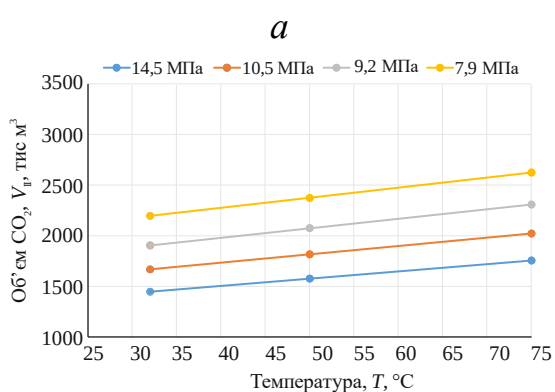


Рисунок 6.8 – Залежності зміни кількості утилізованого CO₂ у зоні прогину нашарувань товщі гірських порід у бік виробленого простору з утворенням розшарувань та тріщин від тиску та температури:

а – *m* = 0,6 м; *б* – *m* = 0,8 м; *в* – *m* = 1,0 м; *г* – *m* = 1,2 м (ДП «Львіввугілля»)

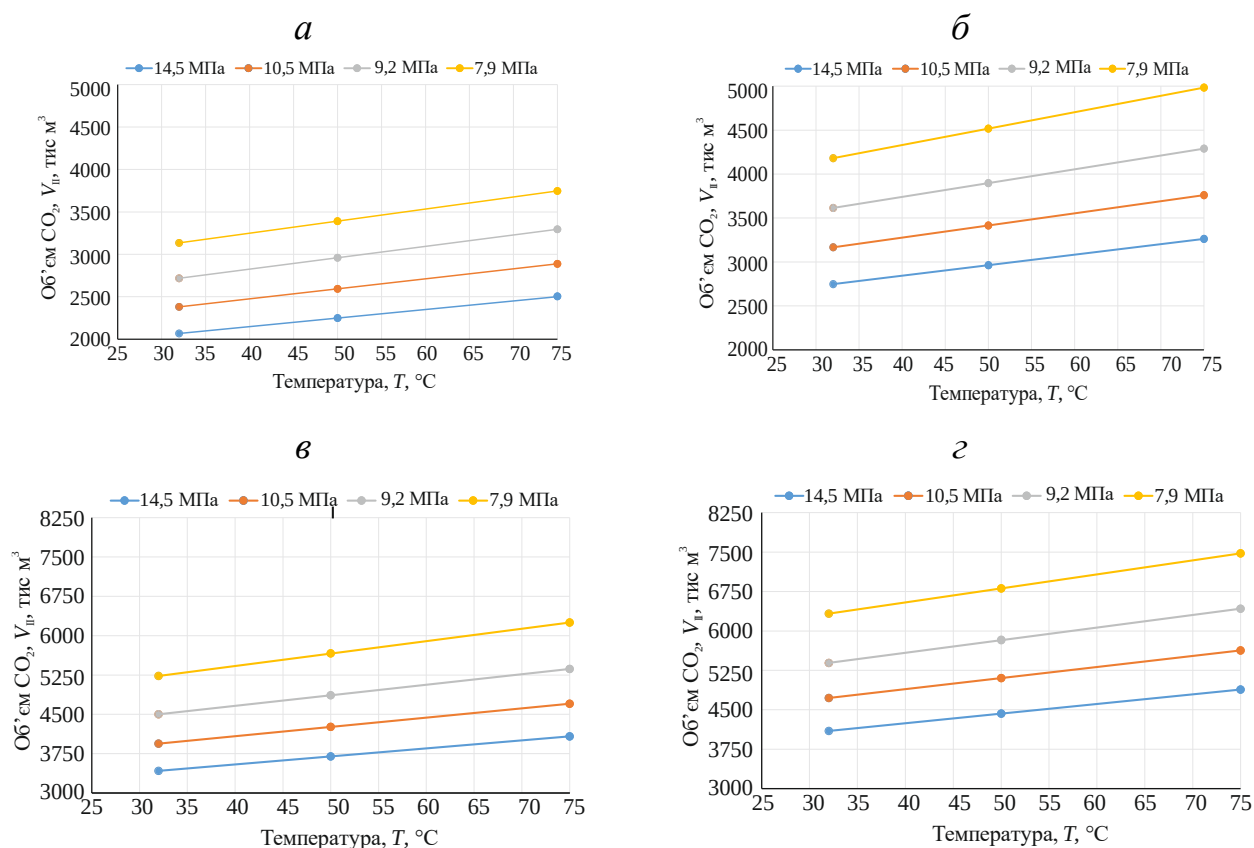


Рисунок 6.9 – Залежності зміни кількості утилізованого CO₂ у зоні прогину нашарувань товщі гірських порід у бік виробленого простору з утворенням розшарувань та тріщин від тиску та температури: *a* – $m = 0,6$ м; *б* – $m = 0,8$ м; *в* – $m = 1,0$ м; *г* – $m = 1,2$ м (ПрАТ «ДТЕК «Павлоградвугілля»)

При газифікації вугільного пласта потужністю 0,6 м за умов $P_1 - 14,5$ МПа, $T_1 - 125$ °C та $P_1 - 14,5$ МПа, $T_1 - 32$ °C становить 3,79 млн м³, при 0,8 м – 5,87 млн м³, 1,0 м – 7,34 млн м³, 1,2 м – 8,78 млн м³. Враховуючи попередні результати, щодо залишеної кількості CO₂ після використання у складі дуттьової суміші від 12,88 до 19,83 млн м³ можна зробити висновок, що в межах одного підземного газогенератора, що працювали на пластах потужністю 0,6 – 1,2 м, можливо додатково утилізувати 26 – 29% газу.

6.3 Концепція розвитку гірничодобувних підприємств на базі технології підземної газифікації вугілля

Перспективний розвиток вугільних шахт є ключовим фактором для стабілізації економіки в гірничодобувних регіонах, які зіткнулися зі статусом «депресивних» через високу залежність від єдиного виду промисловості та зниження попиту на вугілля. Цей процес важливий також для підтримки енергетичної незалежності країни в умовах глобальних коливань цін на енергоресурси та політичної нестабільності. Для досягнення цих цілей необхідно вживати комплексні заходи, спрямовані на інноваційне оновлення галузі та залучення інвестицій [32]. Одним із ключових напрямів технологічного оновлення є запропонована технологія підземної газифікації вугілля з попутною утилізацією вуглекислого газу, яка дає змогу перетворювати вугілля на генераторний газ безпосередньо в шахті, мінімізуючи екологічний вплив за рахунок утилізації діоксиду вуглецю [33]. Цей метод не тільки зменшує кількість викидів в атмосферу, а й оптимізує використання вугільних ресурсів, підвищуючи енергетичну ефективність процесу газифікації вугілля. На сьогодні технологія підземної газифікації може стати основою довготривалого розвитку гірничодобувних регіонів, що прагнуть до інтеграції сучасних технологій зі збереженням екологічної рівноваги та забезпеченням соціальної відповідальності.

Як показує практика, підземна газифікація вугілля може стимулювати розвиток суміжних галузей народного господарства, таких як виробництво чистої енергії і матеріалів на основі вуглецю, що додатково розширює економічний потенціал регіону. Інвестиції в екологічно чисті технології та реалізація цих проєктів забезпечують довгострокову вигоду, зменшуючи залежність від традиційних джерел енергії та сприяючи збереженню природних ресурсів для майбутніх поколінь.

Накопичений світовий та вітчизняний досвід з розвитку технології підземної газифікації твердих видів палива показує, що для впровадження технологій газифікації в умовах кам'яновугільних басейнів України, на станції

СПГВ, для забезпечення своєї ефективної продуктивності, в роботі повинно бути задіяно максимально можливу кількість газогенераторів [34]. Тому поверхневий комплекс з очищення і переробки продуктів газифікації будується зі здатністю обслуговування 3 – 5 підземних газогенераторів. Проведені дослідження підтверджують ефективність технології газифікації не тільки як джерела забезпечення паливними газами, а й джерела теплової енергії [35] – [37]. Потенціал даного виду енергії можна використовувати як для власного теплозабезпечення станції з газифікації, так і для потреб житлово-комунального господарства. На наведеній схемі (рис. 6.10) представлено запропоноване технологічне виконання станції з газифікації вугілля.

Ця схема передбачає комплексне використання отриманих енергетичних та хімічних продуктів при газифікації запасів вугілля на місці їх залягання з повною факторною утилізацією вуглекислого газу [38]. Комплектність системного виконання станції сприяє залученню у її роботу попутного потенціалу генераторного газу. Залишкове тепло газів СПГВ має достатньо високу температуру, яка знаходиться у межах 300 – 600 °С. Використання фізичного тепла газу можливо за декількома варіантами. Найбільш поширеним є система утилізаційних котлів-рекуператорів. Результатом процесу утилізації тепла при цій системі є водяна пара. Дана пара нагріває холодну воду задля забезпечення адміністративно-побутових та промислових приміщень станції з газифікації вугілля гарячою водою. Отримання водяної пари передбачає введення в технологічну схему газифікації рекуператора тепла 11, який монтується на трубопроводі газовідвідної свердловини 6 на промисловій площадці станції.

Як було зазначено раніше, основним енергетичним продуктом є генераторний газ. Після проходження ним рекуператора тепла 11 газ направляється на комплекс з очистки та переробки 12. Він проходить повний цикл очистки від зольних залишків і смол з розподілом на горючі гази – CO, H₂, CH₄. Для розділення газів свердловинної підземної газифікації вугільних пластів можуть використовуватися мембранні промислові установки, які пропускають крізь себе великі об'єми промислових газів.

CO, H₂, CH₄ та O₂, що залишаються в потоці. Ступінь розділення і продуктивність мембранної установки залежать від матеріалу та структури мембрани, а також від конструкції та технічного забезпечення пристроїв і апаратів, що використовуються в кожному конкретному випадку. Необхідно зазначити, що ефективна робота мембранних елементів і модулів неможлива без попередньої обробки газової суміші перед подачею її безпосередньо на мембранну установку очищення.

Після процесу очищення газ метан у достатній кількості направляється на когенераційну систему. Дана система забезпечує комбіноване виробництво теплової й електричної енергії. Комплексний підхід, надійність, продуктивність та універсальність когенераційних систем сприяють їх широкому застосуванню від невеликих житлових будинків до промислових об'єктів. Перетворення теплогенеруючих потужностей в когенераційні системи дає змогу практично повністю забезпечити прилеглий до станції житловий масив та саму станцію власною електроенергією.

Ефективність когенераційних систем можна оцінити за чотирма основними чинниками, які є складовою частиною енергетичного аудиту: енергетичний (електричний та тепловий ККД, ККД використання палива); економічний (собівартість теплової та електричної енергії, термін окупності); технологічний (надійність, продуктивність); екологічний (рівень шуму та вібрації, норми по викидах шкідливих газів). Спалювання палива CH₄ в когенераційному циклі призводить до суттєвого зменшення викидів парникових газів у традиційних енерготехнологіях. Впровадження такого принципу когенерації енергії при СПГВ забезпечує економію палива до 35%, а ККД процесу становить 44 – 52%.

Когенераційна комбінована технологія генерації енергії застосовується як у процесі газифікації пластів твердого палива, так і після закінчення процесу, використовуючи тепло, накопичене в породній товщі, що вміщує газогенератор. Термін окупності капіталовкладень побудови когенераційної установки на базі газотурбінних двигунів з урахуванням ціни на

електроенергію знаходиться в межах 1,4 – 2,5 року [39]. Таким чином, когенераційні технології із засобів вирішення регіональних енергетичних проблем переростають в елемент енергозбереження у вугільній галузі.

Частка газу, яка не бере участі в процесах роботи когенераційної системи, спрямовується на комплекс гідратуутворення, в якому під дією заданих термобаричних умов ($P = 6 - 8$ МПа, $T = 274 - 276$ К) відбувається процес формування гідратних блоків. Згідно розробленої технологічної схеми (див. рис. 6.10), транспортування газогідратних блоків пропонується здійснювати автомобільними рефрижераторами до газосховищ або газорозподільчих пунктів [40].

Отримані хімічні продукти при газифікації вугілля можуть відпускатися хімічним та нафтохімічним підприємствам як сировина (кам'яновугільна смола, бензол, аміачна вода, феноли, олефіни, ацетилен, піридинові основи) або перероблятися на місці в технічні гіпосульфіти, поверхнево-активні речовини, барвники, сажі, полімери тощо.

6.4 Інтеграція результатів досліджень в онлайн-платформу чисельних обчислень

Сьогодні у сучасній науковій та інженерній практиці розрахунки параметрів ПГВ часто здійснюються за допомогою спеціалізованих програмних комплексів або емпіричних моделей. Проте вони можуть бути малодоступними через складність реалізації або необхідність встановлення додаткового програмного забезпечення. У цьому контексті розробка веб-інструменту для аналізу отриманих результатів в рамках виконання даного дослідження носить практичний характер. Розробка такого веб-інструменту є доцільною та простою у використанні, оскільки вона забезпечує:

- доступність та зручність використання завдяки онлайн-доступу без необхідності встановлення додаткових програм;
- інтерактивність розрахунків та миттєве отримання результатів, що підвищує ефективність аналізу;

- гнучкість у зміні параметрів та адаптацію до параметрів ведення процесу газифікації;
- різних гірничо-геологічних умов газифікації;
- можливість швидкого подальшого розширення функціоналу за рахунок отримання нових досліджень.

Веб-інструмент для розрахунку параметрів підземної газифікації вугілля є важливим кроком у напрямку цифровізації отриманих досліджень. Тому для такої цифровізації було розроблено середовище “UCG-1”. Його розробка дає можливість забезпечити точний, доступний та адаптивний механізм аналізу ключових характеристик процесу газифікації вугілля з попутною утилізацією CO₂, що сприяє подальшому розвитку та впровадженню технології підземної газифікації в промислову практику.

Компоненти веб-додатку взаємодіють між собою через систему внутрішньої навігації, що забезпечує швидкий перехід між сторінками та зручний доступ до основних функцій. На рис. 6.11 наведено головну сторінку даного веб-інструменту, що містить загальну інформацію про процес газифікації та відображено вкладку «Розрахунок» та «Контакти».



Рисунок 6.11 – Головна сторінка веб-інструменту

Розрахунковий модуль веб-інструменту базується на математичних моделях, що використовуються для визначення ключових параметрів процесу підземної газифікації вугілля. В основі алгоритмів лежать встановлені у роботі емпіричні залежності та закономірності. Вкладку «Розрахунок» наведено на рис. 6.12.

The screenshot shows a web application titled "Underground Coal Gasification". It has a navigation bar with links: "Головна" (Home), "Розрахунок" (Calculation), and "Контакти" (Contacts). The main content area is divided into two sections:

- Визначення довжини окислювальної зони підземного газогенератора** (Definition of the length of the oxidizing zone of the underground gas generator):
 - Inputs: "Потужність вугільного пласта, m , м" (Coal seam power, m , m) and "Час газифікації, t , год" (Gasification time, t , years).
 - Buttons: "Введіть значення m " and "Введіть значення t ".
 - Button: "Розрахувати" (Calculate).
- Показники утилізації CO_2** (CO_2 utilization indicators):
 - Inputs: "Концентрація CO_2 у дуттьовій суміші, η_{CO_2} , %" (CO_2 concentration in the gas mixture, η_{CO_2} , %) and "Довжина стовпа газифікації, L , м" (Gasification column length, L , m).
 - Buttons: "Введіть значення η_{CO_2} " and "Введіть довжину стовпа" (Enter column length).
 - Inputs: "Витрати дуттьової суміші на 1 кг вугілля, Q_1 , m^3/kg " (Gas mixture consumption per 1 kg of coal, Q_1 , m^3/kg) and "Щільність вугілля, γ , kg/m^3 " (Coal density, γ , kg/m^3).
 - Buttons: "Введіть витрати дуттьової суміші" and "Введіть щільність вугілля" (Enter coal density).
 - Button: "Розрахувати" (Calculate).

Рисунок 6.12 – Вкладка «Розрахунок»

Головні етапи реалізації розрахунків містять задання вихідних параметрів від користувача, включно з потужністю вугільного пласта, часом газифікації, концентрації вуглекислого газу у вихідній суміші, витратами дуття на 1 кг вугілля. Архітектура веб-інструменту розроблена таким чином, щоб забезпечити структурованість, масштабованість та простоту використання.

Для створення даного веб-інструменту було застосовано HTML5, CSS3 та Bootstrap 5. HTML5 використовується як основа для структурування контенту веб-додатку. Його семантичні елементи сприяють покращенню доступності, логічному групуванню даних та оптимізації для пошукових систем. CSS3 – відповідає за стилізацію веб-інтерфейсу, забезпечуючи привабливий та інтуїтивно зрозумілий вигляд веб-додатку. Bootstrap 5 – обраний для швидкої розробки адаптивного інтерфейсу. Цей фреймворк надає гнучку сіткову систему (Grid), що дає змогу ефективно структурувати контент.

Для забезпечення коректності та надійності розрахунків у веб-інструменті реалізовано систему валідації вихідних даних. Валідація здійснюється як на

рівні клієнтської сторони за допомогою JavaScript, так і через логічні перевірки в алгоритмах обчислення. При введенні даних проводиться перевірка обов'язкових полів – користувач не може залишити критично важливі параметри порожніми. Діапазони допустимих значень перевіряються на відповідність встановленим межах, що отримані при проведенні лабораторних досліджень, наприклад, потужність вугільного пласта коливається від 0,6 до 1,2 м. При введенні даних числові значення не можуть містити літери або спеціальні символи. Якщо користувач вводить не коректне значення, то він отримує відповідні візуальну підказку чи попередження. При проведенні розрахунків відбувається їх динамічна перевірка, тобто введені значення перевіряються без необхідності оновлення сторінки. Візуалізація результатів відображається у зручному форматі (рис. 6.13).

The screenshot displays the 'UCG-1' software interface, which is used for calculating the length of the oxidizable zone of a gas generator. The interface is divided into two main sections: input parameters and calculation results.

Input Parameters Section:

- Визначення довжини окислювальної зони підземного газогенератора:**
 - Потужність вугільного пласта, т, м: 1,2
 - Час газифікації, t, год: 20
 - Розрахувати
- Показники утилізації CO₂:**
 - Концентрація CO₂ у дуттвовій суміші, η_{CO₂}, %: 15
 - Довжина стовпа газифікації, L, м: 600
 - Витрати дуттвової суміші на 1 кг вугілля, Q₂, м³/кг: 7,14
 - Щільність вугілля, γ, кг/м³: 1240
 - Розрахувати

Calculation Results Section:

- Швидкість просування, v:
- Критична довжина окислювальної зони, l_{ок,з}:
- Довжина вогневого вибою, L_в:
- Ефективний час подачі повітряно-вуглекислотного дуття, t₁:
- Ефективний час подачі повітряного дуття, t₂:

Results Table:

Результати	
Концентрація CO ₂ у генераторному газі, η ¹ _{CO₂} :	23.17 %
Вихід генераторного газу, Q ₂ , млн м³:	105.648 млн м³
Об'єм CO ₂ у генераторному газі, V ₂ , млн м³:	24.477 млн м³
Витрати дуттвової суміші, Q ₂ , млн м³:	124.559 млн м³
Об'єм CO ₂ у дуттвовій суміші V ₁ , млн м³:	18.684 млн м³
Коефіцієнт утилізації CO ₂ , η _{CO₂} :	0.3526
ККД процесу утилізації, CO ₂ , η, %:	76.33 %

Рисунок 6.13 – Візуалізація отриманих результатів у середовищі “UCG-1”

Остання вкладка середовища “UCG-1” містить інформацію про контактні дані для швидкого зворотного зв'язку (рис. 6.14).

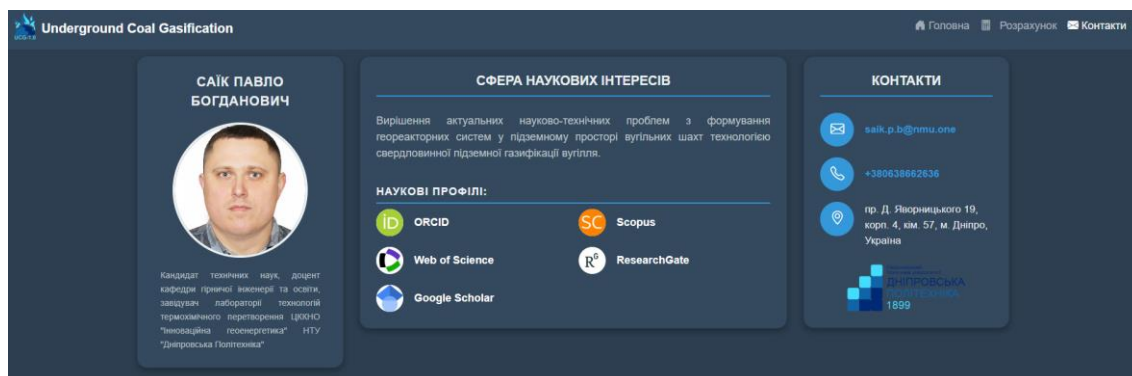


Рисунок 6.14 – Вкладка «Контакти» середовища “UCG-1”

Таким чином, на основі отриманих наукових результатів було створено швидкий, адаптивний та доступний веб-інструмент для проведення розрахунків у галузі підземної газифікації вугілля, може бути корисним для широкого кола співробітників науково-дослідних інститутів і проєктних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств, а також для викладачів, аспірантів та студентів гірничих спеціальностей закладів вищої освіти.

6.5 Економічна ефективність розробленої технології та технологічних параметрів процесу газифікації вугілля

Дослідження економічної ефективності впровадження технології підземної газифікації вугілля з урахуванням викликів зростаючої ринкової економіки та стрімкого розвитку науково-технічного процесу показує, що дана технологія може стати ключовим фактором у підвищенні енергетичної безпеки та зниженні залежності від традиційних джерел палива. Впровадження цієї технології дає змогу використовувати запаси вугілля, які раніше вважалися недоступними або неекономічними для традиційного видобутку, тим самим збільшуючи внутрішні енергетичні ресурси країни. В умовах сьогодення впровадження технології підземної газифікації вугілля на базі вугільних шахт є інноваційним проєктом. Тому для оцінки ефективності таких інноваційних проєктів потрібно дотримуватися основних принципів, враховуючи їх особливості [41]:

- проєкт розглядається упродовж всього його життя (від ідеї до завершення проєкту, – до того, коли почне приносити прибуток);
- оцінка має проводитися в кілька етапів, тобто на різних етапах ефективності проєкту;
- беручи до уваги участь усіх зацікавлених сторін проєкту, інтереси яких не завжди збігаються;
- врахування всіх впливів проєкту: зовнішній, внутрішні ефекти;
- порівняння «з проєктом» і «без проєкту» (принцип «з – без»).

У роботах [42], [43] зазначено, що основними критеріями оцінки інвестиційно-інноваційних проєктів є рентабельність інвестицій BCR або PI, чиста теперішня вартість (NPV), внутрішня норма дохідності (IRR), термін окупності (PB), еквівалентний річний дохід (ануїтет-ECF). Застосування даних критеріїв оцінки впровадження інноваційних проєктів є цілком справедливим в умовах визначеності. Коли дослідження направлені на розробку та визначення параметрів нової технології для застосування таких критеріїв важливим є розуміння, як ці технологічні нововведення вплинуть на довгострокову фінансову стабільність та рентабельність проєкту. Оцінюючи потенціал інноваційних технологій через ці параметри, можна обґрунтовано підходити до рішення про додаткові інвестиції, розширення виробництва або модифікацію проєкту згідно з отриманими результатами.

При аналізі впровадження нових технологій видобутку корисних копалин досить часто використовують методику UNIDO, яка призначена для оцінки високобюджетних проєктів [44]. Це методика, розроблена Організацією Об'єднаних Націй для Промислового Розвитку, яка має на меті забезпечити ефективність інвестиційних рішень за допомогою комплексного аналізу економічних, екологічних та соціальних аспектів проєкту. Завдяки цій методиці, інвестори та керівництво компаній можуть отримати глибоке розуміння всіх аспектів нової технології або прийнятих технологічних параметрів, що дає змогу зробити обґрунтовані та зважені інвестиційні рішення.

Для системного аналізу економічної ефективності розробленої технології підземної газифікації з утилізацією CO_2 у техногенному середовищі підземного газогенератора було розроблено структурно-логічну схему економічної моделі, яка відображає на якому етапі реалізується впровадження розробленої технології та технологічних рішень (див. рис. 6.15).

Схема, наведена на рис. 6.15, містить узагальнені модулі та зв'язки між ними, що відображають вхідні капіталовкладення, операційні витрати та доходи від продажу продукції із забезпеченням екологічної компоненти процесу газифікації. Такий підхід сприяє глибокому розумінню взаємодії між фінансовими, технічними та екологічними факторами проєкту, забезпечуючи обґрунтоване прийняття рішень на основі комплексного аналізу.



Рисунок 6.15 – Структурно-логічна схема фінансових та технологічних зав'язків

Основна частина капітальних витрат на впровадження технології підземної газифікації вугілля охоплює не тільки витрати на будівництво самої станції, але й містить спектр витрат на придбання обладнання, інженерні роботи (проектування станції, розробка технологічних схем і систем безпеки, які є критично важливими для ефективного і безпечного ведення робіт), монтажні роботи (налагодження та монтаж обладнання, зведення конструкцій), навчання персоналу, отримання ліцензій та дозволів тощо. Ці капітальні витрати визначають первісну інвестицію у проєкт і є ключовими. Наступними є витрати, пов'язані на щоденне обслуговування станції, витрати на енергію, персонал, а також необхідність заміни компонентів або ремонту обладнання. Дольову частку також займають витрати на підготовку підземних газогенераторів до експлуатації, де основною статтею витрат є буріння.

Прибуткову ж частину можна розділити на пряму і непряму. До першої відносять прибуток від реалізації продуктів газифікації вугілля (генераторний газ, теплова енергія, хімічна сировина тощо), до другої – економічні вигоди від поліпшення екологічного стану, можливість отримання екологічних кредитів і субсидій за впровадження енергоефективних і «зелених» технологій. При цьому ці дві частини є мінливими, оскільки можуть виникнути ризики, пов'язані з технічними збоями, коливанням цін на вугілля та газ, а також зміни в законодавстві.

Аналізуючи вищезазначене, можна зробити висновок, що ефективність проєкту з підземної газифікації можна оцінити шляхом дослідження чистої теперішньої вартості (NPV), внутрішньої норми прибутковості (IRR), терміном окупності (PP), а також рентабельністю інвестицій (PI) через застосування формул, наведених у роботах [43] – [46].

Цей підхід цілком виправданий, коли є вихідні дані щодо сум капітальних та операційних витрат. Оскільки досвіду будівництва станцій з підземної газифікації за часів незалежності України немає, тому відсутні будь-які дані щодо кошторисної вартості таких проєктів. У цьому напрямі можливо лише проводити порівняльний аналіз із країнами, де такі проєкти було реалізовано.

Але здебільшого результати досліджень ґрунтуються на даних роботи станцій, що були збудовані в 1940 – 1980 роках [47].

У рамках реалізації цього дослідження основні результати спрямовані на оптимізацію процесу підземної газифікації вугілля з попутною утилізацією вуглекислого газу. Тому в основу визначення економічної ефективності від впровадження технології та встановлених параметрів покладено аналіз «базового» та «інноваційного» варіантів. Для прикладу розглянуто роботу підземного газогенератора в умовах змінної потужності вугільних пластів від 0,6 до 1,2 м. Довжина стовпа газифікації становить 600 м, а довжина вогневого вибою – 30 м. Такий підхід дає змогу ефективно провести порівняльний аналіз між прибутковою частиною реалізації проєкту та аспектами, що стосуються економії витрат. До прибуткової відносять підвищення теплоти згорання генераторного газу, до економії витрат – зменшення суми платежів за надлишкові викиди CO₂ в атмосферу. Загалом економічну ефективність можна виразити формулами:

$$E = D_1 + E_k \text{ або } E = D_2 + E_k, \text{ тис грн,}$$

де D_1 – дохід від реалізації отриманого генераторного газу на основі оцінки теплоти згорання природного газу та його вартості, тис грн; E_k – економія за рахунок зменшення суми платежів за надлишкові викиди CO₂ в атмосферу, тис. грн; D_2 – дохід від реалізації отриманого генераторного газу на основі оцінки кількості енергії, виробленої пристроєм з потужністю 1 кВт упродовж однієї години, вираженої в кіловат-годинах (кВт·год), тис. грн.

$$D_1 = V_{г.г.} \cdot \frac{Q_{г.г.}}{Q_{нр.г.}} B_{нр.г.}, \text{ тис грн або } D_2 = \frac{V_{г.г.} Q_{г.г.}}{3,6} B, \text{ тис грн,}$$

де $V_{г.г.}$ – об'єм генераторного газу, тис. м³; $Q_{г.г.}$ – теплота згорання генераторного газу, МДж/м³; $Q_{нр.г.}$ – теплота згорання природного газу; МДж/м³; $B_{нр.г.}$ – вартість природного газу, наприклад, візьмемо для побутових споживачів, за даними компанії ТОВ ГК «Нафтогаз України», станом на 01.01.2025 року (19,5 грн); B – вартість 1 МВт·год, за даними АТ «ДТЕК

Дніпровські електромережі» для непобутових споживачів, станом на 01.01.2025 року (1 клас напруги – 252,89 грн).

$$E_k = M_{CO_2} B_{CO_2},$$

де M_{CO_2} – маса утилізованого CO_2 , тис. m^3 ; B_{CO_2} – вартість 1 т CO_2 становить 30,00 грн (законопроект №5600 від 30 листопада 2021 р.).

Також при оцінюванні об'ємів економії від утилізації вуглекислого газу за інноваційним варіантом необхідно враховувати факт залишків CO_2 , за викиди якого підприємство буде платити.

У табл. 6.3 наведено вихідні дані для дослідження економічної ефективності запропонованих рішень.

Таблиця 6.3 – Вихідні дані для визначення економічної ефективності

№ з/п	Параметри		Базовий варіант				Інноваційний варіант			
1	Довжина стовпа газифікації, L , м		600,0				600,0			
2	Довжина вогневого вибою, l , м		30,0				30,0			
3	Потужність вугільного пласта, m , м		0,6	0,8	1,0	1,2	0,6	0,8	1,0	1,2
4	Об'єм генераторного газу, $V_{г.г.}$, млн m^3		17,76	23,68	29,60	35,526	20,11	26,81	33,51	40,22
5	Теплота згоряння генераторного газу, $Q_{г.г.}$, МДж/ m^3		5,96	5,96	5,96	5,96	6,54	6,54	6,54	6,54
6	Маса утилізованого CO_2 , M_{CO_2} , тис. т	у дугті	–	–	–	–	17,59	25,88	34,72	45,86
		у техногенному середовищі	–	–	–	–	7,49	11,60	14,52	17,34

На рис. 6.16 – 6.18 наведено дані, що характеризують параметри роботи підземного газогенератора за різними сценаріями ведення процесу газифікації. Дані рис. 6.16 відображають умови, коли газогенератор працює на генерацію

газу при подачі повітряного дуття за базовим варіантом та за інноваційним варіантом при закачуванні CO_2 у техногенний простір підземного газогенератора. Дані рис. 6.17 характеризують роботу підземного газогенератора при генерації генераторного газу за базовим варіантом при подачі повітряного дуття та за інноваційним варіантом за умови утилізації CO_2 у складі дуттьової суміші. На рис. 6.18 наведено узагальнені дані щодо параметрів економічної ефективності за базовим та інноваційним варіантом.

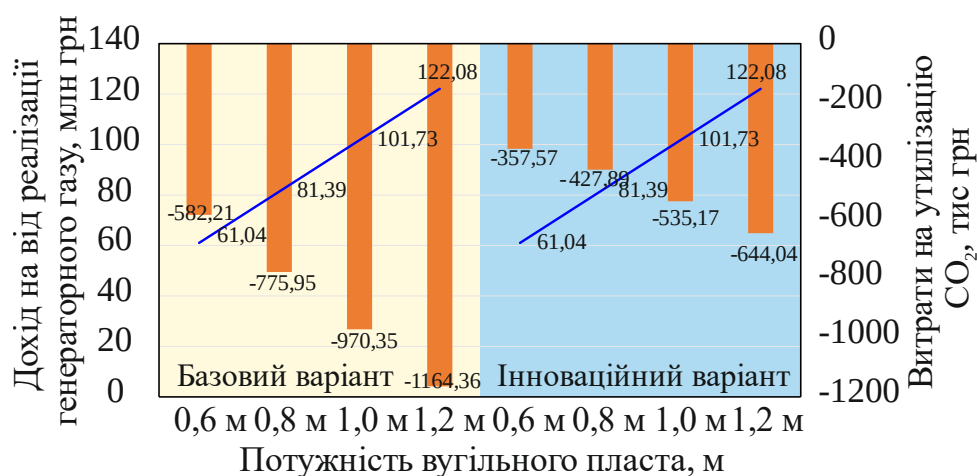


Рисунок 6.16 – Дані щодо дохідної та витратної частин: базовий варіант – повітряне дуття; інноваційний варіант – повітряне дуття, утилізація CO_2 у техногенному просторі підземного газогенератора

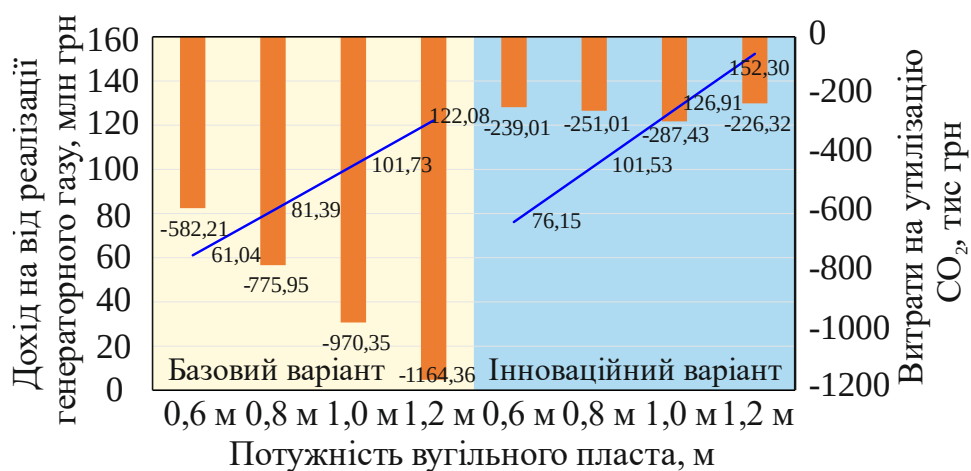


Рисунок 6.17 – Дані щодо дохідної та витратної частин: базовий варіант – повітряне дуття; інноваційний варіант – повітряно-вуглекислотне дуття, утилізація CO_2 у дуттьовій суміші

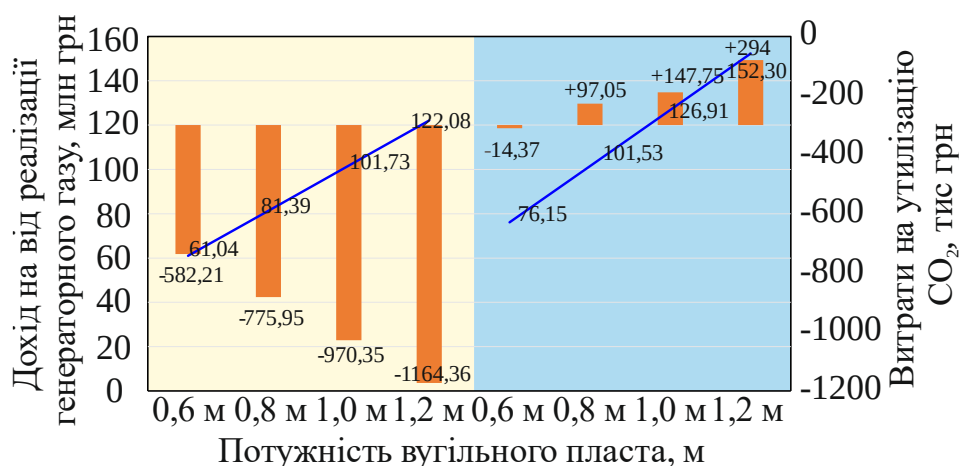


Рисунок 6.18 – Дані щодо дохідної та витратної частин: базовий варіант – повітряне дуття; інноваційний варіант – повітряно-вуглекислотне дуття, утилізація CO₂ у дуттьовій суміші + у техногенному просторі підземного газогенератора

Аналіз результатів досліджень (див. рис. 6.16 і 6.17) вказує, що дохід від реалізації генераторного газу за базового варіанта змінюється від 61,04 до 122,08 млн грн, за інноваційного – від 76,15 до 152,30 млн грн, відповідно до потужності вугільного пласта від 0,6 до 1,2 м, або зростає на 24,8%. Порівнюючи умови газифікації вугілля за базовим варіантом (повітряне дуття, утилізація CO₂ відсутня) з інноваційним (повітряне дуття, утилізація CO₂), витрати на утилізацію CO₂ за інноваційного варіанта менші від базового на 224,64 – 520,34 тис. грн, а при утилізації CO₂ у дуттьовій суміші (див. рис. 6.18) менші на 343,2 – 938,04 тис. грн. Водночас комплексний підхід до утилізації CO₂ під час газифікації вугільних пластів від значення потужності вугільного пласта в 0,64 м вказує на додатковий дохід від утилізації CO₂. Наприклад, під час газифікації вугільних пластів потужністю від 0,8 до 1,2 м з попутною утилізацією CO₂ гірниче підприємство додатково зможе отримати від 97,05 до 294,0 тис. грн.

6.6 Висновки за розділом

Розробка технологічних та технічних рішень для ефективного використання запасів вугілля за технологією підземної газифікації є одним із ключових напрямів формування національної енергетичної стратегії. Цей підхід сприяє підвищенню енергетичного потенціалу гірничодобувних регіонів, забезпечуючи їхню стійкість та економічну ефективність.

Встановлено, що комбінована подача дуття у підземний газогенератор забезпечує подвійне надходження окислювача O_2 в зону газифікації, що сприяє інтенсифікації процесу за рахунок розширення реакційних зон вогневого вибою.

Зміна способу подачі дуття дає змогу підвищити середню концентрацію горючих газів (CO , CH_4 , H_2) на 8,64%, а теплота згоряння зростає в середньому на 2,02 МДж/м³. Завдяки цьому можна ефективно адаптувати методи подачі дуттьових сумішей у реакційні зони підземного газогенератора та оперативно коригувати режими його роботи.

Запропоновано два способи утилізації вуглекислого газу при впровадженні технології підземної газифікації вугілля. У цьому процесі виділено основні зони акумулювання CO_2 , що відіграють ключову роль у його накопиченні та розподілі в підземному просторі: порожнини в районі експлуатаційних свердловин, де CO_2 буде накопичуватися у вільному стані, утворюючи основний резервуар для утилізації газу; частина підземного газогенератора, яка має найвищий потенціал для накопичення CO_2 у виробленому просторі, сприяючи ефективному поглинанню та утриманню газу; зони обвалення порід де відбувається прогин на шарувань товщі гірських порід у бік виробленого простору з утворенням газопровідних тріщин, розломів та розшарувань.

Отримано залежності зміни кількості CO_2 , що утилізується залежно від розмірів зон утилізації, параметрів тиску, температури від потужності вугільних пластів. При газифікації вугільного пласта потужністю у 0,6 м за умов $P_1 - 14,5$ МПа, $T_1 - 125$ °С та $P_1 - 14,5$ МПа, $T_1 - 32$ °С загальний

максимальний об'єм газу, що закачується становить 3,79 млн м³, при 0,8 м – 5,87 млн м³, 1,0 – 7,34 млн м³, 1,2 – 8,78 млн м³. Встановлено, що у межах одного підземного газогенератора, що працює на пластах потужністю 0,6 – 1,2 можливо додатково утилізувати від 26 до 29 % газу CO₂.

Створення інтегрованих комплексів газифікації, когенерації та гідратуутворення на базі вугільних шахт дає змогу безпосередньо на місці залягання вугілля здійснювати його переробку з отриманням електричної та теплової енергії, а також цінних хімічних сполук. Гнучкість такої технології дає можливість адаптувати виробничий процес до кон'юнктури енергетичного та хімічного ринків, що сприяє максимальному використанню ресурсного потенціалу та підвищенню рентабельності вуглевидобувної галузі.

На основі отриманих наукових результатів було створено інноваційний, швидкий та адаптивний веб-інструмент “UCG-1”, який значно спрощує проведення розрахунків у галузі підземної газифікації вугілля. Даний інструмент є доступним і зручним у використанні, що робить його корисним для широкого кола фахівців.

Економічна оцінка доцільності застосування розробленої технології та технологічних рішень встановлена на основі порівняльного аналізу «базового» (повітряне дуття) та «інноваційного» (повітряно-вуглекисневе) варіантів процесу газифікації вугілля. Дохід від реалізації генераторного газу при базовому варіанті змінюється від 61,04 до 122,08 млн, при інноваційному від 76,15 до 152,30 млн грн відповідно до потужності вугільного пласта від 0,6 до 1,2 м, або зростає на 24,8%.

Список використаних джерел до розділу 6

1. Saik, P.B., Falshtynskyi, V.S., Lozynskyi, V.H., Cabana, E., & Demydov, M., & Dychkovskyi, R. (2020). Efficiency of underground gas generator in consideration of the reverse mode. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 39-46. <https://doi.org/nvngu/2020-4/039>
2. Su, F., He, X., Dai, M., Yang, J., Hamanaka, A., Yu, Y., Li, W., & Li, J. (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>
3. 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>
4. Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Фальштинський В.С., & Демидов, М.С. (2017). До питання дослідження процесу газифікації вугілля. *Вісті Донецького гірничого інституту*, 2(41), 94-101. Режим доступу <http://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/151217>
5. 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/>
6. Saik, P., Lozynskyi, V., Falshtynskyi, V., & Yankin, D. (2022). To the question of research into the rock mass stress-strain state around the underground gas generator. In *XXII International Scientific and Practical Conference "Multidisciplinary academic research, innovation and results"* (pp. 682-685). Prague, Czech Republic. <https://doi.org/10.46299/ISG.2022.1.22>
7. 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/>

8. Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Дичковський, Р.О., & Лозинський, В.Г. (2021). *Спосіб підземної газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №149211, Опубл. 27.10.2021. Бюл. №43. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1635240/>
9. 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. Kariznovi, M., Nourozieh, H., Abedi, J., & Chen, Z. (2013). Simulation study and kinetic parameter estimation of underground coal gasification in Alberta reservoirs. *Chemical Engineering Research and Design*, 91(3), 464-476. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2012.11.008>
11. 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/>
12. Li, Z., Hatzignatiou, D., & Ehlig-Economides, C. (2024). Carbon dioxide storage in a natural gas reservoir under strong water drive. *SEG Global Meeting Abstracts*, 261-272. <https://doi.org/10.15530/ccus-2024-4012897>
13. Aminu, M.D., Nabavi, S.A., Rochelle, C.A., & Manovic, V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, 1389-1419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.015>
14. Tsymbal, A.O., Ivanov, Y.V., Zhuk, H.V., & Onopa, L.R. (2022). Promising technologies and existing experience of carbon dioxide extraction from process and waste gases. *Energy Technologies & Resource Saving*, (4), 72-88. <https://doi.org/10.33070/etars.4.2022.07>
15. Ali, M., Jha, N.K., Pal, N., Keshavarz, A., Hoteit, H., & Sarmadivaleh, M. (2022). Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook. *Earth-Science Reviews*, 225, 103895. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103895>

16. Орловський, В.М., Білецький, В.С., & Подчерніна, В.О. (2023). Історія видобутку та одержання нетрадиційного вуглеводневого газу. *Геотехнології*, (6), 1-13. Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/301842fa-8071-47e8-ade4-7f37b5ff73db>
17. Бондаренко, В.І., Витязь, О.Ю., Зоценко, М.Л., Сай, К.С., Максимова, Е.О., Ганушевич, К.А., & Овчинніков, М.П. (2015). *Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів*. Дніпропетровськ, Україна: Літограф, 219 с.
18. Саїк, П.Б., & Лозинський, В.Г. (2024). *Спосіб утилізації діоксиду вуглецю*. Патент на корисну модель UA №156354, Опубл. 16.06.2024. Бюл. №24. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1804778/>
19. Саїк, П.Б., & Лозинський, В.Г. (2024). *Спосіб управління станом гірського масиву при підземній газифікації твердого палива*. Патент на корисну модель UA №156406, Опубл. 19.06.2024. Бюл. №25. Режим доступу: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1805627/>
20. Фальштинський, В.С. (2009). *Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля*. Дніпропетровськ, Україна: Національний гірничий університет, 131 с.
21. Гавриш, О.А., & Голоюх, І.А. (2015). Сланцевий газ в Україні. *Сучасні проблеми економіки і підприємство*, (16), 30-34.
22. Бондаренко, М., & Кулик, В. (2015). Визначення пористості та коефіцієнта газонасиченості колекторів залежно від термобаричних умов (РТ-умов) залягання. *Геологія*, 2(69), 59-63.
23. Васильєва, І.В. (2024). Фізико-механічні властивості порід та ускладнення при бурінні розвідувальних свердловин. *Мінеральні ресурси України*, (3), 37-41. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.3.37-41>
24. Власов, С.Ф., & Молдаванов, Є.В. (2020). Результати аналізу фізико-механічних властивостей пісковиків, що залягають у покрівлі розроблюваних вугільних пластів в умовах шахт Західного Донбасу. *Гірничий вісник*, (108), 9-15.

25. Власов, С.Ф., Тимченко, С.Є., & Молдаванов, Є.В. (2020). Типізація шахтних полів за спільними ознаками для умов шахт ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». *Вісті Донецького гірничого інституту*, 2(47), 33-39. <https://doi.org/10.31474/1999-981X-2020-2-33-39>

26. Стефаник, Ю., Кульчицька-Жигайло, Л., & Герльовський, Ю. (2013). Визначення коефіцієнта активності горючих компонентів природного газу за модернізованим рівнянням стану Ван-дер-Ваальса. *Геологія і геохімія горючих копалин*, (1-2), 17-23.

27. Павловський, С.В., & Альфьоров, С.О. (2023). Робочі тіла для паротурбінних циклів. In *5th International scientific and practical conference "Scientific research in the modern world"* (pp. 2145-2152). Toronto, Canada: Perfect Publishing.

28. Гайко, Г.І., Заєв, В.В. & Шульгін, П.М. (2012). *Утилізація теплової енергії при підземній термохімічній переробці вугільних пластів*. Алчевськ, Україна: ДонДТУ, 141 с.

29. Pivnyak, G., Tabachenko, N., & Dychkovskiy, R. (2013). Temperature influence on the effectiveness of the recovery reaction at gasification of coal seams. *Mining of Mineral Deposits*, 7(3), 331-335. <https://doi.org/10.15407/mining07.03.331>

30. Садовенко, І.О., & Інкін, О.В. (2015). Моделювання гідрогеотермічних полів при підземному спалюванні вугільних пластів. *Геотехнічна механіка*, (120), 161-171.

31. Krmar, J., Svrkota, B., Obradović, D., Vlatković, V., Lazović, S., & Otašević, B. (2024). Leveraging the power of supercritical fluid chromatography for eco-conscious solutions in pharmaceutical analysis. *Arhiv Za Farmaciju*, 74(3), 133-159. <https://doi.org/10.5937/arhfarm74-49565>

32. Іванюта, С. П., & Якушенко, Л. М. (2022). *Європейський зелений курс і кліматична політика України*. Київ, Україна: Національний інститут стратегічних досліджень, 95 с. <https://doi.org/10.53679/niss-analytrep.2022.12>

33. Saik, P., Dychkovskiy, R., Lozynskiy, V., Falshtynskiy, 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>

34. 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>

35. 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. Retrieved from <http://nvngu.in.ua/index.php/en/component/jdownloads/finish/70-05/8703-5-2017-dychkovskyi/0>

36. 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>

37. 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: Dnipro University of Technology.

38. 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>

39. 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. Retrieved from <http://nvngu.in.ua/index.php/en/component/jdownloads/finish/70-05/8703-5-2017-dychkovskyi/0>

40. Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г., Сай, К.С., Петльований, М.В. (2018). *Спосіб транспортування генераторного газу при свердловинній підземній газифікації вугілля*. Патент на винахід UA №128116, Опубл. 10.09.2018. Бюл. №17. Режим доступу <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/238254/>

41. 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(1), 012031. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/970/1/012031>

42. Gusman, M., Afaz, T., & Efendi, N. (2021). Mining investment feasibility based on economic and environmental aspects. *Indian Journal of Economics and Business*, 20, 1073-1082.

43. Микитюк, П.П. (2013). Основні критерії оцінки ефективності інвестиційно-інноваційних проєктів. *Економічний простір*, (71), 125-134.

44. Dychkovskyi, R., Saik, P., Sala, D., & Cabana, E.C. (2024). The current state of the non-ore mineral deposits mining in the concept of the Ukraine reconstruction in the post-war period. *Mineral Economics*, 37(3), 589-599. <https://doi.org/10.1007/s13563-024-00436-z>

45. Микитюк, В.П. (2017). Оцінювання ефективності інноваційного проєкту з позиції інвестиційного аспекту. *Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Економічні науки*, 5(251), 156-161.

46. Huda, M., Salinita, S., Zulfahmi, Madiutomo, N., & Handayani, E. (2021). Techno-economic analysis of producing low heating value underground coal gasification gas in Indonesia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 882(1), 012081. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/882/1/012081>

47. Mokhahlane, L.S., Wagner, N.J., & Vermeulen, D. (2022). Evidence of coal conversion in the Majuba underground coal gasification pilot plant, South Africa. *Coal Combustion and Gasification Products*. <https://doi.org/10.4177/001c.33964>

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Дисертація є завершеною науково-дослідною роботою, в якій вирішено актуальну наукову проблему з оптимізації процесів видобутку вугілля підземною газифікацією з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі, які ґрунтуються на виявлених нових закономірностях зміни параметрів формування активних зон підземного газогенератора та утилізації вуглекислого газу і дають змогу сформувати єдину інтегровану систему керування процесом підземної газифікації вугілля, яка може стати каталізатором для відновлення економічної активності, створення нових робочих місць та залучення інвестицій у розвиток гірничодобувних регіонів.

Основні наукові та практичні результати полягають у такому:

1. На основі світового аналізу глобальних тенденцій щодо видобутку вугілля визначено, що в найближче десятиліття вугілля залишатиметься ключовим елементом світового енергетичного балансу. Для України, де вугільна промисловість є важливою частиною енергетичного сектору, особливого значення набуває трансформація галузі в умовах глобальної декарбонізації. Воєнні дії та руйнування інфраструктури ставлять перед Україною завдання пошуку ефективних технологічних рішень для підвищення екологічної безпеки та продуктивності вугільної галузі.

2. Визначено, що одним із ключових напрямів розвитку вугільної промисловості, є впровадження інноваційних технологій, зокрема підземної газифікації вугілля. Ця технологія дає змогу значно підвищити ефективність використання вугілля, зменшуючи потребу в традиційному його видобутку та знижуючи екологічний вплив на навколишнє середовище.

3. Визначено, що при розвитку перспективного освоєння вугілля як енергетичної сировини є необхідність інтеграції технологій утилізації вуглекислого газу у вугільну промисловість, що є важливим етапом для її екологічної адаптації до сучасних міжнародних вимог щодо зниження викидів парникових газів. Технології підземної газифікації, у поєднанні з утилізацією CO₂, дають змогу не тільки зменшити викиди в атмосферу, а й перетворити

вуглець на корисні енергоносії, що можуть слугувати альтернативою природному газу.

4. Розроблено методики лабораторних випробувань зразків гірських порід під впливом змінного температурного поля у динамічному режимі для дослідження параметрів формування площини вигазовування активних зон підземного газогенератора та сформовано методологічні основи дослідження процесу підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу в техногенному середовищі під час визначення оптимальних технологічних параметрів керування процесом газифікації вугілля та розробки підходів до мінімізації екологічного впливу за рахунок повторного використання CO₂.

5. Вперше розроблена математична модель теплообміну середовища в системі «вугілля – генераторний газ» при підземній газифікації вугілля враховує межі фазових переходів за умовою Стефана. Ця модель дає змогу більш точно прогнозувати теплові процеси, що відбуваються під час газифікації вугілля, та визначити оптимальні температурні режими для забезпечення ефективності газифікації.

6. Вперше встановлено залежності зміни довжини окислювальної зони підземного газогенератора ($l_{ок.з.}$) від тривалості процесу газифікації (t) і потужності вугільного пласта (m). Ця довжина сягає свого критичного значення на проміжку 10,12 – 10,45 м, що свідчить про вихід процесу газифікації за межу ефективності його застосування. Отримані залежності дають змогу спрогнозувати параметри посування фронту вогневого вибою для забезпечення стабільної та ефективної роботи підземного газогенератора під час формування вигазованого простору газогенератора.

7. Вперше встановлено залежності зміни тиску подачі дуттьової суміші (P) при газифікації вугільних пластів потужністю від 0,6 до 1,2 м від тривалості процесу газифікації (t), який встановлює геометричні параметри вигазованого простору від швидкості посування вогневого вибою в окислювальній та відновлювальній зонах підземного газогенератора. Врахування даних

залежностей дає змогу визначити режими подачі дуттьової суміші для оптимізації енергетичних витрат на її подачу.

8. Вперше отримано коефіцієнт утилізації вуглекислого газу (k_{CO_2}) при підземній газифікації вугілля, що враховує концентрації діоксиду вуглецю в генераторному газі ($\eta_{CO_2}^2$) та його концентрації у складі дуттьової суміші ($\eta_{CO_2}^1$) за граничних концентрацій подачі у складі не більше 22,3%.

9. Вперше встановлений ефективний час подачі повітряно-вуглекислотного дуття (t) до площини підземного газогенератора характеризується лінійною залежністю від потужності вугільного пласта (m) та показників виходу вуглекислого газу ($\eta_{CO_2}^2$) у кількості 25% як граничне значення. Це дає змогу спрогнозувати тривалість роботи підземного газогенератора, направлено на утилізацію вуглекислого газу (68,83 – 85,87%), з максимальним значенням теплотворної здатності отриманого газу на рівні 6,3 – 6,6 МДж/м³.

10. Визначено, що комбінована подача дуття зумовлює подвійне надходження окислювача (O₂) у підземний газогенератор, що інтенсифікує процес газифікації вугілля за рахунок розширення реакційних зон вогневого вибою за довжиною стовпа газифікації (L) від потужності вугільного пласта (m). При зміні способу подачі дуття теплотворна здатність генераторного газу в середньому підвищується на 2,02 МДж/м³. Це дає змогу адаптувати способи подачі сумішей у реакційні зони, оперативно ухвалювати технологічні рішення щодо зміни режимів роботи підземного газогенератора.

11. Набула подальшого розвитку концепція утилізації вуглекислого газу в складі дуттьової суміші та техногенному середовищі підземного газогенератора на базі технології підземної газифікації вугілля для забезпечення принципів сталого розвитку вугледобувних регіонів.

12. Розроблено технології газифікації вугілля та утилізації вуглекислого газу: «Спосіб утилізації діоксиду вуглецю» (UA №156354), «Спосіб управління

станом гірського масиву при підземній газифікації твердого палива» (UA №156406), «Спосіб підземної газифікації твердого палива» (UA №127929), «Спосіб підземної газифікації твердого палива» (UA №152841), «Спосіб підземної газифікації твердого палива» (UA №149211).

13. Розроблено методики і рекомендації з ефективного керування процесами газифікації вугілля та утилізації вуглекислого газу: «Рекомендації з оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля» (ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»), «Методика визначення параметрів формування порожнин вигазованого простору підземного газогенератора» (ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»), «Методика прогнозу ефективності процесу газифікації вуглецевмісної сировини з утилізацією вуглекислого газу» (ТОВ «ГОФЕР УКРАЇНА»).

14. Економічна оцінка доцільності застосування розробленої технології та технологічних рішень дає змогу отримати зростання доходу від реалізації генераторного газу на 24,8% (61,04 – 122,08 млн грн → 76,15 – 152,30 млн грн). Комплексний підхід до утилізації CO₂ під час газифікації вугільних пластів потужністю від 0,64 м демонструє додатковий дохід від утилізації CO₂ за кожен тону вугілля. Встановлено, наприклад, що під час газифікації вугільних пластів потужністю від 0,8 до 1,2 м з утилізацією CO₂ гірниче підприємство додатково зможе отримати від 97,05 до 294,0 тис. грн.

ДОДАТОК А

Результати формування вигазованого простору підземного газогенератора

№ п/п	Тривалість газифікації, год	Площа вигазованого простору, м ²	Тиск подачі дуття, МПа
Потужність вугільного пласта $m = 1,2$ м			
1	11,2	32,45	0,45
2	10,3	36,25	0,47
3	10,4	34,2	0,47
4	19,8	53	0,57
5	19,9	50,2	0,56
6	19,4	49,4	0,58
7	23,4	60,4	0,67
8	23,8	58,2	0,65
9	23,2	62,0	0,67
Потужність вугільного пласта $m = 1,0$ м			
1	9,0	31,2	0,47
2	8,9	33,4	0,48
3	8,9	31,4	0,45
4	16,9	52,5	0,58
5	17,0	50,0	0,55
6	16,5	51,5	0,57
7	19,2	62,4	0,65
8	20,2	61,0	0,66
9	19,9	57,8	0,65
Потужність вугільного пласта $m = 0,8$ м			
1	6,8	32,1	0,47
2	7,2	30,2	0,48
3	7,0	31,2	0,45
4	14,2	52,5	0,57
5	13,9	52	0,56
6	15,1	54,2	0,6
7	16,6	61,5	0,65
8	16,7	57,8	0,67
9	16,2	60	0,69
Потужність вугільного пласта $m = 0,6$ м			
1	5,8	34,2	0,45
2	5,3	32,5	0,46
3	5,2	31,6	0,47
4	11,2	51,5	0,55
5	10,8	49,8	0,59
6	11,2	50,8	0,55
7	12,8	61,2	0,68
8	13,1	58,6	0,69
9	13,5	62,3	0,67

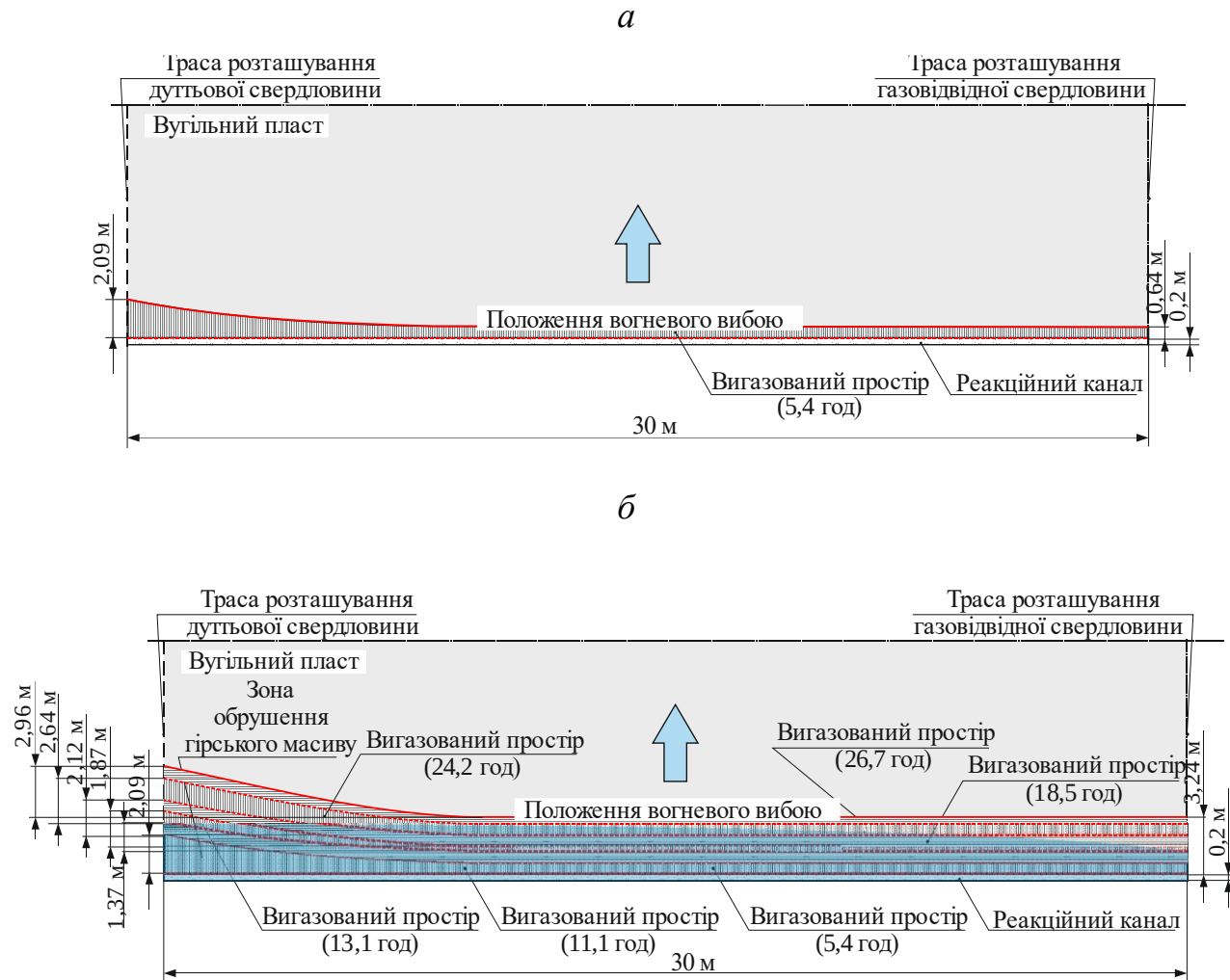


Рисунок 1 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 0,6$ м, тиск подачі дуття $P = 0,41$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 5,4$ год;
б – тривалість газифікації $t = 26,7$ год

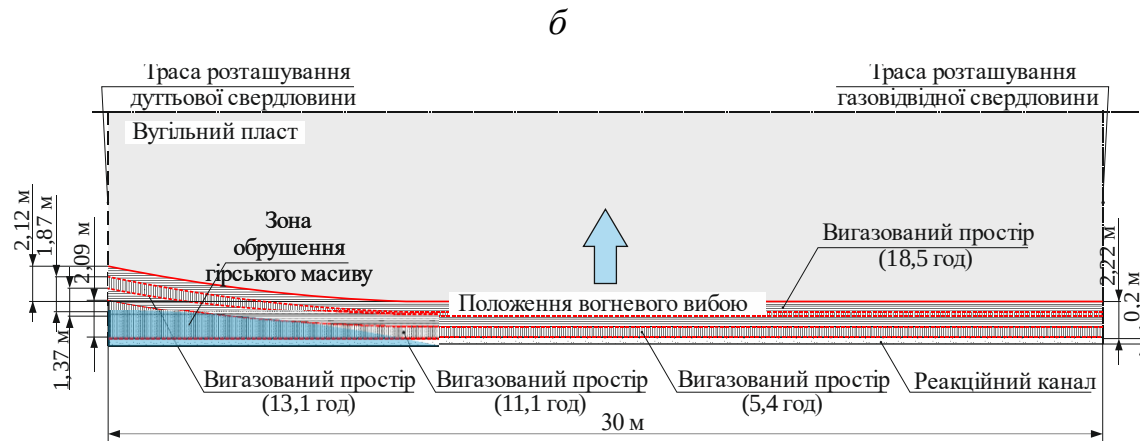
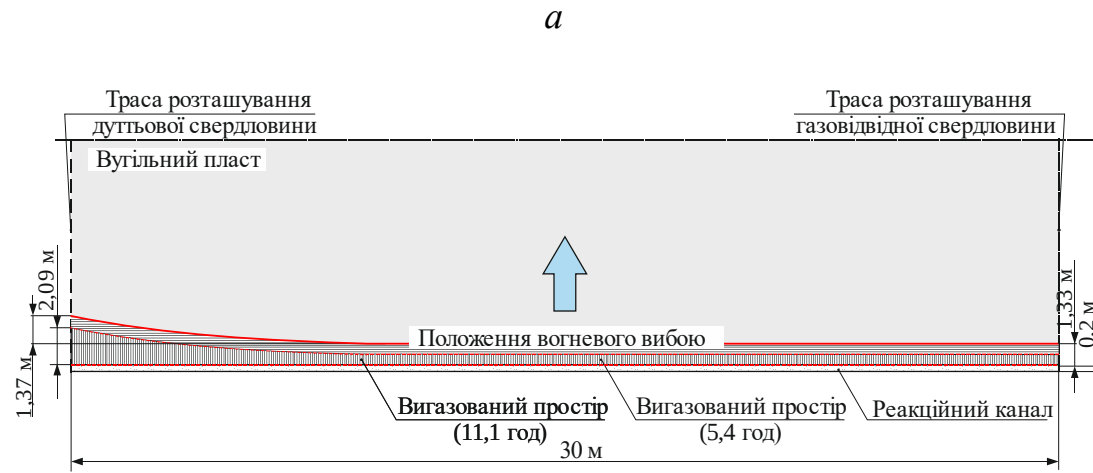


Рисунок 2 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 0,6$ м, тиск подачі дугтя $P = 0,51$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 11,1$ год; *б* – тривалість газифікації $t = 18,5$ год

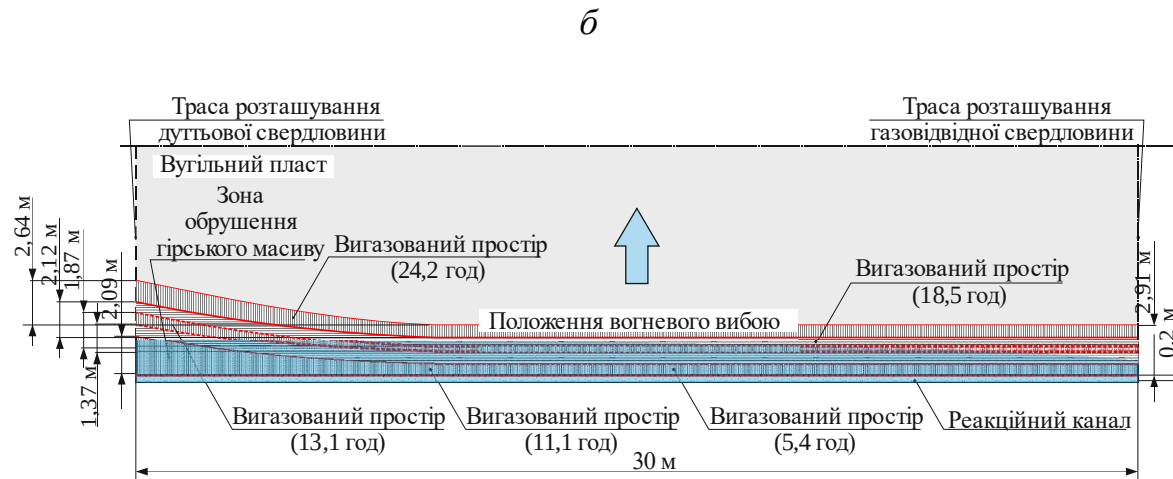
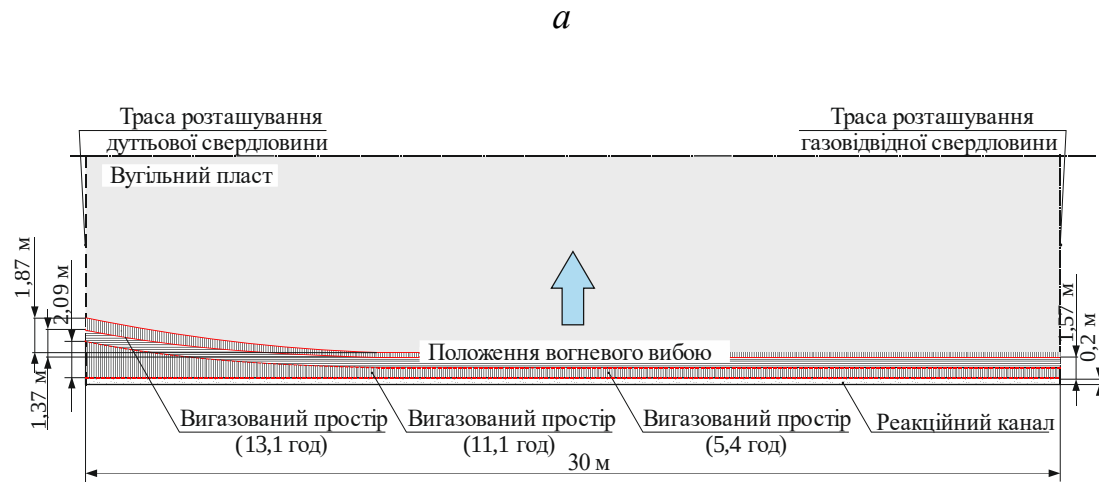


Рисунок 3 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 0,6$ м, тиск подачі дуття $P = 0,63$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 13,1$ год; *б* – тривалість газифікації $t = 24,2$ год

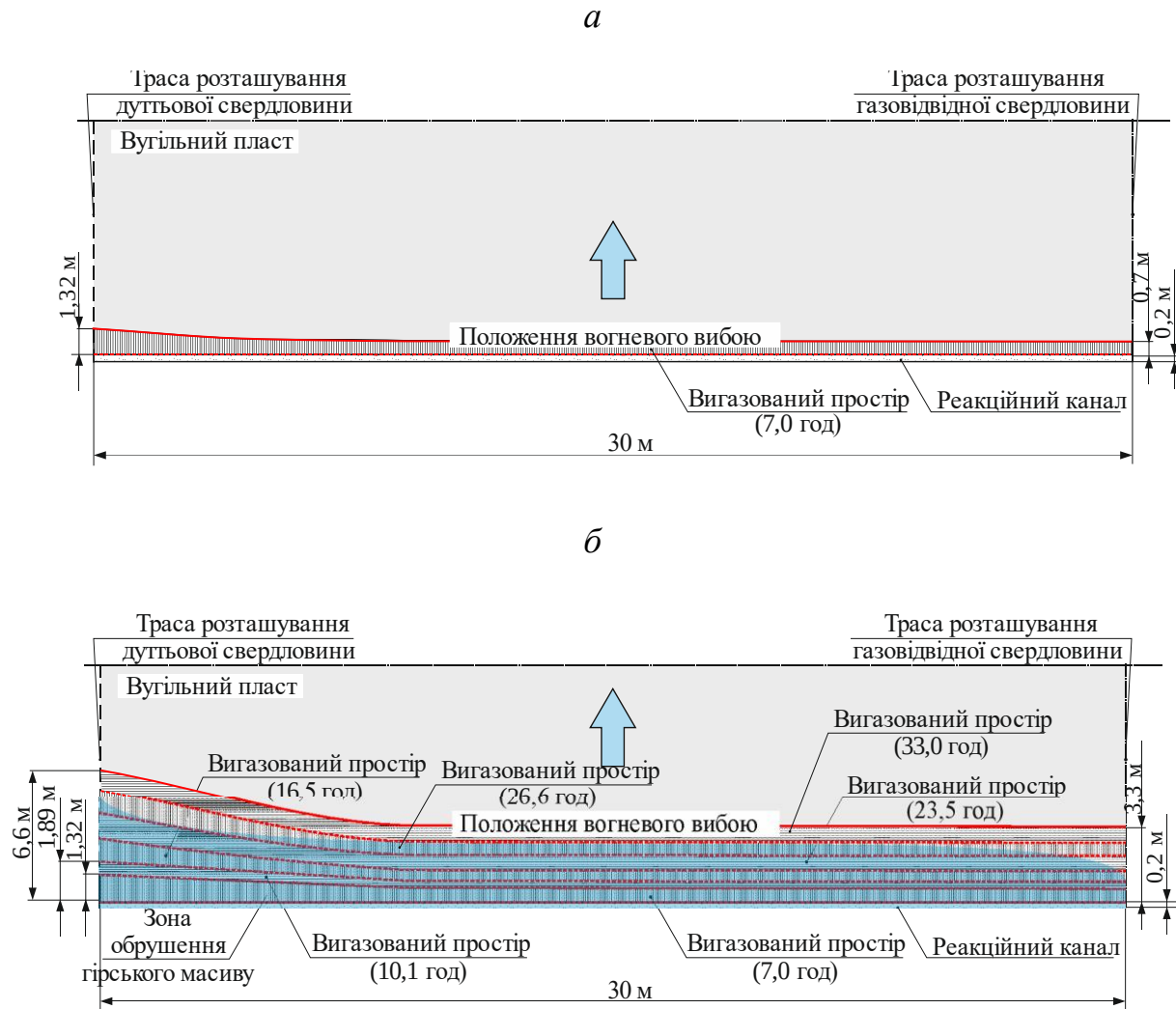
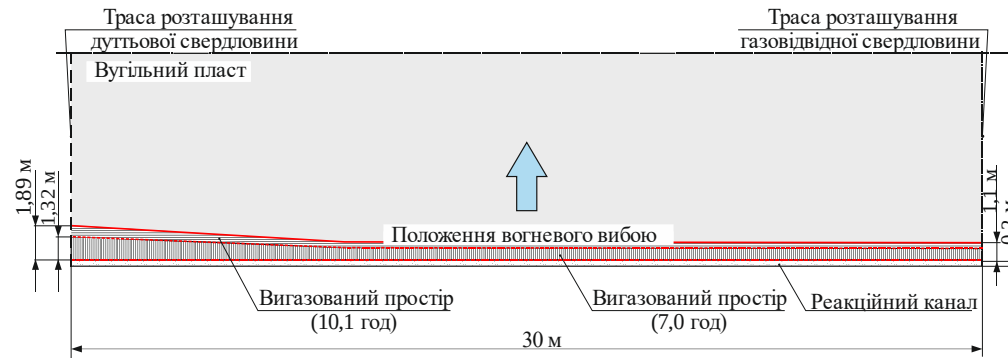


Рисунок 4 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 0,8$ м, тиск подачі дуття $P = 0,41$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 7,0$ год;
б – тривалість газифікації $t = 33,0$ год

a



б

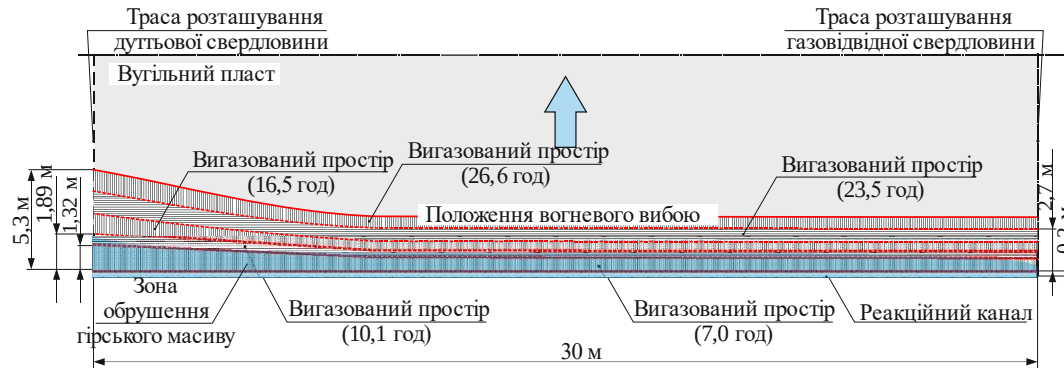


Рисунок 5 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 0,8$ м, тиск подачі дуття $P = 0,53$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 10,1$ год; *б* – тривалість газифікації $t = 26,6$ год

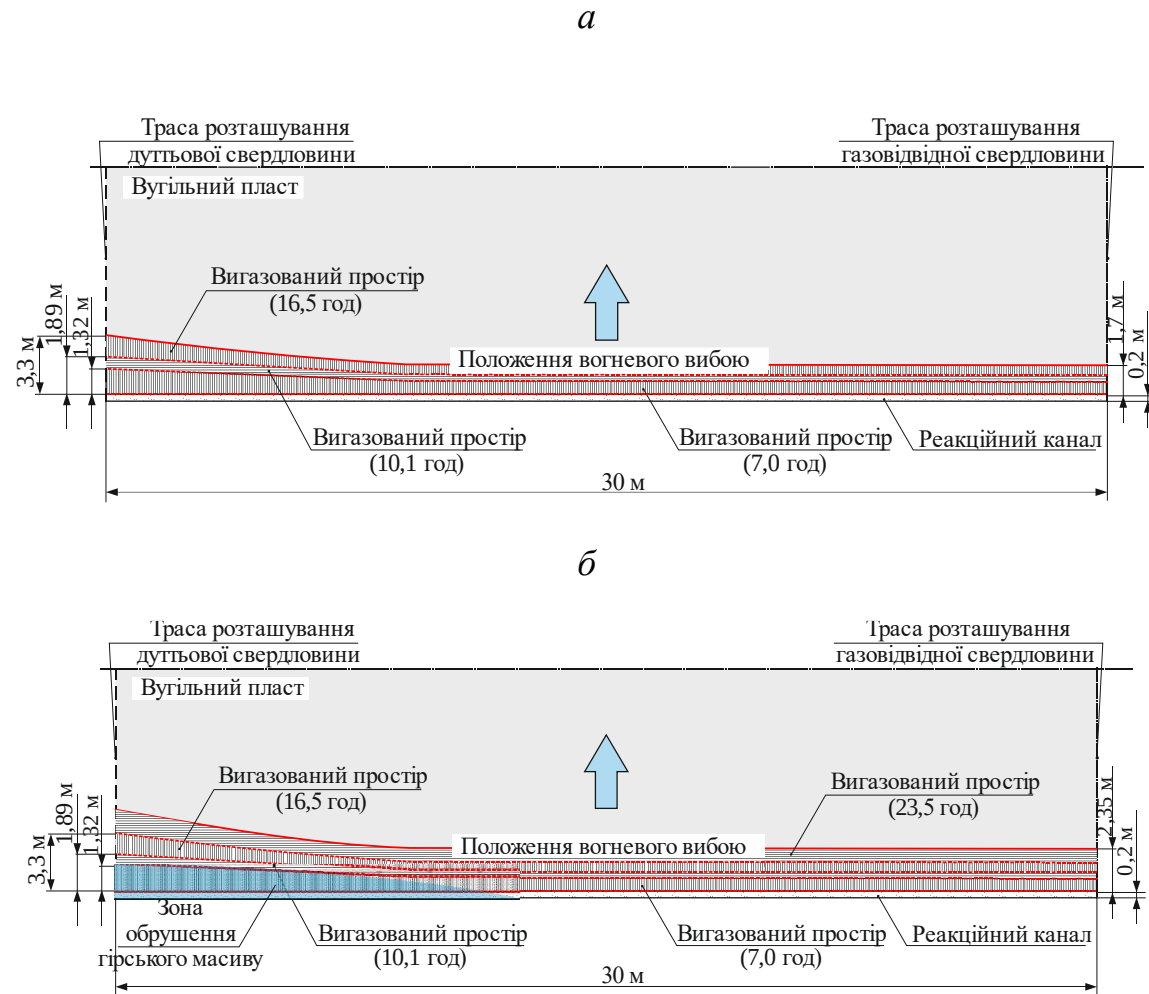


Рисунок 6 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 0,8$ м, тиск подачі дуття $P = 0,62$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 16,5$ год; *б* – тривалість газифікації $t = 23,5$ год

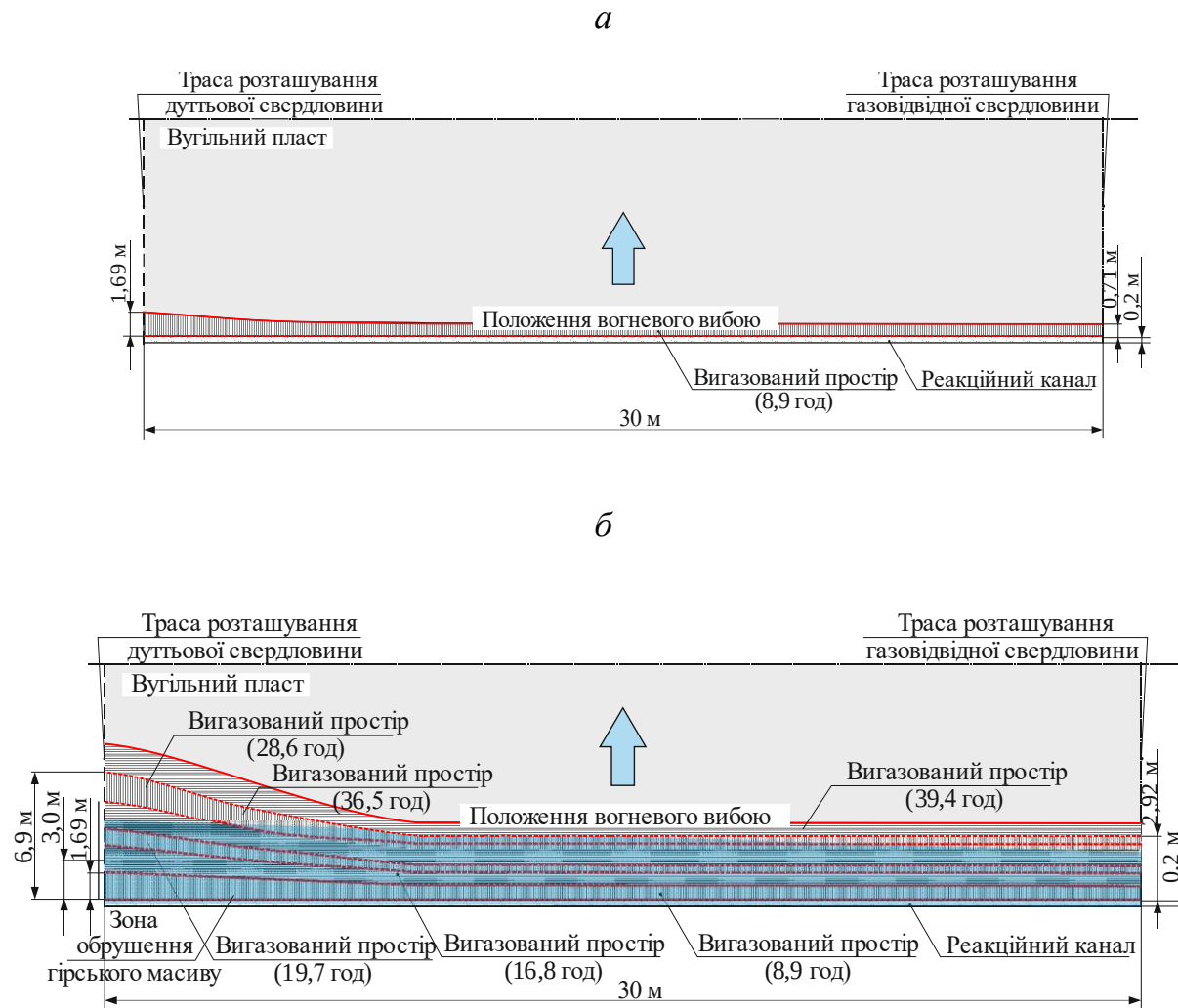


Рисунок 7 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 1,0$ м, тиск подачі дуття $P = 0,42$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 8,9$ год;
б – тривалість газифікації $t = 39,4$ год

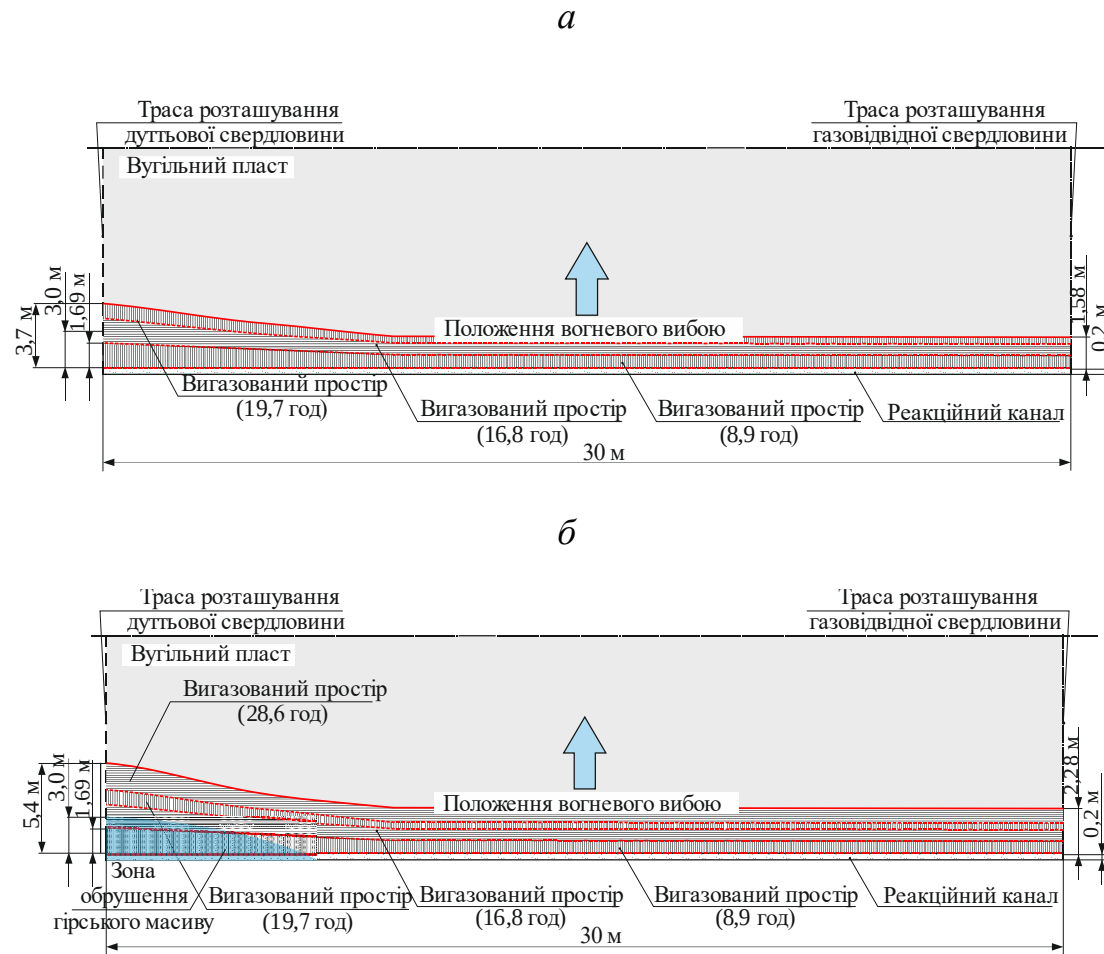


Рисунок 9 – Візуалізація фронту посування вогневого вибою та формування вигазованого простору: потужність вугільного пласта $m = 1,0$ м, тиск подачі дуття $P = 0,6$ МПа: *a* – тривалість газифікації $t = 8,9$ год;
б – тривалість газифікації $t = 28,6$ год

ДОДАТОК Б

Результати досліджень зразків гірської породи під дією температури

ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» (шахта ім. Героїв Космосу)									
№ проби	Температура, °C	Ширина, м	Висота, м	Довжина, м	Маса до нагріву, г	Щільність до нагріву, кг/м ³	Маса після нагріву, г	Щільність після нагріву, кг/м ³	Міцність, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	22	0,05	0,05	0,05	324,2	2593,60	-	-	10,52
2	22	0,05	0,05	0,05	318,5	2548,00	-	-	10,14
3	22	0,05	0,05	0,05	331,4	2651,20	-	-	9,87
1	200	0,05	0,05	0,05	332,1	2656,80	329,8	2638,40	11,36
2	200	0,05	0,05	0,05	327,3	2618,40	325,4	2603,20	11,35
3	200	0,05	0,05	0,05	329,7	2637,60	322,5	2580,00	11,65
1	400	0,05	0,05	0,05	327,5	2620,00	288,8	2310,40	15,78
2	400	0,05	0,05	0,05	335,4	2683,20	303,1	2424,80	14,49
3	400	0,05	0,05	0,05	331,4	2651,20	317,8	2542,40	14,65
1	600	0,05	0,05	0,05	329,2	2633,60	288,8	2310,40	26,24
2	600	0,05	0,05	0,05	335,0	2680,00	281,8	2254,40	25,33
3	600	0,05	0,05	0,05	328,1	2624,80	284,5	2276,00	25,22
1	800	0,05	0,05	0,05	335,0	2680,00	281,8	2254,40	-
2	800	0,05	0,05	0,05	328,1	2624,80	284,5	2276,00	28,6
3	800	0,05	0,05	0,05	346,2	2769,60	302,1	2416,80	32,4
ДП «Львіввугілля» (шахта «Межирічанська»)									
1	22	0,05	0,05	0,05	314,5	2516,00	-	-	9,12
2	22	0,05	0,05	0,05	336,1	2688,80	-	-	8,95
3	22	0,05	0,05	0,05	326,2	2609,60	-	-	9,34
1	200	0,05	0,05	0,05	322,1	2576,80	317,5	2540,00	10,62
2	200	0,05	0,05	0,05	331,6	2652,80	326,7	2613,60	11,12
3	200	0,05	0,05	0,05	325,2	2601,60	319,3	2554,40	11,05

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	400	0,05	0,05	0,05	335,7	2685,60	307,2	2457,60	12,4
2	400	0,05	0,05	0,05	324,9	2599,20	301,1	2408,80	11,88
3	400	0,05	0,05	0,05	321,1	2568,80	296,0	2368,00	12,12
1	600	0,05	0,05	0,05	332,7	2661,60	302,1	2416,80	22,22
2	600	0,05	0,05	0,05	331,8	2654,40	282,5	2260,00	22,88
3	600	0,05	0,05	0,05	325,1	2600,80	290,5	2324,00	21,08
1	800	0,05	0,05	0,05	331,8	2654,40	282,5	2260,00	-
2	800	0,05	0,05	0,05	325,1	2600,80	290,5	2324,00	-
3	800	0,05	0,05	0,05	322,0	2576,00	276,4	2211,20	-

ДОДАТОК В
Результати чисельних досліджень щодо параметрів утилізації CO₂ у зоні
безладного обвалення гірського масиву ($P = 10,5$ МПа, $P = 14,5$ МПа)

Потужність вугільного пласта, m , м	Об'єм, V , м ³		Кількість молей, n , тис. моль				Маса CO ₂ , m , т			
	$A^d - 19\%$	$A - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$
			$P = 10,5$ МПа, $T = 32$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 32$ °C		$P = 10,5$ МПа, $T = 32$ °C		$P = 10,5$ МПа, $T = 32$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	17924	20678	19179	22125	1111,44	1289,82	1534,85	1781,18
0,8	8132,14	9437,3	23853	27596	25523	29528	1481,92	1719,76	2046,47	2374,91
1,0	10165,18	11796,62	29687	34525	31765	36942	1852,41	2149,70	2558,08	2968,64
1,2	12198,21	14155,95	35625	41825	38119	44753	2222,89	2579,65	3069,70	3562,37
			$P = 10,5$ МПа, $T = 50$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 50$ °C		$P = 10,5$ МПа, $T = 50$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 50$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	19225	22552	20571	24131	1049,51	1217,94	1449,32	1681,92
0,8	8132,14	9437,3	26054	30180	27878	32293	1399,34	1623,93	1932,42	2242,56
1,0	10165,18	11796,62	32425	37765	34695	40409	1749,18	2029,91	2415,53	2803,20
1,2	12198,21	14155,95	39156	45232	41897	48398	2099,01	2435,89	2898,63	3363,85
			$P = 10,5$ МПа, $T = 75$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 75$ °C		$P = 10,5$ МПа, $T = 75$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 75$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	21735	24712	23256	26442	974,11	1130,45	1345,20	1561,09
0,8	8132,14	9437,3	28316	32895	30298	35198	1298,81	1507,26	1793,60	2081,46
1,0	10165,18	11796,62	35401	41250	37879	44138	1623,52	1884,08	2242,00	2601,82
1,2	12198,21	14155,95	42455	49395	45427	52853	1948,22	2260,90	2690,40	3122,19
			$P = 10,5$ МПа, $T = 100$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 100$ °C		$P = 10,5$ МПа, $T = 100$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 100$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	23251	26875	24879	28756	908,82	1054,68	1255,04	1456,46
0,8	8132,14	9437,3	30833	35756	32991	38259	1211,76	1406,24	1673,38	1941,95
1,0	10165,18	11796,62	38540	44965	41238	48113	1514,70	1757,80	2091,73	2427,44
1,2	12198,21	14155,95	46225	53680	49461	57438	1817,64	2109,36	2510,08	2912,93
			$P = 10,5$ МПа, $T = 125$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 125$ °C		$P = 10,5$ МПа, $T = 125$ °C		$P = 14,5$ МПа, $T = 125$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	25296	29152	27067	31193	851,73	988,43	1176,20	1364,98
0,8	8132,14	9437,3	34528	38895	36945	41618	1135,64	1317,91	1568,27	1819,97
1,0	10165,18	11796,62	41994	48678	44934	52085	1419,56	1647,39	1960,34	2274,96
1,2	12198,21	14155,95	50852	58455	54412	62547	1703,47	1976,86	2352,41	2729,95

Результати чисельних досліджень щодо параметрів утилізації CO₂
у зоні безладного обвалення гірського масиву ($P - 7,9$ МПа, $P - 9,2$ МПа)

Потужність вугільного пласта, m , м	Об'єм, V , м ³		Кількість молей, n , тис. моль				Маса CO ₂ , m , т			
	$A^d - 19\%$	$A - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$	$A^d - 19\%$	$A^d - 6\%$
			$P - 7,9$ МПа, $T - 32$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 32$ °C		$P - 7,9$ МПа, $T - 32$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 32$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	13486	16591	15705	16804	836,23	970,44	973,84	1130,13
0,8	8132,14	9437,3	17947	22121	20900	22363	1114,97	1293,92	1298,45	1506,84
1,0	10165,18	11796,62	22336	27651	26011	27832	1393,71	1617,40	1623,06	1883,55
1,2	12198,21	14155,95	26804	33181	31214	33399	1672,46	1940,88	1947,67	2260,26
			$P - 7,9$ МПа, $T - 50$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 50$ °C		$P - 7,9$ МПа, $T - 50$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 50$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	14465	15666	16845	18024	789,63	916,36	919,57	1067,15
0,8	8132,14	9437,3	19603	20888	22828	24426	1052,84	1221,81	1226,09	1422,87
1,0	10165,18	11796,62	24396	26110	28410	30399	1316,05	1527,26	1532,61	1778,58
1,2	12198,21	14155,95	29460	31332	34308	36710	1579,25	1832,72	1839,13	2134,30
			$P - 7,9$ МПа, $T - 75$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 75$ °C		$P - 7,9$ МПа, $T - 75$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 75$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	16353	14541	19044	20377	732,90	850,53	853,51	990,49
0,8	8132,14	9437,3	21304	19388	24810	26547	977,20	1134,04	1138,01	1320,65
1,0	10165,18	11796,62	26635	24234	31018	33189	1221,50	1417,55	1422,51	1650,81
1,2	12198,21	14155,95	31942	29081	37199	39803	1465,80	1701,05	1707,01	1980,98
			$P - 7,9$ МПа, $T - 100$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 100$ °C		$P - 7,9$ МПа, $T - 100$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 100$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	17494	13566	20372	21798	683,78	793,52	796,30	924,10
0,8	8132,14	9437,3	23198	18088	27016	28907	911,71	1058,03	1061,73	1232,13
1,0	10165,18	11796,62	28997	22610	33768	36132	1139,63	1322,54	1327,17	1540,17
1,2	12198,21	14155,95	34779	27132	40502	43337	1367,56	1587,04	1592,60	1848,20
			$P - 7,9$ МПа, $T - 125$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 125$ °C		$P - 7,9$ МПа, $T - 125$ °C		$P - 9,2$ МПа, $T - 125$ °C	
0,6	6099,11	7077,97	19032	12714	22164	23716	640,83	743,68	746,28	866,05
0,8	8132,14	9437,3	25978	16952	30253	32371	854,44	991,57	995,04	1154,74
1,0	10165,18	11796,62	31595	21190	36795	39370	1068,05	1239,46	1243,80	1443,42
1,2	12198,21	14155,95	38260	25428	44556	47675	2352,41	1732,11	1492,56	1732,11

Результати чисельних досліджень щодо параметрів утилізації CO₂ у зоні прогину нашарувань товщі гірських порід у бік виробленого простору з утворенням розшарувань та тріщин

Потужність вугільного пласта, <i>m</i> , м	Об'єм, <i>V</i> , м ³		Кількість молей, <i>n</i> , тис. моль		Маса CO ₂ , <i>m</i> , т	
	ДП «Львіввугілля»	ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»	ДП «Львіввугілля»	ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»	ДП «Львіввугілля»	ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»
1	2	3	4	5	6	7
<i>P</i> – 7,9 МПа, <i>T</i> – 32 °С						
0,6	31349	44755	64598	92224	4298	6136,24
0,8	40320	59674	82925	122730	5528	8181,65
1,0	50400	74592	103207	152747	6910	10227,06
1,2	63328	89384	129682	183041	8683	12255,20
<i>P</i> – 7,9 МПа, <i>T</i> – 50 °С						
0,6	31349	44755	69287	98917	4059	5794,28
0,8	40320	59674	90577	134054	5220	7725,71
1,0	50400	74592	112726	166835	6525	9657,13
1,2	63328	89384	142536	201184	8199	11572,25
<i>P</i> – 7,9 МПа, <i>T</i> – 75 °С						
0,6	31349	44755	78333	111832	3767	5378,03
0,8	40320	59674	98441	145693	4845	7170,70
1,0	50400	74592	123072	182147	6056	8963,38
1,2	63328	89384	154545	218134	7610	10740,91
<i>P</i> – 9,2 МПа, <i>T</i> – 32 °С						
0,6	31349	44755	74427	106256	5005	7146,00
0,8	40320	59674	95543	141403	6438	9528,00
1,0	50400	74592	118911	175988	8047	11910,00
1,2	63328	89384	149414	210892	10111	14271,88
<i>P</i> – 9,2 МПа, <i>T</i> – 50 °С						
0,6	31349	44755	79829	113968	4726	6747,77
0,8	40320	59674	104359	154451	6079	8997,03
1,0	50400	74592	129878	192219	7599	11246,28
1,2	63328	89384	164223	231795	9548	13476,54
<i>P</i> – 9,2 МПа, <i>T</i> – 75 °С						
0,6	31349	44755	90251	128848	4387	6263,02

1	2	3	4	5	6	7
0,8	40320	59674	113419	167861	5642	8350,69
1,0	50400	74592	141798	209861	7053	10438,36
1,2	63328	89384	178060	251324	8862	12508,40
<i>P – 10,5 МПа, T – 32 °C</i>						
0,6	31349	44755	84944	121270	5713	8155,76
0,8	40320	59674	109043	161384	7348	10874,35
1,0	50400	74592	135713	200856	9184	13592,93
1,2	63328	89384	170527	240692	11540	16288,56
<i>P – 10,5 МПа, T – 50 °C</i>						
0,6	31349	44755	91109	130072	5394	7701,26
0,8	40320	59674	119105	176276	6938	10268,35
1,0	50400	74592	148230	219381	8673	12835,43
1,2	63328	89384	187429	264548	10897	15380,84
<i>P – 10,5 МПа, T – 75 °C</i>						
0,6	31349	44755	103004	147054	5007	7148,01
0,8	40320	59674	129446	191580	6440	9530,68
1,0	50400	74592	161835	239516	8050	11913,35
1,2	63328	89384	203220	286837	10114	14275,89
<i>P – 14,5 МПа, T – 32 °C</i>						
0,6	31349	44755	97995	139903	7889	11262,72
0,8	40320	59674	126154	186709	10147	15016,96
1,0	50400	74592	157830	233589	12683	18771,19
1,2	63328	89384	200204	282581	15936	22493,72
0,6	31349	44755				
<i>P – 14,5 МПа, T – 50 °C</i>						
0,6	31349	44755	137967	204191	9581	14180,10
0,8	40320	59674	172642	255510	11976	17725,12
1,0	50400	74592	216513	305599	15048	21240,20
1,2	63328	89384				
<i>P – 14,5 МПа, T – 75 °C</i>						
0,6	31349	44755	150379	222561	8893	13161,41
0,8	40320	59674	188574	279089	11116	16451,76
1,0	50400	74592	236440	333726	13967	19714,33
1,2	63328	89384	97995	139903	7889	11262,72

ДОДАТОК Г

Документи, що підтверджують практичну цінність



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:	а 2021 00689	(72) Винахідник(и): Фальштинський Володимир Сергійович (UA), Саїк Павло Богданович (UA), Дичковський Роман Омелянович (UA), Лозинський Василь Григорович (UA)
(22) Дата подання заявки:	17.02.2021	(73) Володілець (володілці): НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА", просп. Д. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49005 (UA)
(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності:	15.02.2024	(56) Перелік документів, взятих до уваги експертизою: Innovative aspects of underground coal gasification technology in mine conditions / V. Falshtynskiy 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
(41) Публікація відомостей про заявку:	17.08.2022, Бюл.№ 33	
(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію:	14.02.2024, Бюл.№ 7	

UA 127929 C2

(54) СПОСІБ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

(57) Реферат:

Спосіб газифікації твердого палива належить до гірничої промисловості.
Спосіб включає буріння експлуатаційних свердловин, збірку 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 шківми 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) **149211** (13) **U**
 (51) МПК (2021.01)
E21B 43/00
E21B 43/24 (2006.01)
E21B 43/295 (2006.01)

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН
 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
 ВЛАСНОСТІ
 ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
 "УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ
 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
 ВЛАСНОСТІ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2021 02556 (22) Дата подання заявки: 17.05.2021 (24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 28.10.2021 (46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 27.10.2021, Бюл.№ 43	(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)

(54) СПОСІБ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

(57) Реферат:

Спосіб підземної газифікації твердого палива включає буріння експлуатаційних свердловин, збірку між ними реакційним каналом, монтаж гнучкого керованого трубопроводу, запалювання пласта, подачу дуття, газифікацію твердого палива, одержання штучного генераторного газу. Попередньо формують камеру підготовки дуття на магістральному штреку для розміщення системи підготовки дуттьових сумішей, у відкритому штреку встановлюють платформу зі шківми тертя для посування гнучкого трубопроводу, що виконано карбоновим і сполучено з дозатором-змішувачем дуттьових сумішей.

U
149211
UA



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **156354** (13) **U**
(51) МПК
F23G 5/02 (2006.01)
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 2023 05793 (22) Дата подання заявки: 01.12.2023 (24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 13.06.2024 (46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 12.06.2024, Бюл.№ 24	(72) Винахідник(и): Саїк Павло Богданович (UA), Лозинський Василь Григорович (UA) (73) Володілець (володільці): НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА", просп. Д. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49000 (UA)

(54) СПОСІБ УТИЛІЗАЦІЇ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

(57) Реферат:
Спосіб утилізації діоксиду вуглецю, отриманого при термічній переробці твердого палива, включає його відділення та подачу у підземний простір. Попередньо визначають крок обвалення порід безпосередньої покрівлі, з урахуванням якого задають місця закладання свердловин при кушовому їх бурінні.

U
156354
UA



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **156406** (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 2023 05660	(72) Винахідник(и): Саїк Павло Богданович (UA), Лозинський Василь Григорович (UA)
(22) Дата подання заявки: 24.11.2023	
(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 20.06.2024	(73) Володілець (володілці): НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА", просп. Д. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49000 (UA)
(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 19.06.2024, Бюл.№ 25	

(54) СПОСІБ УПРАВЛІННЯ СТАНОМ ГІРСЬКОГО МАСИВУ ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА

(57) Реферат:

Спосіб управління станом гірського масиву включає буріння газовідвідної та дуттьової свердловин, формування реакційного каналу, закладку керованих трубопроводів, подачу дуття, отримання штучного газу й закладку деформованих порід покрівлі та вигазованого простору. У проміжку між проведенням реверсних робіт по гнучкому трубопроводу у зону деформованих порід та вигазований простір подають попередньо відділений і депонований діоксид вуглецю зі штучного газу.

UA 156406 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 збіжку 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 збіжки.

U
UA 152841

ДОДАТОК Д

Документи, що підтверджують впровадження результатів

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НТУ «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»

ПОГОДЖЕНО:

Перший проректор
НТУ «Дніпровська політехніка»
Артем ПАВЛИШЕНКО
«24» квітня 2024 р.



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Директор
ТОВ «ЗАХІД ТРЕЙД РЕСУРС»
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 проектних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств.

Друкується за авторською редакцією.

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1. Загальні відомості про процес газифікації вугілля.....	6
2. Визначення параметрів матеріально-теплого балансу процесу газифікації.....	8
3. Обґрунтування параметрів оптимізації режимів подачі дуттьових сумішей при газифікації вугілля.....	15
Висновки та рекомендації.....	18
Перелік посилань.....	22

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НТУ «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

ТОВ «ГОФЕР УКРАЇНА»

ПОГОДЖЕНО:

Перший проректор
НТУ «Дніпровська політехніка»

Артем ІВАНЧЕНКО

«12»



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Генеральний директор
ТОВ «ГОФЕР УКРАЇНА»

Назар ЛИСИЙ

«19»

2024 р.



**МЕТОДИКА ПРОГНОЗУ
ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОЦЕСУ ГАЗИФІКАЦІЇ
ВУГЛЕЦЕВМІСНОЇ СИРОВИНИ З
УТИЛІЗАЦІЄЮ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ**

Дніпро

2024

УДК 622.278.004.82

Методика прогнозу ефективності процесу газифікації вуглецевмісної сировини з утилізацією вуглекислого газу/ Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Янкін Д.В. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2025. – 26 с.

Розроблена методика на основі аналітичних та лабораторних досліджень дає змогу визначити ефективні режими роботи газогенераторів направлених на утилізацію вуглекислого газу. Дана методика призначена для широкого кола співробітників науково-дослідних інститутів і проєктних організацій, інженерно-технічних працівників гірничих підприємств, а також може бути корисним викладачам, аспірантам, магістрам і студентам гірничих спеціальностей закладів вищої освіти.

Друкується у редакційній обробці авторів.

© Саїк П.Б., Лозинський В.Г., Янкін Д.В., 2024

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2024

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1. Загальні відомості про технології утилізації вуглекислого газу.....	6
2. Дослідження впливу подачі вуглекислого газу у складі дуттьової суміші на параметри матеріально-теплогового балансу процесу газифікації.....	12
3. Обґрунтування параметрів технології підземної газифікації вугілля з утилізацією вуглекислого газу.....	16
4. Визначення коефіцієнта утилізації вуглекислого газу при газифікації вуглецевмісної сировини.....	21
Висновки.....	25
Перелік посилань.....	26

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

ПОГОДЖЕНО:

Проректор з науково-педагогічної
та навчально-виховної роботи


Ігор НІКІТЕНКО
«03» 01 2025 р.


ЗАТВЕРДЖУЮ:

Генеральний директор

ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»


Сергій ВОРОНІН
«03» 01 2025 р.


**МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ФОРМУВАННЯ
ПОРОЖНИН ВИГАЗОВАНОГО ПРОСТОРУ
ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА**

Дніпро

2025

УДК 622.278

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

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

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

Друкується у редакційній обробці авторів.

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

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2025

ЗМІСТ

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