

## СТЕНДОВІ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМУ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА В ЗОНІ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ ПОРУШЕНЬ

Приведены результаты исследования температурного режима подземного газогенератора на стендовой экспериментальной установке при выгазовывании угольного пласта в зоне влияния дизъюнктивного геологического нарушения. Установлены закономерности потерь тепла при увеличении амплитуды геологического нарушения.

Представлено результати дослідження температурного режиму підземного газогенератора на стендовій експериментальній установці при вигазовування вугільного пласта в зоні впливу диз'юнктивного геологічного порушення. Встановлені закономірності втрат тепла при збільшенні амплітуди геологічного порушення.

The results of investigation of borehole underground coal gasification technology in a bench experimental setup at simultaneous upward mining gasification of thin coal seams are given. The parameters of the spatial distribution of the maximum combustion face are set up.

**Вступ.** Вугілля є основним видом органічного палива, яке використовується в енергетиці. За даними World Energy Resources за 2013 р. у середньому 60 % світових забалансових запасів вугілля знаходиться в складних геологічних умовах в тому числі і в зонах структурних змін гірського масиву розробка якого дала б змогу збільшити термін його споживання за рахунок додаткового видобування та комплексного використання на наступні 40 – 60 років [1]. Для умов українського паливно-енергетичного комплексу проведення наукових досліджень і обґрунтування можливості застосування альтернативних технологій є вкрай важливими.

Аналіз стану технології свердловинної підземної газифікації вугілля, вказує на те, що геологічні порушення негативно впливали на керованість процесом оскільки поряд з втратам реагентів дуття відбуваються неконтрольовані втрати тепла в навколишнє середовище. Відповідно ведення робіт по підземній газифікації вугілля в зонах структурних змін гірського масиву зумовлює проблеми дотримання матеріально теплового балансу процесу вигазовування [2, 3].

При наявності значної тріщинуватості, навколо геологічних порушень відбуваються крім кондукційного і конвекційні процеси теплообміну. Для запобігання зупинки процесу газифікації необхідно обґрунтувати тепловий режим підземного газогенератора з можливістю переходу на процес підземного спалювання вугілля в тому випадку коли неможливо продовжувати процес газифікації [4,5]. В такому випадку основним продуктом на виході з газогенератора є теплова енергія.

**Мета статті.** Встановити закономірності зміни температурного режиму підземного газогенератора при вигазовування вугільного пласта в зоні впливу диз'юнктивних геологічних порушень на експериментальній стендовій установці.

**Основна частина.** Проведення досліджень на стендовій експериментальній установці пояснюється необхідністю ретельного вивчення можливості переходу диз'юнктивних геологічних порушень без розриву суцільності пласта при різних значеннях амплітуди зміщення, що дозволяє встановити закономірності зміни теплового режиму процесу вигазовування.

Експериментальна стендова установка спроектована на кафедрі підземної розробки родовищ та запатентована в Державному ВНЗ «Національний гірничий університет». Стендова установка побудована НВО «Нафтомаш» при фінансовій підтримці Міністерства освіти і науки України. Експериментальна установка змонтована і підготовлена за сприянням технічних служб Донецького електротехнічного заводу і знаходиться на його території в спеціально обладнаному приміщенні [6,7].

Контрольно-вимірювальна апаратура фіксації температурного режиму підземної газифікації включала в себе температурні регістратори, що вимірювали температуру в стаціонарному режимі (термопари ТХА) та динамічному режимі (пірометр) (табл. 1). Використання пірометра, що працює в динамічному режимі, дало змогу контролювати процес розпалення вугільного пласта. Температурні регістратори вмонтовувалися в стендову установку через спеціальні отвори.

Таблиця 1

Характеристика контрольно-вимірювальної апаратури фіксації температурного режиму підземної газифікації

Тип апаратури, назва	Зовнішній вигляд	Параметри вимірювання			Вивід даних
		назва	одиниці	межі	
Температурний регістратор «Термопара ТХА»		Т	°С	0 – 1000	Екран, Інтерфейс «Тера»
Температурний регістратор «Пірометр»		Т	°С	01000	Екран

Формування породовугільного масиву на стендовій експериментальній установці проводилось з максимальним дотриманням натурних умов залягання вугільного пласта при різних амплітудах зміщувача.

Виходячи з конструктивних особливостей стендової установки, вугілля закладалося в модель з шириною 1,75 м. Для дуттевої та газовідвідної свердловини залишалось місце з розрахунком 5 см для кожної з них (згідно з масштабним коефіцієнтом). Відповідно ширина вугільного пласта, що бралася для подальших розрахунків становила 1,65 м (рис. 1).

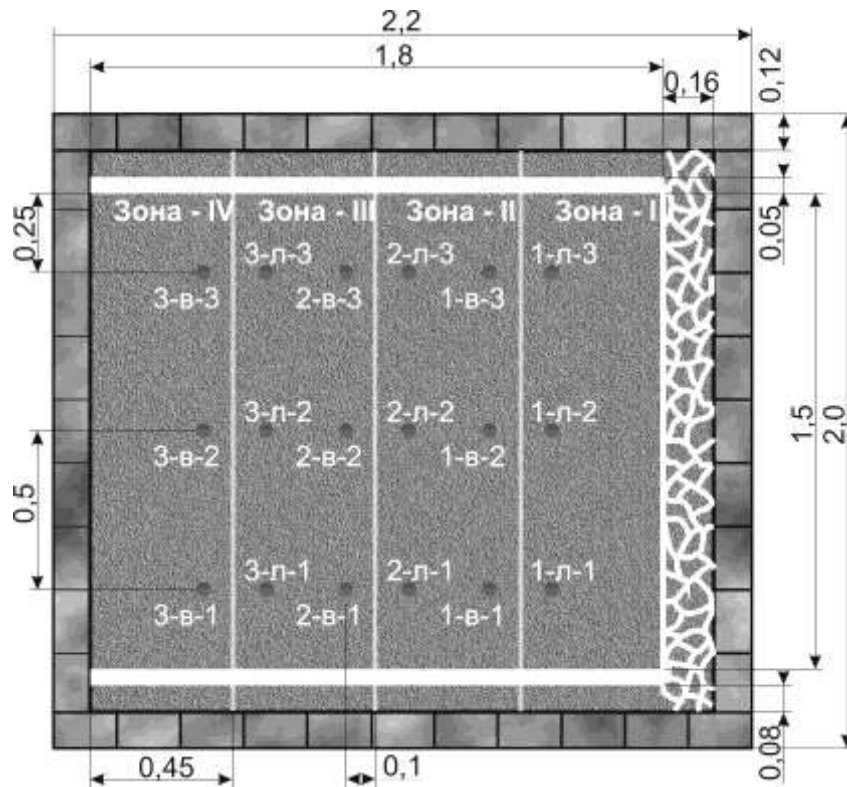


Рис. 1. Модель формування вугільного пласта із встановленням термопар та реперів опускання з урахуванням конструктивних особливостей стендової установки.

Загальний вигляд репера та термопар, що встановлювалися безпосередньо на вугільний пласт, приведений в табл. 1, а параметри закладання термопар наведені в табл. 2.

Таблиця 2

Параметри закладання термопар

№ термопар та репера	Висота закладання, м	Відстань від термопар та репера, м		№ термопар та репера	Висота закладання, м	Відстань від термопар та репера, м	
		до дуттевої свердловини	до газовідвідної свердловини			до дуттевої свердловини	до газовідвідної свердловини
Висячий бік				Лежачий бік			
Зона I – II, $h_{зм} = 0,5m$							
1-в-1	0,3	0,25	1,25	1-л-1	0,2	0,25	1,25
1-в-2	0,3	0,75	0,75	1-л-2	0,2	0,75	0,75
1-в-3	0,3	1,25	0,25	1-л-3	0,2	1,25	0,25
Зона II-III, $h_{зм} = 0,75m$							
2-в-1	0,35	0,25	1,25	2-л-1	0,3	0,25	1,25
2-в-2	0,35	0,75	0,75	2-л-2	0,3	0,75	0,75
2-в-3	0,35	1,25	0,25	2-л-3	0,3	1,25	0,25
Зона III-IV, $h_{зм} = 0,9m$							
3-в-1	0,375	0,25	1,25	3-л-1	0,35	0,25	1,25
3-в-2	0,375	0,75	0,75	3-л-2	0,35	0,75	0,75
3-в-3	0,375	1,25	0,25	3-л-3	0,35	1,25	0,25

Перший етап проведення експерименту розпочався з розпалювання вугільного пласта, що здійснювалося розжареним вугіллям, яке попередньо піддавалося термічній обробці поза межами стенду. Після закидання вугілля через спеціальний бічний отвір  $d = 100$  мм повітря подавалося прямо на розжарене вугілля по розпалювальному трубопроводу із жаростійкою насадкою використовуючи резервний компресор, що приводило до утворення вогнища займання вугільного пласта в температурному режимі  $505 - 545$  °С, при фіксованій середній температурі –  $525$  °С.

Температура розпалювання вугільного пласта в реакційному каналі контролювалася за допомогою пірометра. Витрати дуття складали  $2 - 3,5$  м<sup>3</sup>/хв, під тиском  $0,3$  МПа.

Зважаючи на досить стрімку швидкість пропалення реакційного каналу вугільного пласта, після  $25$  хв безперервного подавання повітряного дуття через розпалювальний отвір (рис. 2 а) відбувся поступовий перехід подавання дуття через головну дуттєву систему (рис. 2 б). Після здійснення відповідних заходів по переходу подачі дуття, згідно методики проведення дослідження, швидкість пропалення досягла  $0,7$  м/год, внаслідок поступового збільшення тиску до  $0,5$  МПа.

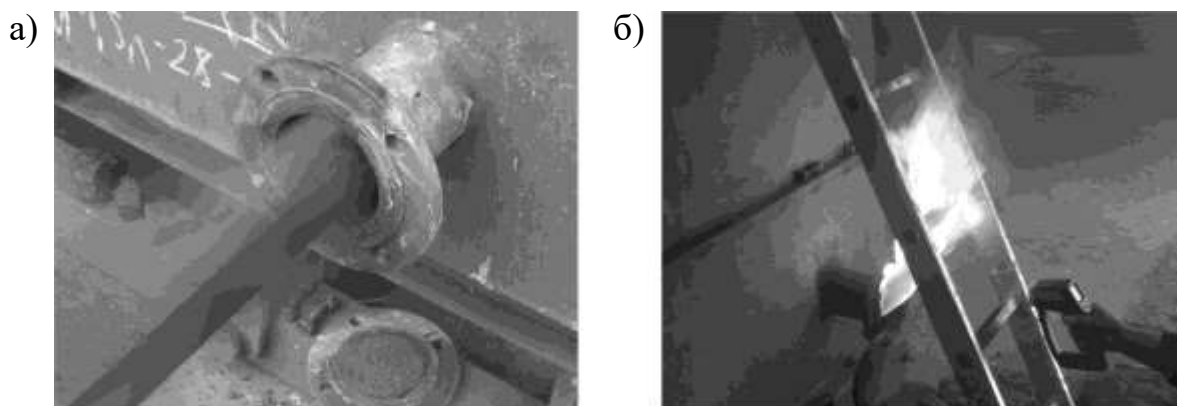


Рис. 2. Подавання дуття для розпалювання вугільного пласта: а) – через розпалювальну свердловину; б) – через дуттєву систему

Протягом всього розпалювання здійснювався циклічний реверс дуття. Під час реверсної подачі осередок горіння активно переміщався на зустріч повітряному потоку. За  $1$  годину  $30$  хв пропалення реакційного каналу осередок горіння розподілився практично по всій довжині вогневого вибою. Проте перехід на режим газифікації унеможлилювався через нестабільний вихід концентрації димових та горючих газів.

Не дивлячись на значний розвиток осередку горіння в газогенераторі, температура газу на виході з моделі до цього часу була відносно невеликою ( $\sim 70$ °С). Досить велика кількість тепла витрачалася на пустих порід, випаровування внутрішньої вологи порід та вугілля і термічну підготовку остатнього. Перехід на комбінований режим компресор – димосос, який розпочався на  $1$  годину  $30$  хвилин після розпалювання вугільного пласта, дозволив зменшити тиск до  $0,3$  МПа і збільшити швидкість пропалення до  $1,1 - 1,2$  м/г.

На кінець другої години розпалення реакційного каналу температура вихідних газів збільшилися до 100°C разом із різким зменшенням вуглекислого газу CO<sub>2</sub> до 7,3 %. Окрім цього тенденція, щодо ефективного розвитку реакційного каналу, спостерігалася разом із збільшенням CH<sub>4</sub> до 1,6 %, CO – 5,5 %, H<sub>2</sub> 3,6 % та зменшенням O<sub>2</sub> до 5,6%. Поступове збільшення кількості горючих газів, переконливо доводило про завершення стадії форсування реакційного каналу. Після остаточного пропалення реакційного каналу процес перейшов у формування зон реакційного каналу, який тривав впродовж наступної години.

Комбінована подача дуттєвої суміші у пульсуючому режимі дала змогу за короткий час перейти з режиму розпалювання в режим газифікації вугілля. У зоні окислення багатофазні хімічні реакції між киснем, що подавався в газогенератор і вуглецем вугільного пласта прогрівали вугільний пласт до достатньо високої температури, що дозволило забезпечити автотермічність процесу газифікації. Виділене тепло забезпечувало протікання ендотермічних реакцій відновлення CO<sub>2</sub> і розкладання водяного пару.

Високотемпературне поле з високою інерцією тепла і великою площею розповсюдження формується одразу ж після початку розпалювання вугільного пласта не зважаючи на значні втрати тепла на нагрівання порід, що оточують газогенератор. Зазвичай температури по довжині реакційного каналу розповсюджуються не рівномірно. В окислювальній зоні, де відбуваються інтенсивні реакції горіння з виділенням тепла, температури коливаються в межах 600 – 900 °C поступово збільшуючись при наближенні до перехідної зони з максимумом 900 – 1200 °C. Динаміка температур на ділянці відновлювальної зони зумовлена превалюванням втрат тепла на ендотермічні реакції, що знижує розповсюдження тепла в навколишнє середовище. Температури на цій ділянці сягають 500 – 750 °C.

Для проведення моніторингу над посуванням вогневого вибою використовувалися термодатчики з діапазоном вимірювання температур від 0 до 1000 °C. За допомогою перетворювача сигналу та можливістю підключення до інтерфейсу через послідовний COM порт RS-232 дані температур фіксувалися в програмі TERA «Devices Systems» використовуючи крос-платформову базу даних Firebird 2.1. В процесі проведення дослідження термодатчики, що знаходилися над основою вугільного пласта фіксували температури в стаціонарному режимі з кроком – 15 хв. Для зручності аналізу показників температур термодатчики були поділені на три умовні групи. Перша група, як і дві наступні групи, включала в себе по 6 датчиків, 3 з яких знаходилися у лежачому боці вугільного пласта і 3 у висячому (див. рис. 1).

У зоні I–II, де власне і знаходилася перша система датчиків, температури на початок проведення експерименту становили від 21 до 23 °C і не змінювалися до 1 год.30 хв. При поступовому посуванні вогневого вибою термопара 1-л-2 вперше зафіксувала стрімке збільшення температури (рис. 3). На 4 год 15 хв температура вугільного пласта, поблизу даної термопари, перевищила межу вимірювання в 1000 °C, внаслідок чого відбулося автоматичне її відключення для запобігання перегрівання теплового елемента. Впродовж 1 год 15 хв дані по цій термопарі в систему не поступали.

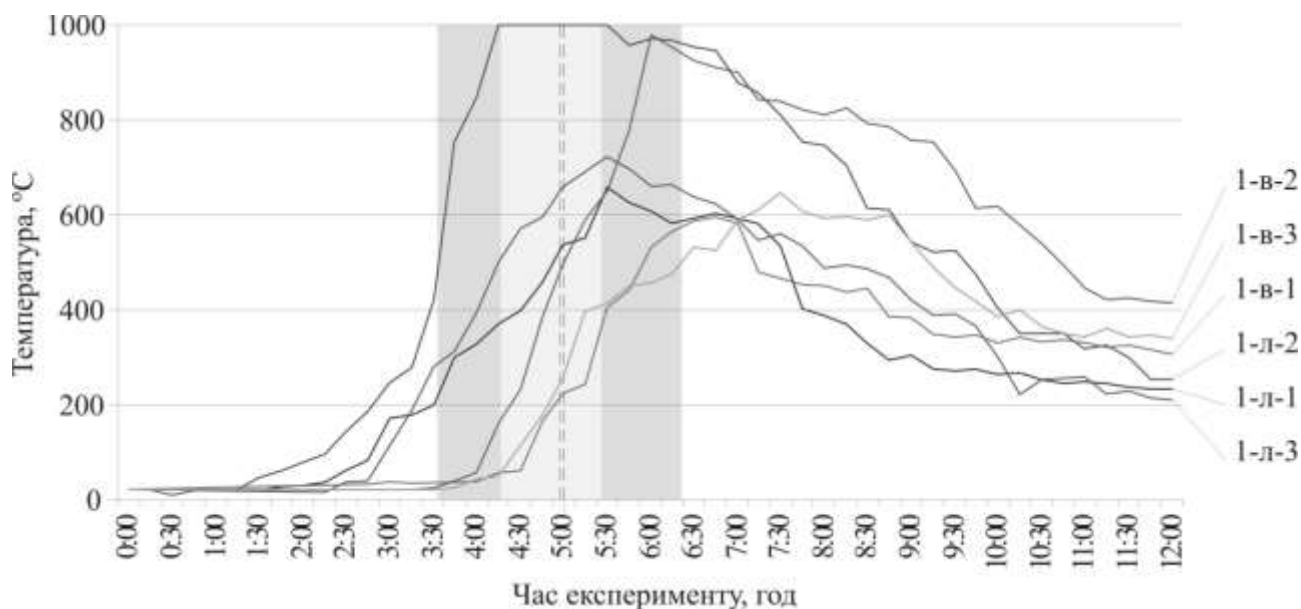


Рис. 3. Графік зміни температур в зоні I – II ( $h_{зм} = 0,5m$ )

Температура термопар 1-в-2 в газогенераторі була близькою до  $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ , з максимальним її значенням –  $978\text{ }^{\circ}\text{C}$  на 6 годину експерименту. Аналіз результатів рівномірного підняття температур по всіх термопарах доводить плавність переходу геологічного порушення з диз'юнктивним зміщенням  $h_{зм} = 0,5m$ . Крім цього була виявлена закономірність рівномірного пониження температур після вигазування вугільного пласта.

Аналіз температур по хімічних зонах експериментального підземного газогенератора не проводився через циклічне реверсування повітряного потоку. Не зважаючи на відсутність чітких зон за допомогою побудованого графіка температур була змога визначити в яких час відбувався перехід інтерфейсу вугільного пласта.

Виходячи із закономірностей розповсюдження температурного поля в масиві впливає, що температура у визначеній точці масиву матиме поступовий характер до збільшення аж до наближення вогневого вибою впритул до даної точки з максимальним значенням на час протікання термохімічних реакцій (рис. 4). Відповідно при однаковій лінійній швидкості посування вогневого вибою такі ж самі зміни відбуватимуться і в наступних точках. Основною ж задачею інтерпретації даних було знаходження фіксованої температури по якій відбуватиметься проведення аналізу.

Суть запропонованого методу визначення часового моменту переходу вогневого вибою із зони I в зону II зводиться до визначення середнього значення температур, величина яких перевищила  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Враховуючи суб'єктивність даного методу визначення середнього значення проводилося із урахуванням всіх термопар. Більше того спершу знаходилося середнє значення температур між першою термопарою величина якої сягнула  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$  та остаточною термопарою з аналогічним показником. Відповідно маючи значення термопар 1-л-2 на 3 год 40 хв та термопар 1-в-3 о 6 год 25 хв отримаємо середнє значення 4 год 53 хв.

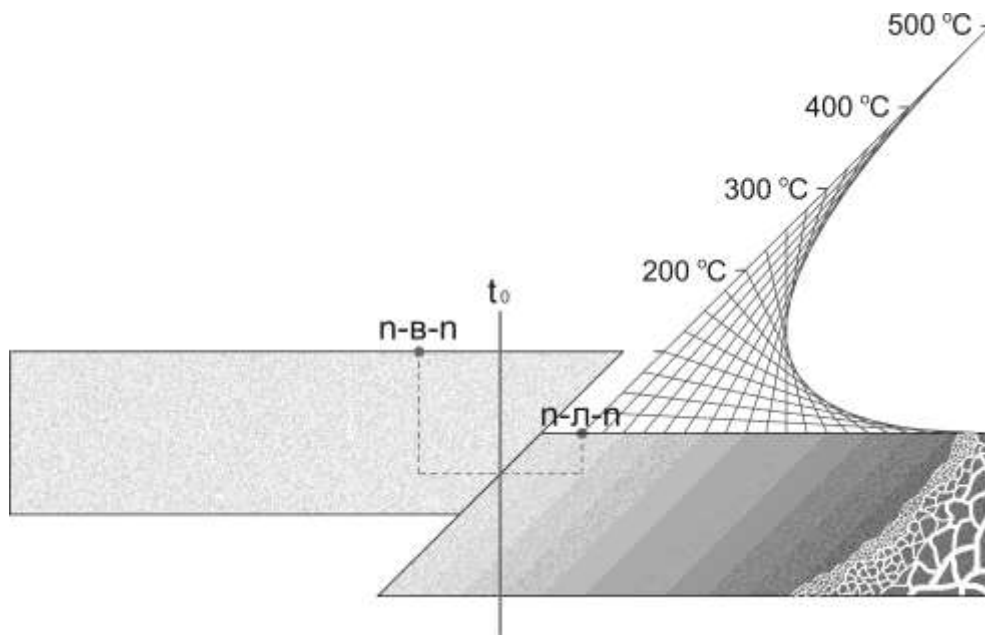


Рис. 4. Схема визначення часового моменту переходу геологічного порушення по температурних датчиках

Провівши визначення середніх значень по кожній з пар датчиків було визначено усереднений час подолання зміщувача геологічного порушення вогневим вибоєм. При такому аналізі відповідне середнє значення склало 4 год 57 хв. Очевидно, що між двома значеннями середнє є 4 год 55 хв експерименту, що на 98,3 % збігається з розрахунковими параметрами вигазовування. Також слід зазначити, що по тепловому фактору геологічне порушення  $h_{зм} = 0,5m$  було подолане без особливих втрат тепла за встановлений проміжок часу.

При стабілізації режиму газифікації в зоні II через 6 год 30 хв експерименту було зафіксовано плавне підняття температур на термопарі 2-л-2, а через 15 хв на термопарі 2-л-3. Тут за 2,5 год температура піднялася до 600 °C (рис. 5).

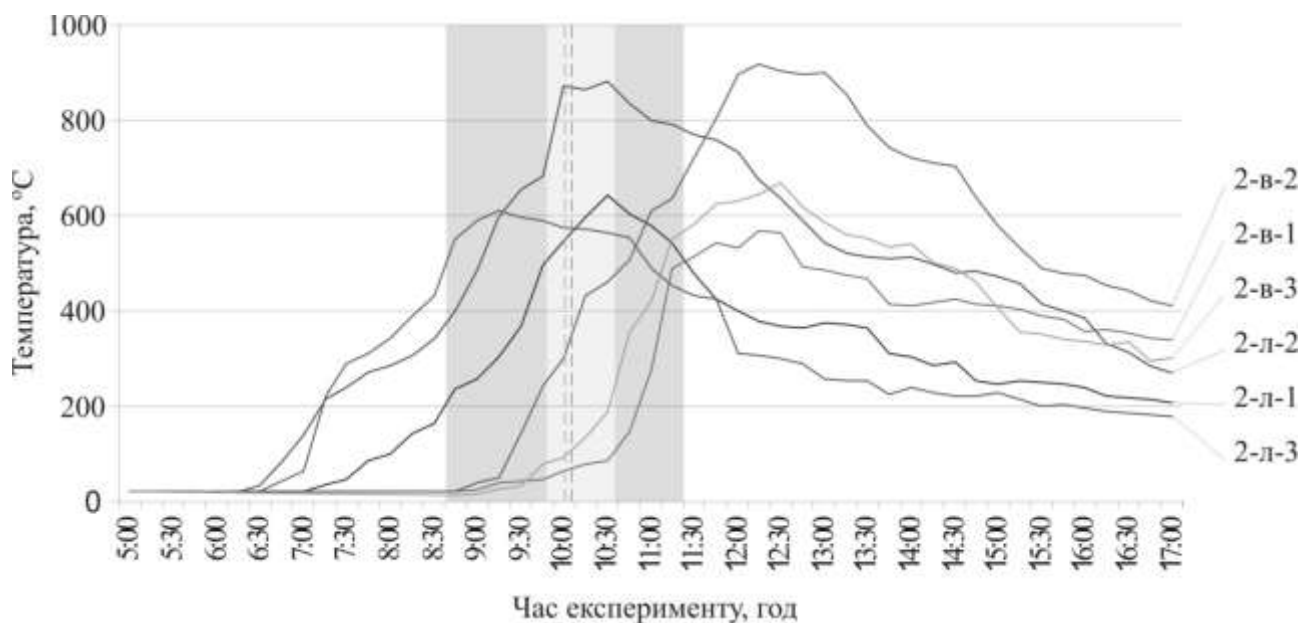


Рис. 5. Графік зміни температур в зоні II – III ( $h_{зм} = 0,75m$ )

Використовуючи вище наведений підхід, щодо визначення часових рамок переходу інтерфейсу було встановлено, що в зоні II – III перехід газогенератором інтерфейсу відбувся між 9 год 55 хв та 10 год 10 хв. Проте розповсюдження температур в зоні II – III у значній мірі співпадає із розповсюдженням в зоні I – II. Про це свідчать значення температур в окислювальні та відновлювальні зонах.

В зоні I – II найменша максимальна температура становила 568 °С, а найбільша максимальна 736 °С, тоді як в зоні II – III ці показники склали 567 та 687 °С відповідно. Різниця в часі при досягненні 500 °С у цих же зонах складає 35 хв, що в часових одиницях складає 3 год 15 хв та 2 год 40 хв відповідно.

Остатній інтерфейс характеризувався нерозривним диз'юнктивним зміщенням з амплітудою –  $h_{зм} = 0,9m$ . У цьому випадку початок зростання температур у лежачому боці (термопари 3-л-1, 3-л-2 та 3-л-3) відбувалося приблизно в тих же часових рамках, що і при попередніх зміщеннях вугільного пласта. Проте істотно збільшився час на подолання такого порушення. Відповідно за таких умов використання запропонованого раніше методу не дало суттєвого результату. Графічне відображення зміни температур в зоні III – IV представлено на рис. 6.

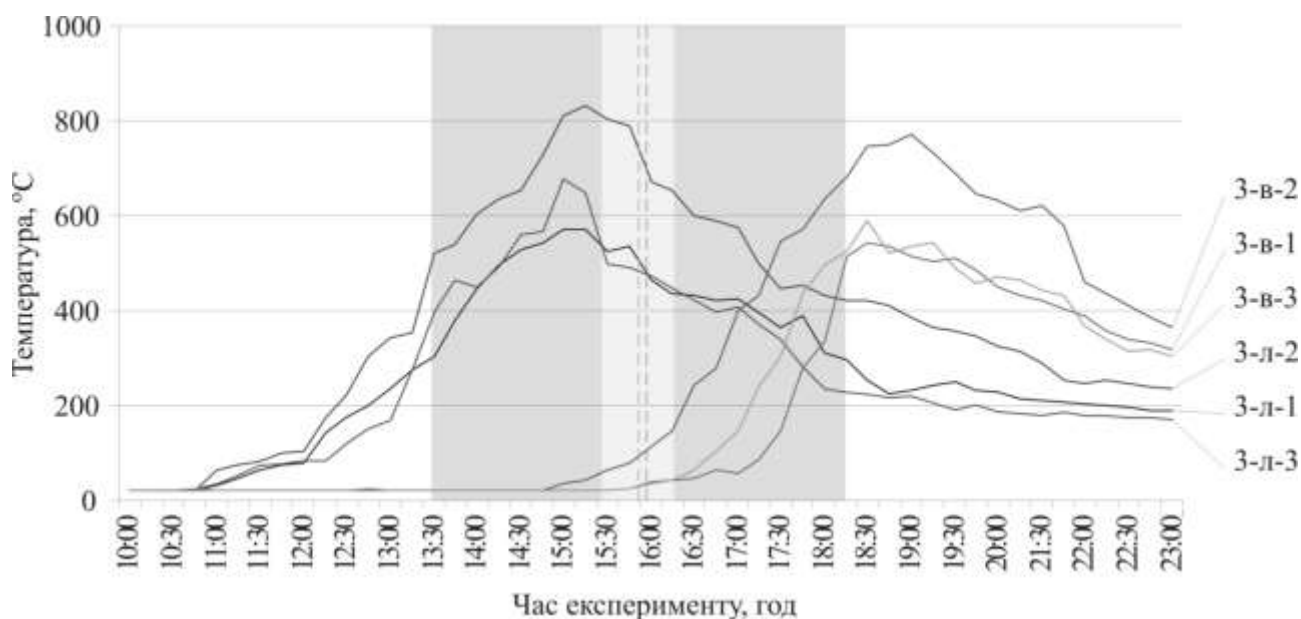


Рис. 6. Графік зміни температур в зоні III – IV ( $h_{зм} = 0,9m$ )

Характерним для зони III – IV є відносно менші максимальні температури, що фіксувалися термопарами як в лежачому так і у висячому боці. Таке зниження температур могло бути спричинене збільшенням виробленого простору і відповідно втратам тепла у тріщинуватому масиві порід покрівлі.

Враховуючи послідовність проведення дослідження усередненням температур було визначено можливий час переходу інтерфейсу. За результатами двох усереднень встановлено, що перехід відбувався приблизно о 15 год 50 хв, тобто майже на одну годину пізніше від розрахункового.



Відставання від розрахункової швидкості скоріш за все було спричинене суттєвим зменшенням площини нерозривності вугільного пласта.

Очевидним залишається те, що з певним часовим відставанням температури у висячому боці зони IV все таки досягли необхідних значень для забезпечення газоутворення та збалансованості теплового балансу.

**Висновки.** На основі проведених досліджень автором було встановлено, що при підземній газифікації вугілля в зонах геологічних порушень за рахунок теплообміну виникають додаткові втрати тепла, причому із збільшенням амплітуди геологічного порушення та часу газифікації такі втрати постійно збільшуються. Тут відбуваються не те, що втрати тепла в навколишнє середовище, а зниження його виділення внаслідок різкого зменшення дзеркала вогневого вибою в реакційному каналі. По сутті при значній амплітуді змішувача геологічного порушення відбувається перерозпалення вугільного пласта а процес підземної газифікації вугілля переходить в процес підземного спалювання вугілля.

Інтенсивність переходу зон геологічних порушень пов'язана із збалансованою подачею реагентів дуття, відповідно враховуючи геометричну неоднорідність вугільного пласта необхідно проводити перерахунок матеріально-теплового балансу та здійснювати перехід на ручний режим ведення газифікації.

#### Список літератури

1. N. Zupanc, A.W. Clarke, J.A. Trinnaman. World energy council / Survey of energy resources 2013, 600 p.
2. Burton E, Friedmann J, Upadhye R (2006) Best practices in underground coal gasification Lawrence Livermore Laboratory, 119 pp 2006.
3. Лозинський, В.Г, Саїк, П.Б., Паваленко, О.В., Кошка, Д.О. (2010). Аналіз сучасного стану і перспективи промислового застосування свердловинної підземної газифікації вугілля в Україні. Матеріали IV міжнародної науково-практичної конференції «Школа підземної розробки, 279-287.
4. Yang, L., Zhang, X., Liu, S., Yu, L., & Zhang, W. (2008). Field test of large-scale hydrogen manufacturing from underground coal gasification (UCG). *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(4), 1275-1285.
5. Дичковський, Р.О. (2013). Наукові засади синтезу технологій видобування вугілля у слабометаморфізованих породах. Дніпропетровськ, Національний гірничий університет, 262 с.
6. V.S. Falshtynskiy, R.O. Dychkovskiy, V.G. Lozynskiy, P.B. Saik. (2013). Determination of the technological parameters of borehole underground coal gasification for thin coal seam. *Journal of sustainable mining*, 3(12), 8-16.
7. V.S. Falshtynskiy, R.O. Dychkovskiy, V.G. Lozynskiy, P.B. Saik. (2012). Research an adaptation process of the system «rock and coal massif – underground gasgenerator» on stand setting. *Szkoła Eksploatacji podziemnej*, 241-254