

К.С. Сай, к.т.н.  
 М.Г. Петльований, к.т.н.  
 П.Б. Саїк, к.т.н.  
 В.Г. Лозинський, к.т.н.  
 О.В. Черняєва, м.н.с.

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»

## Експериментальні дослідження отримання газових гідратів з метану вугільних шахт

Розглянуто проблеми енергозабезпечення гірничопромислових регіонів України, що обумовлені суттєвою імпортозалежністю від природного газу, відсутністю ефективних технологій комплексного освоєння енергетичних ресурсів газувугільних родовищ і погіршеними соціально-економічним та екологічним станами гірничопромислових регіонів. Запропоновано перспективний напрям вирішення проблеми раціонального використання метану вугільних шахт на основі впровадження газогідратних технологій у технологічний комплекс вугільної шахти.

Експериментальними дослідженнями встановлено залежності зміни гідрато накопичення від часу гідратоутворення з отриманням метаногідратів з урахуванням параметрів тиску та температури. Виявлено, що максимально швидким є час гідратоутворення при  $T = 1\text{ }^{\circ}\text{C}$  і  $P = 10\text{ МПа}$ , який становить 2,5 години. Встановлено експериментальні залежності формування газогідратів з метаноповітряної суміші дегазаційних свердловин від концентрації метану, параметрів тиску і температури.

Визначено, що чим більшою у суміші є концентрація метану, тим більшим має бути тиск у системі для утворення газогідрату. Цей факт має бути врахованим при подальших дослідженнях процесу гідратоутворення та розробці технологічної схеми отримання газових гідратів з метаноповітряної суміші дегазаційних свердловин та з генераторного газу при газифікації вугілля на місці його залягання. Впровадження комбінації даних виробничих циклів гідратоутворення дозволить отримувати високоякісний гідратний продукт.

**Ключові слова:** газовий гідрат; гідратоутворення; метан вугільних шахт; дегазаційна свердловина; термобаричні умови.

**Постановка проблеми.** З поступовим збільшенням населення планети зростає потреба у природних ресурсах, тому на сьогодні з'явилася суттєва проблема вичерпності невідновлювальних енергетичних ресурсів, які складають основу економіки багатьох країн, що розвиваються. Провідні розвинуті країни для вирішення цих проблемних питань розробляють стратегію поступового збільшення частки альтернативних джерел енергії в загальному енергобалансі, зменшуючи навантаження на природні родовища, що є вичерпними.

В Україні впровадження нових технологій для освоєння альтернативних джерел енергії здійснюється повільним шляхом, тому на найближчі десятиріччя вугілля залишається єдиним енергетичним ресурсом, здатним забезпечити потреби суспільства на найближчі 200–300 років [1–2]. Здебільшого вугільні пласти містять значні концентрації метану [3], а щорічне викидання газу в атмосферне повітря, незважаючи на його цінність як альтернативного енергетичного джерела, сягає 1,5 млрд  $\text{м}^3$  [4]. Як приклад, частка метану, що викидається та каптується на низці вугледобувних підприємств наведена на рисунку 1. [5]. При цьому з наведених даних (рис. 1.) частка газу метану, що підлягає каптуванню, становить лише 52 %.

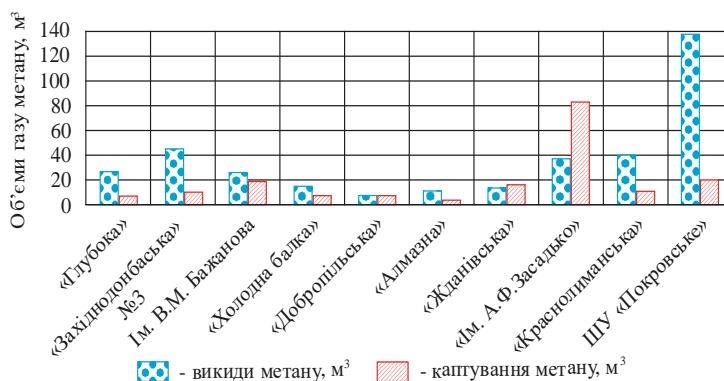


Рис. 1. Об'єми викидів та каптування газу метану вугільних шахт

Перспективним напрямом вирішення проблеми зменшення шкідливих газових викидів в атмосферу є впровадження газогідратних технологій, заснованих на здатності молекул газу і води утворювати стійкі клатратні структури, які нададуть можливість отримати додатковий енергоресурс.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** На основі сучасних світових тенденцій використання шахтного метану як енергоносія [6–7] запропоновано перспективний напрям його утилізації шляхом переведення у газогідратний стан. Сутність інновації полягає у перетворенні газу в газогідратний стан для подальшого його транспортування на об'єкти інфраструктури населених пунктів гірничопромислових регіонів. Однак швидкість процесу гідратування є ключовою, що вимагає інтенсивного зв'язування значних об'ємів газу в газогідратну форму. Тому дослідження термодинамічних умов, а саме впливу температури та тиску, при яких досягається стабільність існування центрів зародкоутворення газогідратів та максимально швидкий час їх формування є вельми актуальним завданням. Актуальність та доцільність вирішення проблеми енергозабезпечення країни обумовлена суттєвою імпортозалежністю від природного газу, відсутністю ефективних технологій комплексного освоєння енергетичних ресурсів газувугільних родовищ і погіршеним соціально-економічним та екологічним станами гірничопромислових регіонів.

Питаннями дослідження специфічних термодинамічних умов гідратування займалися провідні вчені здебільшого для дослідження фізико-хімічних умов формування природних родовищ газогідратів [8–10] та обґрунтування технологічних параметрів їх розробки шляхом дисоціації [11–12]. Однак дослідженням, що вирішують зворотню задачу утворення газових гідратів з шахтного газу метану дегазаційних свердловин, особливо в умовах вугільних шахт України, приділено недостатньо уваги в наукових та інформаційних джерелах.

Вперше для умов вугільних шахт України технологічну схему розробки ресурсів газувугільних родовищ з комплексом гідратування запропоновано в роботі [13], але термодинамічні умови отримання гідратів з метану вугільних шахт розглянуті недостатньо, що потребує додаткових досліджень. Особлива увага має бути приділена встановленню максимальної швидкості гідратування й формування стабільних центрів кристалізації газогідратів [14].

Таким чином, для максимально швидкого та ефективного утворення газових гідратів необхідно визначити оптимальні термодинамічні параметри шляхом проведення аналітичних і серії експериментальних досліджень з газовими сумішами дегазаційних свердловин вугільної шахти.

**Метою статті є** дослідження термобаричних умов отримання газових гідратів з метану дегазаційних свердловин для визначення оптимальних параметрів гідратонакопичення.

**Методика проведення досліджень.** Експериментальні дослідження процесу гідратування було проведено завдяки існуючим установкам та обладнанню лабораторії інноваційних технологій. В основі методики досліджень було використання вдосконаленої лабораторної установки НПО-5, кліматермокамери ІЛКА КТК-3000 [15], що має можливість широкої варіації температурних параметрів. Одержання гідратів газу виконувалося кілька разів шляхом варіювання термобаричних параметрів задля визначення максимальної швидкості формування готового продукту залежно від температури та тиску. В результаті проведених досліджень були отримані залежності зміни гідратонакопичення від часу гідратування при температурах +9, +5 та +1 °С, та у діапазоні тисків від 4 до 10 МПа з кроком 2 МПа.

Обмеження по вибору саме таких параметрів тиску пояснюються таким чином: оскільки відомим фактом є те, що при тисках, менших за 3 МПа, процес гідратування з використанням газу метану є ускладненим і потребує досить довгого часу задля початку кристалізації з формуванням зародків кристалогідрату (за існуючими даними – до кількох діб), то проведення досліджень при таких тисках є недоцільним. Максимальний тиск становив 10 МПа, оскільки більш високі тиски досить складно задавати у лабораторних умовах, використовуючи наявне технічне обладнання.

Необхідно зазначити, що при формуванні газогідрату жодних способів прискорення даного процесу, пов'язаних із застосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР), магнітного поля, мідних стержнів, ультрафіолету тощо, використано не було, й гідратування відбувалося при вільному перемішуванні у реакторі газу і води.

Оскільки для проведення експериментальних досліджень швидкості гідратування передбачається широке варіювання параметрів температури та тиску, потрібна значна кількість газу метану, а кількість відібраної метаноповітряної суміші з дегазаційних свердловин вугільної шахти була обмеженою, то в експериментах як газ-гідратуотворювач використовувався газ-метан, у зрідженому стані. Фактична об'ємна частка метану становить 94,5 %, решта припадає на його гомологи.

**Викладення основного матеріалу.** Для дослідження впливу термобаричних параметрів на умови формування газових гідратів залежно від концентрації метану на ШУ «Покровське» обмеженою кількістю відібрано 6 проб газових сумішей з дегазаційних свердловин (табл. 1).

Склад зразків газової суміші дегазаційних свердловин Донецького регіону

Номер суміші	Метан $CH_4$	Етан $C_2H_6$	Пропан $C_3H_8$	Ізобутан $C_4H_{10}$	Вуглекислий газ $CO_2$	Азот $N_2$
1	0,950	0,020	0,016	0,005	0,003	0,006
2	0,920	0,030	0,040	0,004	0,003	0,003
3	0,890	0,030	0,030	0,010	0,025	0,015
4	0,860	0,020	0,080	0,005	0,007	0,028
5	0,780	0,100	0,050	0,002	0,036	0,032
6	0,750	0,180	0,020	0,005	0,020	0,025

Перша низка експериментів дала можливість одержати газогідрати метану дегазаційних свердловин при варіюванні параметра тиску. Проведення досліджень здійснювалося згідно з методикою, описаною у роботі [16]. Температура при цьому у кліматермокамері й реакторі гідратоутворення відповідно підтримувалася на рівні  $+9\text{ }^\circ\text{C}$  з відхиленням  $\pm 0,2\text{ }^\circ\text{C}$ , що фіксувалося електронним датчиком, розміщеним безпосередньо на панелі управління кліматичної камери КТК-300. Були отримані 4 криві, що відображають залежність повного (100 %) гідратонакопичення від часу гідратоутворення з одержанням готового газогідрату метану при  $P = 4\text{ МПа}$ ,  $P = 6\text{ МПа}$ ,  $P = 8\text{ МПа}$  та  $P = 10\text{ МПа}$ .

На рисунку 2 наведено залежність повного накопичення газогідрату від часу гідратоутворення протягом усього процесу його формування при постійній температурі  $T = +9\text{ }^\circ\text{C}$  та змінних тисках від 4 до 10 МПа.

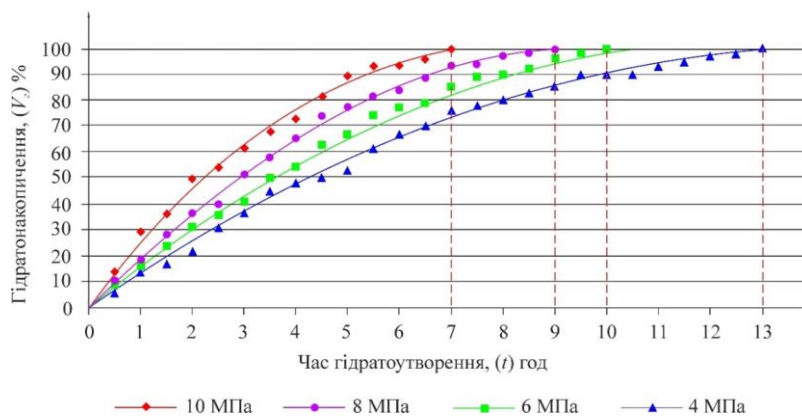


Рис. 2. Залежності гідратонакопичення від часу гідратоутворення при  $T = \text{const} = +9\text{ }^\circ\text{C}$  і  $P = 4 - 10\text{ МПа}$

Так, встановлено, що максимальною є швидкість процесу формування гідрату метану при  $T = +9\text{ }^\circ\text{C}$  і  $P = 10\text{ МПа}$ , яка становить 7 годин. Спостереження за процесом відбувалися щогодини, починаючи з моменту вприскування води у реактор гідратоутворення, заповнений газом. Об'єм реактора складає 4 л, а кількість води, що була залита у нього перед проведенням експерименту, дорівнює 200 мл. Найменшою була зафіксована швидкість гідратоутворення при  $T = +9\text{ }^\circ\text{C}$  і  $P = 4\text{ МПа}$ . Вона склала цілих 13 годин, що обумовлено відносно досить низьким тиском, враховуючи, що значення температури  $+9\text{ }^\circ\text{C}$ . При тисках 6 і 8 МПа швидкість процесу утворення газогідрату склала 9 та 10 годин відповідно, що є досить довгим терміном часу.

На рисунку 3 представлена залежність повного гідратонакопичення від часу гідратоутворення при  $T = +5\text{ }^\circ\text{C}$  і тисках  $P = 4\text{ МПа}$ ,  $P = 6\text{ МПа}$ ,  $P = 8\text{ МПа}$  та  $P = 10\text{ МПа}$ . Одержані дані дозволяють стверджувати, що при тискові 10 МПа і постійній температурі  $+5\text{ }^\circ\text{C}$  швидкість процесу є найбільшою і становить 4 години. Найнижчою є швидкість при  $P = 4\text{ МПа}$ , яка складає 8 годин. При  $P = 6\text{ МПа}$  та  $P = 8\text{ МПа}$  час гідратоутворення становив 5,5 і 6,5 годин відповідно. Порівнюючи дані, отримані під час проведення попередніх досліджень, очевидним є те, що при одних і тих самих тисках зменшення часу гідратоутворення відбулося у 1,62, 1,53, 1,63 та 1,75, рази при  $P = 4\text{ МПа}$ ,  $P = 6\text{ МПа}$ ,  $P = 8\text{ МПа}$  та  $P = 10\text{ МПа}$  відповідно.

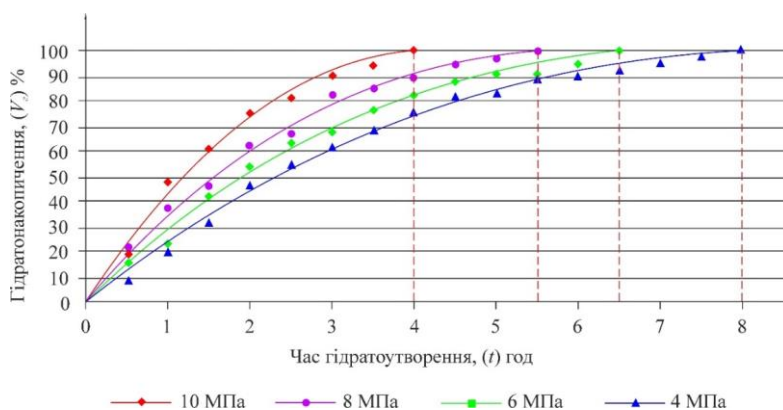


Рис. 3. Залежності гідратонакопичення від часу гідратоутворення при  $T = \text{const} = +5 \text{ }^\circ\text{C}$  і  $P = 4 - 10 \text{ МПа}$

Зменшення часу формування газового гідрату підтвердило доцільність варіювання параметрів тиску і температури з метою визначення максимально можливої швидкості процесу. Тому, переходячи до наступної частини серії експериментів, присвячених одержанню газогідрату метану, було вирішено зменшити температуру до  $+1 \text{ }^\circ\text{C}$ , що є мінімальним значенням у діапазоні вище  $0 \text{ }^\circ\text{C}$ , враховуючи, що дискретність задання температури кліматичної камери становить  $1 \text{ }^\circ\text{C}$ . Температура  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  є перехідною температурою, при якій вода знаходиться у переохоложеному стані й процес утворення центрів кристалізації газогідрату сповільнюється, так само як і при дослідженнях, що проводилися при від'ємних значеннях температури середовища, коли спостерігалось її часткове замерзання й перехід з рідкої фази у льодоподібну [17, 18].

На рисунку 4 наведено криві гідратоутворення при різних тисках (від 4 до 10 МПа), що відображають залежність гідратонакопичення від часу протікання процесу формування газового гідрату при температурі  $+1 \text{ }^\circ\text{C}$ . Результати, отримані при вибраних термобаричних параметрах, свідчать, що час одержання готового газогідрату є найшвидшим при  $T = +1 \text{ }^\circ\text{C}$  і  $P = 10 \text{ МПа}$  й становить 2,5 години. Це і є максимально можливий результат, отриманий шляхом варіювання параметрів тиску і температури. При  $^\circ\text{C}$  також було одержано ще три залежності повного гідратонакопичення від часу гідратоутворення при  $P = 4 \text{ МПа}$ ,  $P = 6 \text{ МПа}$  і  $P = 8 \text{ МПа}$ . Так найдовший час утворення гідрату метану маємо при тискові 4 МПа, який становить 6 год і пояснюється тим, що даний баричний параметр є мінімальним у обраному діапазоні значень. При тисках 6 та 8 МПа час повного гідратонакопичення склав 4,5 та 3,5 години відповідно.

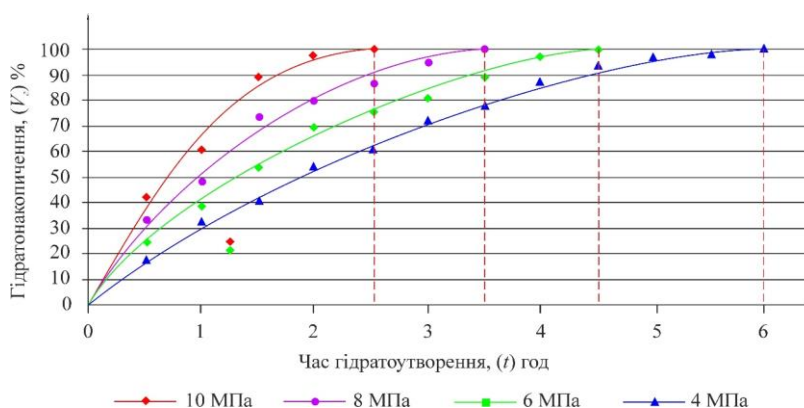


Рис. 4. Залежність гідратонакопичення від часу гідратоутворення при  $T = \text{const} = +1 \text{ }^\circ\text{C}$  і  $P = 4 - 10 \text{ МПа}$

Порівнюючи дані, одержані у процесі проведення досліджень при  $T = +5 \text{ }^\circ\text{C}$  та  $T = +1 \text{ }^\circ\text{C}$ , маємо зменшення часу гідратоутворення у 2,16, 2,22, 2,57 та 2,80 раз при  $P = 4 \text{ МПа}$ ,  $P = 6 \text{ МПа}$ ,  $P = 8 \text{ МПа}$  та  $P = 10 \text{ МПа}$ .

Аналіз отриманих даних показує, що залежність повного гідратонакопичення від часу формування газогідрату змінюється за поліноміальним законом з величиною достовірності апроксимації  $R^2 = 0,99$  для кожної кривої. Виявлено, що при температурі, рівній  $+1 \text{ }^\circ\text{C}$  і тискові 10 МПа час гідратоутворення є найменшим і становить 2,5 години.

Отримані дані доводять той факт, що чим вищою є температура, тим більшим має бути тиск гідратоутворення, а тривалість усього циклу тим довша, чим нижчий тиск при однаковій температурі. Зменшення температури сприяє прискоренню процесу гідратоутворення. На рисунку 5 наведена фотофіксація отриманої стабільної структури газового гідрату завдяки вдосконаленій лабораторній установці НПО-5 та кліматермокамері ІЛКА КТК-3000, яка володіє можливістю широкої варіації параметрів температури та тиску.



Рис. 5. Наочний вигляд стабільної форми отриманого газового гідрату в лабораторних умовах

Виходячи з того, що газові гідрати можуть утворюватися з різноманітних газів змінної концентрації, а головне, із різним вмістом метану у вилучених дегазаційних сумішах, технологія утилізації вугільного метану за допомогою газогідратних технологій є більш універсальною порівняно зі стандартними способами утилізації газу, які існують зараз і залежать від дебітів дегазаційних свердловин та вмісту метану у газових сумішах.

Процес гідратоутворення та формування газогідратів з метаноповітряної суміші дегазаційних свердловин досліджувався у діапазоні тисків від 0,5 до 8 МПа та температур від +0,2 до +6 °С. У процесі досліджень були встановлені фазові рівноваги при вивченні закономірностей отримання гідратів метану з газових сумішей різного генезису та змодельовані оптимальні термобаричні умови, що дозволили формувати метаногідрати при мінімальних витратах ресурсів. На рисунку 6 представлені залежності зміни термобаричних параметрів формування газових гідратів від концентрації метану

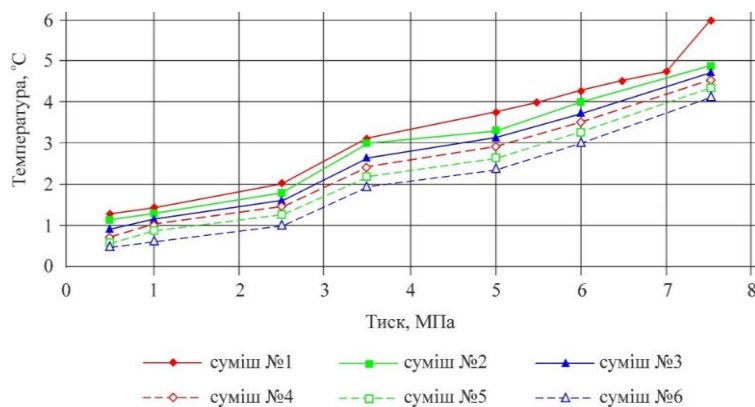


Рис. 6. Залежності термобаричних параметрів формування газових гідратів від концентрації метану

Формування газових гідратів з урахуванням концентрації метану у газовій суміші залежно від температури і тиску змінюється за експоненціальною залежністю з величиною достовірності апроксимації  $R^2 = 0,99$  для кожного проаналізованого відібраного зразка метаноповітряної суміші.

У результаті проведених досліджень встановлено, що чим більшою у суміші є концентрація метану, тим більшим має бути тиск у системі для утворення газогідрату. Даний факт має бути врахованим при подальших дослідженнях процесу гідратоутворення.

**Висновки.** За результатами проведених експериментальних досліджень:

- встановлено залежності зміни гідратонакопичення від часу гідратоутворення з отриманням метаногідратів, що змінюється за поліноміальним законом з величиною достовірності апроксимації  $R^2 = 0,99$  з урахуванням параметрів тиску і температури. Досліджено час гідратоутворення у діапазоні тисків від 4 до 10 МПа з кроком 2 МПа та при температурах +9, +5 та +1 °С.

- виявлено, що максимальним є час гідратоутворення при  $T = 1$  °С і  $P = 10$  МПа, який становить 2,5 години;

- встановлено залежності формування газогідратів з метаноповітряної суміші дегазаційних свердловин від концентрації метану, параметрів тиску і температури, що описується експоненціальною залежністю з величиною достовірності апроксимації  $R^2 = 0,99$  для кожного відібраного зразка;

- встановлено, що чим більшою у суміші є концентрація метану, тим більшим має бути тиск у системі для утворення газогідрату. Даний факт має бути врахованим при подальших дослідженнях процесу гідратоутворення.

**Вдячність.** Автори виражають вдячність керівництву ш/у «Покровское» за надання можливості відбору проб газових сумішей для проведення експериментальних досліджень. Представлені результати отримані у рамках виконання науково-дослідної роботи ГП-500 «Синтез, оптимізація та параметризація інноваційних технологій освоєння ресурсів газовугільних родовищ».

#### Список використаної літератури:

1. Technological safety of sustainable development of coal enterprises / V.Bondarenko, V.Cherniak, F.Cawood, V.Chervatiuk // *Mining of Mineral Deposits*. – 2017. – № 11 (2). – P. 1–11 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.15407/mining11.02.001>.
2. Modern experience of low-coal seams underground mining in Ukraine / M.V. Petlovanyi, V.H. Lozynskyi, P.B. Saik, K.S. Sai // *International Journal of Mining Science and Technology*. – 2018. – № 28 (6). – P. 917–923 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.05.014>.
3. Basin-centered gas evaluated in Dnieper-Donets basin, Donbas foldbelt, Ukraine / B.E. Law, G.F. Ulmishek, J.L. Clayton, B.P. Kabyshev, N.T. Pashova and other // *Oil and Gas Journal*. – 1998. – № 96. – P. 74–78.
4. Sai K. Utilization of mine methane and their transportation in gas hydrates state / K.Sai, K.Ganushevych // *Mining of Mineral Deposits*. – 2014. – № 8 (3). – P. 299–307 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.15407/mining08.03.299>.
5. Майдуков Г.Л. Ресурсный потенциал шахтного метана в энергетике Украины / Г.Л. Майдуков // *Уголь Украины*. – 2015. – № 10. – С. 38–45.
6. Demirbas A. Methane gas hydrate: as a natural gas source / A.Demirbas // *Green Energy and Technology*. – 2010. – P. 113–160.
7. Goyal A. Gas hydrate potential and development for methane storage / A.Goyal, J.Stagner, D.Ting // *Methane and Hydrogen for Energy Storage*. – 2016. – № 7. – P. 137–153 [Electronic resource]. – Access mode : [https://doi.org/10.1049/pbpo101e\\_ch8](https://doi.org/10.1049/pbpo101e_ch8).
8. Economic efficiency of methane extract from gas hydrates deposits of heterogeneous structure / K.Sai, M.Petlovanyi, V.Lozynskyi, P.Saik // *Journal of Donetsk Mining Institute*. – 2018. – № 2. – P. 7–17 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.31474/1999-981x-2018-2-7-17>.
9. Carroll J. Combating hydrates using heat and pressure / J.Carroll // *Natural Gas Hydrates*. – P. 197–229 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800074-8.00007-7>.
10. Gas hydrate dissociations in Mallik hydrate bearing zones A, B, and C by depressurization: effect of salinity and hydration number in hydrate dissociation / M.Uddin, F.Wright, S.Dallimore, D.Coombe // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – № 21. – P. 40–63.
11. Mallik gas hydrate production research program. – 2018 [Electronic resource]. – Access mode : <http://mallik.nwtresearch.com/index-2.html>.
12. MH21 Research Consortium / Research consortium for methane hydrate resources in Japan. – 2018 [Electronic resource]. – Access mode : <http://www.mh21japan.gr.jp/english/>.
13. Innovative approach to the integrated use of energy resources of underground coal gasification / P.Saik, M.Petlovanyi, V.Lozynskyi, K.Sai, A.Merzlikin // *Solid State Phenomena*. – 2018. – № 277. – P. 221–231 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.277.221>.
14. Bondarenko V. Study of the formation mechanism of gas hydrates of methane in the presence of surface-active substances / V.Bondarenko, O.Svietkina, K.Sai // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. – 2017. – № 5. – P. 48–55.
15. The results of gas hydrates process research in porous media / V.Bondarenko, K.Sai, K.Ganushevych, M.Ovchynnikov // *New Developments in Mining Engineering: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*. – 2015. – P. 123–127 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.1201/b19901-23>.
16. Ovchynnikov M. Methodology of gas hydrates formation from gaseous mixtures of various compositions / M.Ovchynnikov, K.Ganushevych, K.Sai // *Annual Scientific-Technical Colletion – Mining of Mineral Deposits*. – 2013. – P. 203–205.
17. Microsecond simulations of spontaneous methane hydrate nucleation and growth / M.R. Walsh, C.A. Koh, E.D. Sloan, A.K. Sum, D.T. Wu // *Science*. – 2009. – № 326. – P. 1095–1098 [Electronic resource]. – Access mode : <https://doi.org/10.1126/science.1174010>.
18. Sloan D.E. Clathrate hydrates of natural gases / D.E. Sloan, C.Koh. – New York : Chemical Industries, 2007. – 752 p.

#### References:

1. Bondarenko, V., Cherniak, V., Cawood, F. and Chervatiuk, V. (2017), «Technological safety of sustainable development of coal enterprises», *Mining of Mineral Deposits*, Vol. 11 (2), pp. 1–11, [Online], available at: <https://doi.org/10.15407/mining11.02.001>
2. Petlovanyi, M.V., Lozynskyi, V.H., Saik, P.B. and Sai, K.S. (2018), «Modern experience of low-coal seams underground mining in Ukraine», *International Journal of Mining Science and Technology*, Vol. 28 (6), pp. 917–923, [Online], available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.05.014>.
3. Law, B.E., Ulmishek, G.F., Clayton, J.L., Kabyshev, B.P., Pashova, N.T. and other (1998), «Basin-centered gas evaluated in Dnieper-Donets basin, Donbas foldbelt, Ukraine», *Oil and Gas Journal*, Vol. 96, pp.74–78.
4. Sai, K. and Ganushevych, K. (2014), «Utilization of mine methane and their transportation in gas hydrates state», *Mining of Mineral Deposits*, Vol. 8 (3), pp. 299–307, [Online], available at: <https://doi.org/10.15407/mining08.03.299>

5. Maidukov, H.L. (2015), «Resursnyi potentsial shahtnogo metana v energetike Ukrainyi», *Uhol Ukrainy*, Vol. 10, pp. 38–45.
6. Demirbas, A. (2010), «Methane gas hydrate: as a natural gas source», *Green Energy and Technology*, pp. 113–160.
7. Goyal, A., Stagner, J. and Ting, D. (2016), «Gas hydrate potential and development for methane storage», *Methane and Hydrogen for Energy Storage*, Vol. 7, pp.137–153, available at: [https://doi.org/10.1049/pbpo101e\\_ch8](https://doi.org/10.1049/pbpo101e_ch8)
8. Sai, K., Petlovanyi, M., Lozynskyi, V. and Saik, P. (2018), «Economic efficiency of methane extract from gas hydrates deposits of heterogeneous structure», *Journal of Donetsk mining institute*, Vol. 2, pp. 7–17, [Online], available at: <https://doi.org/10.31474/1999-981x-2018-2-7-17>
9. Carroll, J. (2014), «Combating hydrates using heat and pressure», *Natural Gas Hydrates*, pp. 197–229, [Online], available at: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800074-8.00007-7>
10. Uddin, M., Wright, F., Dallimore, S. and Coombe, D. (2014), «Gas hydrate dissociations in Mallik hydrate bearing zones A, B, and C by depressurization: Effect of salinity and hydration number in hydrate dissociation», *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 21, pp. 40–63.
11. JOGMEC/NRCan/Aurora (2018), «Mallik gas hydrate production research program», [Online], available at: <http://mallik.nwtresearch.com/index-2.html>
12. MH21 Research Consortium (2018), «Research consortium for methane hydrate resources in Japan», [Online], available at: <http://www.mh21japan.gr.jp/english/>
13. Saik, P., Petlovanyi, M., Lozynskyi, V., Sai, K. and Merzlikin, A. (2018), «Innovative Approach to the Integrated Use of Energy Resources of Underground Coal Gasification», *Solid State Phenomena*, Vol. 277, pp. 221–231, [Online], available at: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.277.221>
14. Bondarenko, V., Svetkina, O. and Sai, K. (2017), «Study of the formation mechanism of gas hydrates of methane in the presence of surface-active substances», *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, Vol. 5, pp. 48–55.
15. Bondarenko, V., Sai, K., Ganushevych, K. and Ovchynnikov, M. (2015), «The results of gas hydrates process research in porous media», *New Developments in Mining Engineering: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, pp. 123–127, [Online], available at: <https://doi.org/10.1201/b19901-23>
16. Ovchynnikov, M., Ganushevych, K. and Sai, K. (2013), «Methodology of gas hydrates formation from gaseous mixtures of various compositions», *Annual Scientific-Technical Collection – Mining of Mineral Deposits*, pp. 203–205.
17. Walsh, M.R., Koh, C.A., Sloan, E.D., Sum, A.K. and Wu, D.T. (2009), «Microsecond Simulations of Spontaneous Methane Hydrate Nucleation and Growth», *Science*, Vol. 326, pp. 1095–1098, [Online], available at: <https://doi.org/10.1126/science.1174010>
18. Sloan, D.E. and Koh, C. (2007), «Clathrate Hydrates of Natural Gases, Third Edition», *Chemical Industries*, [Online], available at: <https://doi.org/10.1201/9781420008494>

**Сай Катерина Сергіївна** – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка».

Наукові інтереси:

- розробка родовищ корисних копалин;
- газогідратні технології.

**Петльованій Михайло Григорович** – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка».

Наукові інтереси:

- розробка родовищ корисних копалин;
- закладка виробленого простору.

**Саїк Павло Богданович** – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка».

Наукові інтереси:

- геотехнології гірництва;
- підземна газифікація вугілля.

**Лозинський Василь Григорович** – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка».

Наукові інтереси:

- геотехнології гірництва;
- підземна газифікація вугілля.

**Черняєва Олена Валентинівна** – молодший науковий співробітник Національного технічного університету «Дніпровська політехніка».

Наукові інтереси:

- розробка родовищ корисних копалин;
- математичне моделювання.

Стаття надійшла до редакції 25.04.2019.