

ГІРНИЦТВО MINING

УДК 622.324.5

doi [10.31474/1999-981x-2018-2-7-17](https://doi.org/10.31474/1999-981x-2018-2-7-17)

К. С. Сай
М. В. Петльований
В. Г. Лозинський
П. Б. Саїк

ЕКОНОМІЧНА ДОЦІЛЬНІСТЬ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ З ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ НЕОДНОРІДНОЇ СТРУКТУРИ

Мета. Визначення економічної доцільності розробки газогідратних покладів неоднорідної структури на підставі встановлених технологічних параметрів їх розкладання для підвищення інвестиційної привабливості видобутку додаткових газових ресурсів з Чорного моря.

Методи дослідження. Для досягнення поставленої мети в роботі виконані аналітичні розрахунки економічних показників видобутку газу з газогідратного родовища. В розрахунках використано технологічні параметри, що отримані при проведенні власних експериментальних досліджень зони дисоціації газогідратних покладів неоднорідної структури (тобто таких, що містять певну частку породних включень). При розрахунку витрат враховано їх основні складові – витрати, що пов'язані з безпосереднім бурінням свердловин; встановленням обладнання та оснащенням свердловин; фактичною експлуатацією свердловин з використанням обладнання, тобто витрати, напряму пов'язані з процесом викачування метану з газогідратних покладів.

Результати. Запропоновано інноваційну технологічну схему розробки покладів газових гідратів, що містять частку породних включень, в акваторії Чорного моря. Встановлено, що собівартість видобутку 1000 м³ газу за запропонованою технологією є у 1,2 – 8 разів (залежно від частки породних включень у газогідратному покладі) нижчою від собівартості видобутку газу на суші з існуючих у країні газових родовищ. Визначено прибуток від реалізації газу метану та період окупності запропонованої інноваційної технології розробки газогідратних покладів неоднорідної структури.

Наукова новизна. Для умов ділянки газогідратного родовища Чорного моря, що розглядається в роботі, виявлено експонентну залежність собівартості видобутого газу метану з покладу в залежності від частки породних включень.

Практична значимість. Розроблено алгоритм розрахунку попередньої економічної ефективності для визначення доцільності видобутку метану з морських газогідратних покладів неоднорідної структури.

Ключові слова: газогідратний поклад, технологічна схема, собівартість видобутку, величина прибутку, термін окупності, породні включення.

Вступ.

Щорічно в Україні спостерігається тенденція зі збільшення споживання паливних енергоносіїв, скорочення запасів вугілля, природного газу й нафти у традиційних родовищах, коливання та постійне зростання цін на імпортовану вуглеводневу сировину, тому все більш актуальним є пошук і розробка альтернативних джерел енергії. Це питання особливо важливе, адже проблема забезпечення держави природним газом у повному обсязі залишається невирішеною, а ціна на даний енергоносієв постійно зростає, що, в свою чергу, негативно позначається на економіці країни [1, 2].

Україна відноситься до ряду енергодефіцитних країн, котрі задовольняють потреби в енергетичних ресурсах за рахунок власного видобутку менше, ніж на 50% (у газі на 23 – 25%, у нафті

на 12 – 15%). За використанням імпортованого природного газу на душу населення наша країна входить у п'ятірку перших [3, 4].

Динаміка видобутку природного газу в Україні за останні 10 років із введених в експлуатацію родовищ, з урахуванням кількісних змін розвіданих запасів вуглеводневої сировини, наведена на рис. 1. Графіки об'ємів використання та імпорту блакитного палива за період з 2007 по 2017 роки представлені на рис. 2.

На ряду з метаном вугільних родовищ, сланцевим газом та газом ущільнених пісковиків перспективним є одержання газу із газогідратних родовищ [5]. Для України суттєвий інтерес становлять газогідратні поклади Чорного моря, оскільки запаси газу, що зосереджені в українській частині (20 – 25 трлн м³) [6 – 8], у кілька разів перевищують існуючі запаси газу традиційних родовищ, що дозволить забезпечити Україну даним

енергоносієм на кілька століть з урахуванням усіх необхідних потреб як промислового комплексу держави, так і населення. Більше того, роль метану, яким володіє наша країна, вже найближчими роками може стати вирішальною у перерозподілі газового ринку.

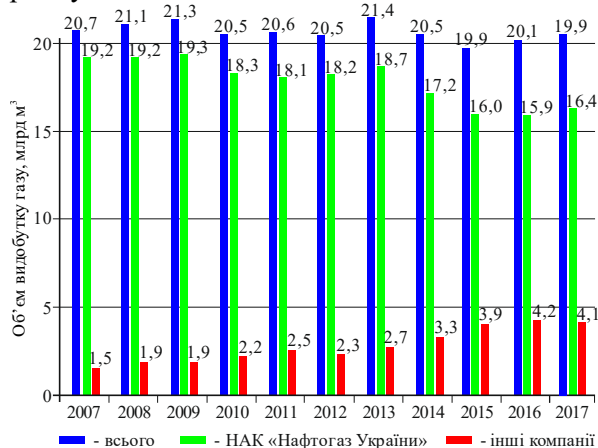


Рис. 1. Вибудуток природного газу в Україні

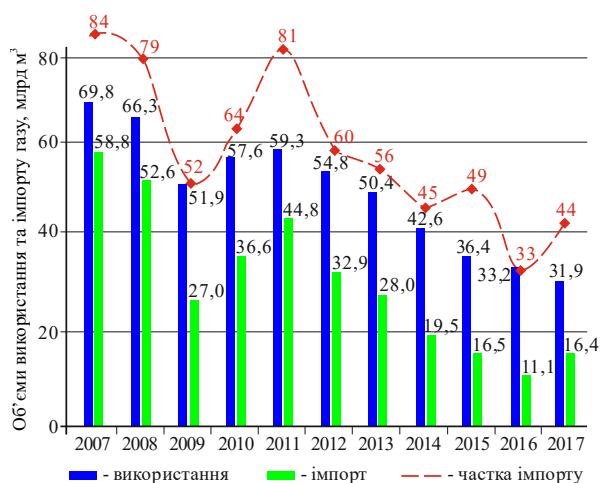


Рис. 2. Використання та імпорт природного газу в Україні

Тому розробка сучасної технології видобутку метану з газогідратних покладів з економічним її обґрунтуванням є актуальною науково-практичною задачею та має важливе значення для розвитку й забезпечення енергетичної незалежності України [9]. Задача ускладнюється тим, що газові гідрати в акваторії Чорного моря, містять включення донних порід.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

У багатьох країнах світу на сьогодні створені пошукові програми та дослідницькі

центри з вивчення газових гідратів, оскільки видобуток гідратного газу допоможе у вирішенні світової енергетичної проблеми. Однак вкрай важливим є створення й застосування методики та технологій для розробки газогідратних покладів і видобутку газу метану. Технології розробки газогідратних родовищ пов'язані з фізико-хімічними властивостями даних клатратних з'єднань й спираються на дисоціацію, завдяки якій газогідрати розпадаються на газ і воду. Вивільнити газ, що міститься у гідратах, можна шляхом зрушення рівноважних параметрів їх стабільного існування.

У промисловому масштабі видобуток метану із газогідратів у світі не ведеться, а запланований лише у Японії на 2019 – 2020 роки. Проте, ряд провідних країн реалізують дослідницькі програми. В цьому напрямку активність проявляють вчені США, Канади, Японія, Австралії, Норвегії, Індії. Запропоновані технологічні рішення з видобутку газу метану з газогідратних покладів, описані в роботах [10 – 12]. Для промислового освоєння газогідратних родовищ необхідно подальше проведення експериментальних та натурних досліджень.

Методи розробки газогідратних родовищ базуються на закономірностях існування газогідратів та їх властивостях. По-перше, береться до уваги те, що всі запаси розташовані переважно у глибинних зонах. По-друге, що газові гідрати існують в умовах відносно високого тиску та низьких температур. Хімічні зв'язки між молекулами відсутні. Молекули води з'єднані водневим зв'язком, який легко розпадається при зниженні тиску та підвищенні температури. На цих двох основних характеристиках і базуються сучасні методи видобутку газу із газогідратів.

Існує три основних методи видобутку газу із газогідратів [13]:

- тепловий метод, що базується на нагріванні покладу;
- депресивний метод, який полягає у зменшенні тиску у газогідраті;
- метод заміщення чи додавання хімічних речовин, що являються каталізаторами процесу дисоціації газогідратного покладу.

Сутність теплового методу базується на подачі тепла всередину кристалічної решітки газогідрату з метою підвищення

температури і початку процесу дисоціації шляхом закачування теплоносія у газогідратний поклад. У якості теплоносія можуть виступати тепла морська вода або пара [14]. Теплоносій закачують у газогідратний пласт через нагнітальну свердловину, а газ, що вивільнився, виходить з експлуатаційної свердловини й уловлюється на поверхні. Метод теплового нагріву має кілька підвидів. Коротко розглянемо основні з них.

Метод нагрівання за допомогою вприскування теплоносія. Як правило, теплоносієм виступає вода. Ефективність технології підвищується при підведенні нагрітої води в замкнутому циклі по спеціальних трубах. При цьому відкрите вприскування теплої води ефективно лише для пластів газогідрату товщиною від 15 м. В іншому випадку втрати тепла при відкритому вприскуванні теплоносія виявляються надмірно великими.

Метод циркуляції гарячої води. Дане технологічне рішення було застосовано при 5-денному пробному видобутку газу на канадському родовищі Маллік у 2002 році. Під час експерименту в свердловину глибиною 1100 м закачувалася вода температурою +80°C. При досягненні водою нижньої точки свердловини температура води становила +50°C. У результаті застосування технології було видобуто 470 м³ газу метану 1 [15].

Метод розкладання газових гідратів із використанням пари, нагрітого газу чи рідини. Метод заснований на використанні пристрою, що розміщується поряд з газогідратним покладом або безпосередньо у самому покладі, що дозволяє нагрівати його газом або рідиною (переважно парою). Газогідрат піддається нагріву при прямому контакті з газом чи рідиною або опосередковано – шляхом застосування теплопровідної котушки чи каналу.

Депресивний метод видобутку газу із газогідратних покладів (розгерметизація) полягає у штучному зниженні тиску в пласті навколо свердловини нижче рівноважного, яке досягається за рахунок зниження тиску в буровій свердловині чи шляхом зменшення тиску води або вільного газу на газогідрат після їх часткового відкачування. Коли тиск у шарі газу нижчий, ніж фазова рівновага газогідрату, останній починає розпадатися на

газ і воду, поглинаючи при цьому теплову енергію оточуючого середовища [16].

Метод зниження тиску є придатним для газогідратних пластів, у яких насиченість гідратами невелика, а газ чи вода не втратили свою рухливість. Технологія найбільш ефективна при розташуванні газогідрату поблизу пласта вільного газу. При зниженні об'єму останнього відбувається постійна зміна рівноваги між гідратом і газом, у результаті чого газогідрат продовжує виділяти газ, який наповнює нижче розташований шар. Природньо, що при збільшенні гідратонасиченості ефективність даного методу падає. Основним недоліком методу зниження тиску є утворення газогідратів у призабійній зоні, що ускладнює процес видобутку газу [10].

Метод заміщення чи додавання хімічних речовин заснований на зрушенні фазової рівноваги газового гідрату, що призводить до його розкладання. Заміщення полягає у витісненні метану з клітин-клатратів шляхом заповнення їх іншим газом, наприклад, вуглекислим [17, 18]. У якості хімічних речовин, що застосовуються при розробці газогідратних покладів, можуть бути використані метанол, гліколь, етанол, соляні розчини та ін. Існує кілька підвидів даного типу методів.

Метод взаємодії хімічних реагентів включає наступні стадії:

1) екзотермічна хімічна реакція рідкої кислоти та рідкого лугу, в результаті якої утворюється гарячий сольовий розчин;

2) контакт газового гідрату з гарячим сольовим розчином і дисоціація частини газогідратного покладу;

3) підйом утвореної водогазової суміші по свердловині;

4) відділення природного газу від сольового розчину на поверхні.

Метод заміщення вуглекислим газом полягає у заміні молекул газу метану, що є основним компонентом газогідратних покладів, на молекули діоксиду вуглецю. Вуглекислий газ може заміщувати метан у газогідраті без утворення надлишкової води, вивільнюючи при цьому метан [19, 20].

Дані методи видобутку газу із родовищ газових гідратів слугують базою, на основі яких сьогодні пропонується безліч варіантів розробки газогідратних покладів. Однак усі технології вилучення газу потребують додаткових як теоретичних, так і

експериментальних досліджень безпосередньо у межах кожного конкретного газогідратного родовища.

Всі проаналізовані методи спрямовані на визначення технологічної складової розробки газогідратних покладів, проте висвітлення економічної складової при їх розробці в наукових та інформаційних джерелах висвітлено недостатньо.

Постановка завдання.

Мета дослідження – визначення економічної доцільності розробки газогідратних покладів на підставі встановлених технологічних параметрів їх розкладання для підвищення інвестиційної привабливості видобутку додаткових газових ресурсів з Чорного моря.

Виклад основного матеріалу.

В попередніх наукових працях встановлено закономірності процесу дисоціації газогідратних покладів і одержання газу метану в залежності від процентного вмісту породних включень. Визначені об'єми зон розкладання й вихід газу із неоднорідних газогідратних покладів та розрахована кількість теплової енергії, яку необхідно затратити для одержання 1000 м³ гідратного газу при розробці газогідратних родовищ [21, 22]. Ці результати є основою та вихідними даними для подальшого визначення параметрів технологічної схеми розробки покладів та її економічної доцільності.

За результатами проведених досліджень розроблено технологічну схему видобутку газу, особливість якої полягає у зрушенні рівноважних умов стабільного існування газогідратного покладу неоднорідної структури шляхом подачі у нього теплоносія з урахуванням визначених параметрів [23]. В основі даної технології лежить спосіб розробки газогідратних родовищ, при реалізації якого досягається можливість одержання метану із газогідратних покладів та його гомологів з наступною їх сепарацією на поверхні, що дозволяє підвищити якість отриманої вуглеводневої сировини, контролювати процес активізації розкладання покладу з урахуванням визначених розмірів зони дисоціації та об'ємів газу, що будуть отримані, що в свою чергу призводить до

росту продуктивності процесу та можливості його контролю.

На рис. 3 наведено технологічну схему розробки покладів газогідратів, що містять частку породних включень та є широко поширеними в акваторії Чорного моря. Технологія видобутку газу з даних покладів має починатися з визначення й вибору газогідратного родовища, придатного до розробки, з урахуванням його геологічних характеристик та встановленням контурів даного родовища.

Витрати за рекомендованою технологією можна розділити на три найсуттєвіші групи, що пов'язані з:

- безпосереднім бурінням свердловин;
- встановленням обладнання та оснащенням свердловин;
- фактичною експлуатацією свердловини з використанням обладнання, тобто витрати, безпосередньо пов'язані з процесом викачування метану із покладів газових гідратів.

Слід зазначити, що статті витрат за цільовим призначенням є аналогічними, а одна з них – використання обладнання – на всіх етапах видобутку метану може бути реалізована кількома шляхами, зокрема за рахунок придбання, оренди чи лізингу (різновиду довгострокової оренди обладнання з можливістю його подальшого викупу). Вартість кожної зі статей є усередненою, тобто опирається на середні показники в галузі у 2017 році.

За даними НАК «Нафтогаз України» вартість 1 метру буріння свердловини на середніх глибинах (від 150 до 1000 м) моря складає 400 доларів. Встановлення обладнання та оснащення свердловини, так само як і затрати на фактичну її експлуатацію, знаходяться, як правило, на рівні 20% від безпосередньої вартості буріння. Отже, сумарні витрати на буріння, оснащення та експлуатацію складуть:

$$\Sigma B = B_1 + B_2 + B_3, \text{ дол./1 м,}$$

де B_1 – витрати, пов'язані з бурінням свердловини (на 1 метр), дол.; B_2 – витрати на встановлення обладнання та оснащення свердловини (на 1 метр), дол.; B_3 – витрати на експлуатацію свердловини (на 1 метр), дол.

Враховуючи показники прийнятого до розробки газогідратного покладу, що

наведені у табл. 1, розрахуємо вартість буріння однієї свердловини:

$$\sum B_{св} = B_{св} \cdot N_{св}, \text{ млн дол.}$$

$$B_{св} = \sum B \cdot (m_{г.п.} + m_{д.п.}), \text{ дол.,}$$

Витрати на буріння, оснащення та експлуатацію свердловин складуть:

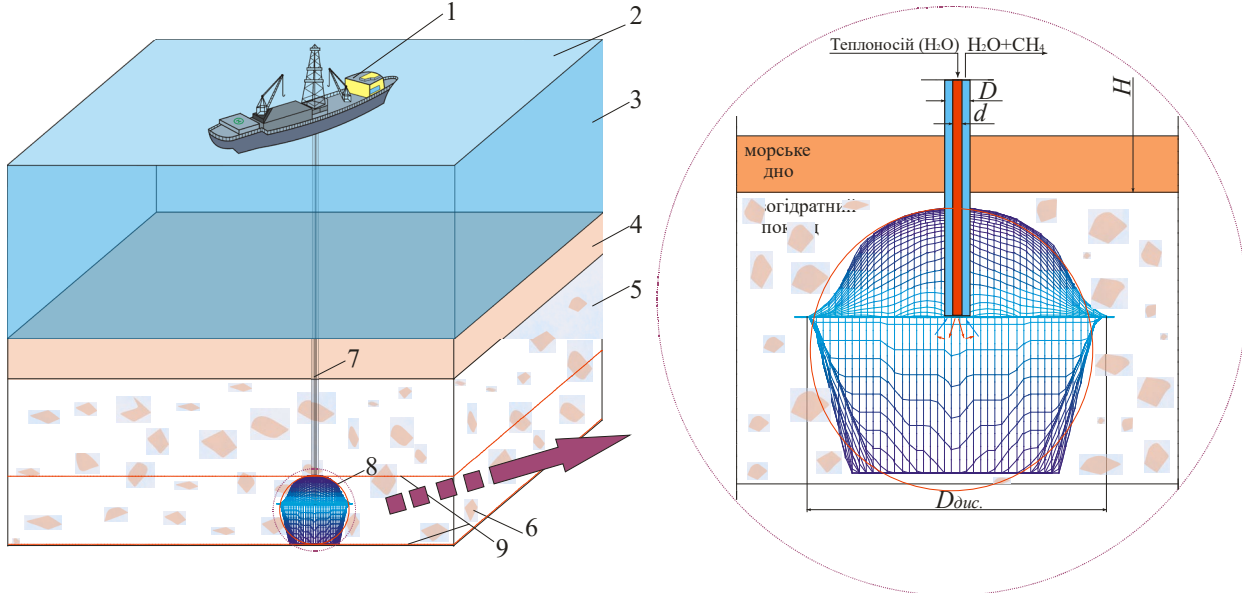


Рис. 3. Технологічна схема розробки газогідратного покладу, що містить породні включення: 1 – бурове судно; 2 – морська поверхня; 3 – товща води; 4 – морське дно; 5 – газогідратний поклад; 6 – породні включення; 7 – система трубопроводів; 8 – зона розкладання покладу; 9 – умовні лінії, що відображають поділ газогідратного покладу на шари

Таблиця 1 – Параметри газогідратного покладу, що планується розробляти

Показник	Величина
Довжина покладу, $l_{г.п.}$, м	10000
Ширина покладу, $h_{г.п.}$, м	10000
Потужність покладу, $m_{г.п.}$, м	400
Потужність донних порід, $m_{д.п.}$, м	50
Глибина моря, H , м	700
Температура у покладі, T , °C	+8
Тиск у покладі, P , МПа	8

Розрахуємо собівартість кубічного метру газу метану, що його буде видобуто з покладів газових гідратів за розробленою нами технологією за наступною формулою:

$$C = \frac{\sum B_{св}}{V_{кор}^{1св} \cdot N_{св}}, \text{ дол./м}^3.$$

Відповідно, собівартість 1000 м³ газу складе:

$$C^1 = C \cdot 1000, \text{ дол./тис. м}^3.$$

Розрахунки проведені для розробки кожного окремого типу газогідратних покладів неоднорідної структури, що містять від 0 до 60% включень, наведено у табл. 2. На рис. 4 наведено встановлену експоненту залежності зміни собівартості отриманої 1000 м³ газу метану від частки породних включень у газогідратному покладі.

Наступним етапом обґрунтування економічної доцільності запропонованої технології розробки газогідратних покладів є розрахунок ймовірного прибутку, отриманого від комерційної реалізації газу.

На сьогоднішній день вітчизняна економіка є надзвичайно енергоємною, а основним видом пального, що використовується як для підтримання стабільного функціонування галузей промисловості, так і забезпечення потреб населення є природний газ. Україна тривалий час була енергетично залежною від

Російської Федерації, на котру припадала лєвова частка імпортованого газу. Проте сьогодні спостерігається тенденція до поступової зміни цієї ситуації, оскільки Україна тримає курс на енергетичну незалежність й відмовилася від прямих поставок російського газу. Але все-таки варто розуміти, що ціна імпортованого газу

являє собою орієнтир до ціноутворення на енергоносії на вітчизняному ринку. Так, згідно з існуючими даними Державної служби статистики України, середня ціна імпортованого газу у 2017 році становила 230 доларів за 1000 м³ [24].

Таблиця 2 – Розрахункові показники економічної доцільності розробки газогідратних покладів

Показник	Частка породних включень, %				
	0	15	30	45	60
Об'єм газу з однієї зони дисоціації газогідратного покладу, $V_{CH_4(1зони)}$, млн м ^{3*}	1,030	0,563	0,287	0,132	0,050
Кількість зон дисоціації однієї свердловини, $N_{зон}^{1св}$, шт*	19	21	24	27	31
Об'єм газу, що дає одна свердловина, $V_{кор}^{1св}$, млн м ^{3*}	19,57	11,82	6,89	3,56	1,55
Кількість свердловин для відпрацювання покладу з урахуванням діаметру зони дисоціації, $N_{св}$, шт*	424	459	559	662	781
Витрати на буріння, оснащення й експлуатацію свердловин, $\sum B_{св}$, млн дол.	106,85	115,67	140,87	166,82	196,81
Собівартість 1 м ³ газу метану, C , дол.	0,01	0,02	0,04	0,07	0,16
Собівартість 1000 м ³ газу метану, C' , дол.	10	20	40	70	160

* – технологічні параметри, що отримані при проведенні експериментальних досліджень [23]

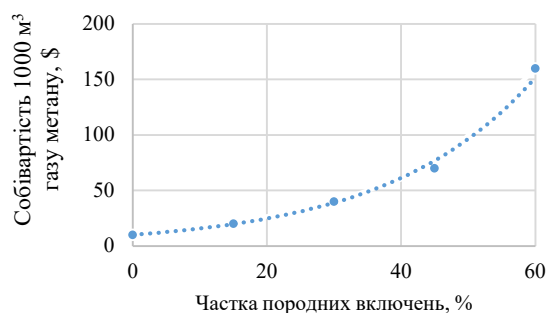


Рис. 4. Графік залежності собівартості видобутку метану із газогідратів при різній частці породних включень

Головною передумовою реалізації будь-якого проекту, зокрема нової технології розробки газогідратних родовищ Чорного моря та одержання газу метану, є його окупність та прибуток, що його буде отримано у майбутньому. Виходячи з розрахунків собівартості видобутку 1000 м³ газу метану за запропонованою технологією, її значення є меншим від ціни імпортованого

газу для України, а також меншим від собівартості видобутку газу на суші з існуючих у країні газових родовищ, що становить близько 100 доларів за 1000 м³ [3]. Таким чином, беручи до уваги комерційну спрямованість даного проекту, можливо розрахувати приблизний прибуток від його впровадження, що є найголовнішим доказом його доцільності.

Як зазначалося вище, ціна імпортованого газу для України у 2017 році становила 230 доларів, а собівартість видобутку 1000 м³ метану за розробленим авторами підходом в залежності від типу покладу з певною часткою включень, що розробляється, – від 10 до 160 доларів. Нехай ціна, за якою буде реалізовуватися газ метан на національному ринку енергоресурсів, становитиме 170 доларів, що дозволить не тільки покрити всі витрати на видобуток газу, а ще й отримати прибуток у розмірі від 10 до 160 доларів за кожен реалізовану тисячу кубометрів метану.

Обсяг ймовірного прибутку P складе:

$$P = \frac{V_{кор}^{1св} \cdot N_{св} \cdot M}{1000}, \text{ млн дол.}$$

де M – ринкова маржа в ціні реалізації газу, добутого за запропонованою технологією.

Аби остаточно підтвердити економічну доцільність реалізації запропонованої технології видобутку газу метану із газогідратних покладів, розрахуємо рентабельність даного проекту за наступною формулою:

$$R = \frac{P}{\sum B_{св}} \cdot 100, \%$$

де P – загальний прибуток від реалізації проекту, млн дол.; $\sum B_{св}$ – загальні витрати на буріння, оснащення й експлуатацію свердловин, млн дол.

Дані економічні показники наведено у табл. 3.

Таблиця 3 – Показники прибутку та окупності технології розробки газогідратних покладів неоднорідної структури

Показник	Частка породних включень, %				
	0	15	30	45	60
Прибуток від реалізації, P , млн дол.	1327,63	813,81	500,70	235,67	12,11
Рентабельність проекту, R , %	1242,52	703,56	355,43	141,27	6,15

Беручи до уваги специфіку галузі та підходи до реалізації даного проекту, можна стверджувати, що є всі підстави вважати його доцільним з економічної точки зору. Варто розуміти, добутий метан можна буде продавати за вищу ціну на закордонних ринках, що відповідно призведе до збільшення прибутку від впровадження описаної технології.

Окрім беззаперечної окупності та доведеної прибутковості, суттєвим є й той факт, що реалізація запропонованої технології це не лише потенційна можливість задля наповнення бюджету.

Кінцевим показником, що його розрахуємо задля обґрунтування економічної доцільності впровадження запропонованої технології розробки газових гідратів неоднорідної структури, є період окупності – час, необхідний для покриття всіх витрат, пов'язаних із впровадженням проекту, в результаті здійснення основної діяльності за даним проектом. Отже, головною діяльністю, що буде виконуватися, є видобуток та наступна комерційна реалізація газу метану. Раніше нами було розраховано загальні витрати на реалізацію проекту та прибуток від його реалізації на засадах, що передбачають буріння усіх можливих свердловин у обраній зоні площею 10 км². Дотримуючись цієї передумови, вважаємо, що із залученням необхідних матеріальних коштів було пробурено та підготовлено до

використання усі свердловини, освоєння котрих відбувається паралельно та безперервно. Спираючись на термін експлуатації однієї свердловини, приймемо його рівним терміну експлуатації всієї дільниці, тобто ця величина буде являти собою термін економічного життя проекту.

Ймовірний період окупності проекту T складе:

$$T = \frac{\sum B_{св} \cdot Ч}{\sum B}, \text{ років}$$

де $\sum B_{св}$ – витрати на буріння, оснащення й експлуатацію свердловин, млн дол.; $\sum B$ – виручка від реалізації добутого газу метану, млн. дол.; $Ч$ – термін економічного життя проекту.

Результати розрахунку періоду окупності для газогідратних покладів зі змінною часткою породних включень представлені у табл. 4.

Таблиця 4 – Період окупності технології розробки газогідратних покладів

Показник	Частка породних включень, %				
	0	15	30	45	60
Період окупності T , років	0,92	1,27	1,82	2,32	4,05

Обговорення результатів.

Отже, проведені розрахунки цілком повністю довели економічну доцільність реалізації проекту: він окупиться за будь-яких умов. Виходячи з розрахунків, представлених у табл. 4, наведемо значення терміну окупності для кожного з варіантів, приведеного до уніфікованого вигляду: при 0% породних включень у газогідратному покладі проект окупиться менш ніж за рік (починаючи з дванадцятого місяця корисної експлуатації свердловин, проект буде приносити виключно прибуток, а всі витрати на його реалізацію буде покрито); при 15% – проект окупиться трохи більше, ніж за рік і три місяці; при 30% – за рік і десять місяців; при 45% – за два роки і чотири місяці; при 60% – за чотири роки і один місяць.

Звичайно, варто розуміти, що наведені розрахунки є дещо умовними та не охоплюють всього спектру факторів, що на них впливають: на практиці показники періоду окупності коливатимуться від зміни кількості пробурених свердловин, швидкості їх освоєння, успішного заключення контрактних договорів на продаж газу тощо.

Проведені розрахунки дозволяють пересвідчитися в тому, що насамперед дана технологія є інноваційним проектом, котрий зможе залучити інвестиції у вітчизняну економіку, створити нові робочі місця та підняти престиж України на світовій арені.

Отже, доведено з економічної точки зору доцільність впровадження технології розробки покладів газових гідратів дів неоднорідної структури з метою їх промислового освоєння. Можна стверджувати, що співвідношення собівартості та очікуваного прибутку є запорукою швидкої окупності проекту та отримання беззаперечних конкурентних переваг як на національному, так і закордонних енергетичних ринках.

Висновки.

1. Розроблено технологічну схему розробки газогідратних покладів неоднорідної структури, що містять частку породних включень та є широко поширеними в акваторії Чорного моря.

2. Визначено економічну доцільність запропонованих технологічних рішень щодо отримання газу метану із природних газогідратів. Очікуваний економічний ефект від впровадження технології розробки

газогідратних покладів неоднорідної структури зі змінною часткою породних включень полягав у розрахунку ймовірного прибутку, отриманого від комерційної реалізації газу та розрахунку собівартості 1000 м³ метану, яка є значно нижчою від собівартості природного газу традиційних родовищ та ціни імпортованого палива.

3. Встановлено, що собівартість видобутку 1000 м³ газу за запропонованою технологією є у 1,2 – 8 разів (залежно від частки породних включень у газогідратному покладі) нижчою від собівартості видобутку газу на суші з існуючих у країні газових родовищ. Прибуток від реалізації газу метану, видобутого за допомогою запропонованої інноваційної технології розробки газогідратних покладів неоднорідної структури, складає від 12,11 млн дол. (при 60% породних включень у покладі) до 1327,63 млн дол. (чистий газогідратний поклад, що не містить породних включень).

Список літератури

1. Saik, P., Petlovanyi, M., Lozynskiy, V., Sai, K., Merzlikin, A. Innovative approach to the integrated use of energy resources of underground coal gasification. *Solid State Phenomena*, 2018, (277), 221-231. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.277.221>
2. Saik, P.B., Petlovanyi, M.V., Lozynskiy, V.H., Sai, K.S. Gas hydrate production from generator gas at underground coal gasification. *The Development of Technical Sciences: Problems and Solutions*, 2018, (1), 172-175.
3. Річний звіт НАК «Нафтогаз України» за 2016 рік. Київ: Нафтогаз, 2016, 113 с.
4. Річний звіт НАК «Нафтогаз України» за 2017 рік. Київ: Нафтогаз, 2017, 148 с.
5. Petlovanyi, M.V., Lozynskiy, V.H., Saik, P.B., Sai, K.S. Modern experience of low-coal seams underground mining in Ukraine. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2018. Article in press. <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.05.014>
6. Корсаков, О.Д., Бяков, Ю.А., Ступак, С.Н. Газовые гидраты Черноморской впадины. *Советская геология*, 1989, (12), 3-10.
7. Корсаков, О.Д., Ступак, С.Н., Бяков, Ю.А. Черноморские газогидраты – нетрадиционный вид углеводородного сырья. *Геологический журнал*, 1991, (5), 67-75.
8. Merey, S., Sinayuc, C. Analysis of the Black Sea gas hydrates. *International Journal of Chemical and Molecular Engineering*, 2016, 10(8), 985-993.
9. Bondarenko, V., Ganushevych, K., Sai, K., Tyshchenko, A. Development of gas hydrates in the Black Sea. *Technical and Geoinformational Systems in Mining*, 2011, 55-59. <https://doi.org/10.1201/b11586-11>

10. Uddin, M., Wright, F., Dallimore, S., Coombe, D. 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*, 2014, (21), 40-63.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.07.027>
11. Bhade, P., Phirani, J. Effect of geological layers on hydrate dissociation in natural gas hydrate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, (26), 1549-1560.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.016>
12. Vadakkepuliambatta, S., Chand, S., Bünz, S. The history and future trends of ocean warming-induced gas hydrate dissociation in the SW Barents Sea. *Geophysical Research Letters*, 2017, 44(2), 835-844.
<https://doi.org/10.1002/2016gl071841>
13. Carroll, J. *Natural gas hydrates: A guide for engineers*. Oxford, United Kingdom: Elsevier, 2014, 340 p.
14. Cranganu, C. In-situ thermal stimulation of gas hydrates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, 65(1-2), 76-80.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2008.12.028>
15. White, J. M. Palynology, age, correlation and paleoclimatology from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 gas hydrate research well and the significance for gas hydrates: A new approach. Ottawa, Canada: Geological Survey of Canada, 2006, 73 p.
<https://doi.org/10.4095/222149>
16. Song, Y., Cheng, C., Zhao, J., Zhu, Z., Liu, W., Yang, M., Xue, K. Evaluation of gas production from methane hydrates using depressurization, thermal stimulation and combined methods. *Applied Energy*, 2015, (145), 265-277.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.040>
17. Koh, D.-Y., Kang, H., Kim, D.-O., Park, J., Cha, M., Lee, H. Recovery of methane from gas hydrates intercalated within natural sediments using CO₂ and a CO₂/N₂ gas mixture. *ChemSusChem*, 2012, 5(8), 1443-1448.
<https://doi.org/10.1002/cssc.201100644>
18. Farhadi, A., Mohebbi, V. CO₂ separation from the mixture of CO₂/H₂ using gas hydrates: Experimental and modeling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(31), 19967-19976.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.058>
19. Zhao, J., Xu, K., Song, Y., Liu, W., Lam, W., Liu, Y., Li, Q. A review on research on replacement of CH₄ in natural gas hydrates by use of CO₂. *Energies*, 2012, 5(2), 399-419.
<https://doi.org/10.3390/en5020399>
20. Yuan, Q., Sun, C.-Y., Liu, B., Wang, X., Ma, Z.-W., Ma, Q.-L., Zhang, K. Methane recovery from natural gas hydrate in porous sediment using pressurized liquid CO₂. *Energy Conversion and Management*, 2013, 67, 257-264.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.11.018>
21. Bondarenko, V.I., Sai, K.S. Process pattern of heterogeneous gas hydrate deposits dissociation. *Naukovi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2018, (2), 21-28.
<https://doi.org/10.29202/nvngu/2018-2/4>
22. Bondarenko, V., Sai, K., Ganushevych, K., Ovchynnikov, M. The results of gas hydrates process research in porous media. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 2015, 123-127.
<https://doi.org/10.1201/b19901-23>
23. Сай, К.С. Обгрунтування параметрів технології розробки газогідратних покладів неоднорідної структури. Дисертація на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: 05.15.02 – підземна розробка родовищ корисних копалин. Дніпро: НГУ, 2016, 203 с.
24. Ціна на імпортований газ для України перевищила 300 доларів. (2018). Економічна правда. Електронний ресурс. Режим доступу <https://www.epravda.com.ua/news/2018/09/20/640759/>

References

1. 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>
2. Saik, P.B., Petlovanyi, M.V., Lozynskiy, V.H., & Sai, K.S. (2018). Gas hydrate production from generator gas at underground coal gasification. *The Development of Technical Sciences: Problems and Solutions*, (1), 172-175.
3. *Annual report of NAK "Naftogaz of Ukraine" for 2016*. (2016). ["Richnyi zvit NAK "Naftogaz Ukrainy" za 2016 rik"]. Kyiv: Naftogaz, 113 p. (in Ukrainian).
4. *Annual report of NAK "Naftogaz of Ukraine" for 2017*. (2017). ["Richnyi zvit NAK "Naftogaz Ukrainy" za 2017 rik"]. Kyiv: Naftogaz, 148 p. (in Ukrainian).
5. 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*. Article in press.
<https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2018.05.014>
6. Korsakov, O.D., Byakov, Yu.A., & Stupak, S.N. (1989). Gas hydrates of the Black Sea cavity, ["Gazovye gidraty Chernomorskoj vpadiny"]. *Sovetskaya Geologiya*, (12), 3-10. (in Russian).
7. Korsakov, O.D., Stupak, S.N., & Byakov, Yu.A. (1991). Black Sea gas hydrates are an unconventional type of hydrocarbon raw. ["Chernomorskie gazogidraty – netraditsionnyy vid uglevodorodnogo syr'ya"]. *Geologicheskij Zhurnal*, (5), 67-75. (in Russian).
8. Merey, S., & Sinayuc, C. (2016). Analysis of the Black Sea gas hydrates. *International Journal of Chemical and Molecular Engineering*, 10(8), 985-993.
9. Bondarenko, V., Ganushevych, K., Sai, K., & Tyshchenko, A. (2011). Development of gas hydrates in the Black Sea. *Technical and Geoinformational Systems in Mining*, 55-59.
<https://doi.org/10.1201/b11586-11>
10. Uddin, M., Wright, F., Dallimore, S., & 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*, (21), 40-63.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.07.027>
11. Bhade, P., & Phirani, J. (2015). Effect of geological layers on hydrate dissociation in natural gas hydrate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, (26), 1549-1560.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.016>
12. Vadakkepuliambatta, S., Chand, S., & Bünz, S. (2017). The history and future trends of ocean warming-induced gas hydrate dissociation in the SW Barents Sea. *Geophysical Research Letters*, 44(2), 835-844.
<https://doi.org/10.1002/2016gl071841>

13. Carroll, J. (2014). *Natural gas hydrates: A guide for engineers*. Oxford, United Kingdom: Elsevier, 340 p.
14. Cranganu, C. (2009). In-situ thermal stimulation of gas hydrates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 65(1-2), 76-80.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2008.12.028>
15. White, J. M. (2006). *Palynology, age, correlation and paleoclimatology from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 gas hydrate research well and the significance for gas hydrates: A new approach*. Ottawa, Canada: Geological Survey of Canada, 73 p.
<https://doi.org/10.4095/222149>
16. Song, Y., Cheng, C., Zhao, J., Zhu, Z., Liu, W., Yang, M., & Xue, K. (2015). Evaluation of gas production from methane hydrates using depressurization, thermal stimulation and combined methods. *Applied Energy*, (145), 265-277.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.040>
17. Koh, D.-Y., Kang, H., Kim, D.-O., Park, J., Cha, M., & Lee, H. (2012). Recovery of methane from gas hydrates intercalated within natural sediments using CO₂ and a CO₂/N₂ gas mixture. *ChemSusChem*, 5(8), 1443-1448.
<https://doi.org/10.1002/cssc.201100644>
18. Farhadi, A., & Mohebbi, V. (2017). CO₂ separation from the mixture of CO₂/H₂ using gas hydrates: Experimental and modeling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(31), 19967-19976.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.058>
19. Zhao, J., Xu, K., Song, Y., Liu, W., Lam, W., Liu, Y., & Li, Q. (2012). A review on research on replacement of CH₄ in natural gas hydrates by use of CO₂. *Energies*, 5(2), 399-419.
<https://doi.org/10.3390/en5020399>
20. Yuan, Q., Sun, C.-Y., Liu, B., Wang, X., Ma, Z.-W., Ma, Q.-L., & Zhang, K. (2013). Methane recovery from natural gas hydrate in porous sediment using pressurized liquid CO₂. *Energy Conversion and Management*, (67), 257-264.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.11.018>
21. Bondarenko, V.I., & Sai, K.S. (2018). Process pattern of heterogeneous gas hydrate deposits dissociation. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (2), 21-28.
<https://doi.org/10.29202/nvngu/2018-2/4>
22. Bondarenko, V., Sai, K., Ganushevych, K., & Ovchynnikov, M. (2015). The results of gas hydrates process research in porous media. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 123-127.
<https://doi.org/10.1201/b19901-23>
23. Sai, K.S. (2016). *Substantiation into parameters of the technology of gas hydrates deposits development with heterogeneous structure*, [“Obgruntuvannia parametriv tekhnolohii rozrobky hazohidratnykh pokladiv neodnorodnoi struktury”]. PhD Thesis. Dnipro: NMU, 203 p. (in Ukrainian).
24. The price of imported gas for Ukraine exceeded \$ 300. (2018). [“Tsina na importnyi haz dlia Ukrainy perevyschyla 300 dolariv”]. *Ekonomichna Pravda*. Electronic resource. Available at <https://www.epravda.com.ua/news/2018/09/20/640759/> (in Ukrainian).

Надійшла до редакції 19.04.2018

Рецензент д-р. техн. наук, доц. Светкіна О.Ю.

Сай Катерина Сергіївна – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» (пр. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49005, Україна)

E-mail: kateryna.sai@gmail.com

Петльованій Михайло Володимирович – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» (пр. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49005, Україна)

E-mail: petlyovany@ukr.net

Лозинський Василь Григорович – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» (пр. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49005, Україна)

E-mail: lvgnmu@gmail.com

Саїк Павло Богданович – кандидат технічних наук, доцент кафедри підземної розробки родовищ Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» (пр. Яворницького, 19, м. Дніпро, 49005, Україна)

E-mail: saik.nmu@gmail.com

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ДОБЫЧИ МЕТАНА ИЗ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕОДНОРОДНОЙ СТРУКТУРЫ

Цель. Определение экономической целесообразности разработки газогидратных залежей неоднородной структуры на основании установленных технологических параметров их разложения для повышения инвестиционной привлекательности добычи дополнительных газовых ресурсов из Черного моря.

Методы исследования. Для достижения поставленной цели в работе выполнены аналитические расчеты экономических показателей добычи газа из газогидратного месторождения. В расчетах использованы технологические параметры, полученные при проведении собственных экспериментальных исследований зоны диссоциации газогидратных залежей неоднородной структуры (содержащих определенную долю породных включений). При расчете расходов учтены их основные составляющие – расходы, связанные с непосредственным бурением скважин; установкой оборудования и оснащением скважин; фактической эксплуатацией скважин с использованием оборудования, то есть расходы, напрямую связанные с процессом выкачивания метана из газогидратных залежей.

Результаты. Предложено инновационную технологическую схему разработки залежей газовых гидратов, содержащих долю породных включений, в акватории Черного моря. Установлено, что себестоимость добычи 1000 м³ газа по предложенной технологии в 1,2 – 8 раз (в зависимости от доли породных включений в газогидратной залежи) ниже себестоимости добычи газа на суше из существующих в стране газовых месторождений. Определена прибыль

от реализации газа метана и период окупаемости предложенной инновационной технологии разработки газогидратных залежей неоднородной структуры.

Научная новизна. Для условий участка газогидратного месторождения Черного моря, рассматриваемого в работе, обнаружено экспоненциальную зависимость себестоимости изъятых газа метана из залежи в зависимости от доли породных включений.

Практическая значимость. Разработан алгоритм расчета предварительной экономической эффективности для определения целесообразности добычи метана из морских газогидратных залежей неоднородной структуры.

Ключевые слова: газогидратная залежь, технологическая схема, себестоимость добычи, величина прибыли, срок окупаемости, породные включения.

Сай Екатерина Сергеевна – кандидат технических наук, доцент кафедры подземной разработки месторождений Национального технического университета «Днепропетровская политехника» (пр. Яворницького, 19, г. Днепр, 49005, Украина)

E-mail: kateryna.sai@gmail.com

Петльованый Михаил Владимирович – кандидат технических наук, доцент кафедры подземной разработки месторождений Национального технического университета «Днепропетровская политехника» (пр. Яворницького, 19, г. Днепр, 49005, Украина)

E-mail: petlyovany@ukr.net

Лозинский Василий Григорьевич – кандидат технических наук, доцент кафедры подземной разработки месторождений Национального технического университета «Днепропетровская политехника» (пр. Яворницького, 19, г. Днепр, 49005, Украина)

E-mail: lvgnmu@gmail.com

Саик Павел Богданович – кандидат технических наук, доцент кафедры подземной разработки месторождений Национального технического университета «Днепропетровская политехника» (пр. Яворницького, 19, г. Днепр, 49005, Украина)

E-mail: saik.nmu@gmail.com

ECONOMIC EFFICIENCY OF METHANE EXTRACT FROM GAS HYDRATES DEPOSITS OF HETEROGENEOUS STRUCTURE

Purpose. Determination of economic efficiency of gas hydrates deposits development of heterogeneous structure based on established technological parameters of their decomposition for increase the investment attractiveness of additional gas resources extraction from the Black Sea.

Methods. To achieve this purpose, analytical calculations of economic indicators of gas extraction from a gas hydrates deposit are performed. In the calculations, the technological parameters obtained in conducting own experimental studies of the dissociation zone of the gas hydrates deposits of a heterogeneous structure (i.e., containing a certain share of rock inclusions) are used. In calculating costs, their main components are considered – the costs associated with drilling wells; installation of equipment and equipment of wells; actual operation of wells with the use of equipment, i.e., costs directly related to the process of methane pumping from gas hydrates deposits.

Findings. An innovative technological scheme for the of gas hydrates deposits development that contain the share of rock inclusions in the Black Sea area is proposed. It is established that the cost of extraction of 1000 m³ of gas according to the proposed technology is 1,2 – 8 times (depending on the share of rock inclusions in the gas hydrates deposit) lower than the cost of gas extraction on land from existing gas deposits in the country. The profit from the methane gas sale and the payback period of the proposed innovative technology for the gas hydrates deposits development of the heterogeneous structure are determined.

Originality. For the conditions of the gas hydrates deposit in the Black Sea, which is considered in the work, the exponential dependence of the cost of the sequestered methane gas from the deposit was determined, depending on the proportion of rock inclusions.

Practical implication. An algorithm for calculating the previous economic efficiency has been developed to determine the expediency of methane extraction from marine gas hydrates deposits of a heterogeneous structure.

Keywords: gas hydrates deposit, technological scheme, prime cost of production, profit value, payback period, rock inclusions.

Sai Kateryna Serhiivna – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Underground Mining Department, Dnipro University of Technology (19 Yavornytskoho Ave., 49005, Dnipro, Ukraine)

E-mail: kateryna.sai@gmail.com

Petlovanyi Mykhailo Volodymyrovych – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Underground Mining Department, Dnipro University of Technology (19 Yavornytskoho Ave., 49005, Dnipro, Ukraine)

E-mail: petlyovany@ukr.net

Lozynskiy Vasyl Hryhorovych – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Underground Mining Department, Dnipro University of Technology (19 Yavornytskoho Ave., 49005, Dnipro, Ukraine)

E-mail: lvgnmu@gmail.com

Saik Pavlo Bohdanovych – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Underground Mining Department, Dnipro University of Technology (19 Yavornytskoho Ave., 49005, Dnipro, Ukraine)

E-mail: saik.nmu@gmail.com