

<https://doi.org/10.15407/gpimo2022.02.003>

**І.Г. Зезекало**, д-р техн. наук, професор

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

36011, Полтава, Першотравневий проспект, 24

e-mail: 2012.nadra@gmail.com

ORCID 0000-0002-9962-6905

**В.П. Коболев**, чл.-кор. НАН України, д-р геол. наук, професор

Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України

03142, Київ, пр. Палладіна, 32

e-mail: kobo@igph.kiev.ua

ORCID 0000-0001-5625-5473

**О.Ю. Лукін**, академік НАН України, професор, д-р геол.-мін. наук

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

36011, Полтава, Першотравневий проспект, 24

e-mail: lukin@nas.gov.ua

ORCID 0000-0003-4844-1617

**А.М. Сафронов**, аспірант

Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України

03142, Київ, пр. Палладіна, 32

e-mail: sseveneleven561@gmail.com

ORCID 0000-0001-7242-2534

## АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ТЕХНОЛОГІЙ ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ АКВАЛЬНИХ МЕТАНОГІДРАТІВ

---

*Метаногідрати являють собою один з найбільш потужних резервів нетрадиційних джерел вуглеводнів. Про це яскраво свідчать прогнольні оцінки світових обсягів метану в газогідратній формі, які багаторазово перевищують загальні ресурси традиційного природного газу. В оглядовому майбутньому природні метаногідрати повинні суттєво збільшити сучасний енергетичний баланс природних вуглеводневих ресурсів палива.*

*Прогрес у їх вивченні може бути забезпечений діалектичною єдністю теоретичних і експериментальних досліджень, сфокусованих головним чином на їх фізичних властивостях, а також на розробці та апробації технологій добутку метану із газогідратних покладів.*

*Існуючі методи розробки газових гідратів передбачають їх попередню дисоціацію на газ і воду. При цьому метод розгерметизації покладу розглядається як найбільш перспективний. Однак досі немає жодної комерційно привабливої технології розробки газових гідратів.*

*У статті представлена оглядова інформація про дослідження газогідратів у світі, наведено аналіз перспективних методів їх розробки, узагальнено переваги і недоліки поточних дослідно-*

---

Цитування: Зезекало І.Г., Коболев В.П., Лукін О.Ю., Сафронов А.М. Аналітичний огляд технологій промислової розробки аквальних метаногідратів. *Геологія і корисні копалини Світового океану*. 2022. **18**, № 2: 3—18. <https://doi.org/10.15407/gpimo2022.02.003>

*промислових спроб видобутку метану з аквальних покладів газових гідратів та оцінена перспективність різних технологій.*

*Відомі на даний час приклади дослідно-промислової розробки газогідратних покладів продемонстрували ряд проблем. Однак і отримані обнадійливі результати. Аналіз процесів у нафтогазовидобувній галузі показує, що рентабельний промисловий видобуток природного газу із газогідратних покладів буде можливий після появи на ринку ефективної проривної технології.*

**Ключові слова:** природні газові гідрати, морські метаногідрати, технології видобування метану, метод розгерметизації.

## Вступ

Друга половина минулого століття характеризується інтенсивним зростанням видобутку вільного газу (традиційні поклади), що поряд із зростаючим попитом на цей енергоносіє у світі, має змусити у ХХІ столітті звернути увагу на значні потенційні ресурси природного газу, які містяться в нетрадиційних джерелах. До них відносяться метан вугленосних товщ, водородчинні гази підземної гідросфери та природні метаногідрати [15, 16]. Прогнозування значних обсягів останніх висувають на перший план питання про промислове їх освоєння в найближчому майбутньому, що може призвести до реальної конкуренції покладів метаногідратів та традиційних газових родовищ.

Метаногідрати являють собою один з найбільш потужних резервів нетрадиційних джерел вуглеводнів. Про це яскраво свідчать прогнозні оцінки світових обсягів метану в газогідратній формі, які багаторазово перевищують загальні ресурси традиційного природного газу [1, 5, 17, 31, 37, 54]. В оглядовому майбутньому природні метаногідрати повинні суттєво збільшити сучасний енергетичний баланс природних вуглеводневих ресурсів палива. Прогрес у їх вивченні може бути забезпечений діалектичною єдністю теоретичних і експериментальних досліджень, сфокусованих головним чином на термодинаміці, кінетиці, на вивченні фізичних властивостей, а також на розробці та апробації технологій видобутку метану з газогідратних покладів.

Наразі понад 30 країн світу провели активні дослідження метаногідратів. Багато країн розробили довгострокові національні проекти з розробки методів пошуку і розвідки, технологій промислової експлуатації газогідратних покладів, а також інших аспектів їх використання. США, Японія, Канада та Китай займають лідируючі позиції як у фундаментальних і прикладних дослідженнях газогідратів, так і у випробуваннях технологій їх видобутку [51, 75].

Останні десятиліття характеризувались інформаційним бумом щодо проблеми газогідратів, пов'язаним з тим, що газогідрати становлять підвищений економічний інтерес (не тільки в контексті видобутку нетрадиційних ресурсів, а й у плані транспортування на світовий ринок традиційного газу), а також з тим, що внаслідок дестабілізації вони можуть сприяти глобальному потеплінню (метан є набагато ефективнішим парниковим газом, ніж  $\text{CO}_2$ ). Однак слід зазначити, що в останні роки спостерігається деяке зменшення обсягу наукової інформації стосовно проблеми газогідратів, яке зумовлене труднощами останніх дослідно-промислових пробних технологічних випробувань видобутку метану з аквальних газогідратів. Тобто газогідрати наразі залишаються найменш дослідженим і найбільш проблемним типом газових ресурсів. Це стосується як оцінки принципової можливості їх залучення в промисловий обіг, так і всебічної характеристи-

ки ресурсної бази і, відповідно, оцінки технологій і масштабів передбачуваного видобутку та визначення тимчасових рамок його початку [21].

У статті автори спробували акумулювати ключову інформацію про дослідження газогідратів у світі та проаналізувати результати поточних дослідно-промислових спроб видобутку метану з аквальних покладів газових гідратів.

## **Загальні положення**

Газові гідрати утворюються шляхом включення молекул газів (молекули-гості, або гостьова підсистема) в порожнини подібного льоду каркаса, побудованого водневопов'язаними молекулами води (каркас господаря, або підсистема господаря) без формування хімічного зв'язку між молекулами гостей і господаря. Стабілізація водних клатратних каркасів, термодинамічно менш стабільних ніж гексагональний лід (при  $T < 273\text{K}$ ) або вода (при  $T > 273\text{K}$ ), забезпечується за рахунок ван-дер-ваальсових взаємодій гість-господар [13].

Газогідрати існують у вигляді двох основних структур (КС-I та КС-II), залежно від кількості молекул води в каркасі. Існує також гібридна структура (Н), що поєднує у собі елементи двох основних структур. Гідрати є нестабільними і, як правило, швидко дисоціюють у зв'язку з наявністю великих порожнин в основі їхньої структури. Додавання однієї або декількох молекул газу (наприклад діоксиду вуглецю, сірководню та ін.) всередину порожнини може стабілізувати гідратну структуру, тому гідрати носять ім'я цього газу. Метан ( $\text{CH}_4$ ) на сьогоднішній день є найбільш поширеним у гідратах природного газу [63].

Гідрати природних газів, утворені з багатокомпонентних вуглеводневих сумішей, залежно від складу газової фази можуть реалізовуватися в обох типах структур. Природні гази чисто газових родовищ (зміст пропану та ізобутану менше 0,3—0,6 %), а також гази, що містять значну кількість неуглеводневих компонентів (сірководню та діоксиду вуглецю), утворюють гідрати КС-I, а для природних газів газоконденсатних родовищ характерно утворення гідратів КС-II [13].

Ключова властивість газових гідратів — здатність вміщувати в собі величезну кількість молекул газу: теоретично 1 об'єм гідрату природного газу здатний вмістити близько 170 об'ємів метану [72]. Тому зараз вивчення клатратів є перспективним напрямом, мета якого — безпечна та ефективна розробка газогідратних родовищ.

Слід зазначити, що природні газові гідрати повинні розглядатися не самі по собі, а як одна з форм існування природного газу в надрах (поряд з вільним, водорозчинним і сорбованим газами), жорстко детермінована термодинамічними та геологічними умовами. Можна вважати, що газогідратоносність акваторій визначається саме скупченнями газових гідратів, а не рівномірним їх розподілом у породах. Утворення скупчень гідратів та їх розташування контролюються (крім власне термобаричних умов) неоднорідностями геологічного простору: температурним полем, визначальною розчинністю газу у воді; полем проникності, що визначає умови міграції флюїдів; солоністю вод, що також впливає на розчинність газу; умовами генерації газу.

## **Дослідження природних газогідратів**

У світі проводяться широкомасштабні дослідження природних газогідратів, які розглядаються як потенційне джерело енергії. Лідерство в цих дослідженнях

займають країни з обмеженими традиційними вуглеводневими ресурсами — Японія, Китай, Індія та Корея [60]. Уряди Японії та Індії майже одночасно, відповідно у 1995 та 1996 рр., створили свої національні програми дослідження субмаринних газогідратів. До країн, які розглядають можливість урядової підтримки подібних програм або нещодавно приступили до їх реалізації, входять Малайзія, Норвегія, В'єтнам та Мексика [56, 61].

В останні роки значний інтерес до досліджень гідратів природного газу виявляють країни Європейського союзу, який у 2000-х роках профінансував дві дослідницькі програми: «Техніка оцінки метаногідратів на європейському шельфі» (HYDRATECH) та «Геологічна оцінка газогідратів у Середземному морі» (HYDRAMED). За результатами геофізичних досліджень ознаки газогідратних скупчень виявили біля узбережжя Норвегії [59].

Така увага до газогідратів зумовлена їх декларованими величезними глобальними запасами. Однак складність проведення досліджень газогідратів та обмежений по регіонах представницькій фактичний матеріал породив дуже неоднозначні оцінки як щодо їх поширення у земній корі, так і масштабів їх ресурсного потенціалу. Глобальні оцінки запасів метану, що міститься в газогідратах, варіюють у широких межах, від явно завищених ( $3 \times 10^{18}$  м<sup>3</sup>), проведених без урахування певних геолого-геохімічних обмежень, до мінімальних ( $2 \times 10^{14}$  м<sup>3</sup>), отриманих з урахуванням обмежувальних гідратоутворень [2, 5, 22, 31, 36, 60 и др.]. При цьому відзначається тенденція зниження величини цих оцінок у міру надходження нової інформації та деталізації досліджень. Але всі дослідники сходяться в одному — ресурси метану в газогідратній формі величезні і майже у два рази перевищують запаси традиційного природного газу. У донних осадах морів та океанів у вигляді твердих газогідратних скупчень знаходяться величезні обсяги метану, потенційні запаси якого в середньому, на наш погляд, можна оцінити завбільшки  $2 \times 10^{16}$  м<sup>3</sup>.

Відомо, що 98 % природних газогідратів зосереджено на шельфі Світового океану. Вперше великомасштабні дослідження гідратів метану в донних відкладах морів і океанів були виконані США в рамках програми глибоководного буріння морського дна «DSDP» (Deep Sea Drilling Program) у 1963—1985 рр. (НДС «Гломар Челленджер») та програми буріння на морському шельфі «ODP» (Oceanic Drilling Program), розпочатої в 1985 р. (НДС «Резолюшн») [43]. У виконання цих програм було досліджено близько 360 млн кв. км акваторій морів та океанів, велика кількість можливих місць зосередження гідратів метану, пробурено бурових свердловин загальною довжиною 250 км [62]. У період з 1982 по 1991 рр. ці дослідження були активно підтримані Міністерством енергетики США, що дало змогу виявити родовища гідратів метану на Алясці [34].

Глибоководним бурінням газогідрати були розкриті на південний схід і на захід від США, поблизу Канади, Перу, Коста-Ріки, Гватемали та Мексики, біля берегів Японії, в Мексиканській затоці. Вони виявлені також у Середземному, Чорному, Каспійському, Південно-Китайському морях, біля берегів Каліфорнії, Південної Кореї, Індії та в інших місцях. Наразі встановлено, що приблизно 10 % акваторій Світового океану можуть розглядатися у якості потенційно газогідратних [1].

Серед південних морів Євразії найперспективнішим є Чорне море, що має, з одного боку, значні потенційні ресурси гідратного газу, а з іншого — розташо-

ване в регіоні, близькому до експортних споживачів вуглеводнів. За різними оцінками прогнольні запаси газу в газогідратах Чорного моря можуть варіювати від 20 до 49 трлн м<sup>3</sup> [4, 11, 19].

Загалом, газогідрати виявлено щонайменше на трьох площах у районах вічної мерзлоти та у 20-ти акваторіях в осадах Світового океану [60]. Наразі у світі відкрито понад 250 родовищ газогідратів метану, прогнольні запаси яких в енергетичному еквіваленті перевищують усі розвідані на Землі сумарні запаси вугілля, нафти та газу. Однак лише невелика кількість газогідратних родовищ вивчена більш-менш детально. До них відноситься, перш за все, родовище газогідратів хребта Блейк на південно-східній атлантичній континентальній околиці США біля узбережжя Флориди [42], де в двохсотметровій газогідратній товщі, як вважають, міститься 1500 млн м<sup>3</sup> газу на 1 км<sup>2</sup>, а на Гідратному хребті (Каскадія) — 467 млн м<sup>3</sup> газу на 1 км<sup>2</sup> [68]. Загалом запаси метану на хребті Блейк за попередніми розрахунками становлять 37,7 трлн м<sup>3</sup> метану в гідратній формі та 19,3 трлн м<sup>3</sup> вільного підгідратного газу [38].

США продовжують розвідку та відпрацювання технологій наземного видобутку на північному схилі Аляски, де запаси газогідратного газу, за попередніми оцінками, становлять близько 16 трлн м<sup>3</sup> [34, 60]. Крім того, у 2009 р. стартувала дворічна програма досліджень у Мексиканській затоці, в якій запаси газогідратного газу за оцінками [37] можуть досягати астрономічних цифр — 600 трлн м<sup>3</sup>.

Існування природних гідратів підтверджено бурінням на родовищі Малік у гирлі річки Маккензі на півночі Канади. Матеріали розвідувального буріння свідчать, що на глибині приблизно 800—1100 метрів залягає пласт гідратів метану потужністю 110 м, при цьому потужність вічномерзлих порід становить 640 м. Запаси газу у гідратному стані оцінені в 0,189 трлн м<sup>3</sup> газу [35]. На родовищі Малік на 1 км<sup>2</sup> міститься близько 5 млрд м<sup>3</sup> газу, і подібні величезні обсяги метану, пов'язані з газогідратами, передбачаються в районах вічної мерзлоти на Алясці, в Сибіру та на Канадському Арктичному архіпелазі [53]. Проте слід зазначити, що на родовищі Малік лише у 25 із 146 свердловин було виявлено газогідрати [66]. На тихоокеанській околиці Канади закартовано скупчення газогідратів на загальній площі 6000 км<sup>2</sup>, запаси метану в яких оцінюються 2,87 трлн м<sup>3</sup> газу [18].

З 1995 р. уряд Японії проводить масштабні сейсморозвідувальні 2D і 3D роботи у Тихому океані у прогині Нанкай [40, 55]. Тут у перших шести свердловинах, пробурених у 1999—2000 рр., було виявлено три потужні гідратні пласти. Попередні розрахунки за оцінками 2001 р. показали, що родовище містить до 60 трлн м<sup>3</sup> метану [33].

У 2000 р. у Токіо було засновано Дослідницький консорціум з ресурсів гідратів метану, а у 2001 р. уряд прийняв другу газогідратну програму на період до 2009 р. (\$300 млн). У 2001—2002 рр. сейсмічні дослідження були продовжені, а у 2004 р. було пробурено вже 32 свердловини на 16 ділянках. Усього було виявлено 14 покладів газогідратів із загальними запасами до 100 трлн м<sup>3</sup>, з котрих 60 трлн м<sup>3</sup> знаходиться в межах прогину Нанкай [24, 56].

У 2009 р. у рамках третьої газогідратної програми (\$500 млн.) у Японії розпочалася підготовка пілотного проєкту з видобутку газогідратів. З цією метою 2012 р. за 50 км на схід від острова Хонсю почалося буріння дослідно-експлуатаційної свердловини. 12 березня 2013 р. стартував перший дослідний видобуток метану з підводних покладів газогідратів. За шість днів було вилучено 120 тис. м<sup>3</sup> газу.

Проведений дослідно-експериментальний видобуток продемонстрував принципову можливість отримання нового вуглеводневого ресурсу, а з іншого боку — виявив нові економічні та технологічні проблеми. Насамперед, це стосується собівартості видобутку метану з газогідратів, яка оцінена у \$540. Були виявлені також технологічні проблеми, які потребують вирішення. Виявилося, що метан, що виділяється, істотно охолоджує вміщувальне середовище, зокрема і самі газогідрати, що ускладнює вилучення газу. Крім того, позначилися вади використовуваного обладнання — пісок, який піднімався на поверхню разом з газом, призвів до порушення режиму роботи насосів, що послужило основною причиною припинення робіт.

Таким чином, у гонці за новим джерелом енергії лідерство до останнього часу належало Японії. І ось, 18 травня 2017 р. з'явилося сенсаційне повідомлення про успішний видобуток китайськими нафтовиками «пального льоду», або гідрату природного газу на площі Шенху (Shenhu) у Південно-Китайському морі ([http://news.xinhuanet.com/english/2017-05/18/c\\_136295598.htm](http://news.xinhuanet.com/english/2017-05/18/c_136295598.htm)). У заяві на сайті Народного уряду КНР наголошується, що «видобуток здійснювався з глибини 1266 м за 285 км від Гонконгу. У період з 10 травня китайські нафтовики видобули 120 тисяч кубометрів «пального льоду», який містить 99,5 % метану». Цей факт свідчить про те, що Китай досяг безпрецедентних успіхів у створенні технології та спеціального обладнання для безпосереднього гідравлічного підйому твердого газогідрату з дна моря [71].

Поклади газогідратів на північному континентальному схилі Південно-Китайського моря на площі Шенху (Shenhu) у Південно-Китайському морі залягають у багатих на форамініфери глинистих відкладах потужністю 10—25 м, розташованих приблизно на 200 м нижче морського дна. Аналізи керна показали насичення гідратами в діапазоні 26—48 % з повною перевагою метану (>99 %). Геофізичні дані дозволили виявити границю BSR на площі 15 км<sup>2</sup>, що дозволило заздалегідь оцінити загальну кількість метану на цьому родовищі в обсязі 160×10<sup>8</sup> м<sup>3</sup> за 50 % ймовірності [70]. Виявлені в Південно-Китайському морі поклади газогідратів відкривають величезне джерело, еквівалентне щонайменше 35 млрд т нафти. Цього достатньо, щоб забезпечити Китай газом на 90 років. Історичний прорив Китаю здатний призвести до енергетичної революції в усьому світі, подібної до сланцевої в США.

Південна Корея, починаючи з 1999 р., здійснювала геолого-геофізичні розвідувальні газогідратні дослідження у південній частині басейну Уллеунг в Японському морі, на відстані 135 км від узбережжя країни. Проведені у 2000 та 2004 рр. геолого-геофізичні дослідження підтвердили значні потенційні ресурси газогідратів у цьому басейні, які у перерахунку на природний газ оцінюються більш ніж у 1 трлн м<sup>3</sup>. Це припущення засноване на багатьох ознаках, які включають газові сипи на континентальному схилі та пов'язані з ними такі структури, як балки і куполи. Зразки газогідратів були відібрані з глибини 7,8 м нижче від морського дна при глибині моря близько 2000 м. У глинистих відкладах виявили 2-метровий шар газогідратів з 99 % вмістом метану [60].

У 2005 р. у Південній Кореї було прийнято десятирічну Національну програму дослідження гідратів (\$40 млн), у рамках якої у 2007 р. було здійснено першу геологорозвідувальну експедицію у згаданому басейні Уллеунг. На трьох із п'яти досліджених ділянок було пробурено п'ять свердловин. Цього ж року

Південна Корея офіційно повідомила про виявлення великих скупчень газогідратів, які можуть забезпечити її потреби у газі протягом 30 років. Через три роки, в 2010 р. було проведено другу експедицію, в ході якої на 11 ділянках було пробурено 18 свердловин. Згідно з державною програмою розвитку нафтогазовидобувної галузі Республіки Корея, початок видобутку газу з гідратів у басейні Уллеунг планувався на 2015 р. На жаль, цього не сталося.

У 2004 р. природні газогідрати були виявлені щонайменше у 12 шестиметрових гравітаційних трубках на глибинах від 714 до 283 м на Атлантичній околиці островів Тринідад та Барбадос. При дослідженні грязьового вулканізму в акваторії цих островів на сейсмічних розрізах були виявлені границі BSR, які свідчать про наявність гідратвмісних відкладів. Подальший детальний аналіз тривимірних (3D) сейсмічних даних на їх східній околиці також показав наявність кількох позитивних ознак, які дозволяють припустити наявність гідратів газу в цій акваторії. Геофізичними дослідженнями в зоні переходу між континентальним шельфом і схилом у басейні Колумбус були виявлені границі BSR на загальній площі 516,8 км<sup>2</sup>, що становить близько 29 % усієї вивченої акваторії [26].

У серпні 2006 р. було успішно завершено 4-місячну міжнародну експедицію з пошуку та розвідки покладів газогідратів в морських басейнах Індії. Було виявлено їх значні скупчення, зокрема в одному з найбагатших у світі морських газогідратних родовищ басейну Крішна-Годаварі, а також виявлено шар вулканічного попелу, що містить гідрат, на 600-метровій глибині в Андаманському морі [32].

У Росії, що володіє величезними запасами традиційного газу, інтерес до газогідратного джерела вуглеводневої сировини почав виявлятися лише у 2000-і роки. У 2003 р. «Газпром» ініціював прикладні дослідження щодо визначення газогідратного потенціалу Росії. Згідно з попередніми оцінками, зробленими ТОВ «Газпром ВНДІГАЗ», ресурси газогідратів Росії досягають 1,1 квадрлн м<sup>3</sup>. Перспективними районами для їх пошуку та розвідки було визначено Ямбурзьке та Заполярне родовища, а також шельфи Чорного та Охотського морів. Ще одним перспективним регіоном є далекосхідний шельф. За оцінками Далекосхідного геологічного інституту РАН, потенційні запаси метаногідрату на шельфі Курил досягають 87 трлн м<sup>3</sup>.

Але найбільших успіхів вдалося досягти на Байкалі. Припущення про наявність газогідратів на дні озера, висловлені ще наприкінці 1970-х років, були підтверджені у 2000 р. російсько-бельгійською експедицією [Кузьмін і др., 2000]. Гідрати природного газу були виявлені в придонних відкладах в районі підводного грязьового вулкана Санкт-Петербург, а через рік вони були знайдені в поверхневому шарі донних відкладів. Запаси газогідратів у Байкалі оцінили в 1 трлн м<sup>3</sup> [6, 8]. Після цього пошуки гідратів на Байкалі припинилися майже на десятиліття і були відновлені лише у 2013 р. Експедиція, в якій взяли участь вчені з Іркутська, Новосибірська та Японії, розпочала пошук та комплексне вивчення газових гідратів на південному та середньому Байкалі. Були здійснені геохімічні дослідження донних відкладів у районі виходу газу та грязьових вулканів. На цей час вивчено лише 15 % акваторії Байкалу, де були зафіксовані витоки метану з товщі води. Північна частина озера, яка поки що залишається не дослідженою, може значно збільшити прогнозні ресурси цієї сировини.

## Дослідження газогідратів у Чорному морі

Перша документально зафіксована знахідка газогідратів у Чорному морі належить до 1972 р. При дослідженні донних відкладів на НДС «Московський університет» в районі палеодельти річки Дунай в одній з колонок, піднятій з глибини близько 2000 м, на 6,5 м від поверхні дна були виявлені мікрористалічні утворення, «схожі на морозиво», які зникали на очах [7]. Ці утворення діагностувалися як тверді природні газові гідрати.

Протягом 1989—1991 рр. НВО «Південморгеологія» виконало спеціальні геолого-геофізичні дослідження газогідратного потенціалу Чорного моря. Зразки газогідратів відібрані у грязьових вулканах МДУ, Вассоевича, академіка Страхова та Безіменному [3]. Експедиціями МДУ та НВО «Південморгеологія» на НДС «Феодосія» і «Геленджик» зроблені аналогічні знахідки в районах грязьових вулканів глибоководної улоговини Чорного моря [10].

Зразок білого мономінерального газогідрату (5—7 см) виявлено в колонці донних відкладів на глибині 2,85 м від поверхні дна на грязьовому вулкані в межах континентального схилу Гіресунської западини спільною експедицією НВО «Південморгеологія» та Британською нафтовою компанією в 1992 р. [48].

Згодом знахідки газогідратів неодноразово фіксувалися окремими міжнародними експедиціями НАН України, МДУ, НВО «Південморгеологія» та Гамбурзького університету на НДС «Професор Водяницький», «Метеор» та «Геленджик» у межах грязьових вулканів у западині Сорокіна [4, 20, 25, 45, 48].

Загалом, на тлі 50-літніх зусиль великих наукових колективів, кількість знахідок газогідратів на дні Чорного моря є відносно невеликою. Слід також зазначити, що в межах російського сектору Чорного моря досі не було виявлено жодної знахідки газогідратів, незважаючи на тисячі виконаних випробувань за допомогою ударних гравітаційних трубок [12].

В останні десятиліття газогідрати стали об'єктом пильної уваги при дослідженні акваторії Чорного моря численними міждисциплінарними міжнародними та вітчизняними експедиціями. Особливий інтерес при цьому представляє континентальний схил північно-західного шельфу Чорного моря, де, як уже зазначалося вище, вперше у поверхневих донних відкладах палеоруслу Дунаю виявили зразки газогідратів [7].

Наявність газогідратів на цих акваторіях, виходячи з виділення границі BSR, підтверджено незалежними міжнародними експедиціями майже одночасно. У південній частині Дунайського конуса виносу сейсмічні дослідження проводились у 1998 та 2002 рр. [44, 64].

Виконані багатоканальні та ширококутні сейсмічні спостереження з використанням донних океанічних сейсмометрів та гідрофонів під час експедиційних досліджень на НДС «Професор Логачов» у 2001 р. дозволили у першому наближенні оконтурити досить потужне скупчення газогідратів у районі палеодельти Дніпра [52]. У 2011—2013 рр. на цьому полігоні Інститутом геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України на НДС «Професор Водяницький» виконані дослідно-методичні комплексні геофізичні дослідження, ресурсно-орієнтовані на газогідратні поклади. Комплекс геофізичних досліджень включав сейсмічні, гравімагнітометричні, геотермічні та електрометричні спостереження. Отримані результати дозволили однозначно підтвердити наявність газогідратного покладу



на акваторії палеодельги Дніпра, суттєво уточнити його розміри та потужність. Якщо припустити, що газогідрати знаходяться у вигляді гідрат-цементованих осадів на всій цій площі, то за мінімальної їх пористості обчислена кількість метану, просторово обмеженого цим шаром, становитиме  $(16 \pm 3) \times 10^{11}$  м<sup>3</sup> [9]. Ця площа була рекомендована як першочергова для проведення буріння розвідальної параметричної свердловини.

## **Сучасні технології видобутку метану з газогідратів**

Розробка газогідратів потребує знань стосовно фізико-хімічних властивостей покладів, кінетики процесів їх утворення та дисоціації. На сьогоднішній день існує велика кількість кінетичних моделей гідратних процесів, які умовно розділяються на групи контролюючого механізму (теплоперенос, масоперенос, внутрішня кінетична реакція) і прийнятим методам рішення (напівемпіричні, емпіричні, чисельні) [73].

Важливими факторами, які визначають можливість вилучення метану з газогідратних покладів, є проникність та пористість порід. Встановлено, що обсяг газогідратів лінійно залежить від площі гідрату та швидкості його дисоціації [29, 46, 49, 50]. Ретельного вивчення вимагають також процеси переходу газових гідратів з одного фазового стану в інший [30]. Вплив міграції води при видобутку гідратів ретельно розглянуто у роботі [28].

Вилучення гідратів безпосередньо залежить від наявних даних буріння в області залягання. У ході такого аналізу встановлено, що необхідно підбирати температуру бурового розчину, близьку до температури гідратів з метою зменшення ефекту дисоціації [58].

На утворення газогідратів суттєво впливає речовинний склад середовища формування. Присутність карбонату кальцію у породі зміщує точку нуклеації. Кількість гідратів у системі «вода — карбонат кальцію» більша, ніж у чистій воді, через підвищене зародкоутворення в першому випадку. Збільшення нуклеації відбувається також у присутності гідрофобної поверхні, що представлена графітними частинками [27].

Видобуток метану з газогідратних покладів викликає труднощі внаслідок їхньої твердої форми. Існуючі на даний перспективні методи розробки передбачають дисоціацію газогідрату на газ і воду. Наразі відомі чотири способи видобування газу із газогідратних покладів, які можна реалізувати у промислових масштабах (термічний, розгерметизації, введення хімічних реагентів і заміщення метану вуглекислим газом). З них два визнані перспективними стосовно промислового впровадження. Це зниження пластового тиску (розгерметизація) і термічний, який передбачає підвищення температури пласта (рис. 1). Як було зазначено вище, у Китаї створена технологія та спеціальне обладнання для безпосереднього гідравлічного підйому твердого газогідрату із дна моря [71] (табл. 1). Видобувне обладнання для реалізації даних технологій розташовується на морському дні. Подальші процеси підготовки видобутого газу здійснюються відповідно до існуючих технологій [65].

Метод термічної стимуляції передбачає нагрівання гідратовмісної породи теплоносієм (парою, підігрітою водою) для дисоціації газогідрату на газ і воду [74]. Така термічна стимуляція була проведена під час промислового випробу-

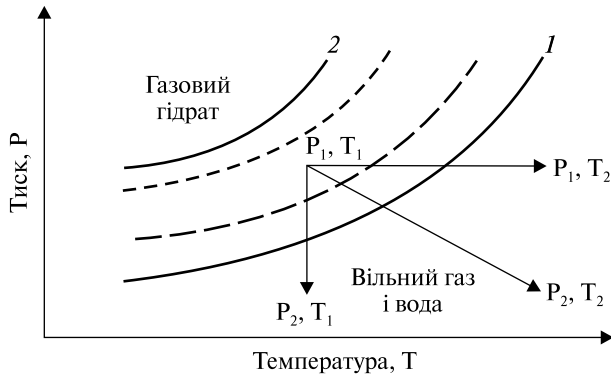


Рис. 1. Схематична фазова ілюстрація традиційних технологій видобутку метану з газогідратів (Мастепанов, 2014)

Таблиця 1. Методи та принципи видобутку природного газу

Метод	Принцип
Зниження пластового тиску (розгерметизація)	Зміна умов тиску фазової рівноваги гідратного газу ( $P_1, T_1$ ) — ( $P_2, T_1$ )
Термічної стимуляції	Зміна температурного стану фазової рівноваги гідратного газу ( $P_1, T_1$ ) — ( $P_1, T_2$ )
Введення інгібіторів	Зміна тиску/температури для фазової рівноваги гідратного газу ( $P_1, T_1$ ) — ( $P_2, T_2$ )
Метод заміни $CO_2-CH_4$	$CO_2$ вимагає зниження енергії для утворення гідрату порівняно з $CH_4$
Суцільний метод видобутку	Гідравлічний підйом газогідратів в їх природному стані

час реалізації дослідно-промислової розробки покладу газових гідратів у 2013 р. в районі прогину Нанкай біля Японії [47].

При застосуванні способу зниження тиску (розгерметизації свердловини) для дисоціації газогідрату в гідратовмісній породі в ньому спостерігається зміна температурних полів і тиску. Внаслідок цього газогідрат інтенсивно дисоціює, відбувається руйнування структури пласта та можливий неконтрольований витік значної кількості газу [74]. Підтвердженням цьому є те, що в останні роки експерименти з видобутку гідратного газу були припинені прямо чи опосередковано через видобуток піску [39].

У якості підтвердження можна навести результати дослідно-промислової розробки газогідратного покладу в районі жолоба Нанкай біля берегів Японії у 2013 р. Було застосовано метод розгерметизації покладу в процесі відкачування рідини. Видобуток тривав 6 днів із сукупним видобутком газу  $1,2 \times 10^5$  м<sup>3</sup> (середньодобовий видобуток становив  $2 \times 10^4$  м<sup>3</sup>). Продуктивний пласт потужністю 60 м знаходиться на 270 м нижче рівня морського дна, глибина якого у цьому місці становить близько 1000 м. Істотною проблемою стало те, що виділення

вання на родовищі Маллік в Канаді. Однак вона показала надзвичайно низьку продуктивність — за 5 днів було видобуто лише 470 м<sup>3</sup> газу [67].

Метод розгерметизації реалізується шляхом зниження тиску в продуктивному пласті нижче рівня стабільності газового гідрату. Це викликає його дисоціацію. При цьому, даний метод не потребує постійної стимуляції і розглядається як найбільш економічний зі значним потенціалом промислової реалізації [69]. Однак слід врахувати, що зниження тиску в пласті призводить до зниження його температури (згідно з ефектом Джоуля — Томсона) і загрози виникнення в зоні вибою техногенного газового гідрату. Це може спровокувати пов'язані з цим ускладнення і зниження продуктивності свердловини [67]. Даний спосіб був випробуваний під

метану в результаті дисоціації газогідрату супроводжувалось охолодженням прилеглої гідратовмісної породи і, в першу чергу, самого гідрату. У результаті, його стабільність підвищувалась, а інтенсивність плавлення, відповідно, знижувалась. Для підтримання запланованого рівня видобутку тиск на усті свердловини поступово знижували. Планувалось за 14 днів довести його до 3 МПа. Однак, вже на шостий день видобутку, коли тиск на усті становив 4,5 МПа, відбулось інтенсивне винесення породи. Видобуток довелось зупинити для вирішення даної проблеми. При цьому, звісно, свердловина була обладнана системою пісковловлювання. Однак інтенсивність процесу була значно вищою за очікувану [41].

У 2017 р. в цьому районі проведені два етапи нових промислових випробувань з двома видами піскозахисних конструкцій. Перша операція тривала 12 днів і була знову зупинена через видобуток піску. Видобуток газу при цьому склав  $3,5 \times 10^4 \text{ м}^3$ , що значно менше (лише 1/7) від попереднього випробування 2013 р. Друга операція, як повідомляється, була зупинена через погані погодні умови з 24-денним безперервним видобутком. При цьому було видобуто близько  $2,0 \times 10^5 \text{ м}^3$  ( $8,33 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{день}$ ) газу, що все ще далеко від оптимальної величини [23].

Аналогічні проблеми відмічались і в ході інших проектів дослідно-промислової розробки газових гідратів.

Отже, використання методу депресії для видобування газового гідрату супроводжується наступними ризиками:

- зупинка видобутку через закупорювання свердловини мулом і піском;
- значна кількість газу, що виділився, може розсіюватись в морському середовищі, що може призводити до нераціональної витрати ресурсів, низької швидкості видобування газу та низької продуктивності;
- під час тривалої експлуатації гідратний пласт буде руйнуватись, що може призвести до нестабільності гірського масиву, підводного зсуву тощо;
- деформація структури морського дна може призвести до нестабільності та втрати контролю над промисловим обладнанням, що призводить до зниження безпеки виробництва;
- значна кількість розсіяного газу може загрозувати безпеці судноплавства та завдати шкоди морській екології;
- газ, у випадку надходження в атмосферу, створюватиме парниковий ефект.

Спільним для будь-якого можливого способу отримання метану з газогідрату є необхідність у передачі йому відповідної кількості теплової енергії. Для прикладу, на дисоціацію гідрату витрачається у перерахунку на видобутий газ до 12 %. У методі розгерметизації, як правило, передбачається її надходження з оточуючих колектор пластів породи. Проте, досі не є доведеною можливість і потужність надходження у достатній кількості тепла оточуючих пластів для забезпечення достатньої продуктивності технології, заснованої на зниженні тиску.

Однак, загалом, в процесі проведених на даний час дослідно-промислових випробувань методом розгерметизації отримано позитивні результати. Так, наприклад, у 2002 р. проведені випробування по вилученню газу зниженням тиску на родовищі Маллік в дельті Маккензі. Пробурено три свердловини на глибину 1168 м — одна параметрично-пошукова та дві спостережні. Дебіт газу склав понад 285 тис.  $\text{м}^3$  на добу [31].

## Висновки

Перспективність метанових газогідратів викликає широку зацікавленість у світі. Запаси газу в гідратному стані становлять близько  $1,5 \times 10^{16}$  м<sup>3</sup>. Нині у світі відкрито понад 250 родовищ газогідратів. Тому, практично кожна морська країна має можливість долучитись до розробки колосальних за обсягами родовищ газу у складі газових гідратів.

Існуючі методи розробки газогідратів передбачають їх попередню дисоціацію на газ і воду. При цьому метод розгерметизації покладу розглядається як найбільш перспективний. Однак, наразі немає жодної комерційно привабливої технології розробки газових гідратів. Виходячи з оцінок запасів, Україна в перспективі може цілком забезпечувати себе газом із самих тільки чорноморських газогідратів.

Відомі на даний час приклади дослідно-промислової розробки газогідратних покладів продемонстрували ряд проблем. Однак у результаті отримано обнадійливі результати. Аналіз процесів у нафтогазовидобувній галузі показує, що рентабельний промисловий видобуток природного газу із газогідратних покладів буде можливий після появи на ринку ефективної проривної технології, як це було із сланцевим газом і газом вугільних пластів. Причому це може відбутись у найближчій перспективі. Таким чином, газогідрат є вуглеводневим резервом, який може забезпечити потребу в енергоносіях на довгий час. Однак масштабна розробка газогідратів навряд чи буде реалізована найближчим часом.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Анфилатова Э.А. Аналитический обзор современных зарубежных данных по проблеме распространения газогидратов в акваториях мира. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2008(3). URL: [http://www.ngtp.ru/9/44\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/9/44_2008.pdf).
2. Басниев К.С., Сухоносенко А.А. Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений. *Газовая промышленность*. 2010. № 1. С. 22—23.
3. Бяков Ю.А., Круглякова Р.П. Газогидраты осадочной толщи Черного моря — углеводородное сырье будущего. *Разведка и охрана недр*. 2001. № 8. С. 14—19.
4. Василев А., Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море. *Геология и геофизика*. 2002. **43**, № 7. С. 672—684.
5. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Распространение и ресурсы метана газовых гидратов. *Наука и техника в газовой промышленности*. 2004. № 1—2. С. 5—13.
6. Дучков А.Д. Газогидраты метана в осадках озера Байкал. *Российский химический журнал*. 2003. XLVII, № 3. С. 91—100.
7. Ефремова А.Г., Жижченко Б.П. Обнаружение кристалл-гидратов газов в осадках современных акваторий. *ДАН СССР*. 1974. **214**, № 5. С. 1179—1181.
8. Клеркс Я., Марк Де Батист, Гранин Н., Земская Т., Хлыстов О. Газогидраты пресноводного «Океана». *Геология озера Байкал*. 2007. С. 82—91.
9. Коболев В.П., Верпаховская А.О. Скопления газовых гидратов в палеодельте Днепра как объект сейсмических исследований на склоне северо-западного шельфа Черного моря. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 2014. № 1. С. 81—93.
10. Конохов А.И., Иванов М.К., Кульницкий Л.М. О грязевых вулканах и газовых гидратах в глубоководных районах Черного моря. *Литология и полезные ископаемые*. 1990. № 3. С. 12—23.
11. Корсаков О.Д., Ступак С.Н., Бяков Ю.А. Черноморские газогидраты — нетрадиционный вид углеводородного сырья. *Геол. журнал*. 1991. № 5. С. 67—75.

12. Круглякова Р.П., Круглякова М.В., Шевцова Н.Т. Геолого-геохимическая характеристика естественных проявлений углеводородов в Черном море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2009. № 1. С. 37—51.
13. Кузнецов Ф.А., Истомина В.А., Родионова Т.В. Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований. *Рос. хим. журнал*. 2003. XLVII, № 3. С. 5—18.
14. Кузьмин М.И., Калмычков Г.В., Дучков А.Д. и др. Гидраты метана в осадках озера Байкал. *Геология рудных месторождений*. 2000. 42, № 1, С. 25—37.
15. Лукин А.Е., Коболев В.П., Пригарина Т.М. Углеводородный газовый потенциал Украины и пути его освоения. *Нефть и газ Украины*. 2018. № 7 (38). С. 35—58.
16. Лукін О.Ю. Газові ресурси України: сучасний стан і перспективи. *Вісн. НАН України*. 2011. № 5. С. 40—48.
17. Мастепанов А.М. Газогидраты: путь длиною в 250 лет (от лабораторных исследований до места в мировом энергетическом балансе). Москва: Энергия, 2014. 272 с.
18. Матвеева Т.В., Соловьев В.А. Геологический контроль скоплений газовых гидратов на хребте Блейк-Аутер, Северная Атлантика. *Геология и геофизика*. 2004. 43, № 7. С. 662—671.
19. Шнюков Е.Ф. Газогидраты метана в Черном море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2005. № 2. С. 41—52.
20. Шнюков Е.Ф., Коболев В.П. Геолого-геофизические исследования в 61-м рейсе НИС «Профессор Воляницкий» в Черном море. *Геофиз. журнал*. 2004. 26. № 6. С. 185—189.
21. Шнюков Е.Ф., Коболев В.П., Гошовский С.В. Дорожная карта освоения Черноморских газогидратов метана в Украине. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2018. № 3. С. 5—21.
22. Щебетов А. Месторождения газогидратов: ресурсы и возможные методы разработки. *Технологии ТЭК*. 2006. С. 12—16.
23. About the start of the 2nd methane hydrate marine production test (field work). JOGMEC (2017). URL: [http://www.jogmec.go.jp/news/release/news\\_10\\_000243.html](http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_10_000243.html)
24. Baba K., Yamada Y. BSRs and associated reflections as an indicator of gas hydrate and free gas accumulation: an example of accretionary prism and forearc basin system along the Nankai Trough, off central Japan. *Resour. Geol.* 2004. 54. P. 11—24.
25. Bohrman G., Schenck S. Marine gas hydrates of the Black Sea (MARGASCH). RV Meteor Cruise M52/1. Geomar Rep, Kiel. 2002.
26. Brooks J.M., Bernard B., Summer N.S. Gas Hydrates in Seabed Sediments Offshore Trinidad/Barbados. In *Proceedings of AAPG Annual Meeting*, Dallas, TX, USA, 18—21 April 2004.
27. Chaturvedi E., Patidar K., Srungavarapu M., Laik S., Mandal A. Thermodynamics and kinetics of methane hydrate formation and dissociation in presence of calcium carbonate. *Advanced Powder Technology*. 2018. № 29. P. 1025—1034.
28. Chen B., Yang M., Sun H., Wang P. & Wang D. Visualization study on the promotion of natural gas hydrate production by water flow erosion. *Fuel*. 2019. 235. P. 63—71.
29. Chen X. & Espinoza D. N. Surface area controls gas hydrate dissociation kinetics in porous media. *Fuel*. 2018. 234. P. 358—363.
30. Choudhary N., Chakrabarty S., Roy S. & Kumar R. A comparison of different water models for melting point calculation of methane hydrate using molecular dynamics simulations. *Chemical Physics*. 2019. 516. P. 6—14.
31. Collett T.S. Energy resource of natural gas Hydrates. *Bull. AAPG*. 2002. 86, 11. P. 1971—1992.
32. Collett T.S. International Team Completes Gas Hydrate Expedition in the Offshore of India; URL: [www.usge.gov/newsroom](http://www.usge.gov/newsroom) (accessed on 29 August 2007).
33. Collett T.S. Natural Gas Hydrate as a Potential Energy Resource. In *Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments, Coastal Systems and Continental Margins*; Max, M.D., Ed.; Kluwer: Dordrecht, The Netherlands, 2003. P. 123—136.
34. Collett T.S. Natural Gas Hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River Area, North Slope, Alaska. *AAPG Bulletin*. 1993. 77. P. 793—812.

35. Dallimore S.R., Uchida, T., Collett, T.S. Summary. In *Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L–38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*; Dallimore, S.R., Uchida, T., Collett, T.S., Eds.; GSC: Ottawa, Canada, 1999. P. 1–10.
36. Dawe R.A., Thomas S.A. Large Potential Methane Source–Natural Gas Hydrates. *Energy Sources*, 2007, A 29. P. 217–229.
37. Dillon W.P., Max M.D. Oceanic Gas Hydrate. In *Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments, Coastal Systems and Continental Margins*; Max, M.D., Ed.; Kluwer: Dordrecht, The Netherlands, 2003. P. 61–76.
38. Dillon W.P., Nealon J.W., Taylor M.H., Lee M.W., Drury R.M., Anton C.H. Seafloor collapse and methane venting associated with gas hydrate on the Blake Ridge — causes and implications to seafloor stability and methane release, in: C.K. Paull, W.P. Dillon (Eds.), *Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution, and Detection*, American Geophysical Union, Washington, DC, 2001. P. 211–233.
39. Feng, J.C., Wang, Y. & Li, X.S. (2017). Entropy generation analysis of hydrate dissociation by depressurization with horizontal well in different scales of hydrate reservoirs. *Energy*, 125, p. 62–71.
40. Foucher J.P., Nouzé H., Henry P. Observation and tentative interpretation of a double BSR on the Nankai slope. *Mar. Geol.* 2002. **187**. P. 161–175.
41. Gas Produced from Methane Mydrate (Provisional). (2013). Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (GOGMEC). URL: [http://www.jogmec.go.jp/english/news/release/news\\_01\\_000006](http://www.jogmec.go.jp/english/news/release/news_01_000006)
42. Holbrook W.S. Seismic studies of the Blake Ridge: implications for hydrate distribution, methane expulsion and free gas dynamics. In: Paull, C.K., Dillon, W.P. (Eds.), *Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution and Detection. Geophysical Monographs. American Geophysical Union*. 2001. P. 235–256.
43. Hyndman R.D., Foucher J.P., Yamano M., Fisher A., and Scientific Team of Ocean Drilling Program Leg 131, Deep sea bottom simulating reflectors: Calibration of the base of the hydrate stability field as used for heat flow estimates. *Earth and Planetary Science Letters*. 1992. **109**. P. 289–301.
44. Ion, G., Lericolais, G., Nouzé, H., Panin, N., Ion, E., 2002. Seismoacoustic evidence of gases in sedimentary edifices of the paleo-Danube realm. *CIESM Workshop Series*. **17**. P. 91–95.
45. Ivanov M.K., Limonov A.F., van Weering Tj.C.E. Comparative characteristics of the Black Sea and Mediterranean Ridge mud volcanism. *Marin Geology*. 1997. **132**. P. 253–271.
46. Jarrar Z.A., Alshibli K.A., Al-Raoush R.I. & Jung J. Gas Driven Fracture During Gas Production Using 3D Synchrotron Computed Tomography. *Energy Geotechnics*. 2018. P. 344–351.
47. Johnson, A. H. (2013). Unconventional Energy Resources: 2013 Review. *Natural Resources Research*, 23 (1), p. 19–98. <https://doi.org/10.1007/s11053-013-9224-6>.
48. Kruglyakova R.P., Byakov Y.A., Kruglyakova M.V., Chalenko L.A. and Shevtsova N.T. Natural oil and gas seeps on the Black Sea floor. *Geo-Marine Letters, An International Journal of Marine Geology*. Springer-Verlag, 2004. <https://doi.org/10.1007/s00367-004-0171-4>.
49. Li G., Li X.-S., Lv Q.-N. & Zhang Y. Permeability measurements of quartz sands with methane hydrate. *Chemical Engineering Science*. № 193. 2019. P. 1–5.
50. Li G., Moridis G.J., Zhang K., Li X.-S. Evaluation of gas production potential from marine gas hydrate deposits in Shenhu Area of South China Sea. *Energy Fuels*. № 24. 2010. P. 6018–6033.
51. Lu, S.-M. A global survey of gas hydrate development and reserves: Specifically in the marine field. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **41**. 2015. P. 884–900.
52. Ludman T., Wang H.K., Konerding P. et al., 2004. Heat flow and quantity of methane deduced from a gas field in the vicinity of the Dnieper Canyon, north-western Black Sea. *Geo-Mar. Lett.* **24**. P. 182–193.
53. Majorowicz J.A., Osadetz K.G. Gas hydrate distribution and volume in Canada. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 2001. **85**. P. 1211–1230.
54. Makogon Y.F. (2010) Natural gas hydrates e a promising source of energy. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **2**. P. 49–59.
55. Matsumoto, R., Masuda, M., Foucher, J., Tokuyama, H., Ashi, J., Tomaru, H. Double BSR in the eastern Nankai Trough: fact or artifact. AGU 2000 Western Pacific Geophys. Meeting. 2000. URL: <http://www.agu.org/meetings/waiswp00.html>.

56. Matsuzawa M., Umezu S., Yamamoto K. Evaluation of Experimental Program 2004: Natural Hydrate Exploration Campaign in the Nankai-Trough Offshore Japan. *In Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference*, Miami, FL, USA, 21–23 February 2006; IADC/SPE 98960.
57. Matsuzawa M., Umezu S., Yamamoto K. Evaluation of Experimental Program 2004: Natural Hydrate Exploration Campaign in the Nankai-Trough Offshore Japan. *In Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference*, Miami, FL, USA, 21–23 February 2006; IADC/SPE 98960.
58. Meray Ş. Evaluation of drilling parameters in gas hydrate exploration wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. № 172, 2019. P. 855–877.
59. Mienert J., Vanneste M., Bünz S., Andreassen K., Haflidasson H., Sejrup H.P. Ocean warming and gas hydrate stability on the mid-Norwegian margin at the Storegga Slide. *Mar. Pet. Geol.* 2005. **22**. P. 233–244.
60. Moridis G.J., Collett T.S., Boswell R., Kurihara M., Reagan M.T., Koh C., Sloan E.D. Towards Production from Gas Hydrates: Current Status, Assessment of Resources, and Model-Based Evaluation of Technology and Potential. *In Proceedings of the Unconventional Reservoirs Conference*, Keystone, CO, USA, 10–12 February 2008; SPE 114163.
61. Nischal T.S., Kumar A. Natural Gas Scenario in India-The Recent Upswings, Concerns, and the way Forward. In: *Proceedings of the SPE APOGCE*, Perth, Australia, 20–22 October 2008; SPE 115700.
62. Paull CK, Matsumoto R, Wallace PJ and the ODP Leg 164A Shipboard Scientific Party. Initial Reports of the Ocean Drilling Program Leg 164A. College Station, Texas, Ocean Drilling Program. 1996.
63. Pellenbarg R.E., Max M.D. Introduction, physical properties, and natural occurrences of hydrate, in: M.D. Max (Ed.), *Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments*, Kluwer Academic, Dordrecht, 2000. P. 1–8.
64. Popescu I., De Batist M., Lericolais G. et al. Multiple bottom-simulating reflections in the Black Sea: Potential proxies of past climate conditions. *Marine Geology*. 2006. **227**. P. 163–176.
65. Ruan X., Song Y. Numerical simulation of methane production from hydrates induced by different depressurizing approaches. *Energies*. 2012. № 5. P. 438–458.
66. Smith S.L., Judge A.S. Estimates of Methane Hydrate Volumes in the Beaufort-Mackenzie Region, Northwest Territories. In *Current Research*; GSC: Ottawa, Canada, 1995. P. 81–88.
67. Song, Yongchen, Chuanxiao, Cheng, Jiafei, Zhao, Zihao Zhu, Weiguo Liu, Mingjun Yang, & Kaihua Xue. (2015). Evaluation of gas production from methane hydrates using depressurization, thermal stimulation and combined methods. *Applied Energy*. 145. P. 265–277. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.040>
68. Suess E., Torres M.E., Bohrmann G., Collier R.W., Rickert D., Goldfinger C., Linke P. Seafloor methane hydrates at Hydrate Ridge, Cascadia Margin, in: C.K. Paull, W.P. Dillon (Eds.), *Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution and Detection*, American Geophysical Union, Washington, DC, 2001. P. 87–89.
69. Sun, X., Luo, T., Wang, L., Wang, H., Song, Yongchen & Li, Yanghui. (2019). Numerical simulation of gas recovery from a low-permeability hydrate reservoir by depressurization. *Applied Energy*, 250. P. 7–18. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.035>
70. Wu N., Yang S., Zhang H., Liang J., Wang H., Lu J. Gas Hydrate System of Shenhu Area, Northern South China Sea: Wireline Logging. Geochemical Results and Preliminary Resources Estimates. In: *Proceedings of the Offshore Technology Conference*, Houston, TX, USA, 3–6 May 2010. OTC 20485.
71. Yang J., Zeng F., Cheng H., Gao J. Hydraulic lifting mining method for gas hydrate exploitation in the South China Sea. *Henan Sci.* **33**. 2015. P. 785–790.
72. Yin Z., Chong Z.R., Tan H.K., Linga P. Review of gas hydrate dissociation kinetic models for energy recovery. *Journal of natural Science and Engineering*. № 35, 2016. P. 1362–1387.
73. Yin Z., Khurana M., Tan H.K. & Linga P. Review of gas hydrate growth kinetic models. *Chemical Engineering Journal*, 2018. **342**. P. 9–29.
74. Zhao, Jiafei, Zihao Zhu, Yongchen Song, Weiguo Liu, Yi Zhang & Dayong Wang. (2015). Analyzing the process of gas production for natural gas hydrate using depressurization. *Applied Energy*. **142**. P. 125–134.

75. Zhongfu Tan, Ge Pan, Pingkuo Liu. Focus on the Development of Natural Gas Hydrate in China. *Sustainability*. 2016. **520**, 8. <https://doi.org/10.3390/su8060520>.

Стаття надійшла 18.08.2022

*I.H. Zezekalo*, Dr. Sci. (Technology Sci.), Prof.

National University «Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk»

24 Pershotravnevy prospect, Poltava, 36011, Ukraine

e-mail: 2012.nadra@gmail.com

ORCID 0000-0002-9962-6905

*V.P. Koboлев*, Corresponding Member NAS of Ukraine, Dr. Sci. (Geol.), Prof.

Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS of Ukraine

32 Palladin Ave, Kyiv, 03142, Ukraine

e-mail: kobol@igph.kiev.ua

ORCID 0000-0001-5625-5473

*O.Yu. Lukin*, Academician NAS of Ukraine, Dr. Sci. (Geol. & Mineral.), Prof.

National University «Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk»

24 Pershotravnevy prospect, Poltava, 36011, Ukraine

e-mail: lukin@nas.gov.ua

ORCID 0000-0003-4844-1617

*A.M. Safronov*, graduate student

Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS of Ukraine

32 Palladin Ave, Kyiv, 03142, Ukraine

e-mail: sseveneleven561@gmail.com

ORCID 0000-0001-7242-2534

## ANALYTICAL REVIEW OF TECHNOLOGIES OF THE INDUSTRIAL DEVELOPMENT OF AQUATIC METHANOHYDRATES

Methane hydrates are one of the most powerful reserves of unconventional sources of hydrocarbons. This is clearly evidenced by the forecast estimates of world volumes of methane in the form of gas hydrates, which many times exceed the total resources of traditional natural gas. In the foreseeable future, natural methane hydrates should significantly increase the current energy balance of natural hydrocarbon fuel resources.

Progress in their study can be ensured by the dialectical unity of theoretical and experimental research, focused mainly on thermodynamics, kinetics and their physical properties, as well as on the development and testing of technologies for methane production from gas hydrate deposits.

Existing methods of developing gas hydrates involve their preliminary dissociation into gas and water. At the same time, the deposit depressurization method is considered the most promising. However, there is still no commercially attractive technology for the development of gas hydrates.

The article presents an overview of gas hydrate research in the world, provides an analysis of prospective methods of their development, summarizes the advantages and disadvantages of current research and industrial attempts to extract methane from aqua deposits of gas hydrates, and evaluates the prospects of various technologies.

Currently known examples of research and industrial development of gas hydrate deposits have demonstrated a number of problems. However, encouraging results were obtained. The analysis of processes in the oil and gas production industry shows that profitable industrial production of natural gas from gas hydrate deposits will be possible after an effective breakthrough technology appears on the market.

**Key words:** natural gas hydrates, marine methane hydrates, technologies for methane production, method of depressurization.