

ГЕОЕКОЛОГІЯ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

УДК 622.691.4.052:548.562

ЕКОЛОГІЧНИЙ МОНІТОРИНГ ТА АНАЛІЗ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПЛАТФОРМИ ПРИ ДОБУВАННІ МЕТАНУ З ПІДДОННИХ ГАЗОГІДРАТІВ ЧОРНОГО МОРЯ

А. О. Дичко, канд. техн. наук, М. А. Радченко, магістрант (НТУУ „КПІ”)

Рассмотрены перспективы использования газовых гидратов, выполнена оценка эффективности методов добычи метана с учетом воздействия на окружающую среду. Предложен системный подход к организации мониторинга объектов добычного комплекса, включающий оценку и управление рисками.

Розглянуто перспективи використання газових гідратів, виконано оцінку ефективності методів видобутку метану з урахуванням впливу на навколишнє середовище. Запропоновано системний підхід до організації моніторингу об'єктів добувального комплексу, який включає оцінку і управління ризиками.

The application potential of hydrates are considered, estimation of methane extracting methods efficiency with taking into account influence on the environment is conducted. System approach to organization of the extracting complex monitoring including estimation and management by the risks is suggested.

Вступ

У зв'язку зі зростанням цін на нафту і газ використання альтернативних видів палива набуває все більшої актуальності. Найбільш комерційно підготовленим енергоносієм, здатним замінити нафтопродукти, є метан. Значним джерелом метану є газові гідрати (ГГ). Вони широко поширені в природі, залягають в розрізах осадових порід на материках і дні океанів.

Спеціальні експедиції виявили численні поля підводних газовиділень у різних ділянках північно-західної частини Чорного моря на глибинах 60...650 м, а також біля берегів Болгарії, Керченського півострова і Кавказького узбережжя. О. Д. Корсаков та ін. [1] оцінюють запаси метану в газогідратах у центральній частині Чорного моря (в районі Криму) в 20...25 трлн м³, при цьому в українській його зоні знаходяться 7...10 трлн м³. А. Васильєв і Л. Дімітров [2] оцінюють газогідрати в донних осадах Чорного моря в $(300...350) \cdot 10^9$ м³, причому вміст газу становить $(42...49) \cdot 10^{12}$ м³. Найбільш перспективною ділянкою освоєння морського дна вважається западина Сорокіна глибиною 2 км, розташована на південний схід від Ялти. Там знайдено близько 30 грязьових вулканів і зафіксовані викиди газових факелів заввишки до 800 м [3].

Постановка проблеми

Газові гідрати вигідно використовувати як паливо і хімічну сировину, але при розробці газогідратних родовищ і зміні термодинамічних (кліматичних) умов, близьких до межі фазової стійкості ГГ, неминуче виникнуть серйозні екологічні і кліматичні проблеми. Тому видобуток метану з газогідратів Чорного моря може забезпечити енергетичну незалежність України лише за умови вибору ефективного та екологічного методу добування.

Аналіз досліджень і публікацій

Вивченням і дослідженням газогідратів займаються геологи, геохіміки, геофізики і екологи різних країн. Великий інтерес представляють роботи вчених Інституту неорганічної хімії РАН по теорії гідратів, роботи з вивчення чорноморського метану Інституту океанології ім. П. П. Ширшова РАН, методи видобутку газогідратів, розроблені вченими Університету нафти і газу ім. І. М. Губкіна, результати досліджень Геологічної служби США і японської нафтової розвідувальної компанії. Аналізом можливостей видобутку метану в Чорному морі займаються учені Морського гідрофізичного інституту НАН України та Одеська академія холоду. Дослідження [1–6] спрямовані на:

- використання гідратів як нетрадиційного джерела вуглеводнів;
- можливість транспортування природного газу в гідратному стані;
- використання гідратів для локального газопостачання;
- попередження гідратоутворення при промисловій підготовці газу;
- можливість визначення газогідратоносних акваторій як індикатора родовищ нафти і природного газу;
- розроблення технологій утилізації CO₂, що ґрунтуються на переводі CO₂ в гідратну форму і похованні гідрату на дні морів і в кріолітозоні;
- оцінку емісії метану і CO₂ в атмосферу при глобальному потеплінні.

Мета статті

При розгляді методів добування метану з піддонних газогідратів не розроблялась програма моніторингу всіх об'єктів добувального комплексу з урахуванням ризикових і аварійних ситуацій як природного, так і техногенного характеру. Тому метою статті є обґрунтування методу і способу добування метану в Чорному морі та розроблення методології інженерно-екологічних досліджень для оцінки ризику облаштування комплексу добування ГГ.

Методи добування метану з газогідратів

Газові гідрати є твердими сполуками молекул газу і води. Здатність утворювати гідрати мають гідрофобні гази і летючі органічні рідини. В 1 м³ природного гідрату міститься 170...220 м³ газу, який за нормальних умов займає об'єм 0,2 м³ [4]. Зовні гідрати схожі на сніг або рихлий лід, проте якщо піднести до них сірник, вони спалахують. Утворюються ГГ при високому тиску і низьких температурах. Відомо більше двохсот родовищ газових гідратів, велика частина яких розташована на морському дні. За оцінками,

висловленими в світовій літературі, в покладах природних ГГ зосереджено більше $1 \cdot 10^{13} \dots 1 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$ метану (для порівняння: кисню в атмосфері $8 \cdot 10^{17} \text{ м}^3$) [4], що в сотні разів перевищує початкові сумарні газові ресурси суші і майже вдвічі – всі запаси палива на Землі, разом узяті.

На сьогодні розробляються три основних способи видобутку гідратів природного газу – збільшення температури, зниження тиску і розкладання гідратів за допомогою інгібіторів. Інші методи впливу, зокрема електромагнітний, акустичний методи і закачування вуглекислого газу в пласт, поки що мало вивчені експериментально. Значна група запатентованих способів ґрунтується на тепловому методі дисоціації гідратів з подальшим відбором гідрату, що розклався, традиційними методами [5]. Застосування теплових методів виправдане лише в тому випадку, якщо сумарні витрати енергії на розкладання гідратів в пласті не перевищують кількості енергії, яка може бути отримана з добутого газу.

У проекті «Добування метану з газогідратів Чорного моря» Л. Ф. Смірнова, розробленого в Одеській академії холоду, запропоновано встановити над розвіданим газогідратним покладом напівзанурювальну плавучу платформу, з якої необхідно пробурити свердловини в газогідратний ґрунт. В нагнітальні свердловини подаватиметься концентрований сольовий розчин (з концентрацією солі 31,7 %), а з витяжних – вилучатиметься метан. У теплу пору року в газогідратний поклад пропонується закачувати теплу морську воду. Щоб сольовий концентрат почав діяти, газогідратний поклад необхідно заздалегідь підірвати, подаючи в нього газ під високим тиском. Метан, який вивільнятиметься, опиниться або в газозбірному ковпаку, встановленому під водою, або прямо з свердловин потрапить в резервуар на плавучій платформі. Платформа має виморожувальний опріснювач-розділювач морської води для отримання і продажу прісної води. Проект розрахований на п'ятнадцять років. На першому етапі реалізації проекту передбачається видобуток до мільярда кубометрів метану щорічно і продаж його на автозаправних станціях [6].

Вибір технології розробки газогідратних покладів залежить від конкретних геолого-фізичних умов залягання. Було розглянуто перспективність видобутку газу з гідратів на прикладі притоку газу до вертикальної свердловини, що повністю розкрила гідратонасичений пласт.

Взявши за основу залежності (1–6), автори розробили програму для комп'ютера, написану на мові програмування C++. Для написання програми фізичні формули були перетворені в параметричні рівняння. Параметри змінювалися в заданому діапазоні величин, наприклад, $S_n = 20 \dots 35 \%$, $S_k = 20 \dots 25 \%$.

Система рівнянь, що описує розкладання гідрату в пористому середовищі складається з:

- а) закону збереження маси для газу і води;
- б) рівняння збереження енергії.

У кожній точці пласта повинна виконуватися умова термодинамічної рівноваги:

$$T = A \ln P + B, \quad (1)$$

де A і B – емпіричні коефіцієнти.

Залежність проникності породи від насиченості гідратів прийнято зображати у вигляді степеневої залежності

$$k(v) = k_0(1 - v)^N, \quad (2)$$

де k_0 – абсолютна проникність пористого середовища за відсутності гідратів; N – константа, що характеризує ступінь погіршення проникності зі зростанням гідратонасиченості.

Ефективність методів порівнюється по максимальному дебіту вертикальної свердловини, що повністю розкрила газогідратний пласт одиничної товщини:

$$Q^* = Q - E/q, \quad (3)$$

де Q – дебіт газу на забої, м³/добу; E – теплова енергія, що підводиться до забою, Дж/добу; q – теплота згоряння метану ($33,28 \cdot 10^6$), Дж/м³.

У способі [6] для оцінки ефективності, крім максимального дебіту, необхідно враховувати кількість початкового концентрату морської води або початкової солеконцентратної суспензії, яку треба подати для плавлення газогідратів у газогідратний пласт і до секції плавильника для вироблення електроенергії та отримання газу високого тиску.

Зниження температури гідратоутворення метану і природного газу за рахунок присутності солей (для газ + NaCl) розраховується за формулою

$$t = \frac{1}{n} [C_i(0,01C_i + 1,1)], \quad (4)$$

де t – зниження температури гідратоутворення, °С; C_i – концентрація розсолу, %; n – розрахунковий коефіцієнт.

Потрібні витрати початкового (вихідного) концентрату морської води G_H розраховуємо за формулою

$$G_H = \frac{G_B}{S_H - S_K} \left[S_K + \frac{A}{A-1} (1 - S_g)(S_K - S_M) \right], \quad (5)$$

де G_B – кількість води в складі газогідратів, які потрібно розплавити, м³; S_H – початкова концентрація концентрату морської води або солеконцентратної суспензії за сухим залишком солей, % за масою; S_K – кінцева концентрація концентрату морської води солеконцентратної суспензії після плавлення газогідратів, %; S_g – концентрація газогідратів у газогідратному пласті перед їх плавленням або концентрація газогідратів у газогідратній суспензії в секціях

плавильника перед їх плавленням, %; S_m – концентрація солей в морській воді, яка входить в склад міжкристалічної рідини, %; A – питома маса газогідрату, кг (газогідрату)/м³ (газу в складі газогідрату); G_k – кількість кінцевого концентрату, який утворюється після плавлення газогідратів:

$$G_k = G_H + G_B \left[1 + \frac{A}{A-1} (1 - S_g) \right]. \quad (6)$$

За математичними алгоритмами програма будує розрахункові таблиці та графіки зниження температури гідратоутворення метану і природного газу через присутність солей (рис. 1), залежності витрат початкового концентрату морської води (солеконцентратної суспензії морської води) від концентрацій концентрату морської води (концентрацій солеконцентратної суспензії за сухим залишком солей) та залежність дебіту газу від проникності пласта.

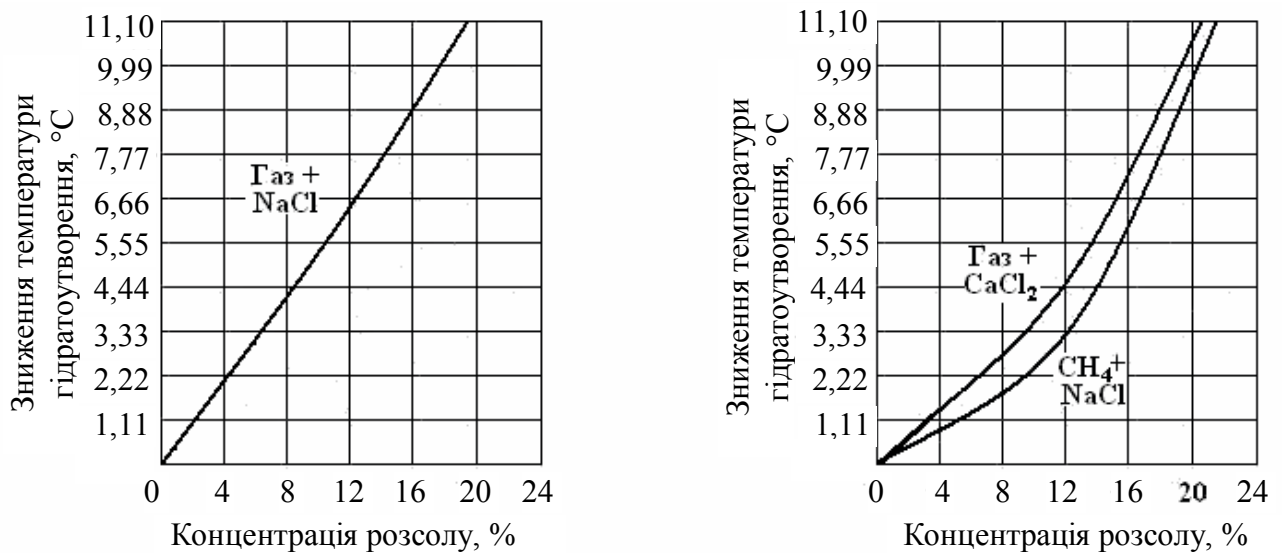


Рис. 1. Зниження температури гідратоутворення метану і природного газу за рахунок присутності солей

Наприклад, 20 %-ний розчин NaCl знижує температуру гідратоутворення метану на 10 °C, 2 %-ний розчин NaCl – приблизно на 0,5 °C.

В результаті отриманих даних можна оцінити кількість води, що закачується в газогідратний пласт, і необхідну витрату солі для видобутку різної кількості метану в залежності від потужності, пористості і газово-проникності породи гідрату і зробити висновки про ефективність методів. Метод зниження тиску придатний для гідратних пластів, де насиченість гідратами невелика. Інший недолік методу зниження тиску пов'язаний з утворенням гідратів у призабійній зоні. Тепловий метод розробки газогідратних родовищ може бути застосований для пластів, що мають високий вміст гідратів у порах. Найбільші перспективи має комбінований метод, який полягає в одночасному зниженні тиску і підведенні тепла до свердловини. Основне розкладання гідрату відбувається за рахунок зниження тиску, а теплота, що

підводиться до забою, дозволяє скоротити зону вторинного гідратоутворення, що позитивно позначається на дебіті.

Моніторинг об'єктів газодобувного комплексу

Добування природного газу з шару гідратів розглянутими вище методами може мати негативні наслідки для самого шару гідратів і для навколишнього середовища. Газ, що накопичився під шаром гідратів, знаходиться під високим тиском, що може привести до різкого викиду газу на межі шару. В шарі гідратів можуть зустрічатися також неоднорідності осадових порід, які являють собою велику небезпеку для стабільності морського дна.

Авторами розробляється методологія інженерно-екологічних досліджень для оцінки ризику облаштування комплексу добування ГГ. Система досліджень являє собою сукупність таких етапів: геолого-геофізичні дослідження, побудова геологічної моделі родовища, буріння, моделювання покладів, оцінка рентабельності видобутку, проектування робіт і облаштування, моніторинг і геолого-економічна оцінка. Побудова програми моніторингу включає ясный виклад її завдань, визначення методів, що використовуються для забезпечення контролю якості всіх аспектів процесу моніторингу на ранній стадії планування проекту. Моніторинг необхідно починати до початку газових робіт з докладного обстеження фоновому стану з використанням всієї наявної інформації, що включає, як мінімум, всі об'єкти спостереження і параметри, які планується використовувати в подальшій довгостроковій програмі моніторингу. Роботи виконуються комплексно: разом з традиційними методами гідрологічних досліджень застосовуються газогеохімічні, геофізичні і мікробіологічні методи. Для виявлення ГГ проводиться сейсмічна розвідка, буріння свердловини, каротаж.

Оцінка і управління ризиками є складовою програми моніторингу і передбачає:

- розроблення і створення регіональних систем забезпечення комплексної безпеки морських нафтогазових родовищ і транспортних систем;

- наукову підтримку і управління процесами цільового застосування регіональних систем забезпечення комплексної безпеки;

- створення сучасних технологій і устаткування, виконання робіт і надання послуг на користь забезпечення комплексної безпеки;

- виконання морських інженерних досліджень на континентальному шельфі і в глибоководних районах моря;

- організацію і проведення морських наукових експедицій, досліджень і експериментів.

Моніторинг повинен мати біосферну, літосферну і техногенну складові. Програму моніторингу продовжують також на стадії виведення об'єкта з експлуатації.

До чинників навколишнього середовища, що впливають на безпеку, належать: напрями і сила вітру, напрямки течій, направлення і висота хвиль, глибина води, температура навколишнього середовища взимку і влітку.

Для морських платформ необхідно ухвалювати проектні і конструкційні рішення (рис. 2), які повинні забезпечити: герметичність виробничого устаткування і трубопровідних систем, запобігання накопиченню вибухо- і пожежонебезпечних концентрацій горючих вуглеводнів на ділянках платформи, мінімізацію ймовірності спалаху горючих сумішей, запобігання поширенню пожежі. Матеріали технологічного устаткування і трубопровідних систем повинні бути стійкі до дії пластових флюїдів і солоної морської води.

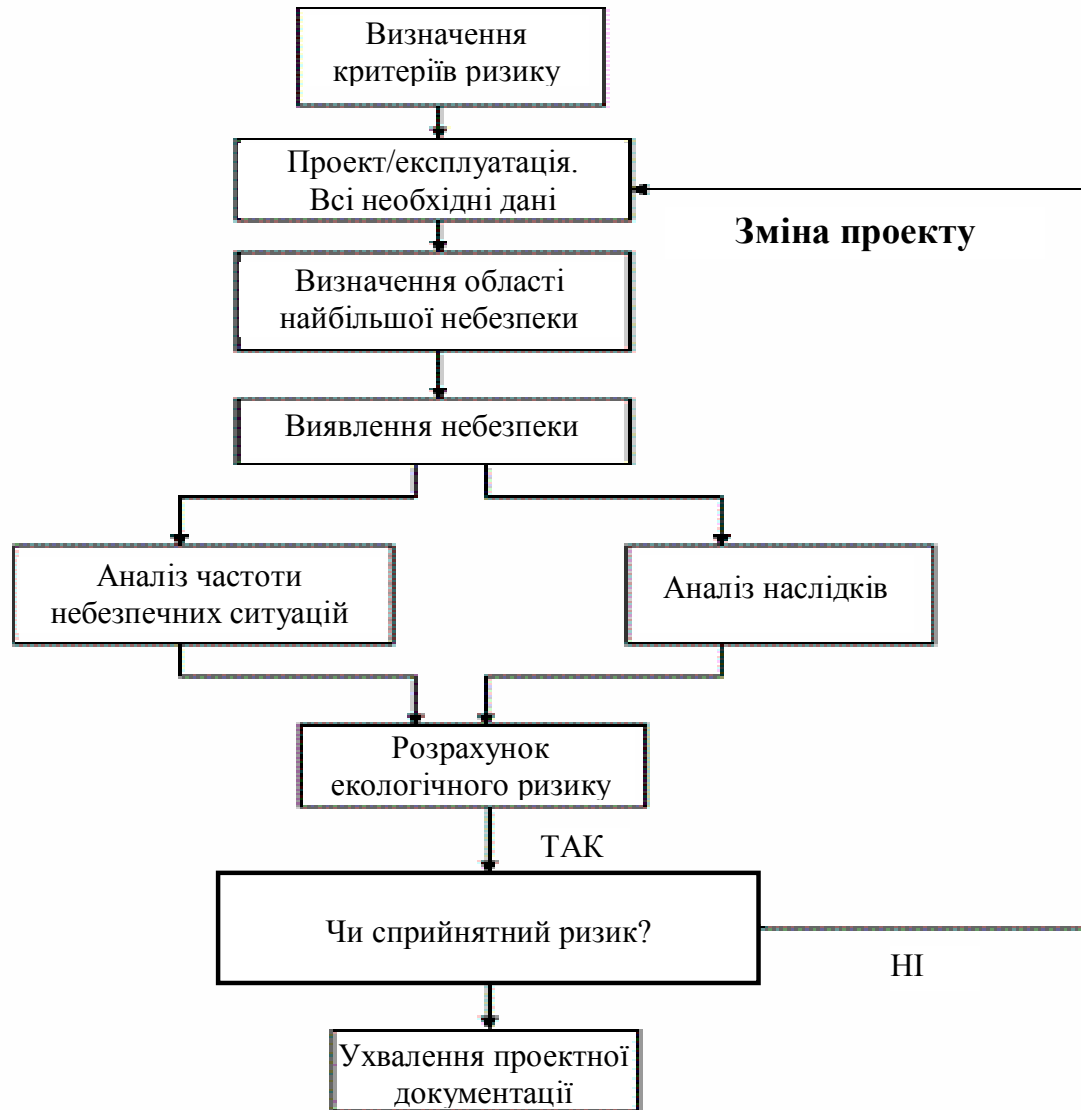


Рис. 2. Алгоритм розрахунку екологічного ризику

На основі аналізу пожежо- і вибухобезпечності всі зони платформи класифікуються по двох категоріях: небезпечні і безпечні [7].

Завданнями функціонального автоматизованого захисту у порядку їх пріоритетності є:

- персонал платформи;
- навколишнє середовище;
- устаткування на платформі;

мінімізація втрат видобутку.

Значна частина ризиків в області промислової і екологічної безпеки закладається на передпроектній і проектній стадіях. Високі ризики освоєння морських родовищ повинні припускати адекватний рівень страхового захисту.

Висновки

1. Найефективнішим методом добування метану є комбінування теплового методу, методу зниження тиску і додавання в пласт солеконцентратної суспензії морської води.

1. Перед проведенням видобувних робіт на Чорному морі необхідно скласти точну гідрогеологічну карту моря і застосувати комплексний підхід до організації моніторингу навколишнього середовища, доповнивши його методологією наук системного напрямку з аналізом екологічних ризиків.

2. У перспективі потрібні додаткові наукові дослідження умов утворення, залягання газових гідратів і впливу видобувних комплексів на навколишнє середовище при промисловій експлуатації родовищ.

3. Моніторинг всіх техногенних об'єктів родовища, математичне і комп'ютерне моделювання, розгляд результатів моніторингу сприятимуть забезпеченню екологічної безпеки і швидкому ухваленню управлінських рішень.

1. *Корсаков О. Д., Ступак С. Н., Бяков Ю. А.* Черноморские газогидраты – нетрадиционный вид углеводородного сырья // Геологический журнал. – 1991. – № 5. – С. 67–75.

2. *Васильев А., Димитров Л.* Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 672–684.

3. *Шнюков Е. Ф., Зиборов А. П.* Минеральные богатства Черного моря. – К., 2004. – 279 с.

4. *Макогон Ю. Ф.* Природные газогидраты: открытие и перспективы // Газовая промышленность. – 2001. – № 5. – С. 10–16.

5. *Басниев К. С., Ермолаев А. И., Кульчицкий В. В. и др.* К вопросу разработки газогидратных залежей // Спецвыпуск журнала “Газовая промышленность” по проблемам газовых гидратов. – 2006. – С. 15–18.

6. *Пат. України 60461, МПК E21B43/00.* Спосіб та газодобувний комплекс для добування та переробки метану з морських газогідратних покладів / Смірнов Л. Ф.; Опубл. 15.10.2003, Бюл. № 10, 2003 р. – 42 с.

7. *Показатели и критерии опасности промышленных аварий / А. И. Гражданкин, М. В. Лисанов, А. С. Печеркин, В. И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. – 2003. – № 3. – С. 30–32.*