

змінювали свої фізичні властивості під дією тисків і температури. Промивальні рідини на основі дизельного пального та нафти (№1, №2, №3) після двогодинного контакту з керном за заданих термобаричних умов ($P=40$ МПа, $T=110$ °С) та продувки азотом значно погіршують фільтраційні властивості зразків керну.

Рідини інтенсифікації – вайт-спірит та бензол суттєво не змінюють фільтраційні властивості зразків керну, деколи створюють їх незначне погіршення. Використання розчину 15-% соляної кислоти HCl в якості рідини інтенсифікації дозволило відновити проникність зразків керну №4 майже до початкового рівня. Використання розчину 15-% соляної кислоти HCl для кернів №№ 1, 2, 3 дозволило відновити проникність керну приблизно в 2 рази, проте не до початкового значення.

Таким, чином, згідно з результатами проведених досліджень, з усіх обраних рідин, оптимальною промивальною рідиною є рідина №4, яка має за основу полімерні реагенти, оптимальною для неї рідиною інтенсифікації є розчин 15-% соляної кислоти HCl.

Література

1. Андаева Е.А. Метод оперативного контролю состояния призабойной зоны низкодебитных скважин // *Территория Нефтегаз.* – 2016. – № 3. – С. 140-144.

2. Van-Everdingen A. F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells // *Trans. AIME*, 1953, v. 198. – P. 171-176.

УДК 622.273

*Педченко Н.М., аспірант,
Педченко М.М., к.т.н., доцент
Національний університет*

«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС ПСЕВДОЗРІДЖЕННЯ І КОНЦЕНТРУВАННЯ ГІДРАТОВМІСНОЇ ПОРОДИ

Величезні поклади метанового газу в гідратній формі виявлені в морських відкладеннях континентальних схилів та районах вічної мерзлоти [1]. У той же час, близько 90% покладів гідрату міститься в дрібнозернистих відкладеннях [2]. Дрібнозернистий тріщинний тип і дисперсний гідрат, на які припадає більшість гідратів, відносяться до недиагенетичного типу [3]. Серед цих типів гідратів, дисперсні ресурси гідрату існують у тонких відкладеннях на дні моря і становлять приблизно 90% загальних гідратних ресурсів з низькою насиченістю (<10% об'єму пор), слабкою цементацією та поганою проникністю. Експлуатація цього типу гідрату пов'язана з багатьма проблемами, включаючи високі технічні труднощі, низьку економічність та високий ризик. Морські недиагенетичні гідрати природного газу складають понад 85% морських гідратів і 76,5% загальних ресурсів.

При розробці морських гідратів для вивільнення та видобутку природного газу з гідратів на вибої свердловини використовуються методи, засновані на зниженні тиску нижче рівноважного гідратоутворення шляхом розгерметизації покладу (депресії), підвищення температури гідрату вище рівноважної (тепловий), закачуванні реагентів для зміщення рівноважних умов системи (хімічний), заміщенні метану вуглекислим газом, комбінації кількох варіантів впливу [4], а також переведення твердого газогідрату в склад гідросуміші (псевдозрідження) [5]. Метод зниження пластового тиску був домінуючим з точки зору дослідницьких зусиль та пов'язаних з ними інвестицій у масштабні пілотні тестові дослідження. Однак, досі не є доведеною можливість і потужність транспортування тепла оточуючих пластів достатніми для забезпечення для комерційного виробництва, заснованого на зниженні тиску.

Однак варто зазначити, що ці традиційні методи створюють значні проблеми в області безпеки свердловин, управління видобутком, екологічних ризиків та інших аспектів [6].

Існуючі проблеми включають вторинне гідратоутворення, низьку ефективність виробництва та інженерно-геологічні ускладнення, такі як підводні зсуви та нестабільність стінки свердловини [7]. Описані вище методи передбачають дисоціацію газогідрату *in situ* на газ і воду і засновані на принципах традиційної технології видобутку нафти і газу.

У випадку застосування методу депресії для виділення метану з газогідратного резервуару, в ньому відбувається зміна полів температури і тиску, у результаті чого гідрат розкладається у великій кількості, резервуар руйнується і може відбутись неконтрольоване виділення та розсіювання газу [8]. Підтвердженням цьому є те, що в останні роки експерименти з видобутку гідратного газу були припинені прямо чи опосередковано через видобуток піску [9].

Враховуючи це, S.W. Zhou (Китай) разом із дослідницькою групою запропонували спосіб розробки недіагенетичних газогідратних покладів на основі методу псевдозрідження гідратонасиченої породи [10]. Основна ідея способу полягає в тому, що твердий гідрат спочатку подрібнюється, потім псевдозріджується в гідратну суспензію, потім потрапляє в закритий трубопровід для початкової дисоціації, піднімається на морську платформу для повної дисоціації і розділення на газ, рідку та тверду фази. Крім того, технологічний процес включає: підводну виїмку гідрату, подрібнення та очистку, підведення струменя морської води та псевдозрідження, відділення та зворотну засипку піску, підйом суспензії, глибоке розділення при залученні обладнання платформи та інших агрегатів.

Даний метод відрізняється від методу розгерметизації тим, що термобаричні параметри в процесі видобутку в продуктивному пласті не змінюються, гідратонасичена порода подрібнюється і відбирається в трубопровід, але гідрат при цьому залишається в стабільному стані, що попереджує геологічну небезпеку. В транспортному трубопроводі гідратна рівновага порушується у результаті чого відбувається часткове виділення

газу. Це в свою чергу дозволяє зменшити енергоспоживання трубопровідного транспорту, попередити закупорювання трубопроводу і у результаті підвищити ефективність видобутку гідратного газу.

У травні 2017 року в районі Шеньху Південно-Китайського моря Китаєм здійснено перше випробування технології псевдозрідження гідратонасичених, слабозцементованих недиагенетичних порід (рис 1)[11].

Операція підтвердила принципову технічну можливість реалізації методу псевдозрідження для видобутку морських газових гідратів. Було видобуто близько 100 м³ газу за 2 години струминного видобутку. Ця кількість природного газу задовольнила план видобутку [12].

Отже, у порівнянні з іншими методами видобутку, метод псевдозрідження газогідрату може зменшити геологічні і екологічні ризики через підземне розкладання гідратів. Однак він також демонструє певні проблеми, такі як низький рівень видобутку і значні проблеми в технології відновлення пластів після видобутку. У той же час такі розробки демонструють реальну перспективу використання газу морських покладів газогідрату в найближчому майбутньому, хоча для досягнення рівня конкурентного виробництва ще потрібно вирішити багато проблем.

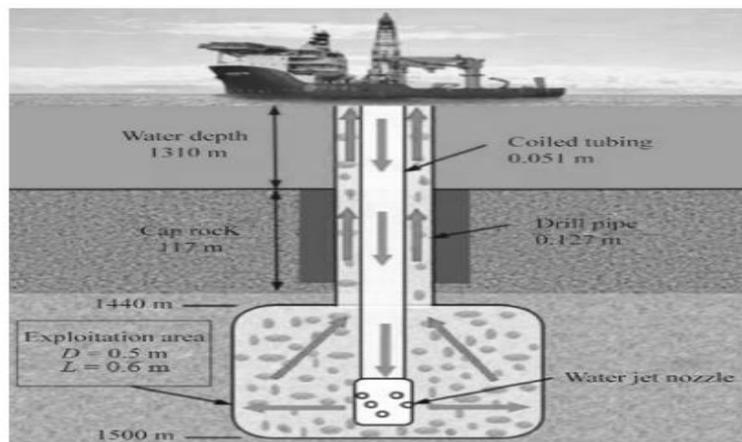


Рисунок 1 – Процес видобутку морського газогідрату в псевдозрідженому стані

Література

1. Kvenvolden K.A. Gas hydrates – geological perspective and global change. *Reviews of geophysics*, 1993, 31 (2), pp. 173-187.
2. Johnson H. Global resource potential of gas hydrate-A new calculation. *Fire in the Ice, Methane Hydrate Newsletter*, 2011. 11(2), pp. 1-4.
3. Zhou S.W., Chen W.L. et al. Research on the solid fluidization well testing and production for shallow non-diagenetic natural gas hydrate in deep water area. *China Offshore Oil and Gas*, 2017, 29(4), pp. 1-8.
4. X.-S. Li, B. Yang, Y. Zhang, G. Li, L.-P. Duan, Y. Wang, "Experimental investigation into gas production from methane hydrate in sediment by depressurization in a novel pilot-scale hydrate simulator", *Appl Energy*, 2012, 93, pp. 722-732.
5. Zhang X.H., Lu X.B. A new exploitation method for gas hydrate in shallow stratum: Mechanical-thermal method. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2016, 48(5), pp. 1238-1246.
6. Zhou Shouwei, Chen Wei & Li Qingping. The green solid fluidization development principle of natural gas hydrate stored in shallow layers of deep water. *China Offshore Oil*

Gas, 2014, 26(5), pp. 1-7.

7. Wu Q, Lu J S, Li D L, et al. *Experimental study of mechanical properties of hydrate-bearing sediments during depressurization mining*. *Rock and Soil Mechanics*, 2018, 39(12), pp. 4508-4516

8. Zhou SW, Chen W, Li QP. *The green solid fluidization development principle of natural gas hydrate stored in shallow layers of deep water*. *China Offshore Oil and Gas*. 2014, 26, pp. 1-7.

9. Zhang, W.; Shao, M.J.; Tian, Q.L. *Technical Progress of a Pilot Project to Produce Natural Gas Hydrate in Japanese Waters*. *Pet. Drill. Tech.* 2017, 45, pp.101-105.

10. Zhou SW, Li QP, Chen W, et al. 2013. *Green mining system of natural gas hydrate from non-lithified stratum of deep-sea seabed superficial layers*. *China Pat. No. ZL201310595204.X*.

11. Shouwei Z, Wei C, Qingping L, Jianliang Z, Hesheng S. *Research on the solid fluidization well testing and production for shallow nondiagenetic natural gas hydrate in deep water area [J]*. *China Offshore Oil and Gas*; 2017, 29(4), pp. 1-8.

12. Zhou S W, Chen W, Li Q P, et al. *Research on the solid fluidization well testing and production for shallow non-diagenetic natural gas hydrate in deep water area [J]*. *China Offshore Oil and Gas*, 2017, 29(4), pp. 1-8.

УДК 622.273

*Педченко Н.М., аспірант
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

УДОСКОНАЛЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЛАБОРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ І МЕТОДИКИ ДЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ РІВНОВАЖНИХ ПАРАМЕТРІВ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ

Компонентний склад досліджуваної системи і її параметри в процесі розробки родовища поступово змінюються. Часто зміна параметрів відбувається досить швидко. Це потребує відповідного реагування, в тому числі і з позиції заходів по попередженню гідратоутворення. Тому часто існує необхідність постійного і оперативного контролю (моніторингу) параметрів даного процесу (гідратоутворення). У зв'язку з цим необхідно здійснювати лабораторний моніторинг параметрів гідратоутворення або, як мінімум, з розумною періодичністю, наприклад для перевірки відповідності (адекватності) обраної розрахункової методики.

На сьогодні для лабораторного вивчення властивостей газових гідратів застосовується сучасне обладнання. Розроблено значну кількість ефективних методик. Найбільш часто використовувані пристрої включають автоклав, чарунку, що коливається, реактор з мішалкою, періодичний або напівперіодичний кристалізатор, автоматичну установку часу затримки (HPALTA), (мікро) диференціальну скануючу калориметрію (DSC або μ -DSC), і *трубний контур*. Вибір підходящої експериментальної установки багато в чому залежить від мети і перспективи дослідження.

Звичайно, максимально достовірними будуть результати досліджень, які максимально відтворюють умови промислових систем. Найкраще такі