



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **94633** (13) **U**
(51) МПК (2014.01)
E21B 43/00

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

<p>(21) Номер заявки: u 2014 05379</p> <p>(22) Дата подання заявки: 20.05.2014</p> <p>(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 25.11.2014</p> <p>(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 25.11.2014, Бюл.№ 22</p>	<p>(72) Винахідник(и): Витязь Олег Юлійович (UA), Овецький Сергій Олександрович (UA), Фем'як Ярослав Михайлович (UA), Тодорчук Анатолій Федорович (UA), Левченко Володимир Сергійович (UA)</p> <p>(73) Власник(и): ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019 (UA)</p>
--	---

(54) СПОСІБ ВИДОБУВАННЯ МЕТАНУ З ТВЕРДИХ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ

(57) Реферат:

Спосіб видобування метану з твердих газових гідратів здійснюють шляхом створення незрівноважених термобаричних умов при зниженні тиску і підводом тепла. Термобаричні умови змінюють в розрахунковому діапазоні вибірного тиску, який обмежують нижньою межею тиску насичення газом води, і температури теплоносія, причому температуру регулюють до розрахункової величини в точці виходу теплоносія у відкритий стовбур свердловини.

UA 94633 U

Корисна модель належить до способів видобування природного газу метану з твердих газогідратних утворень, які можуть бути розташовані в глибоко залягаючих шарах під дном морів і океанів.

Газові гідрати - це, так звані, клатратні з'єднання, які утворюються при певних термобаричних умовах з води і газу. Вони належать до сполук змінного складу і зовні нагадують сніг. Завдяки своїй структурі одиничний об'єм газового гідрату може вмішувати до 160-180 об'ємів чистого газу. В загальному вигляді склад газових гідратів описується формулою $M \cdot n \cdot H_2O$, де M - молекула газу гідратоутворювача, n - число молекул води, яка припадає на одну молекулу газу, причому n - змінне число, що залежить від типу гідратоутворювача, тиску і температури. Більшість природних газів (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2S , ізобутан і т. п.) утворюють гідрати, які існують при певних термобаричних умовах. Переважно природними газовими гідратами є гідрати метану і двоокису вуглецю. В 60-х роках ХХ століття було відкрите перше родовище газових гідратів на півночі Російської Федерації. З цього часу прийнято розглядати природні газові гідрати як потенційне джерело палива. Поступово стало відомим їх широке поширення в морях і океанах, а також нестабільність їх існування при зміні термобаричних умов навколишнього середовища, в якому вони знаходяться. На даний час природні газові гідрати заслуговують особливої уваги як можливе джерело викопного палива кількість якого оцінюється у великих обсягах. Чорне море теж багате на поклади метану. У деяких районах пошуково-розвідувальними організаціями виявлено на глибинах 300-1000 м під дном моря метаногідратні поклади. За попередніми даними, у Чорному морі зосереджено не менше 25 трлн. m^3 газогідратів. Метан газогідратних шарів Чорного моря в майбутньому може служити перспективним джерелом газу для України. Розробка родовищ газогідратів може бути не менш рентабельною, ніж розробка великих родовищ вільного газу. Собівартість видобутку метану з газогідратів у Чорному морі може становити не більше 54 доларів за 1 тисячу кубометрів палива.

Відомий спосіб і апаратура для розкладу газових гідратів [1]. Спосіб базується на узгодженні стадій: 1) екзотермічної реакції рідкої кислоти і рідкого лугу, в результаті чого утворюється гарячий соляний розчин; 2) контакту газового гідрату з гарячим соляним розчином з розкладанням частини газового гідрату; 3) підйом водо-газової суміші із свердловини; 4) відокремлення природного газу від соляного розчину.

Недоліком відомого способу є те, що для проведення процесу потрібно застосування значної кількості хімічних реагентів. Це значні фінансові затрати. Крім того, в результаті хімічної реакції утворюється розчин солі, який необхідно утилізувати. Газ, який буде виділятися в пласті, що містить газовий гідрат, блокуватиме контакт гарячого соляного розчину з газогідратною породою, що зробить неможливим реалізацію способу. Відомий спосіб видобутку природного газу з газових гідратів [2]. Згідно з вказаним способом видобуток природного газу з газових гідратів здійснюється шляхом підводу тепла в зону розкладання газових гідратів, причому теплотіпідвід здійснюється за рахунок проведення в зоні розкладання газових гідратів екзотермічної каталітичної реакції з питомим тепловиділенням, що перевищує теплоту дисоціації твердого газового гідрату. В якості каталітичної реакції використовують окислення або електрохімічне окислення метану до CO_2 і води, або окислювальну димеризацію метану чи окислення метану в метанол.

Таким чином, для реалізації відомого способу потрібно здійснювати постійну подачу окислювача у вигляді атмосферного кисню в зону реакції. Враховуючи те, що поклади газових гідратів можуть знаходитися на значних глибинах, а саме до тисячі і більше метрів під дном моря, подачу атмосферного кисню до реактора необхідно здійснювати під значним тиском. Це є одним із стримуючих факторів для реалізації способу, оскільки вимагає значних витрат енергії, так як атмосферне повітря має невелику густину. Другим стримуючим фактором для реалізації способу є застосування в реакторі каталізатора з рідкоземельних металів, які коштують дорого. Основним стримуючим фактором для реалізації способу є, очевидно те, що даний процес мав би відбуватися на значних глибинах в середовищі води, яка так чи інакше виділятиметься з твердої фази гідрату. Таким чином вода, та й ще під високим тиском, буде перешкоджати здійсненню реакції окислення метану і, як наслідок, отримання екзотермічної реакції. Перераховані аргументи свідчать про складність реалізації способу.

Відомий спосіб, вибраний як найближчий аналог, спосіб видобутку газу з твердих газогідратів [3], згідно з яким реалізація способу здійснюється шляхом створення незрівноважених термобаричних умов при зниженні тиску і підводом тепла, причому теплотіпідвід здійснюють введенням в зону залягання газогідрату через свердловину твердого сорбенту, здатного поглинати пари води або рідку воду з питомим тепловиділенням, що перевищує теплоту дисоціації твердого газогідрату, з наступним виносом сорбенту. Даний винахід дуже

складний в плані реалізації способу видобування газу з твердих газогідратів. Згідно зі способом, твердий сорбент подають вниз в пласт газогідрату примусово в потоці частково очищеного газу.

Очевидно, що тиск подачі газу, як носія сорбенту, повинен бути вищим за тиск газу, який утворюється в пласті при розкладанні газогідрату. Якщо це не так, то газ, що утворився, буде перешкоджати подачі сорбенту в свердловину. Крім того, область високого тиску газу, куди мав би подаватися сорбент, буде блокувати саму подачу сорбенту, оскільки не відомо, як можна забезпечити постійну подачу твердої речовини у вигляді гранул, порошку чи пилу в область газу високого тиску. Одним з важливих факторів складності реалізації способу є те, що газ, який виділиться з газогідрату, буде блокувати контакт сорбенту з поверхнею газового гідрату, тим самим буде перешкоджати проведенню технологічного процесу. Також треба відзначити той факт, що межа газогідрату з часом віддаляється від уявної вертикальної осі стовбуру свердловини, що також унеможливить контакт сорбенту з газовим гідратом.

В основу корисної моделі поставлена задача удосконалення способу видобутку метану з твердих газогідратних покладів шляхом застосування керованих незрівноважених термобаричних умов з можливістю їх поширення в напрямку простягання газогідратного пласта на значну віддал від уявної вертикальної осі стовбура свердловини, що значно підвищує ефективність використання способу шляхом більш повного залучення в розробку продуктивних покладів газогідратів.

Поставлена задача вирішується тим, що в способі видобутку метану з твердих газових гідратів, який здійснюється шляхом створення незрівноважених термобаричних умов при зниженні тиску і підводом тепла, згідно з корисною моделлю, термобаричні умови змінюють в розрахунковому діапазоні вибієного тиску, який обмежують нижньою межею тиску насичення води газом, і температури теплоносія, причому температуру регулюють до розрахункової величини в точці виходу теплоносія у відкритий стовбур свердловини. Зміну вибієного тиску здійснюють за допомогою ежекторного насоса і пакера, які монтують на колоні насосно-компресорних труб, а температуру теплоносія регулюють за допомогою тиску, що створюють в кавітаційній камері, яку монтують на нижньому кінці гнучкої колтбінгової труби.

Зміна термобаричних умов в розрахунковому діапазоні тиску, який обмежують нижньою межею тиску насичення води газом, дозволяє по-перше змінювати агрегатний стан газового гідрату, по-друге утримувати газ в розчиненому стані, тобто не давати йому виділятися з води і як наслідок забезпечувати ефективну теплопередачу від теплоносія до поверхні газового гідрату. Регулюючи температуру теплоносія в точці виходу його у відкритий стовбур свердловини можна, по-перше впливати на агрегатний стан газового гідрату, по-друге ефективно використовувати енергію, яка витрачається на підігрів теплоносія в кавітаційній камері, так як підігрів рідини-теплоносія відбувається безпосередньо в ній. Необхідно зазначити, що для роботи ежекторного насоса застосовується робоча рідина, наприклад морська вода. Як рідина-теплоносія, що подається в кавітаційну камеру, може використовуватися також морська вода. Кавітаційну камеру монтують на нижньому кінці гнучкої колтбінгової труби, що дає змогу просувати її за допомогою цієї труби вздовж газогідратного пласта і таким чином впливати на агрегатний стан газового гідрату, а також охоплювати своїм впливом віддалені ділянки пласта.

Суть корисної моделі пояснюється кресленням, на якому зображено загальний вигляд розташування технологічного обладнання для реалізації способу. Заявлений спосіб реалізується таким чином.

В свердловину 1, яка пробурена з морської платформи 2 і ізольована від оточуючої морської води водоізолюючою колоною 3, спущено експлуатаційну колону 4, яка містить перфоровані отвори 5 і входить горизонтальною ділянкою в газогідратний пласт 6. Свердловина 1 від вибою 7 до гирла 8 на платформі 2 заповнена морською водою. Ежекторний насос 9 з пакером 10 монтують на насосно-компресорних трубах 11 і опускають в свердловину 1 на розрахункову глибину. За допомогою пакера 10 герметизують міжколонний простір 12 між експлуатаційною колоною 4 і насосно-компресорними трубами 11. Далі в порожнину насосно-компресорних труб 11 на розрахункову глибину спускають гнучку колтбінгову трубу 13, до нижнього кінця якої приєднано кавітаційну камеру 14, яку розміщують в зоні залягання покладу з газовим гідратом. Технологічний процес з видобутку метану починають з нагнітання під розрахунковим тиском в кільцевий простір 15 робочої рідини у вигляді морської води. Термобаричні умови в покладі з газовим гідратом 6 починають змінюватися. При цьому газогідрат починає переходити з твердого стану в рідкий, тобто у водний розчин. Робочий тиск на ежекторному насосі 9 підтримують таким, щоб вибієний тиск в газогідратному пласті 6 був не нижчим тиску насичення води газом, тобто щоб газ не виділявся з води. Вода з розчиненим в ній газом починає поступати в кільцевий простір 16 і рухається в напрямку ежекторного насосу 9. Руйнування газового гідрату відбувається з ендотермічною реакцією, тобто з поглинанням енергії. При

цьому температура в пласті з газовим гідратом 6 починає знижуватися, що в свою чергу може призвести до утворення газогідрату з рідкої фази. Щоб цього не відбулося в гнучку колтубінгову трубу 13 нагнітають теплоносії у вигляді морської води. Нагнітання теплоносія здійснюється під розрахунковим тиском. Пройшовши через кавітаційну камеру 14 теплоносії під дією кавітаційного процесу нагрівається до розрахункової величини. Причому, ступінь нагріву теплоносія регулюють тиском нагнітання теплоносія в гнучку колтубінгову трубу 13. Таким чином здійснюють компенсацію тепла, яке поглинається при ендотермічній реакції при розкладанні газогідрату. Теплоносії, виконавши свою функцію, змішується з рідкою фазою газогідрату і поступає в кільцевий простір 16, рухаючись в напрямку ежекторного насосу 9. В ежекторному насосі 9 продукція свердловини разом з теплоносієм змішуються з робочою рідиною ежекторного насосу 9 і поступає далі в кільцевий простір 12, по якому вся ця суміш піднімається на поверхню до платформи 2. Піднявшись на поверхню, суміш води і газу розділяють. Надлишок води скидають в море, а газ йде на подальшу підготовку до транспортування на берег.

Джерела інформації:

1. US Pat. N 5713416, МПК E21B 43/24.
2. Патент RU 2169834, МПК E21B 43/00.
3. Патент RU 2159323, МПК E21B 43/00.

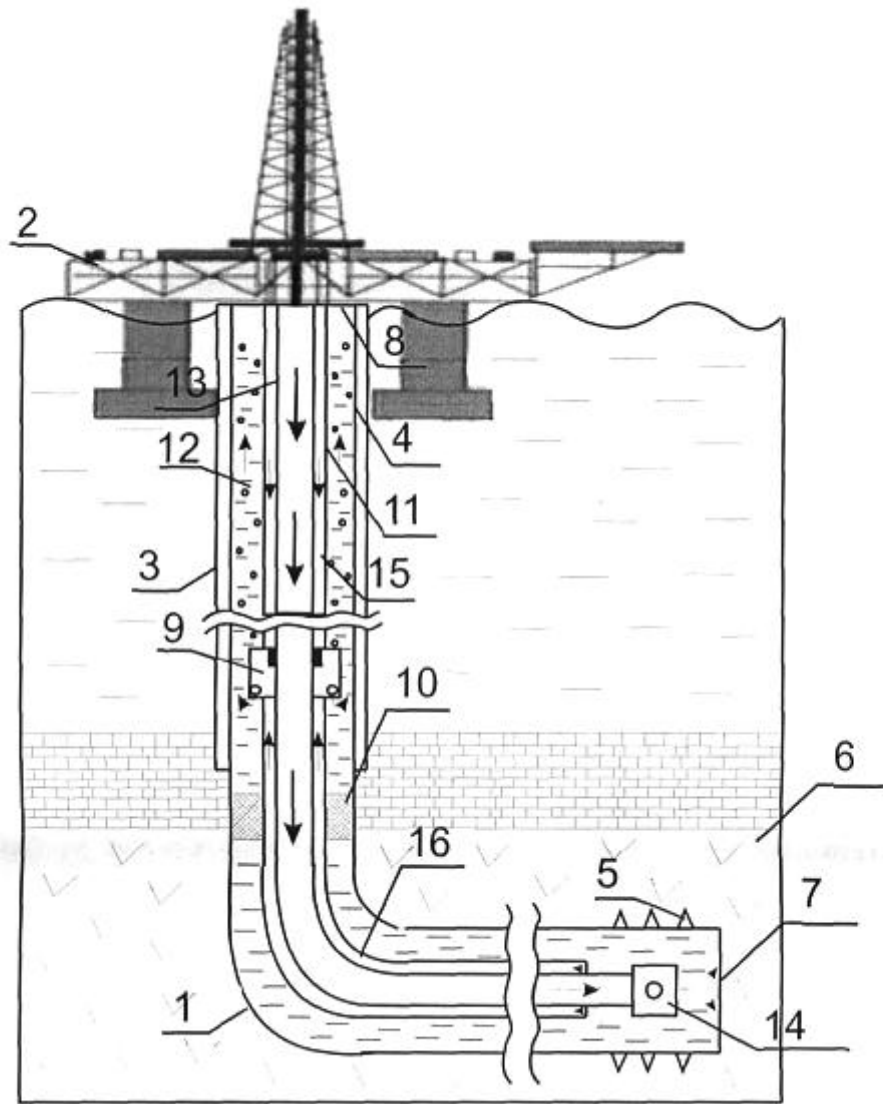
20

ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

1. Спосіб видобування метану з твердих газових гідратів, що здійснюється шляхом створення незрівноважених термобаричних умов при зниженні тиску і підводом тепла, який **відрізняється** тим, що термобаричні умови змінюють в розрахунковому діапазоні вибієного тиску, який обмежують нижньою межею тиску насичення газом води, і температури теплоносія, причому температуру регулюють до розрахункової величини в точці виходу теплоносія у відкритий стовбур свердловини.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що зміну вибієного тиску здійснюють за допомогою ежекторного насоса і пакера, які монтують на насосно-компресорних трубах.

3. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що температуру теплоносія регулюють за допомогою тиску, що створюють в кавітаційній камері, яку монтують на нижньому кінці гнучкої колтубінгової труби.



Комп'ютерна верстка Л. Литвиненко

Державна служба інтелектуальної власності України, вул. Урицького, 45, м. Київ, МСП, 03680, Україна

ДП "Український інститут промислової власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601