



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **27046** (13) **U**
(51) МПК (2006)
E21B 43/27МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ**ОПИС**
ДО ПАТЕНТУ
НА КОРИСНУ МОДЕЛЬвидається під
відповідальність
власника
патенту**(54) СПОСІБ ОБРОБКИ СВЕРДЛОВИНИ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ**

1

2

(21) u200706977

(22) 21.06.2007

(24) 10.10.2007

(72) БАЧЕРІКОВ ОЛЕКСАНДР ВАСИЛЬОВИЧ, UA,
ШИМКО РОМАН ЯРОСЛАВОВИЧ, UA, МАРЧУК
ЯРОСЛАВ СЕМЕНОВИЧ, UA, ВЕЧЕРІК РОМАН
ЛЕОНІДОВИЧ, UA, ХАЄЦЬКИЙ ЮРІЙ
БРОНІСЛАВОВИЧ, UA, АНДРІЙШИН МИХАЙЛО
ПЕТРОВИЧ, UA, СЛЕСАР ПЕТРО ФЕДОРОВИЧ,
UA, ДЕРКАЧ МИХАЙЛО ПЕТРОВИЧ, UA, ЮСЬКІВ
РОМАН МИКОЛАЙОВИЧ, UA, ЯЦКІВ МИХАЙЛО
ПЕТРОВИЧ, UA

(73) ДОЧІРНЯ КОМПАНІЯ "УКРТРАНСГАЗ", UA

(56)

(57) 1. Спосіб обробки свердловин підземних
сховищ газу, що включає протиснення в пласт
розчину оцтової кислоти і витримування на
реагування, який **відрізняється** тим, що
кислотний розчин протискують газом в пласт 2-ма
- 5-ма порціями і перед протисненням кожної
наступної порції змінюють напрямок фільтрації
кислотного розчину в привибійній зоні
стравлюванням тиску в свердловині зі створенням
депресії на продуктивний пласт.2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що
кислотний розчин кожної порції, крім оцтової
кислоти, містить фосфорну кислоту, а остання
порція додатково містить соляну кислоту або
суміш соляної кислоти з фтористоводневою
кислотою.3. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що об'єм
протисненого газом в пласт кислотного розчину
визначають по фактичному падінню тиску на усті
свердловини за формулою:

$$P_2 = \frac{P_1(V_{cv} - V_{HKT} - V_{kp})}{V_{cv} - V_{HKT}},$$

де V_{cv} - об'єм свердловини до нижніх
перфораційних отворів; V_{HKT} - об'єм НКТ; V_{kp} - об'єм порції кислотного розчину; P_1 - тиск на усті свердловини на початок
протиснення; P_2 - тиск на усті на момент закінчення
протиснення.Корисна модель відноситься до
нафтогазової промисловості, а саме до способів
обробки свердловин підземних сховищ газу для
очистки привибійної зони від техногенних
відкладів.Відомий спосіб обробки привибійної зони
пласта (ПЗП) за допомогою водних розчинів
неорганічних кислот (соляної, фтористоводневої,
азотної) та їх сумішей [1].Недоліком цього способу є те, що при
застосуванні його в свердловинах підземних
сховищ газу, в привибійній зоні яких накопичується
значна кількість продуктів корозії і ерозії металу
трубопроводів та обладнання, спосіб не
забезпечує значного позитивного результату,
оскільки в процесі кислотної обробки при
збільшенні значення pH від 3 до 4 утворюються
гелеподібні гідроокисли заліза, що колюматують
пористе середовище.Найбільш близьким до запропонованого є
спосіб обробки пласта, який передбачає
протиснення в ПЗП кислотного розчину, що
містить 10-90% мас. оцтової кислоти (CH_3COOH),
яка при розчиненні техногенних відкладів утворює
водорозчинні сполуки ацетату та гексаацетату
заліза.Недоліком цього способу є його низька
ефективність, яка пов'язана з меншою здатністю
оцтової кислоти до розчинення компонентів
техногенних відкладів та гірських порід
продуктивного пласта порівняно з соляною
кислотою та її композицією з фтористоводневою.

Це технічне рішення було обрано як прототип.

В основу даної корисної моделі покладено
завдання створити спосіб обробки свердловин
підземних сховищ газу, в якому за рахунок зміни
технологічних операцій та хімічних реагентів
підвищується ефективність очищення ПЗП,(13) **U**(11) **27046**(19) **UA**

особливо в умовах забруднення колектора техногенними відкладами з значним вмістом продуктів корозії та ерозії металу.

Це досягається тим, що кислотний розчин протискують газом в пласт 2-ма - 5-ма порціями і перед протисненням кожної наступної порції змінюють напрямок фільтрації кислотного розчину в привибійній зоні стравлюванням тиску в свердловині з створенням депресії на продуктивний пласт, причому кислотний розчин кожної порції крім оцтової кислоти містить фосфорну кислоту, і тільки послідньої порції додатково містить соляну кислоту або суміш соляної кислоти з фтористоводневою кислотою, а об'єм протисненого газом в пласт кислотного розчину визначають по фактичному падінню тиску на усті свердловини за формулою:

$$P_2 = \frac{P_1(V_{\text{св}} - V_{\text{НКТ}} - V_{\text{кр}})}{V_{\text{св}} - V_{\text{НКТ}}}$$

де $V_{\text{св}}$ - об'єм свердловини до нижніх перфораційних отворів;

$V_{\text{НКТ}}$ - об'єм НКТ;

$V_{\text{кр}}$ - об'єм порції кислотного розчину;

P_1 - тиск на усті свердловини на початок протиснення;

P_2 - тиск на усті на момент закінчення протиснення.

Використання запропонованого способу дозволяє підвищити ефективність очищення ПЗП від техногенного забруднення.

Висока ступінь розчинення компонентів техногенних відкладів та гірських порід продуктивного пласта досягається за рахунок протиснення в ПЗП кислотного розчину порціями, в проміжках часу між якими вибійний тиск в свердловині понижують нижче пластового тиску на максимально допустиму величину та утримують на протязі 20-30 хвилин, що забезпечує зміну напрямку руху кислотного розчину в ПЗП на протилежний - з пласта в свердловину. Зміни напрямку фільтрації підвищує розчинення компонентів техногенних відкладів за рахунок охоплення кислотним розчином нових фільтраційних каналів в ПЗП.

Введення в склад кислотного розчину крім оцтової кислоти ще фосфорної кислоти підвищує ефективність розчинення техногенних відкладів, що містять продукти корозії і ерозії металу. Для забезпечення більш повного розчинення забруднюючих матеріалів та компонентів гірських порід продуктивного пласта після розчинення оцтовою та фосфорною кислотою основної маси компонентів, що вміщують катіони заліза в пласт протискують останню порцію кислотного розчину, що додатково містить соляну кислоту, або суміш соляної та фтористоводневої кислоти. Цей склад кислотного розчину протискують в ПЗП послідньою порцією також і тому, що він характеризується більшою швидкістю розчинення карбонатних та глинистих компонентів і, відповідно, меншим часом витримки на реагування. Момент завершення протиснення

газом кожної порції кислотного розчину в ПЗП визначають по падінню тиску на усті свердловини до величини P_2 , яку розраховують за формулою (1).

Порівняльний аналіз запропонованого рішення з прототипом показує, що запропонований спосіб відрізняється від відомого тим, що кислотний розчин протискують газом в пласт 2-ма - 5-ма порціями і перед протисненням кожної наступної порції змінюють напрямок фільтрації кислотного розчину в привибійній зоні стравлюванням тиску в свердловині з створенням депресії на продуктивний пласт, причому кислотний розчин кожної порції крім оцтової кислоти містить фосфорну кислоту, а послідньої порції додатково містить соляну кислоту, або суміш соляної кислоти та фтористоводневої, при цьому об'єм протисненого газом в пласт кислотного розчину визначають по фактичному падінню тиску на усті свердловини за формулою (1). Отже запропоноване рішення відповідає критеріям винаходу "новизна" і "суттєві відмінності".

Запропонований спосіб досліджено в лабораторних умовах для порівняння з відомим.

Дослідження впливу кількості циклів зміни напрямку руху кислотного розчину на ефективність очищення колектора від техногенних забруднень проводились по наступній методиці.

Моделлю дослідження ефективності очищення пористого середовища від техногенного забруднення служила фільтраційна колонка заповнена природним розмеленим пісковиком (90%) та сухим залишком забруднюючих матеріалів (10%), проби яких брали з сепараторів та пиловловлювачів системи очистки газу на підземному сховищі.

Модель пласта насичували пластовою водою з наступним її витісненням повітрям та визначенням початкової газопроникності (K_1).

Після цього через модель пласта протискували 50мл кислотного розчину з витримкою в породі.

Протиснення кислотного розчину проводили однією порцією (прототип), двома, трьома, чотирма, п'ятьма та шістьма порціями. Між протисненням кожної наступної порції моделювали зміну напрямку фільтрації кислотного розчину, що досягалось створенням надлишкового тиску на протилежному кінці моделі.

Після витримки на реагування проводили витіснення кислотного розчину повітрям та визначили кінцеву газопроникність моделі пласта (K_2) та коефіцієнт відновлення проникності

$$\beta = \frac{K_2}{K_1}.$$

Загальний час з моменту першого

протиснення кислотного розчину в модель пласта до його кінцевого витіснення повітрям в усіх експериментах складав 4 години.

Результати досліджень ефективності очищення моделі пласта від техногенного забруднення при протисненні кислотного розчину порціями з циклічною зміною напрямку фільтрації приведено в таблиці 1.

3 CH₃COOH (20%)+H₃PO₄(10%)

Таблиця 1.

№п/п	Склад кислотного розчину	Коефіцієнт відновлення проникності (β) заміною напрямку фільтрації	
		0	1
1	2	3	4
1	Оцтова кислота (20мас. %) + фосфорна кислота (10мас. %)	1,52	1,91 (β) з 3,48 (дослід 3) до 4,06 - 4,31 (дослід 3, 4).
2	Прототип - оцтова кислота (90мас. %)	1,31	-

Для порівняння в таблиці 1 також приведено ефективність способу-прототипу при максимальній концентрації кислоти.

Як видно з одержаних результатів експериментальних досліджень коефіцієнт відновлення проникності (β) по запропонованому способу при порційному протисненні кислотного розчину з циклічною заміною напрямку фільтрації вищий порівняно з прототипом. Це досягається за рахунок проникнення кислотного розчину в нові фільтраційні канали і відповідного збільшення охоплення моделі пласта кислотним розчином при зміні напрямку його фільтрації. Збільшення кількості циклів зміни напрямку фільтрації більше 4-х не забезпечує суттєвого підвищення коефіцієнту відновлення проникності (β) і тому економічно не доцільне.

Далі проводились експериментальні дослідження по визначенню ефективності додаткового введення соляної кислоти, або її суміші з фтористоводневою кислотою в склад останньої порції кислотного розчину.

Дослідження проводились по вище згаданих методиці в такій послідовності. В першій серії експериментів кислотний розчин (склад розчинів приведено в таблиці 2) протискали через модель пласта, витримували на реагування та визначали коефіцієнт β. В другій серії експериментів модель пласта попередньо обробляли розчином оцтової та фосфорної кислот з циклічною зміною напрямку фільтрації (три цикли) і тільки після цього на модель впливали кислотними розчинами, що додатково містили HCl, або суміш HCl з HF. Результати досліджень приведені в таблиці 2.

Для порівняння в таблиці 2 також приведені значення коефіцієнта β для кислотного розчину без додаткового вмісту HCl та HF (дослід №3).

№ п/п	Склад останньої порції кислотного розчину	Коефіцієнт відновлення проникності (β) заміною напрямку фільтрації	Час протиснення порції (годин)
1	2	3	4
1	[CH ₃ COOH (20%) + H ₃ PO ₄ (10%)]+HCl (10%)	1,16	1,06
2	[CH ₃ COOH (20%) + H ₃ PO ₄ (10%)]+HCl (8%)+HF (2%)	1,21	1,16

Як видно з таблиці 2 при протисненні кислотного розчину з циклічною заміною напрямку фільтрації коефіцієнт відновлення проникності (β) збільшується порівняно з прототипом. Це досягається за рахунок проникнення кислотного розчину в нові фільтраційні канали і відповідного збільшення охоплення моделі пласта кислотним розчином при зміні напрямку його фільтрації. Збільшення кількості циклів зміни напрямку фільтрації більше 4-х не забезпечує суттєвого підвищення коефіцієнту відновлення проникності (β) і тому економічно не доцільне.

Обробка ПЗП по запропонованому способу проводилась на свердловині підземного сховища газу глибиною 1197м обсаженою експлуатаційною колоною Ø 168мм з товщиною стінки 10мм опресованою тиском 15,0МПа з інтервалом перфорації 1162-1144м. Колона НКТ Ø 114мм з товщиною стінки 7мм спущена на глибину 1165м. Пластовий тиск на момент обробки складав 4,8МПа.

Для реалізації способу було приготовлено 6,0м³ кислотного розчину (20% CH₃COOH+10% H₃PO₄), який нагнітали насосним агрегатом в колону НКТ трьома порціями по 2м³. Після нагнітання кожної порції в колону НКТ її протискували в пласт газом високого тиску від компресорної станції підземного сховища. Для проведення обробки в період відбору газу при зупиненій компресорній станції протиснення кислотного розчину здійснюють за допомогою азотної установки. В початковий момент протиснення першої порції газом високого тиску створено на усті тиск 8,5МПа. Після цього газ високого тиску відключили, а трубний і затрубний простір в свердловині з'єднали через фонтанну арматуру.

Розрахунок по формулі (1) показав, що протисненню в пласт першої порції кислотного розчину відповідає падіння тиску на усті свердловини до 7,5МПа:

$$P_2 = \frac{P_1(V_{св} - V_{НКТ} - V_{кр})}{V_{св} - V_{НКТ}} = \frac{8,5\text{МПа}(19,67\text{м}^3 - 2,74\text{м}^3 - 2,0\text{м}^3)}{19,67\text{м}^3 - 2,74\text{м}^3} = 7,5\text{МПа}$$

Контролюючи тиск на усті встановлено, що зниження його величини з 8,5МПа до 7,5МПа відбулося з 1,4 години. Таким чином, час протиснення першої порції склав 1,4 години.

Після цього тиск в свердловині стравили до величини 3,7МПа і закрили під депресією (1,1МПа) на 20 хвилин для зміни напрямку фільтрації кислотного розчину з пласта в свердловину. Аналогічного проведено протиснення в пласт 2-ї і 3-ї порції кислотного розчину. Час протиснення 2-ї порції склав 1,6 години і 3-ї порції - 1,9 годин.

Після протиснення другої порції стравили тиск в свердловині до 2,8МПа і закрили під депресією (2,0МПа) на 25 хвилин.

Для підвищення розчинності глинистих компонентів в розчині, який обробляють, до складу розчину додають оцтову та фосфорну кислоти. Це забезпечує розчинення продуктів корозії металу вже розчиненою попередніми порціями кислотного розчину, в склад кислотного розчину третьої порції додатково ввели 4% HCl і 1% HF. Після протиснення 3-ї порції свердловину закрили на 1,5 годин на реагування та освоїли. Гідродинамічні дослідження проведені

до і після обробки показали збільшення її приймальності з 36тис.м³ газу на добу до 121тис.м³.

Таким чином запропонований спосіб дозволяє ефективно очищати привибійну зону свердловин підземних сховищ газу від техногенного забруднення.

Джерела інформації:

1. Патент України №10455, кл. E21 B 43/27, 1996р., Бюл.№4.
2. Патент України №33691, кл. E21 B 43/27, 2001р., Бюл.№1.