



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **64428** (13) **U**
(51) МПК (2011.01)
E21B 43/00

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

видається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ОБРОБКИ СВЕРДЛОВИН ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

1

2

(21) u201103822

(22) 30.03.2011

(24) 10.11.2011

(46) 10.11.2011, Бюл. № 21, 2011 р.

(72) БАЧЕРІКОВ ОЛЕКСАНДР ВАСИЛЬОВИЧ, ВЕЧЕРІК РОМАН ЛЕОНІДОВИЧ, ХАЄЦЬКИЙ ЮРІЙ БРОНІСЛАВОВИЧ, ЛОХМАН ІГОР ВІКТОРОВИЧ, ШИМКО РОМАН ЯРОСЛАВОВИЧ, СЛЕСАР ПЕТРО ФЕДОРОВИЧ, РУДКО ВОЛОДИМИР ВАСИЛЬОВИЧ, ТКАЧ ОЛЕГ ІВАНОВИЧ, ГОРДІЄНКО ОЛЕКСАНДР МИХАЙЛОВИЧ

(73) ДОЧІРНЯ КОМПАНІЯ "УКРТРАНСГАЗ" НАЦІОНАЛЬНОЇ АКЦІОНЕРНОЇ КОМПАНІЇ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ"

(57) 1. Спосіб обробки свердловин підземних сховищ газу, що включає нагнітання і витримку в пласті першої порції висококонцентрованого розчину поверхнево-активної речовини (ПАР) мийної дії, виклик припливу газу з витісненням розчину на викид і нагнітання другої порції низькоконцентрованого розчину поверхнево-активної речовини,

який **відрізняється** тим, що до першої порції висококонцентрованого розчину поверхнево-активної речовини додають динатрієву сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти, при цьому першу порцію розчину приготують в наступному співвідношенні компонентів, % мас:

ПАР мийної дії	2-9
динатрієва сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти	1-8
вода	решта.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що як ПАР мийної дії використовують мийний засіб "Стінол" або "FAIRY", або іншу поверхнево-активну речовину з вищим показником витіснення компресорних олив, а для приготування другої порції низькоконцентрованого розчину використовують поверхнево-активну речовину "Піносіл".

3. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що концентрація "Піносіла" в другій порції розчину ПАР складає 0,2-0,7 % мас.

Корисна модель належить до нафтогазової промисловості, а саме обробки свердловин підземних сховищ газу поверхнево-активними речовинами.

Відомий спосіб обробки привибійної зони пласта (ПЗП) за допомогою водних розчинів неорганічних кислот (соляної, фтористоводневої, азотної) та їх сумішей [див. Патент України № 10455, кл. E21B 43/27, Бюл. № 4].

Недоліком цього способу є те, що при застосуванні його в свердловинах підземних сховищ газу, в привибійній зоні яких накопичується техногенні відкладення представлені продуктами корозії і ерозії металу та нерозчинними сполуками, спосіб не забезпечує значного позитивного результату, оскільки в процесі кислотної обробки при збільшенні значення рН від 3 до 4 утворюються гелеподібні гідроокисли заліза, які повторно колюматують пористе середовище. Крім цього, спосіб не забезпечує диспергування компресорних олив, що пот-

рапляють в колектор разом з газом в період закачування та змішуються з твердими частинами, укладуючи доступ до них кислоти.

Відомий спосіб очищення свердловин підземних сховищ газу від техногенних відкладень з використанням водного розчину щавлевої кислоти та поверхнево-активних речовин (ПАР) [див. Спосіб очищення свердловин сховищ підземного зберігання газу. Патент на винахід № 73043 від 16.05.2005 р., Бюл. № 5, 2005 р., E21B 37/27, 43/27].

Наявність ПАР в заявленій композиції викликає диспергування компресорних олив і покращує доступ кислоти до твердих частинок техногенних відкладень в свердловинах ПСГ.

Недоліком цього способу є те, що присутність щавлевої кислоти в розчині ПАР не забезпечує ефективного витіснення з колектора компресорних олив, що попадають в привибійну зону разом з газом на стадії заповнення підземного сховища.

(13) **U**(11) **64428**(19) **UA**

Відомий також спосіб обробки свердловин підземних сховищ газу [див. Спосіб обробки свердловин підземних сховищ газу. Деклараційний патент України № 63861 А від 15.01.2004 р., Бюл. № 1, 2004 р., Е21В 43/22], що включає послідовне нагнітання в пласт водних розчинів ПАР високої і низької концентрації.

Згідно патенту для приготування порції розчину високої концентрації використовують ПАР мийної дії, а низької концентрації - неіоногенну ПАР. Застосування способу за патентом №63861 дозволяє покращити витіснення компресорних олиф з привибійної зони пласта.

Спосіб має недоліки при застосуванні його в свердловинах підземного сховища газу. Так, при контакті з техногенними відкладами розчин ПАР, диспергуючи компресорні оливи, не розчиняє високодисперсні тверді частинки водонерозчинних солей Ca, Mg, Fe, Al та інших полівалентних металів. При цьому тверді частинки не тільки колють колектор але і затримують проникнення розчину ПАР в нижні шари техногенних відкладень.

Це технічне рішення вибрано як прототип.

В основу корисної моделі було поставлено задачу створити спосіб обробки свердловин підземних сховищ газу, в якому, за рахунок використання нових реагентів та зміни технологічних режимів, досягається більш ефективне очищення привибійної зони пласта від компресорних олиф та нерозчинних солей полівалентних металів.

Поставлена задача вирішується тим, що до першої порції високонцентрованого розчину поверхнево-активної речовини додають динатрієву сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти, при цьому першу порцію розчину приготують в наступному співвідношенні компонентів, % мас.:

ПАР мийної дії	2-9
динатрієва сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти (ДСЕК)	1-8
вода	решта.

Крім цього, в якості ПАР мийної дії використовують мийний засіб "Стінол" (ТУ У 23469691.001-98) або "FAIRY", або іншу поверхнево-активну речовину з вищим показником витіснення компресорних олиф, а для приготування другої порції низькоконцентрованого розчину використовують поверхнево-активну речовину "Піносіл" (ТУ 24.5-34841217-001:2007) в кількості 0,2-0,7 % мас.

Використання запропонованого способу дозволяє досягнути ефективного очищення привибійної зони пласта від компресорних олиф та нерозчинних солей полівалентних металів.

Так, до складу техногенних відкладень крім компресорних олиф входять водонерозчинні солі Ca, Mg, Fe, Al та інших металів. Для їх розчинення в склад першої порції висококонцентрованого розчину ПАР запропоновано ввести новий реагент, який забезпечує переведення згаданих сполук в водорозчинну форму - динатрієву сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти, яка має торгову назву ЕДТА.

Динатрієва сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти являє собою білий порошок добре розчинний в воді і лугах. Основна функція реагенту - перетворювати нерозчинні солі металів на розчинні.

Механізм дії динатрієвої солі етилендіамінтетраоцтової кислоти базується на "вилученні" іонів металу з нерозчинних солей і заміщенні їх на іон натрію, майже всі солі якого розчинні в воді. При цьому динатрієва сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти не є окислювачем і не взаємодіє з неокисленими металами. 1 кг реагента може перевести в розчинну форму 0,5-0,7 кг нерозчинних сполук.

За рахунок розчинення твердих сполук відбувається розуцільнення техногенних відкладень. Крім того, добавка динатрієвої солі етилендіамінтетраоцтової кислоти до висококонцентрованого розчину ПАР в кількості 2-8 % мас. підвищує значення рН до 8-9, що збільшує його диспергуючі і витісняючі властивості.

Більш повне витіснення техногенних відкладів з ПЗП досягається при нагнітанні в привибійну зону пласта другої порції низькоконцентрованого розчину поверхнево-активної речовини "Піносіл" в кількості 0,2-0,7 % мас, який при змішуванні в пласті з залишками першої порції знижує концентрацію диспергованої оливи і, відповідно, в'язкість розчину, що сприяє його більш повному витісненню з фільтраційних каналів пласта.

Таким чином, ефективність очищення привибійної зони пласта висококонцентрованим розчином поверхнево-активної речовини мийної дії при використанні в комплексі з динатрієвою сіллю етилендіамінтетраоцтової кислоти збільшується як за рахунок розчинення солей полівалентних металів та збільшення глибини проникнення розчину в техногенні відкладення так і за рахунок покращення диспергування компресорних олиф.

Порівняльний аналіз запропонованого рішення з прототипом показує, що запропонований спосіб відрізняється від відомого тим, що до першої порції висококонцентрованого розчину поверхнево-активної речовини додають динатрієву сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти, при цьому першу порцію розчину приготують в наступному співвідношенні компонентів, % мас:

ПАР мийної дії	2-9
динатрієва сіль етилендіамінтетраоцтової кислоти	1-8
вода	решта.

Крім цього як ПАР мийної дії використовують мийний засіб "Стінол" або "FAIRY", або іншу поверхнево-активну речовину з вищим показником витіснення компресорних олиф, а для приготування другої порції низькоконцентрованого розчину використовують поверхнево-активну речовину "Піносіл" в кількості 0,2-0,7 % мас.

Отже запропоноване рішення відповідає критеріям корисної моделі "новизна" і "суттєві відмінності".

Запропонований спосіб досліджено в лабораторних умовах для порівняння з відомим.

Моделлю для дослідження очищення від техногенних відкладень та відновлення проникності привибійної зони пласта служила колонка заповнена природним розмеленим пісковином.

Дослідження проводили в такій послідовності.

Модель пласта насичували пластовою водою з наступним її витісненням повітрям, визначаючи

при цьому газопроникність моделі пласта K_0^{np} . Після цього модель насичували компресорною оливою з високодисперсними твердими частинками техногенних відкладень та визначали об'єм поглинутої оливи (V).

На наступному етапі моделювали обробку привибійної зони пласта першою порцією висококонцентрованого розчину ПАР з добавкою дина-трієвої солі етилендіамінтетраоцтової кислоти. Для цього через модель протискували розчин ПАР і після витримки протягом 18 годин витіснили повітрям, визначаючи при цьому витіснений об'єм оливи (ΔV_1).

Коефіцієнт витіснення оливи під дією першої порції розчину ПАР визначали за формулою:

$$K_1 = \frac{\Delta V_1}{V}.$$

Аналогічно досліджували додаткове витіснення оливи під дією другої порції ПАР (ΔV_2), а коефіцієнт витіснення оливи визначали за формулою:

$$K_2 = \frac{\Delta V_2}{V}.$$

Кінцевий коефіцієнт витіснення оливи визна-чали за формулою:

$$K_k = K_1 + K_2.$$

Після завершення процесу витіснення оливи визначали кінцеву газопроникність (K_2^{np}) моделі пласта, а також коефіцієнт відновлення проникно-сті моделі колектора $\beta = \frac{K_2^{np}}{K_0^{np}}$.

Результати лабораторних досліджень очи-щення колектора від техногенних відкладень та відновлення його проникності запропонованим способом наведено в таблиці. Для порівняння в таблиці також наведено аналогічні дані по способу - прототипу при оптимальному співвідношенні компонентів.

Таблиця

№ п/п	Компонентний склад, % мас.		Кінцевий коефіцієнт витіснен-ня оливи (K_k)	Коефіцієнт відновлення газо-проникності моделі (β)
	Перша порція	Друга порція		
1	"Стінол" - 1	"Піносіл" - 1	0,561	0,52
	ДСЕК - 0,5	Вода - 99,9		
	Вода - 98,5			
2	"Стінол" - 2	"Піносіл" - 0,2	0,632	0,59
	ДСЕК - 1	Вода - 99,8		
	Вода - 97			
3	"FAIRY" - 8	"Піносіл" - 0,5	0,804	0,81
	ДСЕК - 6	Вода - 99,5		
	Вода - 86			
4	"Стінол" - 9	"Піносіл" - 0,7	0,824	0,88
	ДСЕК - 8	Вода - 99,3		
	Вода - 83			
5	"Стінол" - 10	"Піносіл" - 0,8	0,827	0,89
	ДСЕК - 9	Вода - 99,2		
	Вода - 81			
6	Прототип	Савенол SWP - 0,2	0,617	0,56.
	"FAIRY" - 8	Вода - 99,8		
	Вода - 92			

Ступінь очищення моделі колектора оцінюва-ли по величині коефіцієнта витіснення компресор-них олив та коефіцієнта відновлення газопроник-ності. Як видно з одержаних результатів експериментальних досліджень ефективність очищення моделі колектора від компресорних олив та високодисперсних техногенних твердих частинок запропонованого способу (досліди 2, 3 і 4) вища порівняно з прототипом (дослід 6) та по-за межними співвідношеннями запропонованого способу (дослід 1).

Подальше збільшення концентрації ПАР та ДСЕК в запропонованому способі (дослід 5) не забезпечує суттєвого підвищення коефіцієнта витіснення оливи чи коефіцієнта відновлення газо-проникності колектора і тому економічно не доціль-не.

Приклад реалізації способу. Обробка приви-бійної зони пласта по запропонованому способу проводилась на свердловині підземного сховища газу глибиною 1028 м з інтервалом перфорації 998-982 м. Колона НКТ \varnothing 89 мм була спущена до глибини 998 м. Для реалізації способу пригото-влено в мірних ємностях цементувального агрегату 3 м³ розчину "Стінол" (5 % мас.) з добавкою дина-трієвої солі етилендіамінтетраоцтової кислоти (3 % мас). Розчин закачали в колону НКТ і протисну-ли в пласт газом високого тиску. Свердловину за-крили на 18 години. Після цього свердловину освоїли продувкою газу на викид, приготували 4 м³ розчину "Піносіл" (0,3 % мас.) і протиснули в пласт. Через 0,5 годин свердловину освоїли. Гі-дродинамічні дослідження проведені до і після об-

робки свердловини показали збільшення її дебіту з 32 тис. м³ газу на добу до 105 тис.м³/добу.

Таким чином запропонований спосіб дозволяє ефективно очищати привибійну зону свердловин підземних сховищ газу від техногенних відкладень.