



УКРАЇНА

(19) UA (11) 24869 (13) A

(51) E 21 B 43/27

ДЕРЖАВНЕ
ПАТЕНТНЕ
ВІДОМСТВООПИС ДО ПАТЕНТУ
НА ВИНАХІДбез проведення експертизи по суті
на підставі Постанови Верховної Ради України
№ 3769-XII від 23 XII 1993 р.Публікується
в редакції заявника

(54) СПОСІБ КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ ПЛАСТА

1

(21) 97073862

(22) 05.14.97

(24) 06.10.98

(46) 25.12.98: Бюл. № 6

(47) 06.10.98

(56) 1. Амиян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. - М.: Недра, 1970. - С. 19-31.

2. Лебедева М.Н., Калашнев В.В., Абдулин Ф.С. и др. Химическая обработка призабойной зоны с получением соляной кислоты на забое // РНТС Нефтепромысловое дело. - 1973. - № 2. - С. 8-10 (прототип).

(72) Світлицький Віктор Михайлович, Ягдовський Сергій Ігорович, Горев Олександр Станіславович, Зезекало Іван Гаврилович, Іванків Ольга Олександрівна

(73) Світлицький Віктор Михайлович

(57) 1. Спосіб кислотної обробки пласта, що включає нагнітання реагентів з отриманням кислоти в результаті їх взаємодії на вибої свердловини, який відрізняється тим,

2

що активний кислотний розчин отримують безпосередньо у привибійній зоні пласта шляхом впливу інертної рідини на неактивні дисперсні частки порошкоподібних реагентів, що доставляються на вибій свердловини по насосно-компресорним трубам у інертній рідині, при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

Хлорид амонія	1 - 20
Нітрат амонія	1 - 20
Фосфат амонія	1 - 20
Параформ	20 - 40
Інертна рідина	Решта

2. Спосіб кислотної обробки свердловини за п. 1, який відрізняється тим, що в якості інертної рідини використовують вуглеводневі рідини.

3. Спосіб кислотної обробки свердловини за п. 1, який відрізняється тим, що в якості інертної рідини використовують воду чи водні розчини неорганічних або органічних кислот.

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема, до способів обробки свердловин для підвищення їх продуктивності.

Відомі способи кислотної обробки привибійної зони свердловин за допомогою соляної та інших кислот [1].

Однак ефективність ужитку їх у видобутку нафти та газу для стимулювання роботи видобувних свердловин низька через незначне проникнення кислот в пласт.

Найбільш близьким до запропонованого, є спосіб кислотної обробки, що вибирає в себе роздільну закачку двох реагентів по насосно-компресорним трубам та затрубному простору з отриманням кислоти в результаті їх взаємодії на вибої свердловини [2].

Недоліком прототипу є трудомісткість його реалізації, через реалізацію двотрубної схеми подачі реагентів на вибій свердловини (одночасне подавання реагентів по насосно-компресорним трубам та затрубному простору) в результаті чого відбувається не-

(19) UA (11) 24869 (13) A

достатньо глибоке проникнення кислоти в пласт та висока корозійна активність самих реагентів.

Задачею винаходу є створення способу кислотної обробки пласта що дозволяє підвищити ефективність кислотної обробки за рахунок збільшення глибини проникнення кислоти в пласт та виключити корозію нафтопромислового та свердловинного обладнання

Для цього спосіб кислотної обробки пласта, що вибирає у себе закачку реагентів з отриманням кислоти в результаті їх взаємодії на вибій свердловини, передбачає отримання активного кислотного розчину безпосередньо у привибійній зоні пласта шляхом впливу Інертної рідини на неактивні дисперсні частки порошкоподібних реагентів, які доставлено на вибій свердловини по насосно-компресорним трубам в Інертній рідині при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

Хлорид амонія	1 – 20
Нітрат амонія	1 – 20
Фосфат амонія	1 – 20
Параформ	20 – 40
Інертна рідина	Решта

В якості Інертної рідини використовують вуглеводневі рідини, а в якості Інертної рідини використовують воду чи водні розчини неорганічних чи органічних кислот.

Порівняльний аналіз запропонованого рішення з прототипом показує, що запропонований спосіб відрізняється від відомого тим, що він передбачає отримання активного кислотного розчину безпосередньо у привибійній зоні пласта шляхом впливу Інертної рідини на неактивні дисперсні частки порошкоподібних реагентів, які доставляють на вибій свердловини по насосно-компресорним трубам в Інертній рідині при наступному співвідношенні компонентів, мас. %: хлорид амонія – 1–20; нітрат амонія – 1–20; фосфат амонія – 1–20; параформ – 20–40; Інертна рідина – решта. В якості Інертної рідини використовують вуглеводневі рідини, а в якості Інертної рідини використовують воду чи водні розчини неорганічних чи органічних кислот. Отже, заявлене вирішення відповідає критеріям винаходи "новизна" та "суттєві відмінності".

Спосіб здійснюється наступним чином.

Доставляють порошкоподібні реагенти до устя свердловини. Нагнітають дисперсну систему, що складається з порошкоподібних реагентів та вуглеводневої рідини, через насосно-компресорні труби у привибійну зону продуктивного пласта. Впливають на них Інертною рідиною, в результаті чого отримують активний кислотний комплекс. Свердло-

вину залишають на реагування кислоти з породою. Потім видаляють продукти реакції та пускають свердловину в експлуатацію.

Для підтвердження зниження корозії нафтопромислового та свердловинного обладнання при нагнітанні через них в пласт хімічних реагентів у вигляді неактивних дисперсних часток, що доставляють на вибій свердловини по насосно-компресорним трубам в Інертній рідині, були проведені лабораторні випробування.

Дві бюкси наповнювали хімічними реагентами: в першу – дисперсну систему, що складається із 40% вуглеводневої рідини, 10% хлориду амонія, 10% нітрата амонія, 10% фосфата амонія та 30% параформа (по запропонованому способу); у другу – водний розчин, що включає 20% формальдегід та 24% хлориду амонія (по прототипу). Об'єм розчинів у кожній із бюкс складав 100 мл. В кожній із бюкс розміщували сталеву пластину марки Ст.3 з геометричними розмірами 30 x 10 x 1 мм. До занурення у бюкси з розчинами хімреагентів та після досліджень пластини зважували та визначали по результатам замірів швидкість корозії. Результати досліджень наведені у табл. 1.

Як видно із табл. 1, корозії сталеві пластины, яка розміщена у бюксі з дисперсною системою, що приготовлена по запропонованому способу, не відбувається. У контрольній бюксі, навпаки, відбувається досить інтенсивна корозія сталеві пластины. Це підтверджує то, що при реалізації способу прототипа взаємодія хімреагентів безпосередньо у свердловині призведе до значної корозії обладнання. При використанні ж хімреагентів згідно запропонованого способу корозія нафтопромислового обладнання буде відсутня.

Для підтвердження підвищення ефективності способу за рахунок збільшення глибини проникнення активного розчину в пласт проводились лабораторні дослідження на взірцях природних гірничих порід.

Експериментальні дослідження полягали у наступному. Спочатку проводились дослідження по визначенню найбільш оптимальних за ефективністю концентрацій нейтральних хімічних реагентів. Для цього в бюксу з наважкою масою 1 г гірничої породи наливали розчин хімічних реагентів у рідині-Інверторі в обсязі 100 мл. Витримували на протязі 1 години. Потім фільтрували залишок, осушували та зважували. По втраті ваги наважки гірничої породи до та після впливу реагентами визначали розчинність породи, яка характеризує ефективність впливу реагентами, що досліджується. Результати досліджень наведені в табл. 2.

Далі проводились експериментальні дослідження на моделі пласта по визначенню глибини проникнення у неї активного розчину. Експериментальні дослідження проводились на моделях пласта із наступними фізичними параметрами: довжина – 40 см; діаметр – 2,8 см; пористість – 14%; ефективна ємність порового простору – 26 см³; вихідна проникність – $0,05 \times 10^{-12}$ мД.

Випробування проводились у наступній постановці. Насичували модель пласта нафтою. Проводили фільтрацію нафти у моделі пласта при постійному перепаді тиску, рівному 2,5 МПа та визначали вихідну проникність. Потім обробляли модель пласта по запропонованому способу: в першому випадку закачували 1,0 см³ водного розчину з 1% хлориду амонію, 20% нітрату амонію, 5% фосфату амонію та 20% параформа; в другому випадку 1,0 см³ розчину, що складається із 20% хлориду амонію, 1% нітрату амонію, 10% фосфату амонію, 40% параформа та 29% однопроцентного розчину оцтової кислоти. В тих же умовах перевірена ефективність способу-прототипа. Результати досліджень наведені в табл. 3.

Як видно із табл. 3, глибина проникнення активного розчину в моделі пласта по запропонованому способу в п'ять-сім разів більша, ніж по способу-прототипу.

Приклад виконання способу:

Свердловина глибиною 1957 м розкриває нафтонасичений пласт в інтервалі

1940–1951 м. Колектор представлений пісковиком з глинисто-карбонатним цементом. Дебіт свердловини після 11 років експлуатації знизився з 176 до 23 м³/добу.

Біля свердловини заготовили 1 тону хлориду амонію, 1 тону нітрату амонію, 1 тону фосфату амонію, 3 тонни параформа, 10 м³ 1% розчину оцтової кислоти та 10 м³ вуглеводневої рідини. З'єднали устя свердловини із спецтехнікою та закачали у свердловину послідовно дисперсну систему, що складається із 1 тонни хлориду амонію, 1 тонни нітрату амонію, 1 тонни фосфату амонію, 3 тонн параформу та 10 м³ вуглеводневої рідини, а потім 10 м³ 1% розчину оцтової кислоти. Закрили свердловину на реагування розчину хімреагентів з породою пласта. По закінченні часу реагування розчину з породою пласта вилучили продукти реакції та пустили свердловину в роботу.

Порівняльні дані, що свідчать про перевагу запропонованого способу у порівнянні з базовим, наведені у табл. 4.

Таким чином, застосування запропонованого способу дозволить збільшити глибину проникнення активного розчину в пласт та знизити корозію свердловинного та технологічного обладнання, що значно підвищить ефективність впливу на привибійну зону продуктивного пласта та, як наслідок, збільшити продуктивність чи приймальність свердловин.

Таблиця 1

№ п/п	Реагент	Вага пластини, г		Час перебування пластини у бюксі, годин	Швидкість корозії, г/м ² · годин
		до занурення у бюкс	після занурення у бюкс		
1	Дисперсна система, що містить 40% вуглеводневої рідини, 10% хлориду амонію, 10% нітрату амонію, 10% фосфату амонію і 30% параформа	3,1156	3,1150	2	0,0000
2	Водний розчин, що містить 20% формаліна і 24% хлориду амонію (прототип)	3,1187	3,1114	2	5,3677

Таблиця 2

№ п/п	Вміст компонентів, мас. %							Роз- чинність породи, %
	Хлорид амонія	Нітрат амонія	Фосфат амонія	Пара- форм	Фор- мальдегід	Рідина-Інвертор		
						Вода	1%-ний розчин оцтової кислоти	
За способом-прототипом								
1	24	—	—	—	20	56	—	4,67
За запропонованим способом								
2	1	1	10	20	—	—	68	12,32
3	1	10	1	20	—	—	68	12,46
4	10	1	1	20	—	—	68	12,25
5	5	5	15	30	—	—	45	17,34
6	5	15	5	30	—	—	45	17,47
7	15	5	5	30	—	—	45	17,29
8	1	5	20	40	—	34	—	23,67
9	5	20	1	40	—	34	—	27,98
10	20	1	5	40	—	34	—	27,36
11	0,5	0,5	0,5	18,5	—	80	—	1,96
12	25	1	5	42	—	27	—	26,53
13	1	25	5	42	—	27	—	25,99
14	5	1	25	42	—	27	—	23,68

Таблиця 3

Показник	Спосіб		
	Запропонований		Прототип
Довжина керну, см	40	40	40
Діаметр керну, см	2,8	2,8	2,8
Пористість вихідна, %	14	14	14
Об'єм пор, см ³	26	26	26
Проникність вихідна, мкм ²	0,05	0,05	0,05
Проникність по закінченні експерименту, мкм ²	0,587	0,765	0,102
Час реагування розчину з породою моделі пласта, хв	24,2	22,1	9,6
Глибина проникнення розчину у модель пласта, см	12,4	12,9	7,8

Таблиця 4

Показник	Спосіб	
	Прототип	Запропонований
Дебіт свердловини, м ³ /сут:		
під час пуску в експлуатацію	176	176
перед обробкою	23	23
після обробки	54	134
Глибина проникнення розчину в пласт, м	1,0	1,87
Приріст дебіту свердловини за рахунок обробки, м ³ /доба	31	111

Упорядник

Техред М Келемеш

Коректор М. Самборська

Замовлення 4613

Тираж

Підписне

Державне патентне відомство України,
254655, ГСП, Київ-53, Львівська пл., 8

Відкрите акціонерне товариство "Патент", м. Ужгород, вул. Гагаріна, 101

