

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 вбирає 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 двотрубною схемою подачі реагентів на вибій свердловини (одночасне подавання реагентів по насосно-компресорним трубам та затрубному простору) в результаті чого відбувається недостатньо 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 вбирає у себе закачку реагентів з отриманням кислоти в результаті їх взаємодії на вибої свердловини, передбачає отримання активного кислотного розчину безпосередньо у привибійній зоні пласта шляхом впливу інвертної рідини на неактивні дисперсні частки порошкоподібних реагентів, які доставлено на вибій свердловини по насосно-компресорним трубам в інвертній рідині при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

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

В якості інвертної рідини використовують вуглеводневі рідини, а в якості інвертної рідини використовують воду чи водні розчини неорганічні 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 інвертної рідини на неактивні дисперсні частки порошкоподібних реагентів, які доставляють на вибій свердловини по насосно-компресорним трубам в інвертній рідині при наступному співвідношенні компонентів, мас. %: хлорид амонія - 1 - 20; нітрат амонія - 1 - 20; фосфат амонія - 1 - 20; параформ - 20 - 40; інвертна рідина - решта. В якості інвертної рідини використовують вуглеводневі рідини, а в якості інвертної рідини використовують воду чи водні розчини неорганічні 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 інвертною рідиною, в результаті чого отримують активний кислотний комплекс. Свердловину 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 інвертній 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% формальдегіду та 24% хлориду амонія (по прототипу). Об'єм розчинів у кожній із бюкс складав 100мл. В кожній із бюкс розміщували сталеву пластину марки Ст.3 з геометричними розмірами 30 × 10 × 1мм. 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 сталевій пластині, яка розміщена у бюксі з дисперсною системою, що приготовлена по запропонованому способу, не відбувається. У контрольній бюксі, навпаки, відбувається досить інтенсивна корозія сталевій пластині. Це підтверджує, то, що при реалізації способу-прототипу 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 1г гірничої породи наливали розчин хімічних реагентів у рідині-інверторі в обсязі 100мл. 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 - 40см; діаметр - 2,8см, пористість - 14%; ефективна ємність порового простору - 26см³; вихідна проникність - 0,05 × 10⁻¹²

мм².

Випробування проводились у наступній постановці. Насичували модель, пласта нафтою. Проводили фільтрацію нафти у моделі пласта при постійному перепаді тиску, рівному 2,5МПа та визначали вихідну проникність. Потім обробляли модель пласта по запропонованому способу: в першому випадку закачували 1,0см³ водного розчину з 1% хлориду амонія, 20% нітрату амонія, 5% фосфату амонія та 20% параформа, і в другому випадку 1,0см³ - розчину, що складається із 20% хлориду амонія, 1% нітрату амонія, 10% фосфату амонія, 40% параформа та 29% однопроцентного розчину оцтової кислоти. В тих же умовах перевірена ефективність способу-прототипу. 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 1957м розкриває нафтонасичений пласт в інтервалі 1940 - 1951м. Колектор представлений пісковиком з глинисто-карбонатним цементом. Дебіт свердловини після 11 років експлуатації знизився з 176 до 23м³/добу.

Біля свердловини заготовили 1 тонну хлориду амонію, 1 тонну нітрату амонія, 1 тонну фосфату амонія, 3 тонни параформа, 10м³ 1% розчину оцтової кислоти та 10м³ вуглеводневої рідини. З'єднали устя свердловини із спецтехнікою та закачали у свердловину послідовно дисперсну систему, що складається із 1 тонни хлориду амонія, 1 тонни нітрату амонія, 1 тонни фосфату амонія, 3 тонн параформу та 10м³ вуглеводневої рідини, а потім 10м³ 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.

Джерела інформації

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).

№ п/п	Реагент	Вага пластики	
		до занурен- ня у буюсу	післ ре 6
1	Дисперсна система, що містить 40% вуглеводневої рідини, 10% хлориду амонія, 10% нітрату амонія, 10% фосфату амонія і 30% параформа	3,1156	3
2	Водний розчин, що містить 20% формаліна і 24% хлориду амонія (прототип)	3,1187	3

№ п/п	Вміст компонентів				Показник				Про
	Хлорид амонія	Нітрат амонія	Фосфат амонія	Пара- форм					
					Дебіт свердловини, м ³ /сут:				
					під час пуску в експлуатацію				1
					перед обробкою				2
					після обробки				5
За способом-пр					Глибина проникнення розчину в пласт, м				1
1	24	-	-	-	Приріст дебіту свердловини за рахунок оброб- ки, м ³ /доба				3
За запропоновани									
2	1	1	10	20	-	-	68	12.46	
3	1	10	1	20	-	-	68	12.25	
4	10	1	1	20	-	-	45	17.34	
5	5	5	15	30	-	-	45	17.47	
6	5	15	5	30	-	-	45	17.29	
7	15	5	5	30	-	-	45	23.67	
8	1	5	20	40	-	34	-	27.98	
9	5	20	1	40	-	34	-	27.36	
10	20	1	5	40	-	34	-	1.96	
11	0.5	0.5	0.5	18.5	-	80	-	26.53	
12	25	1	5	42	-	27	-	25.99	
13	1	25	5	42	-	27	-	23.68	
14	5	1	25	42	-	27	-		

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