



УКРАЇНА

(19) UA (11) 42133 (13) A

(51) 7 E21B43/27

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС

ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ
НА ВИНАХІДвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ТА РОЗЧИН ДЛЯ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

(21) 98126421

(22) 04 12 1998

(24) 15 10 2001

(33) UA

(46) 15 10 2001, Бюл. № 9, 2001 р.

(72) Касянчук Сергій Васильович, Гнип Михайло Петрович, Петриняк Володимир Андрійович, Рудий Мирослав Іванович, Пилипець Іван Андрійович

(73) НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ "ДОЛИНАНАФТОГАЗ", ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА", UA

(57) 1 Спосіб обробки привибійної зони пласта, що включає нагнітання суміші, що містить соляну кислоту, поверхнево-активну речовину та воду,

який відрізняється тим, що суміш нагнітають у пласт двома порціями, між якими додатково закачують 2-7% водний розчин поверхнево-активної речовини

2 Розчин для обробки привибійної зони пласта, що містить соляну кислоту, поверхнево-активну речовину та воду, який відрізняється тим, що суміш містить компоненти у наступних співвідношеннях, мас. %

поверхнево-активна речовина	0,5-5
соляна кислота	1-8
вода	решта,

а як поверхнево-активна речовина використовуються неіоногенна поверхнево-активна речовина, наприклад, жиринокс

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної галузі, а саме до обробок свердловин з використанням поверхнево-активних речовин.

Відомий спосіб обробки привибійної зони пласта, що включає нагнітання у пласт пінної системи на основі кислотного розчину, що містить 10-20% соляної кислоти, 0,05-0,5% поверхнево-активної речовини та воду (Амیان В.А., Уголев В.О. Физико-химические методы повышения производительности скважин - М: Недра, 1970 - С. 56-66). Завдяки цьому досягається зменшення швидкості розчинення карбонатної породи, збільшення глибини обробки та проникності пласта, часткове збільшення нафтовитісняючої здатності розчину, що призводить до збільшення видобутку пластових флюїдів, в тому числі і нафти. По-перше, розчин, що використовується, володіє низькими нафтовитісняючими властивостями, що не дозволяє ефективно відмивати залишкову нафту з поверхні порових каналів. По-друге, при використанні аніоно-активних ПАР для піноутворення кислотного розчину в пластових умовах буде спостерігатись утворення осаду в результаті взаємодії АПАР з продуктами реакції (хлоридом кальцію). В пластах з високою проникністю (більше 0,1 мкм²) утворений осад не буде впливати на їх проникність, так як легко вимивається із них. Але в пластах із нижчою проникністю вказаний осад буде зменшувати їх проникність, що в загальному знизить ефективність самого процесу.

В основу винаходу було покладено завдання створити спосіб обробки привибійної зони пласта, в якому за рахунок використання нових реагентів та зміни технологічних режимів досягається можливість проведення більш ефективної обробки в пластах з проникністю менше 0,1 мкм².

Це досягається шляхом використання суміші, що містить соляну кислоту, поверхнево-активну речовину та воду, при цьому суміш нагнітають у пласт двома порціями, між якими додатково закачують 2-7% водний розчин поверхнево-активної речовини, а компоненти у суміші взяті при наступних співвідношеннях, мас. %

поверхнево-активна речовина	0,5-5
соляна кислоти	1-8
вода	решта,

при цьому як поверхнево-активну речовину використовують неіоногенну ПАР, наприклад, жиринокс.

Використання запропонованого способу дозволяє проводити більш ефективні обробки в пластах з проникністю менше 0,1 мкм², що досягається за рахунок покращення нафтовитісняючої здатності розчину, зменшення ймовірності утворення водонафтової емульсії і руйнування вже наявних водонафтових емульсій в пласті, збільшення кількості нафти, що видобувається із пласта. Збільшення нафтовитісняючої здатності запропонованих розчинів досягається за допомогою збільшення концентрації неіоногенних ПАР і використання жириноксу. Так, зростання вмісту жириноксу з 0,05%

до 5% зменшує міжфазний натяг на межі очищений газ - розчин з 3,06-18,76 мН/м (в залежності від марки) до 0,64-0,88 мН/м. За рахунок цього 5% розчин жириноксу забезпечує довитиснення 31,8-40,3% залишкової Долинської нафти із насипної моделі пласта при температурі 70°C. Це майже на порядок більше, ніж при використанні 0,5% розчину жириноксу. Оптимальним вмістом жириноксу у водному розчині є 2-7%. Це пов'язано з наступним. По-перше, 2% розчин жириноксу забезпечує майже 10% довитиснення залишкової нафти, що є прийнятним для обробки привибійної зони пласта. По-друге, збільшення концентрації жириноксу більше 7% не є раціональним, так як не збільшує суттєво коефіцієнт довитиснення залишкової нафти. Таким чином, 2-7% розчин жириноксу забезпечує ефективне витиснення нафти, особливо залишкової, із привибійної зони продуктивних шарів. А це, відповідно, збільшує кількість нафти, що видобувається із свердловини.

Однак, застоювання жириноксу для витиснення нафти може призвести і до деяких ускладнень. Жиринокс є олеофільним емульгатором типу вода в маслі, що в пластових умовах може призвести до утворення водонафтової емульсії. В пластах з проникністю більше 0,1 мкм² утворення такої емульсії не спричиняє до суттєвої зміни проникності. А от в пластах з меншою проникністю емульсія може призвести до значного зниження проникності, що відповідно зменшує і ефективність всього процесу. Для попередження утворення водонафтової емульсії при використанні жириноксу в першу та останню порції водного розчину неіоногенної ПАР вводять соляну кислоту. Завдяки цьому ймовірність утворення водонафтової емульсії, особливо при пластових температурах вище 40°C, зменшується в значній мірі. Тому при дії на пласт по запропонованій технології утворення емульсії в порових каналах не буде спостерігатись, що, відповідно, не зменшить проникність продуктивного пласта. Навпаки, наявність невеликої кількості кислоти може частково розчиняти карбонатвміщуючі компоненти породи або взаємодіяти з іншими частинками, що забруднюють пласт. Все це в комплексі дозволяє не зменшити проникність пласта, а навіть і збільшити її (хоча це не є основним завданням соляної кислоти). Запропонована суміш, що містить 0,5-5% поверхнево-активної речовини, 1-8% соляної кислоти та воду, слугує за буфер між водним розчином жириноксу та пластовою рідиною (мінералізована вода, нафта). При цьому вміст соляної кислоти у суміші повинен бути таким, щоб забезпечувалось руйнування емульсії, що може утворюватись. В залежності від конкретної нафти оптимальна концентрація може змінюватись в досить широких інтервалах. Експериментальним шляхом було встановлено, що емульсія, утворена з пластової води та нафти Долинського родовища при температурі 50-60°C руйнується за концентрації соляної кислоти близької до 5%. Вміст ПАР у суміші вибирається із розрахунку 0,5-2%, якщо вона слугує виключно за буфер, та 2-5%, якщо суміш слугує і за буфер, і за розчин, що діє на пласт. Необхідна концентрація ПАР проектується в залежності від конкретних геолого-промислових умов свердловини.

Технологія проведення обробки по запропонованому способу містить наступне. Завчасно у прісній воді розчиняють необхідну кількість жириноксу. При цьому частину розчину використовують для приготування підкисленого розчину ПАР шляхом введення у розчин жириноксу необхідної кількості соляної кислоти. Після проведення підготовчих робіт у свердловину послідовно нагнітають підкислений розчин жириноксу, 2-7% водний розчин жириноксу та підкислений розчин жириноксу. Розчин ПАР протискують у пласт або нафтою, або пластовою водою. Залишають свердловину під тиском для адсорбції ПАР на 4-24 години, після чого свердловину освоюють.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є

- 1) додаткове нагнітання 2-7% водного розчину поверхнево-активної речовини,
- 2) солянокислотний розчин ПАР містить компоненти при наступних співвідношеннях: 0,5-5% ПАР, 1-8% соляної кислоти та вода - до 100%,
- 3) солянокислотний розчин ПАР нагнітається двома порціями - до і після 2-7% розчину ПАР,
- 4) як поверхнево-активна речовина використовується неіоногенна ПАР, наприклад, жиринокс.

Порядок приготування запропонованих розчинів наступний.

Приклад 1. У 96,73 г (96,73 мас %) води послідовно розчиняють 0,5 г (0,5 мас %) жириноксу та 2,77 г (1 мас % HCl та 1,77 мас % води) 36% розчину соляної кислоти.

Приклад 2. У 84,15 г (84,15 мас %) води послідовно розчиняють 2 г (2 мас %) жириноксу і 13,85 г (5 мас % HCl та 8,85 мас % води) 36% розчину соляної кислоти.

Приклад 3. У 72,84 г (72,84 мас %) води послідовно розчиняють 5 г (5 мас %) жириноксу і 22,16 г (8 мас % HCl та 14,16 мас % води) 36% розчину соляної кислоти.

Приклад здійснення способу. Для обробки вибираємо свердловину, типову для нафтових родовищ Прикарпаття. Вихідні дані: глибина свердловини - 2460 м, інтервал перфорації - 2365-2440 м, ефективна товщина - 48 м, пластова температура - 63°C, дебіт - 2,5 т/доб нафти при обводненні 71%. Аналіз роботи свердловини показав, що за 1,5 роки експлуатації дебіт свердловини зменшився з 7 т/доб до 2,5 т/доб, при цьому збільшилась обводненість продукції свердловини. Для збільшення дебіту свердловини планується проведення обробки по запропонованій технології.

Об'єм розчину, що нагнітається у пласт, вибирається із співвідношення 0,1-1 м³ на один метр ефективної товщини (наприклад, 0,5 м³/м). Тоді загальний об'єм складатиме 24 м³, із них 12 м³ водного розчину 5% розчину жириноксу та 12 м³ підкисленого розчину жириноксу, що містить 5% соляної кислоти та 1% - ПАР. Після підготовки відповідних розчинів послідовно нагнітають у пласт 6 м³ підкисленого розчину жириноксу, 12 м³ 5% розчину жириноксу, 6 м³ підкисленого розчину жириноксу та відповідний об'єм протискувальної рідини (наприклад, пластової води). Залишають свердловину під тиском на 24 години для адсорбції ПАР. Після цього свердловину освоюють.

ДП "Український інститут промислової власності" (Укрпатент)
Україна, 01133, Київ-133, бульв. Лесі Українки, 26
(044) 295-81-42, 295-61-97

Підписано до друку _____ 2002 р. Формат 60х84 1/8
Обсяг _____ обл.-вид арк. Тираж 50 прим. Зам. _____

УкрІНТЕІ, 03880, Київ-39 МСП, вул. Горького, 180
(044) 268-25-22
