



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 52521

(13) A

(51) 6 E21B43/27

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС

ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ
НА ВІНАХІДвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ВИДОБУВНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

1

2

(21) 2002087057

(22) 29 08 2002

(24) 16 12 2002

(46) 16 12 2002, Бюл. № 12, 2002 р.

(72) Маштанов Тимур Дмитрович

(73) ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "УКРАЇНСЬКА
ТОРГІВЕЛЬНА КОМПАНІЯ"

(57) 1 Спосіб обробки приви́бійної зони видобувної свердловини, що включає закачування в приви́бійну зону кислотної мікроемulsії і технологічну витримку, закачування вуглеводневого розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини проштовхуючого агента і технологічну витримку, який відрізняється тим, що співвідношення кислотної мікроемulsії розчину катіоноактивної поверхнево-активної речовини і проштовхуючого агента встановлюють 1 (1-3) (1-2), а як кислотну мікроемulsію використовують мікроемulsію на базі водного розчину соляної кислоти і продукту конденсації третинного аміну з

хлористим бензилом при такому співвідношенні розчинів, мас. %

19-20% водний розчин соляної кислоти 25-75

15-20% водний розчин продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом 0,05-12,5
вода решта

2 Спосіб по п. 1, який відрізняється тим, що як кислотну мікроемulsію використовують мікроемulsію на базі водного розчину соляної та плавикової кислот при такому співвідношенні розчинів, мас. %

19-20% водний розчин соляної кислоти 25-75

35-50% водний розчин плавикової кислоти 2,5-12,5

15-20% водний розчин продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом 0,05-12,5
вода решта

Винахід відноситься до нафтової промисловості і може бути використаний при обробці приви́бійних зон видобувних свердловин для продуктивних мало- і середньопроникних пластів.

Відомий спосіб обробки приви́бійної зони видобувної свердловини, що включає закачування в приви́бійну зону кислотної мікроемulsії [Автор Св. СРСР № 1161699, кл. E 21 B 43/22 1984].

Недоліком способу є швидке обводнення продукції свердловини в наслідок швидкого відновлення водопроникності й зниження видобутку нафти.

Найближчим до винаходу за технічною суттю є спосіб обробки приви́бійної зони видобувної свердловини, що включає закачування кислотної мікроемulsії, технологічну витримку, закачування вуглеводневого розчину і гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини, проштовхуючого агента і технічну витримку [Автор Св. СРСР № 1571224, кл. E 21 B 43/27 1988].

Об'ємне співвідношення кислотної мікроемulsії, водорозчинного розчинника і вуглеводневого

розчину гідрофобізуючої поверхнево-активної речовини 1/0,28 - 0,32/0,95 - 1,0.

Спосіб також включає закачування водорозчинного розчинника.

Недоліком способу є високий гідродинамічний опір при запуску видобувної свердловини в роботу за рахунок високого міжфазного натягу на межі нафти і концентрованого розчину продуктів реакції кислот з породою і наявності водорозчинного агента, а також використання як водорозчинного агента шкідливих і отруйних напівполярних розчинників.

Технічним завданням винаходу є підвищення ефективності свердловини за рахунок застосування кислотної мікроемulsії продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом, що утворює з вуглеводородозмішаною гідрофобізуючою катіоноактивною поверхнево-активною речовиною комплекс, що має синергетичний ефект, який знижує міжфазовий натяг на межі з нафтою.

Поставлене технічне завдання досягається тим, що в способі обробки приви́бійної зони видо-

(13) A

(11) 52521

(19) UA

бувної свердловини, що включає закачування в привибійну зону кислотної мікроемульсії технологічну витримку, закачування вуглеводневого розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини проштовкуючого агента і технологічну витримку

Згідно з винаходом співвідношення кислотної мікроемульсії розчину катіоноактивної поверхнево-активної речовини і проштовкуючого агента встановлюють 1 (1-3) (1-2), а як кислотну мікроемульсію використовують мікроемульсію на базі водного розчину соляної кислоти і продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом при такому співвідношенні розчинів, мас, %

20 - 27% водний розчин соляної кислоти	25 - 75
--	---------

20 - 30% водний розчин продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом	0,05 - 12,5
вода	решта

Крім того, як кислотну мікроемульсію використовують мікроемульсію на базі водного розчину соляної та плавикової кислот при такому співвідношенні розчинів мас, %

20 - 27%-ний водний розчин соляної кислоти	25 - 75
--	---------

40 - 60%-ний водний розчин плавикової кислоти	2,5 - 12,5
---	------------

20 - 30%-ний водний розчин продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом	0,05 - 12,5
вода	решта

Закачуванням кислотної мікроемульсії забезпечують очищення оброблюваної привибійної зони від асфальто-смоло-парафінових відкладень і розчинення частини породи на значному віддаленні від стовбура свердловини, що приводить до збільшення проникності привибійної зони і підвищення продуктивності свердловини

При взаємодії соляної або суміші соляної і плавикової кислот з породою колектора утворюється концентрований розчин продуктів реакції кислот з породою, що має високий міжфазовий натяг на межі як між ним та вуглеводневим розчином катіоноактивної гідрофобізуючої поверхнево-активної речовини та між ним та витісняючою його нафтою. В результаті концентрований розчин продуктів реакції кислот з породою залишається в пласті і перешкоджає вилученню нафти з пласта, мікроемульсія на базі водного розчину продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом має низький міжфазний натяг з нафтою, а на межі з вуглеводневим розчином гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини утворюється комплекс, що має також низький міжфазовий натяг. При цьому відбувається майже поршневе витіснення кислотної мікроемульсії та продуктів її взаємодії з пористим середовищем і відтіснення їх від стовбура свердловини. За рахунок цього збільшується повнота охоплення дією пористого середовища. За рахунок утворення комплексу продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом з вуглеводородозначною гідрофобізуючою катіоноактивною поверхнево-активною речовиною відбувається ефективніша гідрофобізація поверхні порівняно з прототипом

Через низький міжфазовий натяг не утворюється макроемульсій, і гідродинамічний опір руху рідин у пористому середовищі незначний

Спосіб здійснюється таким чином

У привибійну зону видобувної свердловини закачують кислотну мікроемульсію, наприклад, 0,5 - 11м на один метр оброблюваної товщі пласта при складі кислотної мікроемульсії при такому складі мас, %

Кислота соляна	12
----------------	----

Кислота плавикова	3
-------------------	---

Продукт конденсації третинного аміну з хлористим бензилом	0,5
---	-----

Здійснюють технологічну витримку протягом 1 - 6 годин

Потім у привибійну зону закачують вуглеводневий розчин гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини, наприклад, розчин поверхнево-активної речовини «Дон-52», АТМ - 16, або АТМ 17 - 20 в керосині, дизельному паливі, нафті, бензині при вмісті поверхнево-активної речовини в розчині 0,1 - 5% в об'ємі розчину у відношенні до об'єму закачаної раніше кислотної мікроемульсії 1 (1 - 3). Після цього вуглеводневий розчин гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини проштовхують у свердловину керосином, дизельним паливом, бензином або ін. вуглеводнями при загальному співвідношенні 1 (1 - 3) (1 - 2). Після продавлювання вуглеводневого розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини в свердловину останню зупиняють на технологічну витримку. Після цього свердловину запускають в роботу

Приклади конкретного виконання

Приклад 1

Обробку привибійної зони на видобувній свердловині, вибій якої знаходиться на глибині 2254м, інтервал перфорації 2230 - 2240м, ефективна товща 10м, дебіт обробки по нафті складає 28м³ при обводненості продукції 40%

Далі в свердловину опускають колонну насосно-компресорних труб (НКТ) до глибини 2252м, тобто нижче інтервалу перфорації

Після цього в свердловині проводять зміну рідини глушіння на безводну нафту і закачують 10м³ мікроемульсії на базі соляної кислоти і продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом

Як кислотну мікроемульсію використовують такий склад мас %

24%-ний водний розчин соляної кислоти	50
---------------------------------------	----

25%-ний водний розчин продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом	10
вода	решта

Після закачки кислотної мікроемульсії проводять технологічну витримку протягом 2 годин і продовжують закачування вуглеводневого розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини в об'ємі 30м³. Як гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини вибирають 0,5% розчин АТМ 17 - 20 в нафті. Не зупиняючи закачування продавлюють вуглеводневий розчин в свердловину нафтою в об'ємі 10м³. Співвідношення кислотної мікроемульсії розчину

гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини і проштовхуючого агента 1 3 1 Здійснюють технологічну витримку протягом 6 годин Далі продовжують роботу на свердловині за звичайною технологією

Після запуску свердловини в роботу дебіт по нафті збільшився до $30,5\text{ м}^3$ при зниженні обводненості до 24% Тривалість ефекту складає 12 місяців, було добуто додатково 2700т нафти

Приклад 2

Обробку привибійної зони проводять на видобувній свердловині, забій якої знаходиться на глибині 1622м, інтервал перфорації 1595 - 1610м, ефективна товща 15м, дебіт по нафті до обробки складає 16 м^3 При обводненості продукції 64% В свердловину опускають НКТ до глибини 1620м, тобто нижче інтервалу перфорації Після цього в свердловині проводять заміну рідини глушіння на безводну нафту і закачують 15м мікроемulsії на базі соляної кислоти і продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом Як кислотну мікроемulsію вибирають такий склад, мас %

20%-ний водний розчин соляної кислоти	25
20%-ний водний розчин продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом	0,05
вода	решта

Після закачування кислотної мікроемulsії проводять технологічну витримку протягом 2-х годин і продовжують закачування вуглеводневого розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини в об'ємі 15 м^3 Як вуглеводневий розчин гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини вибирають 0,05% розчин "ДОН-52" в стабільному бензині Не зупиняючи закачування, продавляють вуглеводневий розчин в свердловину нафтою в об'ємі 15 м^3 , проводять технологічну витримку протягом 6 годин Співвідношення кислотної мікроемulsії розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини і проштовхуючого агента встановлюють 1 1 1 Далі продовжують роботу в свердловині за звичайною технологією

Після запуску свердловини в роботу дебіт по нафті збільшився до $2,5\text{ м}^3$ при зниженні обводненості до 52% Тривалість ефекту складає 8

місяців Було добуто додатково 1300т нафти

Приклад 3

Обробку привибійної зони проводять на видобувній свердловині забій якої знаходиться на глибині 2264м, інтервал перфорації 2240 - 2252 м, ефективна товща пласта 12м, дебіт по нафті до обробки 30т/доб при обводненості продукції 40%

В свердловину опускають колонну НКТ до глибини 2262 Тобто нижче інтервалу перфорації Після цього в свердловині проводять заміну рідини глушіння на безводну нафту і закачують 6 м^3 мікроемulsії на базі соляної кислоти і продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом

Як кислотну мікроемulsію вибирають такий склад, мас %

24%-ний водний розчин соляної кислоти	50
25%-ний водний розчин продукту конденсації третинного аміну з хлористим бензилом	10
40%-ний водний розчин плавиикової кислоти	10
вода	решта

Після закачування кислотної мікроемulsії проводять технологічну витримку протягом 2-х годин і продовжують закачування вуглеводневого розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини в об'ємі 12 м^3 Як вуглеводневий розчин гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини вибирають 1,0% розчин АТМ 17 - 20 в нафті Не зупиняючи закачування, продавляють вуглеводневий розчин в свердловину нафтою в об'ємі 12 м^3 , проводять технологічну витримку протягом 6 годин Співвідношення кислотної мікроемulsії розчину гідрофобізуючої катіоноактивної поверхнево-активної речовини і проштовхуючого агента встановлюють 1 2 2 Далі продовжують роботу в свердловині за звичайною технологією

Після запуску свердловини в роботу дебіт по нафті збільшився до 38 тон за добу при зниженні обводненості до 24% Тривалість ефекту складає 12 місяців Було добуто додатково 2880т нафти

Застосування запропонованого винаходу забезпечує збільшення видобутку нафти в 2,5 рази порівняно з прототипом

ДП «Український інститут промислової власності» (Укрпатент)

вул. Сім'ї Хохлових, 15, м. Київ, 04119, Україна

(044) 456 - 20 - 90

ТОВ "Міжнародний науковий комітет"

вул. Артема, 77, м. Київ, 04050, Україна

(044) 216 - 32 - 71