



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 52784

(13) C2

(51) 7 E21B43/27

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) ЗВОРОТНА ЕМУЛЬСІЯ ДЛЯ ОБРОБКИ КАРБОНАТНОГО КОЛЕКТОРА

1

2

(21) 2000042395

(22) 26 04 2000

(24) 15 01 2003

(46) 15 01 2003, Бюл. № 1, 2003 р.

(72) Бугай Юрій Миколайович, Панікарська Ольга Іванівна, Немчин Олександр Федорович, Рибич Ілля Йосипович, Чернишов Віктор Григорович, Яценко Олег Володимирович

(73) ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "НОВІ МІКРОТЕХНОЛОГІЇ"

(56) UA 19552 A, E21B 43/27, публ. 25 12 1997, Бюл. № 8

SU 898047, E21B 43/22, публ. 15 01 1982, Бюл. № 2

SU 1480415, E21B 43/27

WO 99/36666, E21B 43/22, 43/32, публ. 22 07 1999

(57) 1 Зворотна емульсія для обробки карбонатного колектора, що містить нафту, воду та емульгатор, яка відрізняється тим, що як емульгатор

вона містить розчин пеку таллової олії (тарину) у нафті або суміш розчинів пеку таллової олії (тарину) у нафті та окисленого петролатуму при такому співвідношенні інгредієнтів, об. %

нафта 44-58

вода 40-50

емульгатор 2-6

2. Склад за п. 1, який відрізняється тим, що як емульгатор він містить суміш розчинів пеку таллової олії (тарину) у нафті та окисленого петролатуму у співвідношеннях від 1:99 до 99:1

3. Склад за п. 1 або п. 2, який відрізняється тим, що як розчин пеку таллової олії (тарину) у нафті він містить його 10-50%-ний розчин

4. Склад за п. 1 або п. 2, який відрізняється тим, що як розчин окисленого петролатуму він містить його 10-50%-ний розчин

Винахід відноситься до нафтогазової промисловості, конкретно до складів зворотної емульсії, що може бути використана для кислотної обробки привибійної зони нафтового пласту, поданого карбонатним колектором, як рідини перфوراції або рідини для проведення гідравлічного розриву пласту

Відома гідрофобна зворотна емульсія для обробки карбонатного колектора за а с CPCP №1480415, кл. E 21 B 43/27, 1987, що містить, об. %

- газовий конденсат або дизельне паливо 16-17

- складний моноефір триетаноламіну та дистильованої таллової олії (емультал) 3-4
- розчин соляної кислоти (15%-вий) решта

Дана емульсія при 20°C має діапазон умовної в'язкості 205-1186, період стабільності при 20-80°C більш 5 год. 15 хв. відповідно. При 65°C активна реакція емульсії з карбонатами відбувається після 3-х годинного контактування з мармуровим зразком

Згідно лабораторних даних по конкретному прикладі зворотної емульсії, склад, що містить, об. %

- дизельне паливо 16,5

- складний моноефір триетаноламіну та дистильованої таллової олії (емультал) 3,5

- розчин соляної кислоти (15%-вий) 80

- має при 20°C ефективну в'язкість 324,04 МПа с при градієнті зсуву 437,4с⁻¹ і швидкість реакції зі зразком мармуру за 6 год. 31,34 г/год. При 90°C емульсія в контакт зі зразком мармуру розкладається через 15 хв. Швидкість реакції з мармуром цього складу за перші 30 хв. складає 7882,13 г/м² год.

Відома також зворотна емульсія для обробки карбонатного колектора, за а с CPCP №1345702, кл. E 21 B 43/27, 1985, що містить, об. %

- дизельне паливо або нафту 37,5-58,5

- 12-18%-ну соляну кислоту (водний розчин) 40,0-60,0

- окислений петролатум 1,5-2,5 (прототип)

Зворотна емульсія при 20°C має значення умовної в'язкості 140-1100 с, електростабільності -100-200 В і цілком розчиняє карбонатну породу за 24 год.

Згідно лабораторних даних по конкретному прикладі зворотної емульсії склад, що містить, об. %

- нафту 48

- 15%-ву соляну кислоту (водний розчин) 50

- окислений петролатум 2

(13) C2

(11) 52784

(19) UA

- має при 20°C ефективну в'язкість 113,56МПа с при градієнті зсуву 437,4с⁻¹ та швидкістю реакції зі зразком мармуру 7,98г/м²год. При 90°C емульсія в контакт з мармуром розкладається через 20хв. Швидкість реакції з мармуром такого складу за перші 20хв складає 2499,40г/м²год.

Недоліками даної емульсії є низька експлуатаційна стійкість при підвищенні температури, що не дозволяє їй проникати в глиб пласту на значну відстань від стовбура свердловини, а також висока швидкість реакції з карбонатною породою при підвищенні температури, що призводить до швидкої нейтралізації кислотного розчину безпосередньо в зоні свердловини.

Відомий спосіб кислотної обробки привибійної зони трещинуватого нафтового колектора за а с СРСР №898047 кл. Е 21 В 43/22, 1982, що складається в послідовній закачці через перфораційні отвори ізолюючої зворотної емульсії та кислотного розчину. Даний спосіб передбачає закачку ізолюючої зворотної емульсії, що не містить кислоти. Зворотна емульсія за винаходом розроблена для реалізації цього способу.

Причиною, що перешкоджає одержанню очікуваного технічного результату, є погіршення технологічних властивостей відомих емульсій при використанні у свердловинах із підвищеною вибієюною температурою.

Задачею, поставленою при створенні винаходу, є, в зворотній емульсії для обробки карбонатного колектора, шляхом зміни якісних і кількісних показників інгредієнтів складу, поліпшення технологічних властивостей емульсії при підвищених температурах за рахунок збільшення експлуатаційної стійкості.

Зазначена задача вирішується тим, що зворотна емульсія для обробки карбонатного колектора, яка містить нафту, воду та емульгатор, згідно з винаходом, як емульгатор вона містить розчин пеку таллової олії (тарину) у нафті.

Першою додатковою суттєвою відмінністю є те, що як емульгатор емульсія містить суміш розчинів пеку таллової олії (тарину) у нафті та окисленого петролатуму у співвідношеннях від 1:99 до 99:1.

Другою додатковою суттєвою відмінністю є те, що як розчин пеку таллової олії у нафті вона містить його 10-50%-вий розчин.

Третьою додатковою суттєвою відмінністю є те, що як розчин окисленого петролатуму у нафті він містить його 10-50%-вий розчин.

Четвертою додатковою суттєвою відмінністю є те, що зазначені інгредієнти є в наступному співвідношенні, об. %:

- нафта 44-58, вода 40-50, емульгатор 2-6.

У якості нафти використовують низьков'язкі товарні нафти родовищ України.

Тарин являє собою розчин пеку таллової олії в суміші гасу та каталізатору риформінгу нафти і виробляється за ТУ 38 201425-84 Дрогобицьким нафтопереробним заводом. Розчинний у нафті.

Пек таллової олії є відходом ректифікації галлової олії з кислотним числом 36-44мг КОН/г, числом омилення 75-117мг КОН/г і містить у своєму складі, мас. % смоляні кислоти 15,9-21,6, жирні

кислоти 27,3-38,2, окислені та неомилюємі речовини - решта.

Окислений петролатум являє собою продукт окислення суміші парафінів і церезинів киснем повітря і містить у своєму складі високомолекулярні жирні і нафтові кислоти (кислотне число 60-70мг КОН/г).

Зворотну емульсію готують шляхом введення в нафту при постійному перемішуванні емульгатора, а потім поступово добавляють воду. Після закінчення введення води інтенсивно перемішують компоненти до утворення емульсії. Процес приготування зворотної емульсії в промислових умовах здійснюють на стаціонарних установках по приготуванню зворотних емульсій або безпосередньо на свердловині з використанням цементувального агрегату ЦА-320 та диспергатора. Витіснення нафти відбувається шляхом послідовної закачки через перфораційні отвори ізолюючої зворотної емульсії та 15-24%-вого розчину соляної кислоти. При цьому закачують ізолюючу зворотну емульсію, що не містить кислоти.

Приклад. До 228см³ нафти, напитої у пластмасову склянку, при кімнатній температурі і постійному перемішуванні на змішувачі з частотою обертання вала мішалки 3х109хв⁻¹ доливають 8см³ емульгатора і перемішують 1хв, а потім протягом 1хв доливають 160см³ води. Отриману емульсію перемішують ще 10хв, після чого охолоджують до 20°C, поділяють на 4 рівні частини і піддають випробуванням.

Ефективну в'язкість емульсії при 20°C визначають на ротаційному вискозиметрі, наприклад Rheotest-2, при градієнті зсуву 437,4с⁻¹ як добуток двох постійних приладу на величину ділення, визначених на шкалі приладу.

Склади зворотних емульсій і їх властивості по прикладах подані в таблиці. У прикладах використані нафти Гнединцевського родовища, Україна.

Як випливає з даних таблиці, у складі емульсії найбільше ефективними є концентраційні межі емульгаторів 2-6об. %. За період цілісного існування при 90°C протягом 240хв і більше емульсія може бути доставлена в глиб пласту на необхідну відстань від стовбура свердловини. Це збільшує ефект кислотного обробки.

Ефект підвищення стабільності зворотної емульсії при температурі до 90°C супроводжується утворенням міцного абсорбційного полімерного пласту навколо кислотної фази, що надає емульсії підвищену стабільність і сприяє повільній дифузії соляної кислоти до поверхні контакту з карбонатною породою. У результаті реакції кислотного розчину з карбонатами утвориться розчин хлористого кальцію, концентрація якого зростає в часі.

Приклад. На свердловині, що експлуатує карбонатний колектор із перфорованою товщиною продуктивного об'єму Н=10м, проводять підготовчі роботи, спускають колону труб до інтервалу перфорації і закачують зворотну емульсію при тиску, що не перевищує тиск опресовки колони, а потім закачують 24%-вий водний розчин соляної кислоти в такому ж об'ємі, який продавляють знову ж зворотною емульсією. Цей та подальші приклади наведені в таблиці.

Приклад	Склад емульсії				Ефективна в'язкість емульсії мПа·с
	емульгатор		нафта об %	вода об %	
	вид	Об %			
1	тарин	6	51	43	201,3
2	тарин	3	50	45	306,3
3	тарин	7	53	40	164,0
4	тарин	2	58	40	176,2
5	тарин	6	44	50	382,4
6	тарин	3	47	50	312,1
7	тарин	1,8	58,2	40	172,3
8	тарин	3	52,0	45	148,5
9	тарин/петр	1,3	46	50	151,1
10	тарин/петр	2 2	51	45	195,9
11	петр /тарин	2 3	55	40	174,9
12	Прототип	48	50	(в складі водного розчину соляної кислоти)	112,4

Емульсію закачують у пласт на діаметр D , що перевищує радіус попрушеної проникності привибійної зони пласту, який визначають перед проведенням обробки по кривим відновлення тиску. З даного діаметра закачки емульсії і перфорованої товщини пласту визначають її об'єм за формулою

$$V=0,785m D^2H$$

де m - середньовиважена пористість колектора

При $m=15,0\%$ і заданій глибині обробки 5м потрібно закачати біля $3m^3$ емульсії на 1м ефективної товщини пласту. Після подачі в пласт емульсії, нагнітання 15-24%-ного водного розчину соляної кислоти і знову закачки емульсії, свердловину витримують протягом 4-6год до закінчення реакції кислотного розчину з карбонатною породою і вво-

дять в експлуатацію

Використання винаходу призводить до поліпшення технологічних властивостей емульсії при підвищених температурах за рахунок збільшення її ефективної в'язкості, а отже зросту її експлуатаційної стійкості. Створюється можливість при послідовній закачці емульсії та кислотного розчину надійно ізолювати високопроникні обводнені канали пласту за радіусом обробки привибійної його зони ізолюючою емульсією, вибірково донести кислотний розчин у його тріщини для їх розширення. Розрахунки показують, що при середньому дебіті свердловин 30т/добу та обводненості 70-90% додатковий видобуток при підвищених пластових температурах складає до 15 т/добу, а зниження обводненості досягає 50-80%