

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2616923

КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА С ПОВЫШЕННОЙ КАРБОНАТНОСТЬЮ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Мардашов Дмитрий Владимирович (RU), Подопризора Дмитрий Георгиевич (RU), Исламов Шамиль Расихович (RU), Бондаренко Антон Владимирович (RU)*

Заявка № 2016108386

Приоритет изобретения 09 марта 2016 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 18 апреля 2017 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 09 марта 2036 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2016108386, 09.03.2016

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.03.2016Дата регистрации:
18.04.2017

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 09.03.2016

(45) Опубликовано: 18.04.2017 Бюл. № 11

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный
университет", отдел интеллектуальной
собственности и трансфера технологий (отдел
ИС и ТТ)

(72) Автор(ы):

Мардашов Дмитрий Владимирович (RU),
Подпригора Дмитрий Георгиевич (RU),
Исламов Шамиль Расихович (RU),
Бондаренко Антон Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет" (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2543224 C2, 27.02.2015. RU
2407769 C1, 27.12.2010. RU 2453696 C1,
20.06.2012. CN 105295887 A1, 03.02.2016. US
2005020454 A1, 27.01.2005. WO 2014137477
A1, 12.09.2014.

(54) КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА С ПОВЫШЕННОЙ КАРБОНАТНОСТЬЮ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к составам для кислотной обработки призабойной зоны терригенного пласта с повышенной карбонатностью. Состав включает 36%-ную соляную кислоту, ингибитор коррозии ИКУ-118, пресную воду, 86,5%-ную муравьиную кислоту, диэтилэтилендиаминтетрауксусной кислоты, бифторид аммония, эриторбат натрия, гидрофобизатор ГФ-

15МПС. Технический результат заключается в получении кислотного состава, обладающего высокой растворяющей способностью карбонатной составляющей продуктивного пласта, пониженным межфазным натяжением на границе керосин/кислотный состав, низкой скоростью коррозии и не образующего нерастворимых осадков при высоких пластовых температурах. 3 табл., 4 пр.

RU 2 616 923 C1

RU 2 616 923 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11) **2 616 923**⁽¹³⁾ **C1**

(51) Int. Cl.
C09K 8/74 (2006.01)
E21B 43/27 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2016108386, 09.03.2016**

(24) Effective date for property rights:
09.03.2016

Registration date:
18.04.2017

Priority:

(22) Date of filing: **09.03.2016**

(45) Date of publication: **18.04.2017** Bull. № 11

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, FGBOU
VO "Sankt-Peterburgskij gornyj universitet", otdel
intellektualnoj sobstvennosti i transfera tekhnologii
(otdel IS i TT)**

(72) Inventor(s):

**Mardashov Dmitrij Vladimirovich (RU),
Podoprigora Dmitrij Georgievich (RU),
Islamov Shamil Rasikhovich (RU),
Bondarenko Anton Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe byudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Sankt-Peterburgskij gornyj
universitet" (RU)**

(54) **ACID COMPOSITION FOR TREATMENT OF TERRIGENOUS RESERVOIR BOTTOMHOLE FORMATION ZONE WITH HIGH CARBONATENESS**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: composition includes 36% hydrochloric acid, corrosion inhibitor CI-118, 86.5% fresh water, formylic acid, disodium edetate of ethylene diaminetetra-acetic acid, ammonium bifluoride, sodium erythorbate, oil wetting agent GF 15MPS.

EFFECT: obtaining the acid composition, having

high solubility of the productive formation carbonate component, lowered surface tension on the border of kerosene-acid composition, low rate of corrosion and non-generating the insoluble precipitates at high reservoir temperatures.

3 tbl, 4 ex

RU 2 616 923 C1

RU 2 616 923 C1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к составам для кислотной обработки призабойной зоны терригенного пласта с повышенной карбонатностью, от 5 до 20%, и может быть использовано в процессе интенсификации притока нефти (газа) и освоения скважин путем кислотной обработки терригенного коллектора.

Известен кислотный состав (патент РФ №2386666, опубл. 20.04.2010 г.) для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов, включающий, мас. %: ингибированную соляную кислоту 9,0-15,0; фторсодержащий реагент - фтористоводородную кислоту, или бифторид аммония, или фторид аммония 4,0-7,4; органический растворитель - полиэтиленгликоль-4 или «Реагент-Гликоил» 5,0-30,0; поверхностно-активное вещество Неонол АФ₉₋₁₂ 0,1-0,2; воду остальное.

Недостатком состава является низкая эффективность воздействия на высокотемпературные (>80°C) терригенные пласты, содержащие в качестве цементирующего материала карбонаты, так как наличие растворителя в составе незначительно снижает скорость реакции кислот с породой при высоких пластовых температурах. Следующим недостатком известного состава является низкая осадкоудерживающая способность по отношению к фторидам кальция (CaF₂↓), что приведет к закупориванию каналов фильтрации нерастворимыми осадками фторидов, образующихся при взаимодействии фторсодержащих кислот с карбонатной составляющей терригенного пласта.

Известен состав (патент РФ №2543224, опубл. 27.02.2015 г.) для обработки скважин в карбонатных и терригенных коллекторах, содержащий, мас. %: соляную кислоту 24%-ную или 36%-ную 25,0-50,0; алкилбензолсульфо кислоту 0,1-2,0; лимонную кислоту 0,5-3,0; уксусную кислоту 3,0-12,0; метиловый спирт 3,0-10,0; препарат ОС-20 0,5-2,5; ингибитор коррозии «ИКУ-118» 1,0-5,0; фтористоводородную кислоту 40%-ную 0,0-7,5; стабилизатор железа типа «Ферикс» 0,0-5,0; воду остальное.

Недостатком этого состава является его высокая коррозионная активность в условиях высоких температур.

Известен состав (патент РФ №2243369, опубл. 27.12.2004 г.) для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов, содержащий, мас. %: раствор соляной кислоты 24%-ной концентрации или хлорид аммония 1,0-5,0; раствор плавиковой кислоты 50%-ной концентрации, или фторид аммония, или бифторид аммония 1,0-5,0; алкилбензолсульфо кислоту 10,0-30,0; гликоль 10,0-40,0.

Недостатком применения известного состава в терригенных коллекторах является то, что при его использовании происходит выпадение осадков и коагулирование коллектора, особенно при повышенной карбонатности и высокой пластовой температуре.

Известен состав (патент РФ №2100587, опубл. 27.12.1997 г.) для кислотной обработки призабойной зоны пласта, содержащий, мас. %: смесь соляной кислоты с плавиковой 8,0-75,0; ингибитор коррозии 0,5-2,0; фосфовую кислоту и/или неионогенное оксиэтилированное поверхностно-активное вещество 0,5-2,0; растворитель остальное.

Недостатком известного состава является то, что в процессе его использования при обработке терригенного пласта с высокой карбонатностью и пластовой температурой происходит выпадение нерастворимых осадков, коагулирующих пласт.

Известен кислотный состав для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов с высокой карбонатностью (патент РФ №2407769, опубл. 27.12.2010 г.), принятый за прототип, содержащий алкилбензолсульфо кислоту, препарат ОС-20, хлорид аммония, 24%-ный раствор ингибированной соляной кислоты, метанол, сивушное

масло, уксусную кислоту, лимонную кислоту, ингибитор коррозии «ИКУ-118» и пресную воду при следующем соотношении компонентов, мас. %: алкилбензолсульфокислота 3,5-5,5; препарат ОС-20 2,5-5,5; хлорид аммония 3,5-6,5; 24%-ный раствор ингибированной соляной кислоты 14-18; метанол 12,0-16,0; сивушное масло 4,0-8,0; уксусная кислота 6,0-12,0; лимонная кислота 2,5-4,5; ингибитор коррозии «ИКУ-118» 0,1-0,5; пресная вода - остальное.

Недостатком состава является его высокая коррозионная агрессивность в условиях высоких температур, а также данный состав не растворяет кварцевую составляющую терригенного пласта.

Техническим результатом изобретения является получение кислотного состава для обработки призабойной зоны пласта терригенного коллектора с повышенной карбонатностью, обладающего высокой растворяющей способностью карбонатной составляющей продуктивного пласта на протяжении 3 часов, пониженным межфазным натяжением на границе керосин/кислотный состав, низкой скоростью коррозии и не образующего нерастворимых осадков при высоких пластовых температурах (до 95°C).

Технический результат достигается тем, что к смеси минеральной, органической кислот и бифторида аммония добавляются: гидрофобизатор ГФ-15МПС, представляющий собой смесь алкилдиметилбензиламмонийхлорида, третичного амина и гликолиевого растворителя; комплексообразователи ионов металлов и ингибитор коррозии, мас. %: 36%-ная соляная кислота 1-3, 86,5%-ная муравьиная кислота 9-12, бифторид аммония 0-1, динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты 0,05-0,1, эриторбат натрия 0,5-5, гидрофобизатор ГФ-15МПС 0,05-0,3, ингибитор коррозии «ИКУ-118» 0,05-0,1.

Заявляемый кислотный состав для обработки призабойной зоны пласта терригенного коллектора с повышенной карбонатностью включает в себя следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие:

1. Кислота синтетическая техническая, содержащая 36% масс. HCl, выпускается по ГОСТ 857-95.

2. Кислота муравьиная техническая, содержащая не менее 86,5% масс. основного вещества, выпускается по ГОСТ 1706-78.

3. Бифторид аммония - порошок белого цвета, содержащий 97,0 мас. % основного вещества, выпускается по ТУ 113-08-544-83.

4. Ингибитор коррозии «ИКУ-118» представляет собой гликолевый раствор поверхностно-активных веществ и четвертичных аммониевых солей, выпускается по ТУ 2415-020-54651030-2007.

5. Динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты - белый кристаллический порошок или кристаллы белого цвета, массовая доля основного вещества не менее 99,0%, выпускается по ГОСТ 10652-73.

6. Гидрофобизатор ГФ-15МПС, представляющий собой смесь алкилдиметилбензиламмонийхлорида, третичного амина и гликолиевого растворителя, выпускается по ТУ 2458-014-92627037-2012.

7. Эриторбат натрия (Е316) - белый кристаллический порошок, массовая доля основного вещества не менее 99,0%, CAS №6381-77-7.

8. Пресная вода.

Минимальная концентрация гидрофобизатора ГФ-15МПС, представляющего собой смесь алкилдиметилбензиламмонийхлорида, третичного амина и гликолиевого растворителя, определяется необходимым межфазным натяжением кислотного состава на границе с углеводородной фазой (не более 2,0 мН/м) и степенью замедления скорости

реакции кислотного состава с карбонатной составляющей продуктивного пласта, а максимальная - технологической и экономической целесообразностью. Содержание муравьиной и соляной кислот, бифторида аммония определяется необходимой скоростью растворения и общей растворяющей способностью кислотного состава по отношению к терригенной породе в ходе реакции. Содержание динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты определяется ее способностью образовывать комплексы вокруг ионов Fe^{3+} и Ca^{2+} , не давая негативных последствий осадкообразования ионов трехвалентного железа из кислотного состава, а также предотвращая выпадение малорастворимых осадков фторида кальция ($CaF_2 \downarrow$).

Эриторбат натрия также выступает в роли стабилизатора ионов железа (Fe^{3+}), но он более эффективен в условиях высоких пластовых температур. Наличие ингибитора коррозии в составе обусловлено требованиями к скорости коррозии стали как при $20^\circ C$, так и при $95^\circ C$.

В лабораторных условиях определялись следующие свойства предлагаемого состава: межфазное натяжение на границе раздела фаз между предлагаемым составом и углеводородной фазой; скорость коррозии стали в предлагаемом составе; скорость растворения карбонатной, кварцевой породы и каолиновой глины при температуре $95^\circ C$.

Межфазное натяжение, мН/м, на границе с углеводородной фазой (керосин ТС-1) для испытуемых составов определялось при помощи системы анализа формы капли EasyDrop фирмы Kruss (Германия) по методике, прилагаемой к прибору.

Скорость коррозии стали, $г/(м^2 \cdot ч)$, определялась в соответствии с общепринятой методикой - по потере массы пластинок из стали марки Ст 20 размером $50,0 \times 12,0 \times 0,25$ мм после выдержки их в течение 24 часов в испытуемом кислотном растворе при $20^\circ C$ и $95^\circ C$.

Примеры приготовления кислотных составов

Пример 1 (прототип, состав №1 в таблице 1)

В стакане объемом 250 мл в 37,9 мл воды растворяют 3,5 г хлорида аммония, 2,5 г лимонной кислоты, 16,0 г метанола, 8,0 г сивушного масла, 12,0 г уксусной кислоты, 14,0 г 24%-ной соляной кислоты, 3,5 г алкилбензолсульфокислоты, 2,5 г препарата ОС-20, 0,1 г ингибитора коррозии «ИКУ-118» и перемешивают до полного растворения.

После перемешивания получается состав со следующим содержанием ингредиентов, мас. %:

35	Пресная вода	37,9
	Алкилбензолсульфокислота	3,5
	Препарат ОС-20	2,5
	Хлорид аммония	3,5
	24%-ный раствор ингибированной соляной кислоты	14,0
	Метанол	16,0
40	Сивушное масло	8,0
	Уксусная кислота	12,0
	Лимонная кислота	2,5
	Ингибитор коррозии «ИКУ-118»	0,1

Пример 2

В стакане объемом 250 мл в 84,25 мл воды при перемешивании пластмассовой палочкой растворяют 0,1 г динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты, 1,5 г 36%-ной соляной кислоты, 12 г муравьиной кислоты, 0,5 г бифторида аммония, 1,5 г эриторбата натрия, 0,1 г гидрофобизатора ГФ-15МПС, 0,05 г ингибитора коррозии

«ИКУ-118» и перемешивают до полного растворения.

После перемешивания получается состав со следующим содержанием ингредиентов, мас. %:

5	Пресная вода	84,25
	36%-ная соляная кислота	1,5
	86,5%-ная муравьиная кислота	12
	Динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты	0,1
	Бифторид аммония	0,5
	Эриторбат натрия	1,5
10	Гидрофобизатор ГФ-15МПС	0,1
	Ингибитор коррозии «ИКУ-118»	0,05

Пример 3

В стакане объемом 250 мл в 84,15 мл воды при перемешивании пластмассовой палочкой растворяют 0,05 г динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты, 3 г 36%-ной соляной кислоты, 9 г муравьиной кислоты, 1 г бифторида аммония, 2,5 г эриторбата натрия, 0,2 г гидрофобизатора ГФ-15МПС, 0,1 г ингибитора коррозии «ИКУ-118» и перемешивают до полного растворения.

После перемешивания получается состав со следующим содержанием ингредиентов, мас. %:

20	Пресная вода	84,15
	36%-ная соляная кислота	3
	86,5%-ная муравьиная кислота	9
	Динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты	0,05
	Бифторид аммония	1
	Эриторбат натрия	2,5
25	Гидрофобизатор ГФ-15МПС	0,2
	Ингибитор коррозии «ИКУ-118»	0,1

Пример 4

В стакане объемом 250 мл в 84,55 мл воды при перемешивании пластмассовой палочкой растворяют 0,1 г динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты, 1,5 г 36%-ной соляной кислоты, 12 г муравьиной кислоты, 1,5 г эриторбата натрия, 0,1 г гидрофобизатора ГФ-15МПС, 0,05 г ингибитора коррозии «ИКУ-118» и перемешивают до полного растворения.

После перемешивания получается состав со следующим содержанием ингредиентов, мас. %:

35	Пресная вода	84,55
	36%-ная соляная кислота	1,5
	86,5%-ная муравьиная кислота	12
	Динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты	0,1
	Эриторбат натрия	1,5
40	Гидрофобизатор ГФ-15МПС	0,3
	Ингибитор коррозии «ИКУ-118»	0,05

Содержание компонентов в кислотных составах представлено в таблице 1.

45

Таблица 1					
Содержание компонентов в кислотных составах					
№ п/п	Компоненты, в пересчете на основное вещество	Содержание в кислотном составе, мас. %			
		1 прототип	2(заяв.)	3(заяв.)	4 (заяв.)
1	Номера составов				
2	24% Соляная кислота	14	-	-	-
3	36% Соляная кислота		1,5	3	1,5
4	Уксусная кислота	12	-	-	-
5	Муравьиная кислота	-	12	9	12
6	Лимонная кислота	2,5	-	-	-
7	Бифторид аммония	-	0,5	1	-
8	Препарат ОС-20	2,5	-	-	-
9	Метанол	16,0	-	-	-
10	Ингибитор коррозии «ИКУ-118»	0,1	0,05	0,1	0,05
11	Алкилбензолсульфокислота	3,5	-	-	-
12	Динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты	-	0,1	0,05	0,1
13	Сивушное масло	8,0	-	-	-
14	Хлорид аммония	3,6	-	-	-
15	Эриторбат натрия	-	1,5	2,5	1,5
16	Гидрофобизатор ГФ-15МПС	-	0,1	0,2	0,3
17	Вода	37,9	84,25	84,15	84,55

Испытания по растворению карбонатной породы или кварца проводились по методике, согласно которой количество кислотного раствора (мл) в 2,5 раза превышало площадь поверхности (см²) цилиндра карбонатной породы, имеющего диаметр 30 мм и высоту 10 мм, или кварцевой пластины, имеющей размеры 25,0×10,0×1,0 мм, пластины готовились из предметных стекол, соответствующих ГОСТ 9284-75. После изготовления примерно одинаковые по размерам цилиндры породы или кварцевые пластины помещались в сушильный шкаф, где выдерживались в течение двух часов, а затем взвешивались на аналитических весах с погрешностью до 0,0001 г. Испытуемый кислотный состав наливался в тефлоновые стаканы, после чего внутрь погружались цилиндры или пластины на фиксированное время контакта - 5, 15, 30, 60, 120 и 180 минут. После истечения времени контакта образца породы он извлекался из раствора, промывался 0,5 N раствором натрия гидроокиси и дистиллированной водой и помещался в сушильный шкаф на два часа.

Таким образом осуществлялся замер количества растворенной карбонатной породы или кварца по мере нейтрализации кислоты.

Долю растворенного карбоната или кварца рассчитывают по формуле:

$$P = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%$$

где P - доля растворенного карбоната или кварца, %;
m₁ - масса цилиндра или пластины до эксперимента, г;

m_2 - масса цилиндра или пластины после эксперимента, г.

Исследования по определению скорости растворения каолининовой глины проводились в течение 5, 15, 30, 60, 120 и 180 минут при заданной рабочей температуре. Первым этапом эксперимента является подготовка глины. Глина высушивалась в сушильном шкафу до постоянной массы и взвешивалась на аналитических весах с точностью до 0,0001 г. Необходимая для эксперимента масса каолининовой глины (m_1) составляла примерно 2 г. Объем кислотного состава при этом брался равным 10 мл. После подготовки навеска глины и исследуемый кислотный состав выдерживались в течение 30 минут в термошкафу для прогрева до заданной температуры. По окончании прогрева глину заливали кислотным составом и выдерживали в течение заданных промежутков времени при необходимой рабочей температуре. По достижении заданного времени раствор кислоты с глиной начинали фильтровать через заранее подготовленный бумажный фильтр и тщательно промывали дистиллированной водой, и высушивали в сушильном шкафу до постоянной массы (m_2), затем охлаждали в эксикаторе также в течение 2-х часов.

Доля растворенной глины определяется по формуле, указанной выше.

Результаты исследований представлены в таблице 2.

№ состава	Межфазное натяжение на границе с ТС-1, мН/м	Скорость коррозии, г/м ² ·ч		Растворение породы при 95°C			Растворение каолина при 95°C	
		при 20°C	при 95°C	Время контакта, мин	Доля прореагировавшей карбонатной породы, %	Доля прореагировавшего кварца, %	Время контакта, мин	Доля прореагировавшего каолина, %
1	0,81	0,16	16,40	5	15,68	-	5	0,53
				15	21,35	-	15	1,06
				30	26,50	-	30	1,15
				60	30,12	-	60	1,22
				120	32,16	-	120	1,30
				180	33,03	-	180	1,37
2	0,76	0,02	0,65	5	10,46	0,33	5	0,95
				15	19,64	0,78	15	1,95
				30	28,17	1,53	30	2,05
				60	36,53	3,03	60	2,15
				120	42,82	4,39	120	2,21
				180	43,74	5,00	180	2,30
3	0,98	0,04	0,78	5	9,30	0,52	5	1,82
				15	18,60	1,45	15	3,73
				30	27,55	2,52	30	3,89
				60	35,21	4,52	60	4,01
				120	41,02	7,61	120	4,07
				180	42,95	9,44	180	4,19
4	1,0	0,01	0,52	5	7,98	-	5	0,45
				15	16,46	-	15	0,83
				30	24,58	-	30	0,95
				60	33,13	-	60	1,05
				120	38,3	-	120	1,11
				180	42,31	-	180	1,18

Исходя из таблицы 2 следует, что при температуре 95°C предлагаемый состав обладает меньшей скоростью растворения карбоната на начальном этапе (5, 15 минут), чем состав по прототипу, а затем скорость растворения карбоната предлагаемым составом становится выше в сравнении с составом по прототипу (30, 60, 120, 180 минут). При этом предлагаемый состав растворяет карбонат более равномерно по сравнению

с прототипом и обеспечивает большую итоговую растворимость. Также составы 2 и 3, содержащие бифторид аммония, растворяют кварцевые пластины, в то время как состав по прототипу и состав 4 кварц не растворяют. В отношении каолина составы 2 и 3, имеющие в своем составе бифторид аммония, показывают большую растворяющую способность в сравнении с составами 1 и 4. Межфазное натяжение на границе кислотный состав/керосин ТС-1 удовлетворяет требованиям у всех 4 составов. Скорость коррозии у состава по прототипу выше в 8-16 раз при 20°C, а при 95°C в 25-32 раза по сравнению с предлагаемым составом.

Для фильтрационных исследований использовалась составная модель из трех кернов, представляющих полимиктовый песчаник с глинисто-карбонатным цементом, отобранных на одном из месторождений Западной Сибири. При этом определялась исходная проницаемость по керосину, затем в обратном направлении закачивался 3%-ный водный раствор KCl, использующийся в качестве основы многих буровых растворов, после чего вновь определялась проницаемость составной модели по керосину и степень ухудшения проницаемости. На заключительном этапе производилась прокачка предлагаемого кислотного состава и определялась итоговая проницаемость по керосину.

Условия проведения эксперимента:

Температура эксперимента - 95°C,

Давление всестороннего обжима - 14 МПа,

Изовязкозная модель нефти - керосин.

Параметры составной модели:

Длина составной модели - 9,0 см;

Диаметр составной модели - 3,0 см;

Поровый объем - 11,3 см³;

Исходная проницаемость составной модели по керосину при 95°C - 3,1 мД.

В таблице 3 представлены результаты фильтрационного эксперимента предлагаемого кислотного состава на составной модели - низкопроницаемый песчаник с карбонатно-глинистым цементом.

№ п/п	Состав жидкости воздействия	Количество компонентов	Проницаемость образца по керосину, мкм ²
1	Закачка керосина в прямом направлении	До стабилизации перепада давления	0,0031
2	Закачка водного раствора 3% KCl в обратном направлении	Динамическая репрессия (моделирование бурения скважины) - 2 МПа - 4 часа; статическая репрессия (моделирование спускоподъемных операций) - 1,5 МПа - 4 часа; выдержка без репрессии - 8 часов	
3	Закачка керосина в прямом направлении	До стабилизации перепада давления	0,0025
4	Закачка состава №2 в обратном направлении	5 поровых объемов	
5	Закачка керосина в прямом направлении	До стабилизации перепада давления	0,0097

Как следует из представленных данных, обработка составной модели керна, состоящей из низкопроницаемых песчаников с карбонатно-глинистым цементом, предлагаемым кислотным составом позволяет не только восстановить исходную проницаемость после воздействия фильтратом бурового раствора, но и увеличить ее.

5

(57) Формула изобретения

Кислотный состав для обработки призабойной зоны пласта терригенного коллектора с повышенной карбонатностью, включающий соляную кислоту, ингибитор коррозии ИКУ-118 и пресную воду, отличающийся тем, что дополнительно содержит муравьиную кислоту, динатриевую соль этилендиаминтетрауксусной кислоты, бифторид аммония, эриторбат натрия, в качестве ПАВ гидрофобизатор ГФ-15МПС, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

10

36%-ная соляная кислота	1-3
86,5%-ная муравьиная кислота	9-12
динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты	0,05-0,1
бифторид аммония	0-1
эриторбат натрия	0,5-5
гидрофобизатор ГФ-15МПС	0,05-0,3
ингибитор коррозии ИКУ-118	0,05-0,1
пресная вода	остальное.

15

20

25

30

35

40