

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2655685

СОСТАВ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ГЛИНИЗИРОВАННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

Патентообладатели: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU), ООО "Синтез ТНП" (RU)*

Авторы: *Кузнецова Александра Николаевна (RU), Рогачев Михаил Константинович (RU), Нелькенбаум Савелий Яковлевич (RU), Нелькенбаум Константин Савельевич (RU)*

Заявка № 2017118705

Приоритет изобретения 29 мая 2017 г.

Дата государственной регистрации в
Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 29 мая 2018 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 29 мая 2037 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

C09K 8/584 (2017.08); Y10S 507/935 (2017.08); Y10S 507/936 (2017.08)

(21)(22) Заявка: 2017118705, 29.05.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
29.05.2017Дата регистрации:
29.05.2018

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 29.05.2017

(45) Опубликовано: 29.05.2018 Бюл. № 16

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет", отдел интеллектуальной
собственности и трансфера технологий (отдел
ИС и ТТ)

(72) Автор(ы):

Кузнецова Александра Николаевна (RU),
Рогачев Михаил Константинович (RU),
Нелькенбаум Савелий Яковлевич (RU),
Нелькенбаум Константин Савельевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет" (RU),
ООО "Синтез ТНП" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: РОГАЧЕВ М.К. и др.
Исследование и разработка растворов
поверхностно-активных веществ для
заводнения низкопроницаемых
полимиктовых коллекторов, НТХ Инженер-
нефтяник, 2016, ном.1, с.49-53. SU 1596085
A1, 10.09.1990. RU 2467163 C1, 20.11.2012. RU
2468056 C1, 27.11.2012. RU 2254399 C1,
20.06.2005. EA 21390 B1, 30.06.2015. RU
2333234 C1, 10.09.2008. (см. прод.)

(54) СОСТАВ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ГЛИНИЗИРОВАННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к разработке нефтяных месторождений с использованием заводнения. Состав для вытеснения для закачки в глинизированный нефтяной пласт, содержащий неионогенное поверхностно-активное вещество - НПАВ N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15 и воду, дополнительно содержит катионное поверхностно-активное вещество - КПАВ алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14

спиртовой, при следующем соотношении компонентов, масс. %: НПАВ 0,01-0,5; КПАВ 0,1-0,5; вода - остальное. Технический результат - снижение межфазного натяжения на границе «нефть-вода», уменьшение степени набухания глинистых минералов, и в конечном итоге более эффективное вытеснение нефти из глинизированного пласта. Дополнительно состав имеет бактерицидные свойства и является ингибитором коррозии. 1 ил., 2 табл., 3 пр.

(56) (продолжение):

US 6831108 B2, 14.12.2004. WO 2011/086359 A1, 21.07.2011.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
C09K 8/584 (2017.08); Y10S 507/935 (2017.08); Y10S 507/936 (2017.08)

(21)(22) Application: **2017118705, 29.05.2017**

(24) Effective date for property rights:
29.05.2017

Registration date:
29.05.2018

Priority:

(22) Date of filing: **29.05.2017**

(45) Date of publication: **29.05.2018** Bull. № 16

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2,
federalnoe gosudarstvennoe byudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Sankt-Peterburgskij gornyj
univiersitet", otdel intellektualnoj sobstvennosti i
transfera tekhnologij (otdel IS i TT)**

(72) Inventor(s):

**Kuznetsova Aleksandra Nikolaevna (RU),
Rogachev Mikhail Konstantinovich (RU),
Nelkenbaum Savelij Yakovlevich (RU),
Nelkenbaum Konstantin Savelevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) **COMPOSITION FOR DISPLACEMENT FOR PUMPING INTO A MUDDED-OFF OIL FORMATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil industry, namely to development of oil fields by using water flooding. Composition for displacement for pumping into a mudded-off oil formation comprising a nonionic surfactant - NIS N-alkyl-N, N-di(polyethylene glycol) amine based on coconut oil acids oxamine L-15 and water, additionally comprises a cationic surfactant - CS alcohol alkyl dimethylbenzylammonium chloride C12-

C14, with the following ratio of components, mass%: NIS - 0.01-0.5; CS - 0.1-0.5; water - balance. In addition, the formulation has bactericidal properties and is a corrosion inhibitor.

EFFECT: technical result is decreased interfacial tension at the oil-water boundary, decreased degree of swelling of clay minerals, and ultimately more efficient displacement of oil from the mudded-off oil formation.

1 cl, 1 dwg, 2 tbl, 3 ex

RU 2 655 685 C 1

RU 2 655 685 C 1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к разработке нефтяных месторождений с использованием заводнения.

Известен состав для повышения нефтеотдачи пластов (патент RU №2441049, опублик. 27.01.2012 г.), содержащий поверхностно-активное вещество - органический остаток процесса получения сульфата аммония из отработанной серной кислоты процесса сернокислотного алкилирования изоалканов олефинами в количестве 2-10 масс. %, вода - остальное. Технический результат - обеспечение доступности и дешевизны при высоких значениях коэффициента нефтевытеснения.

Недостатком является отсутствие влияния на уменьшение гидратации глинистых минералов в пласте, и, соответственно, невозможность применения данного состава в условиях глинизированных коллекторов.

Известен состав для повышения нефтеотдачи пластов (авторское свидетельство SU 1521866, опублик. 07.02.1981 г.). Состав позволяет уменьшать межфазное натяжение на границе «нефть-вода», а также снижать реологические параметры пластовой нефти.

Недостатком указанного состава является отсутствие заметного ингибирующего влияния на набухаемость глин, и, соответственно, невозможность применения данного состава в условиях глинизированных коллекторов.

Известен состав поверхностно-активных веществ для закачки в нефтяной пласт (ст. Рогачев М.К., Кузнецова А.Н. Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – 2016. - №1. - С. 49-53), принятый в качестве прототипа, состоящий из неионогенного поверхностно-активного вещества НГ-2 и воды.

Состав позволяет уменьшать межфазное натяжение на границе «нефть-вода», а также снижать коррозионное воздействие пластовой воды.

Недостатком указанного состава является отсутствие заметного ингибирующего влияния на набухаемость глин.

Техническим результатом от использования заявляемого состава является снижение межфазного натяжения на границе «нефть-вода», уменьшение степени набухания глинистых минералов, и в конечном итоге более эффективное вытеснение нефти из глинизированного пласта.

Технический результат достигается тем, что дополнительно содержит катионное поверхностно-активное вещество - КЛАВ алкилдиметилбензиламмоний хлорид С12 - С14 (спиртовой), при следующем соотношении компонентов, масс. %:

НПАВ	0,01-0,5
КПАВ	0,1-0,5
вода	остальное

Описываемый состав поясняется фиг. 1, где приведены графики зависимостей межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ-керосин» от концентрации реагентов.

Заявляемый состав для заводнения глиносодержащих коллекторов включает в себя следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие:

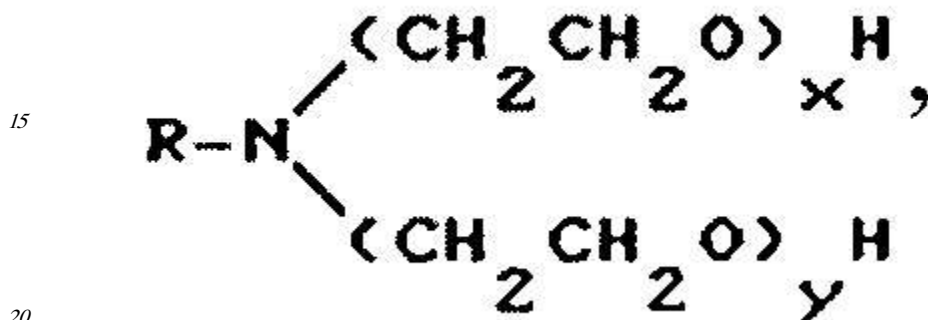
- КЛАВ 0,1-0,5%, представляющее собой алкилдиметилбензиламмоний хлорид С12 - С14 (спиртовой), выпускающийся по ТУ 2482-003-04706205-2004;
- НГ-2 0,01-0,5%, неионогенное поверхностно-активное вещество - НПАВ N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15;
- вода: пресная или минерализованная (до 50 г/л).

Добавление КПАВ приводит к снижению гидратации глинистых минералов и

повышению тем самым проницаемости нефтенасыщенных горных пород, реагент НГ-2 обладает способностью снижать межфазное натяжение на границе «нефть-вода». Результатом является более эффективное вытеснение нефти из глинизированного пласта. Дополнительно состав имеет бактерицидные свойства и является ингибитором коррозии.

5 В качестве оксиэтилированных аминов на основе жирных кислот реагент содержит: неионогенное поверхностно-активное вещество - НПАВ N-алкил-N,N-ди (полиэталенгликоль) амины на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15 общей формулы:

10 $C_pH_{2p+1}N(C_2H_4O)_mH$, где $p=10-12$,
 $n+m=15$ или оксиэтилированные первичные моноамины общей формулы



где R - углеводородный радикал $C_{10}-C_{17}$; $x+y=11$ или 15 [1].

Эти продукты выпускаются под названием Noramox C_{11} , или Noramox C_{15} , или Noramox C_{11} , Noramox O_{15} [2].

25 Были проведены исследования по определению плотности нефти помощи плотномера DE 40 (MettlerToledo), а также межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ - керосин» в различных концентрациях. Исследования по оценке изменения величины межфазного натяжения на границе «керосин-водный раствор ПАВ» проводились по ГОСТ 29232-91. «Определение критической концентрации мицеллообразования».

30 Исследования по оценке величины глинонабухания проводились объемным методом, когда количество поглощенной образцом дезинтегрированного ядра жидкости определяется по увеличению объема ядра на приборе Жигача-Ярова.

С целью получения водного раствора ПАВ были приготовлены смеси компонентов, а также водный раствор прототипа. Каждая смесь приготавливалась путем

35 компаундирования компонентов в лабораторных условиях.

Пример 1. 0,1 г неионогенного ПАВ НГ-2 вводят в 1 г катионного ПАВ, воды, затем добавляют воду до массы 1 кг и перемешивают в течение 10 мин при стандартной температуре с получением однородного состава. Далее проводят измерение плотности,

40 которая равна $0,9976 \text{ г/см}^3$. Затем определяют межфазное натяжение на границе «водный раствор-нефть», которое равно $3,03 \text{ мН/м}$, и коэффициент глинонабухания, который составил $0,2\%$.

Состав используют для определения нефтевытесняющей способности.

Пример 2. 0,5 г неионогенного ПАВ НГ-2 вводят в 3 г катионного ПАВ, воды, затем добавляют воду до массы 1 кг и перемешивают в течение 10 мин при стандартной

45 температуре с получением однородного состава. Затем проводят измерение плотности, которая равна $0,9978 \text{ г/см}^3$. Далее определяют межфазное натяжение на границе «водный раствор-нефть», которое равно $1,5 \text{ мН/м}$, и коэффициент глинонабухания, который

составил 0,2%.

Состав используют для определения нефтewытесняющей способности.

Пример 3. 1 г неионогенного ПАВ НГ-2 вводят в 5 г катионного ПАВ, воды, затем добавляют воды до массы 1 кг и перемешивают в течение 10 мин при стандартной температуре с получением однородного состава. Затем проводят измерение плотности, которая равна 0,9978 г/см³. Далее определяют межфазное натяжение на границе «водный раствор-нефть», которое равно 1,31 мН/м, и коэффициент глинонабухания, который составил 0,2%.

Результаты определения межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ - керосин» представлены на фиг. 1.

Результаты определения коэффициентов набухания представлены в таблице 1.

Таблица 1 - зависимость коэффициента относительного глинонабухания от концентрации реагентов, масс. %

НГ-2,% КПАВ,%	0,005	0,01	0,05	0,1	0,25
0,01	60	40	25	25	25
0,1	2	0,2	0,2	0,2	0,2
0,25	2	0,2	0,2	0,2	0,2
0,5	2	0,2	0,2	0,2	0,2
1	2	0,2	0,2	0,2	0,2

Состав используют для определения нефтewытесняющей способности.

Эксперименты, проведенные в соответствии с ГОСТ 26450.0-85. «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств», ОСТ 39-195-86. «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях», позволили определить коэффициент вытеснения нефти за счет фильтрации через керновый материал реагента при объемном расходе 0,05 мл/мин.

Результаты определения коэффициентов вытеснения нефти представлены в таблице 2.

Таблица 2 - зависимость коэффициента вытеснения нефти от концентрации реагентов, масс. %

НГ-2, % КПАВ,%	0,005	0,01	0,05	0,1	0,25
0,01	0,5	0,54	0,54	0,54	0,54
0,1	0,5	0,56	0,56	0,56	0,56
0,25	0,5	0,56	0,56	0,56	0,56
0,5	0,5	0,56	0,56	0,56	0,56
1	0,5	0,56	0,56	0,56	0,56

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что заявляемый состав обладает способностью одновременно уменьшать степень набухания глинистых минералов, снижать межфазное натяжение на границе нефть с закачиваемой водой, а также более эффективно вытеснять нефть из глинизированного пласта. Дополнительно состав имеет бактерицидные свойства и является ингибитором коррозии.

(57) Формула изобретения

Состав для вытеснения для закачки в глинизированный нефтяной пласт, содержащий неионогенное поверхностно-активное вещество - НП АВ N-алкил-N,N-ди (полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15 и воду, отличающийся тем, что дополнительно содержит катионное поверхностно-активное
 5 вещество - КП АВ алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14 спиртовой, при следующем соотношении компонентов, масс. %:

	НП АВ	0,01-0,5
	КП АВ	0,1-0,5
10	вода	остальное

15

20

25

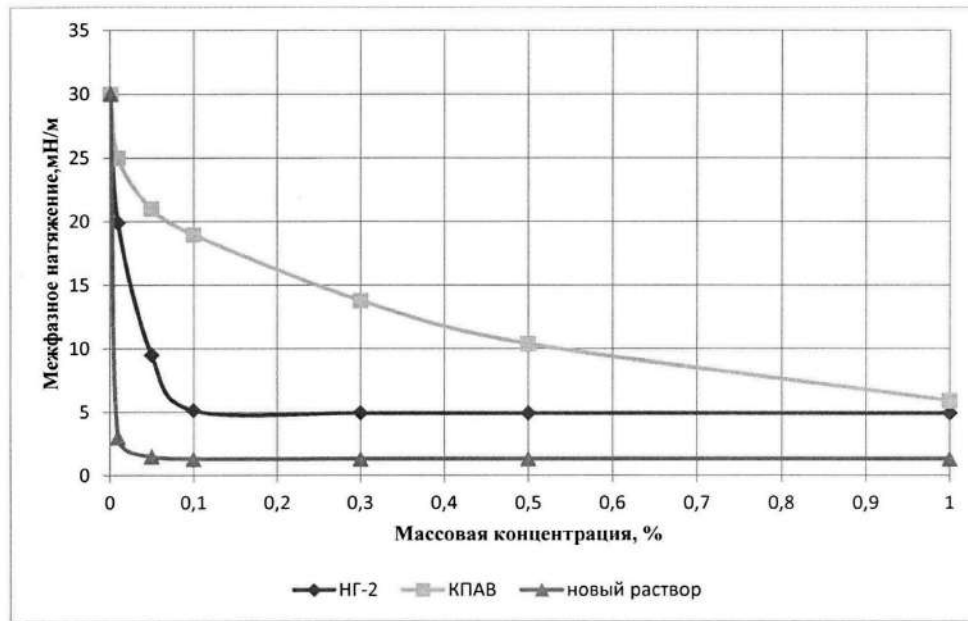
30

35

40

45

**СОСТАВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ
ЗАКАЧКИ В ГЛИНИЗИРОВАННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ**



Фиг. 1