

# РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2547871

### СОСТАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Патентообладатель(ли): *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2014110294

Приоритет изобретения **18 марта 2014 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации **17 марта 2015 г.**

Срок действия патента истекает **18 марта 2034 г.**

*Врио руководителя Федеральной службы по интеллектуальной собственности*

*Л.Л. Кирий*

A handwritten signature in black ink, appearing to read "L.L. Kiriy", is written over the printed name.





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2014110294/03, 18.03.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
18.03.2014

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 18.03.2014

(45) Опубликовано: 10.04.2015 Бюл. № 10

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2178068 C1, 10.01.2002. RU 2415900 C2, 10.04.2011. RU 2185412 C1, 20.07.2002. RU 2125647 C1, 27.01.1999. RU2178519 C1, 20.01.2002. SU 1274372 A, 22.08.2002. WO 220/7023 A1, 28.09.2000

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,  
ФГБОУ ВПО "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный", отдел ИС и ТТ

(72) Автор(ы):

Рощин Павел Валерьевич (RU),  
Петухов Александр Витальевич (RU),  
Стручков Иван Александрович (RU),  
Литвин Владимир Тарасович (RU),  
Васкес Карденас Луис Карлос (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
"Национальный минерально-сырьевой  
университет "Горный" (RU)

## (54) СОСТАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к составам для повышения нефтеотдачи пластов. Состав для повышения нефтеотдачи пластов, включающий загуститель и моющий агент, содержит в качестве загустителя смесь рапсового и пальмового масел,

в качестве моющего агента - ксилол при следующем соотношении компонентов, мас. %: рапсовое масло 90,0 - 95,0, пальмовое масло 3,0 - 8,0, ксилол 2,0 - 5,0. Технический результат - повышение нефтевытесняющих свойств и нефтеотдачи пластов. 3 пр., 4 ил.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2014110294/03, 18.03.2014**

(24) Effective date for property rights:  
**18.03.2014**

Priority:

(22) Date of filing: **18.03.2014**

(45) Date of publication: **10.04.2015** Bull. № 10

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, FGBOU  
VPO "Natsional'nyj mineral'no-syr'evoj universitet  
"Gornyj", otdel IS i TT**

(72) Inventor(s):

**Roshchin Pavel Valer'evich (RU),  
Petukhov Aleksandr Vital'evich (RU),  
Struchkov Ivan Aleksandrovich (RU),  
Litvin Vladimir Tarasovich (RU),  
Vaskes Kardenas Luis Karlos (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federal'noe gosudarstvennoe bjudzhetnoe  
obrazovatel'noe uchrezhdenie vysshego  
professional'nogo obrazovanija "Natsional'nyj  
mineral'no-syr'evoj universitet "Gornyj" (RU)**

(54) **COMPOSITION FOR RESERVOIR OIL RECOVERY INCREASING**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: composition for reservoir oil recovery increasing including viscosifier and detergent agent; it contains mixture of rape and palm oils as viscosifier, xylol as detergent under the following ratio

in wt %: rape oil 90.0 - 95.0, palm oil 3.0 - 8.0, xylol 2.0 - 5.0.

EFFECT: increased oil-driving properties and oil recovery of reservoirs.

3 ex, 4 dwg

**C 1  
1 7 8 7 1  
2 5 4 7 8 7 1  
R U**

**R U  
2 5 4 7 8 7 1  
C 1**

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к составам для повышения нефтеотдачи пластов.

Известен состав для повышения нефтеотдачи пластов (Патент RU №1274372, опубл. 27.08.1995), содержащий неионогенное ПАВ оксиэтилированные алкилфенолы (ОП-10, АФ9-12, превоцел), щелочную добавку и минерализованную воду. В качестве щелочной добавки используют глицин и аммиак при следующем соотношении компонентов, мас. %: оксиэтилированные алкилфенолы (ОП-10, АФ2-12, превоцел) - 0,1-2,0; глицин - 1,0-4,0; аммиак - 0,3-2,0; минерализованная вода - остальное.

Недостатком известного состава является использование аммиака в качестве компонента состава, так как аммиак относится к сильнодействующим ядовитым веществам, вследствие чего необходимо предъявить особые требования к его транспортировке, хранению и применению. Технологически применение состава вызывает затруднения, связанные с необходимостью корректирования концентрации аммиака в зависимости от минерализации пластовых вод и концентрации глицина.

Известен реагент для повышения нефтеотдачи пласта (Патент RU №2178519, опубл. 20.01.2002), содержащий оксиэтилированные карбоновые кислоты общей формулы  $C_nH_{2n+1}COO(C_2H_4O)_mH$ , где  $n=15-20$ ,  $m=2-11$  с молекулярной массой 344-810.

Его недостатком является способность реагента образовывать устойчивые эмульсии, что негативно сказывается на процессе подготовки нефти на пункте сбора и подготовки нефти. Низкая биоразлагаемость компонентов реагента является также негативным фактором.

Известен состав для добычи нефти (Патент RU №2125647, опубл. 1999), представляющий собой микроэмульсию, включающую загуститель - тяжелую асфальто-смолистую нефть (50-70%), в качестве моющего агента - ПАВ-продукты конденсации окиси этилена с жирными спиртами, кислотами, алкилфенолами (15-25%), в качестве растворителя регулятора - четыреххлористый углерод или хлороформ (15-25%).

Недостатком известного состава является тот факт, что он в значительной степени загрязняет окружающую среду, поскольку в качестве растворителя-регулятора содержит в большом количестве (до 25%) хлорорганические соединения, которые отравляют пластовые воды. Данный состав не может применяться в нефтедобывающей промышленности в связи с введением в 2000 г. запрета на применение хлорорганических соединений в технологических процессах добычи нефти.

Известен состав для повышения нефтеотдачи пластов (Патент RU №2178068, опубл. 10.01.2002), принятый в качестве прототипа, содержащий загуститель и моющий агент. В качестве загустителя и моющего агента содержит оксиэтилированные карбоновые кислоты общей формулы  $C_nH_{2n+1}COO(C_2H_4O)_mH$ , где  $n=15-20$ ,  $m=2-11$  с молекулярной массой 344-810, дополнительно содержит фосфаты или гидрофосфаты щелочных металлов и воду при следующем соотношении компонентов, мас. %: оксиэтилированные карбоновые кислоты - 0,1-5,0; фосфаты или гидрофосфаты щелочных металлов - 1,0-7,2; вода - остальное.

Недостатком данного состава является его способность образовывать устойчивые эмульсии, что негативно сказывается на процессе подготовки нефти на пункте сбора и подготовки нефти. Оксиэтилированные карбоновые кислоты обладают низкой степенью биоразлагаемости, что понижает экологичность состава.

Техническим результатом изобретения является получение безопасного в применении состава, обладающего высокими нефтевытесняющими свойствами, оказывающего влияние на реологические свойства нефти (уменьшение вязкости и напряжения сдвига), направленного на повышение нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений.

Технический результат достигается тем, что состав для повышения нефтеотдачи пластов содержит смесь рапсового и пальмового масел с добавлением ксилола при следующем соотношении компонентов, масс. %: рапсовое масло 90,0-95,0, пальмовое масло 3,0-8,0, ксилол 2,0-5,0.

5      Описываемый состав поясняется следующими фигурами, на которых представлены: фиг. 1 - графики зависимостей эффективной вязкости и напряжения сдвига от температуры для образцов сырой нефти Демидовского месторождения и с добавлением реагента в указанных концентрациях;

10     фиг. 2 - зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига у сырой нефти Демидовского месторождения и нефти с добавлением реагента в концентрации 0,5% при температуре 20°C;

фиг. 3 - этап 2, вытеснение нефти минерализованной водой;

фиг. 4 - этап 3, вытеснение нефти реагентом.

15     Заявляемый состав для повышения нефтеотдачи пластов включает в себя следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие:

- ксилол 2,0 - 5,0%, выпускаемый по ГОСТ 9410-78;

- масло рапсовое 90,0 - 95,0%, выпускаемое по ГОСТ Р 53457-2009,

- масло пальмовое 3,0 - 8,0%, выпускаемое по ГОСТ Р 53776-2010.

20     Добавление ксилола увеличивает отмывающую способность состава по отношению к смолам, асфальтенам и парафинам. Рапсовое и пальмовое масла обладают пептизирующими свойствами, разделяют агрегаты асфальтенов и таким образом уменьшают вязкость нефти при их взаимодействии на границе «реагент-нефть».

25     Рабочий агент закачивают 2-8 оторочками в нагнетательную скважину. Оторочки состава продавливают водой и продолжают заводнение. В качестве воды могут быть использованы подтоварная вода, или вода из системы поддержания пластового давления, или пресная вода. Состав не образует эмульсий как с высокоминерализованной, так и с пресной водой.

Для более эффективного воздействия на пласт необходимо после закачки реагента провести технологическую выдержку от 72 до 96 часов.

30     Эффективность предлагаемого состава доказана лабораторными испытаниями. Были проведены реологические исследования по выявлению воздействия реагента в различных концентрациях на реологические свойства нефти Демидовского месторождения (плотность 910 кг/м<sup>3</sup>, кинематическая вязкость 32 мм<sup>3</sup>/с при пластовой температуре 52°C, высокое содержание смол и асфальтенов (до 14% масс.)) при выполнении динамических испытаний на автоматическом ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1.

40     Результатом стало уменьшение проявления тиксотропных свойств нефти в широком диапазоне температур. На фиг. 1 черными линиями обозначены вязкость (сплошная линия) и напряжение сдвига (пунктир) для сырой нефти, а красным и зеленым цветами показано изменение вязкости (сплошная линия) и напряжения сдвига (пунктир) для нефти с добавлением реагента. Из сопоставления полученных кривых видно, что даже массовая концентрация 0,5% реагента заметно снижает динамическую вязкость нефти и величину напряжения сдвига.

45     Снижение динамической вязкости сырой нефти на 55 мПа·с (при 20°C вязкость сырой нефти составила 227 мПа·с, а с добавлением реагента-растворителя в концентрации 0,5% - 172,1 мПа·с) позволяет сделать вывод о том, что используемый реагент достаточно эффективен в качестве диспергатора, снижающего вязкость нефти в скважинных условиях.

Дополнительно было исследовано влияние состава на начальное напряжение сдвига разрушения структуры в образце высоковязкой нефти (фиг. 2). На фиг. 2 приведены графики зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига у сырой нефти Демидовского месторождения и нефти с добавлением реагента в концентрации 0,5% при температуре 20°C. Сырая нефть обладает более высоким напряжением сдвига при сравнении с пробой нефти, в которую был добавлен реагент в массовой концентрации 0,5% (обозначена на графике зеленым). Результат - уменьшение начального напряжения сдвига.

Пример 1. 50 г пальмового масла вводят в 900 г рапсового масла, добавляют 50 г ксиллола и перемешивают в течение 10 мин при температуре от 30 до 35°C с получением однородного состава. Затем проводят измерение вязкости полученного состава, которая равна 57 мм<sup>2</sup>/с. Состав используют для определения нефтевытесняющей способности.

Пример 2. 30 г пальмового масла вводят в 950 г рапсового масла, добавляют 20 г ксиллола и перемешивают в течение 10 мин при температуре от 30 до 35°C с получением однородного состава. Затем проводят измерение вязкости полученного состава, которая равна 65 мм<sup>2</sup>/с. Состав используют для определения нефтевытесняющей способности.

Пример 3. 50 г пальмового масла вводят в 920 г рапсового масла, добавляют 30 г ксиллола и перемешивают в течение 10 мин при температуре от 30 до 35°C с получением однородного состава. Затем проводят измерение вязкости полученного состава, которая равна 62 мм<sup>2</sup>/с. Состав используют для определения нефтевытесняющей способности.

Эффективность применения предлагаемого состава изучали в процессе доотмыва нефти из образцов кернового материала пласта А<sub>2</sub> Серного месторождения.

Подготовка образцов керна и пластовых флюидов, а также проведение лабораторных фильтрационных исследований были выполнены в соответствии со следующими нормативными документами: 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».

Ход эксперимента: для проведения фильтрационного эксперимента были выбраны 2 керна № S-1, S-2 абсолютной проницаемостью 0,450 и 0,520 мкм соответственно, что позволило сформировать составную модель общей длиной 14,75 см с целью недопущения образования «концевых эффектов», что соответствует требованиям ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

Приготовление модели пластовой воды Серного месторождения с общей минерализацией 271 г/л, используемой для насыщения кернов и фильтрации, производилось путем растворения в дистиллированной воде солей NaCl, MgCl<sub>2</sub>, KCl, CaCl<sub>2</sub>. Плотность минерализованной воды при 20°C составила 1,1677 г/см.

Насыщение исследуемых образцов естественного керна приготовленной моделью пластовой воды производилось с использованием вакуумного насоса и ручного сатуратора согласно ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением». С целью оценки степени насыщения образцов керна водой производилось их предварительное высушивание при 85°C в течение 24 часов и последующее взвешивание.

После формирования в керновом материале 100%-ой водонасыщенности производилось моделирование остаточной водонасыщенности исследуемых образцов керна с использованием центрифуги ОПН-8. Затем составная модель помещалась в

кернодержатель фильтрационной установки AutoFlood 700 (Vinci Technologies), где создавались давление гидрообжима равное 17,24 МПа и температура в 20°C.

На первом этапе эксперимента выполняли замещение воды нефтью Серного месторождения (тяжелая 0,9044 т/м<sup>3</sup>, высоковязкая 212,1 мПа·с) в образцах керна, в результате чего составная модель пласта была насыщена 12,5 мл нефти и 3,47 мл невытесненной воды.

Второй этап заключался в вытеснении нефти моделью воды при объемном расходе 0,05 мл/мин. В процессе фильтрации наблюдался рост градиента давления на керне до максимального значения - 5,5 МПа/м. Коэффициент вытеснения нефти по воде составил  $4,53/12,5=0,362$  д.ед. На фиг. 3 представлены результаты вытеснения нефти минерализованной водой.

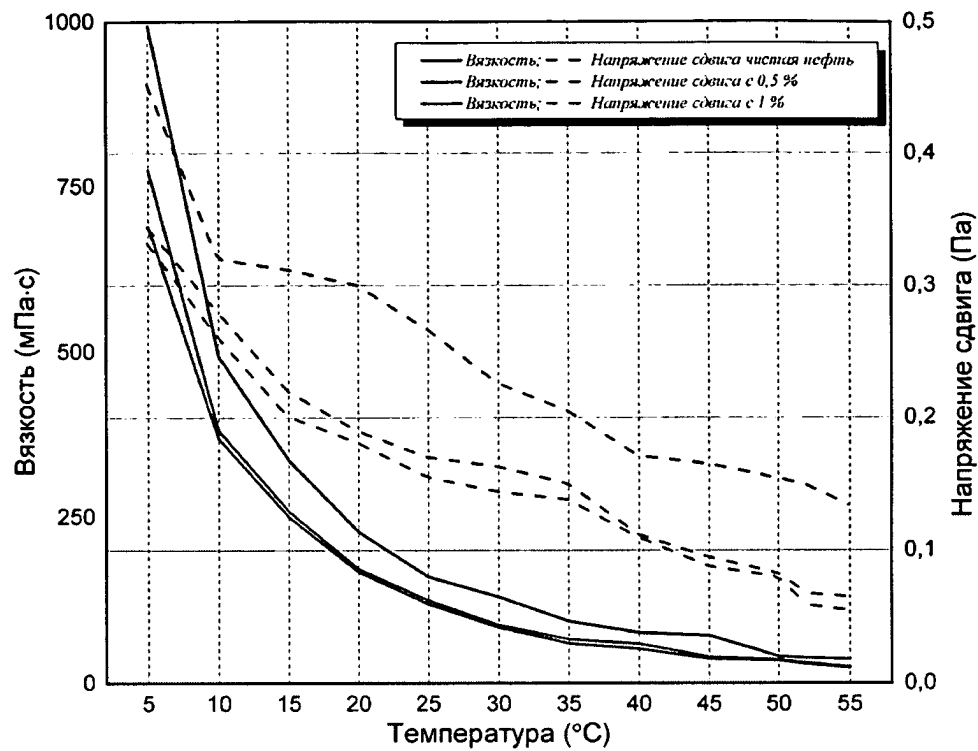
Третий этап эксперимента позволил определить коэффициент довытеснения нефти за счет фильтрации через керновый материал реагента при объемном расходе 0,05 мл/мин. В процессе фильтрации наблюдался рост градиента давления на керне до максимального значения - 7,62 МПа/м. Коэффициент вытеснения остаточной нефти по реагенту составил  $3,21/12,5=0,25$  д.ед. Конечный коэффициент вытеснения составил 0,61 д.ед. (вытеснение водой 0,36 д. ед., довытеснение реагентом 0,25 д.ед.). На фиг. 4 представлены результаты довытеснения нефти реагентом. Концентрация нефти в растворе «реагент + нефть» определялась при помощи плотномера DE 40 (Mettler Toledo), обладающего функцией измерения концентрации вещества в жидкости.

Результаты эксперимента показали, что реагент проявил высокую эффективность при закачке оторочкой в количестве 2 поровых объемов, при этом достигнутый максимальный градиент давления является средним значением, что позволит успешно применять данный состав на промыслах.

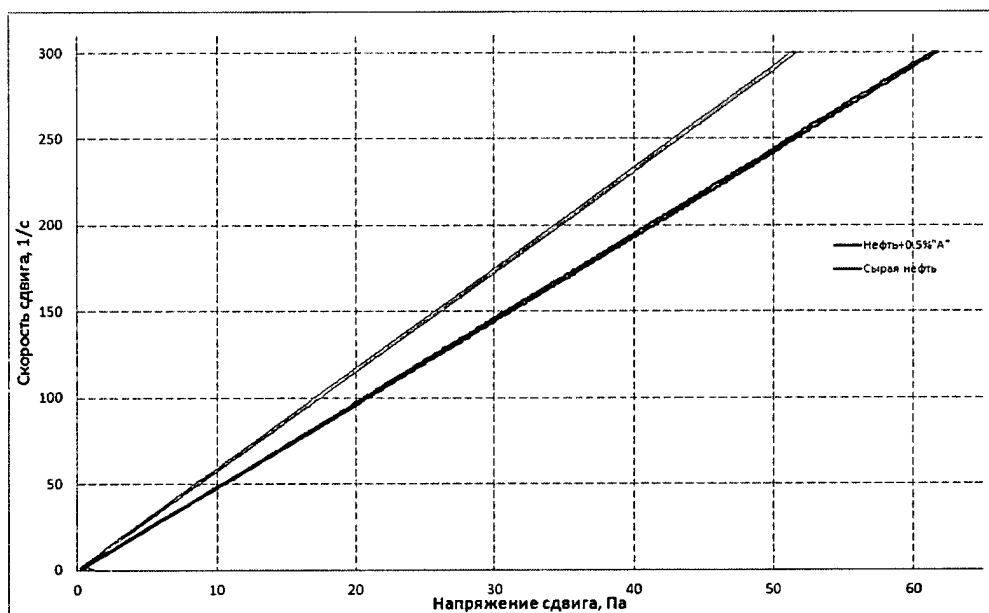
#### Формула изобретения

Состав для повышения нефтеотдачи пластов, включающий загуститель и моющий агент, отличающийся тем, что в качестве загустителя содержит смесь рапсового и пальмового масел, а в качестве моющего агента содержит ксилол при следующем соотношении компонентов, мас. %:

рапсовое масло	9 0,0-95,0
пальмовое масло	3,0-8,0
ксилол	2,0-5,0



Фиг. 1

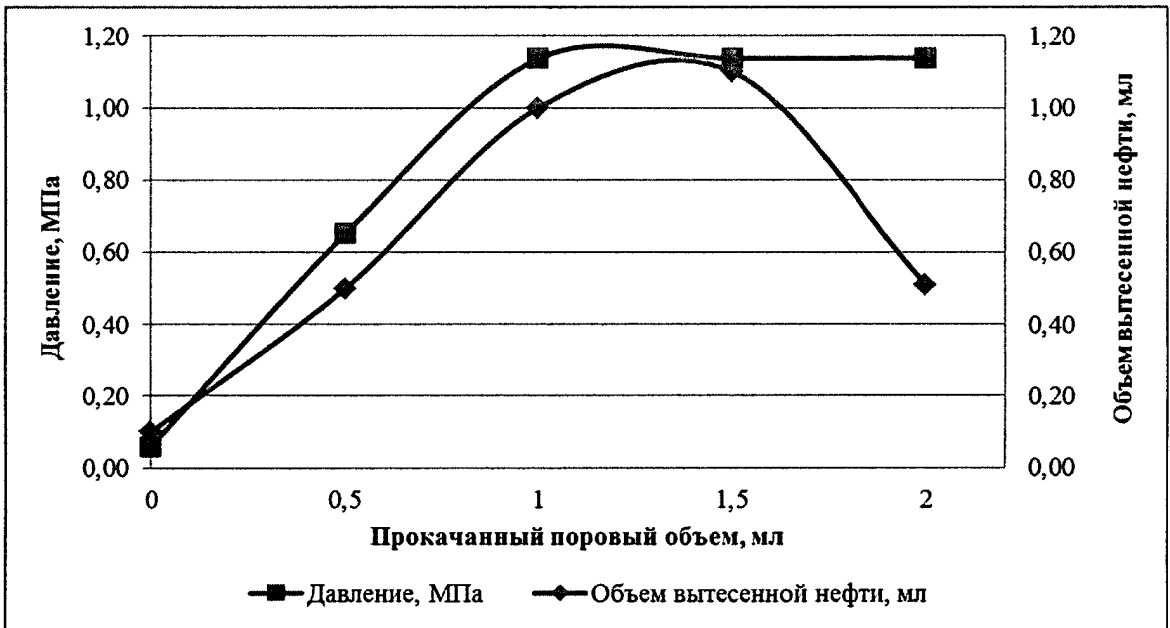


Фиг. 2





Фиг .3



Фиг .4