

(12) МЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА , ОПУБЛИКОВАННАЯ В  
СООТВЕТСТВИИ С ДОГОВОРОМ О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (РСТ )

(19) Всемирная Организация  
Интеллектуальной Собственности

Международное бюро

(43) Дата международной публикации  
08 марта 2018 (08.03.20 18)



W I P O | P C T



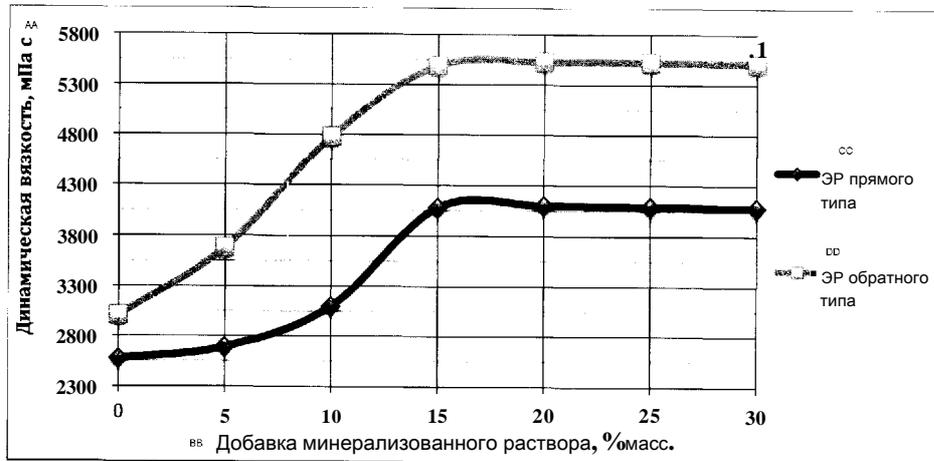
(10) Номер международной публикации

**WO 2018/044200 A1**

- (51) Международная патентная классификация :  
E 21B 43/22 (2006.01) C 09K 8/72 (2006.01)  
E 21B 43/27 (2006.01) C 09K 8/92 (2006.01)  
C 09K 8/57 (2006.01)
- (21) Номер международной заявки : PCT/RU20 17/000086
- (22) Дата международной подачи :  
21 февраля 2017 (21.02.2017)
- (25) Язык подачи : Русский
- (26) Язык публикации : Русский
- (30) Данные о приоритете :  
2016135679 02 сентября 2016 (02.09.2016) RU
- (71) Заявитель : ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТ-  
ВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВИ-ЭНЕРДЖИ " (LIMITED  
LIABILITY COMPANY "VI-ENERGY") [RU/RU]; ул.  
Малевича , Территория инновационного центра "Скол -  
ково " , д.1, офис 22 Москва , 143026, Moscow (RU).
- (72) Изобретатель : СЕРГЕЕВ , Виталий Вячеславович  
(SERGEEV, Vitalii Vyacheslavovich); ул. Дубнинская ,  
39, кв. 78 Москва , 127474, Moscow (RU).
- (74) Агент : КОТЛОВ , Дмитрий Владимирович  
(KOTLOV, Dmitry Vladimir ovich); ООО "ЦИС "Скол -  
ково " , Территория инновационного центра "Сколково " ,  
дом 4, оф.402.1 Москва , 143026, Moscow (RU).
- (81) Указанные государства (если не указано иначе, для  
каждого вида национальной охраны) : А Е, А G, А L, А M,  
А O, А T, А U, А Z, В A, В B, В G, В H, В N, В R, В W, В Y, В Z,  
C A, C H, C L, C N, C O, C R, C U, C Z, D E, D J, D K, D M, D O,  
D Z, E C, E E, E G, E S, F I, G B, G D, G E, G H, G M, G T, H N,  
H R, H U, I D, I L, I N, I R, I S, J P, K E, K G, K H, K N, K P, K R,  
K W, K Z, L A, L C, L K, L R, L S, L U, L Y, M A, M D, M E, M G,

(54) Title: METHOD FOR TREATING THE NEAR-WELLBORE REGION OF A FORMATION

(54) Название изобретения : СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА



Фиг. 2

AA Dynamic viscosity, mPa·s  
BB Addition of mineralized solution, mass%  
CC Regular emulsion  
DD Reverse emulsion

(57) Abstract: The invention relates to the oil production industry, and more particularly to technology for stimulating oil production, and provides an increase in the stability of an emulsion for a comprehensive oil production stimulation technology. In the present method for treating the near-wellbore region of a formation, said region is treated successively with an emulsion, a buffer slug of oil, and an acidic composition, wherein the wettability of the rocks of the near-wellbore region of the formation is first determined and if the rocks are hydrophilic, a regular emulsion is used, having the following composition in wt%: 20-25 hydrocarbon phase, 3-5 emulsifier, 0.5-3 solution of colloidal silica nanoparticles, and the remainder an aqueous phase, and if the rocks are hydrophobic, a reverse emulsion is used, having the following composition in wt%: 40-45 hydrocarbon phase, 3-5 emulsifier, 1-3 solution of colloidal silica nanoparticles,

WO 2018/044200 A1

MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM,  
PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC,  
SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR,  
TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

- (84) Указанные государства (если не указано иначе, для каждого вида региональной охраны): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), евразийский (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), европейский патент (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Опубликована :

— с отчётом о международном поиске (статья 21.3)

and the remainder an aqueous phase.

(57) Реферат : Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к технологии интенсификации добычи нефти и обеспечивает повышение стабильности эмульсионного раствора для комплексной технологии интенсификации добычи нефти. В способе обработки призабойной зоны пласта указанную зону обрабатывают последовательно эмульсионным раствором, буферной оторочкой нефти и кислотной композицией, причем, предварительно определяют смачиваемость горных пород призабойной зоны пласта и в случае гидрофильности горных пород применяют эмульсионный раствор прямого типа следующего состава, % масс: углеводородная фаза - 20-25, эмульгатор - 3-5, раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 0,5-3, водная фаза - остальное, а в случае гидрофобности указанных пород применяют эмульсионный раствор обратного типа следующего состава, % масс: углеводородная фаза - 40-45, эмульгатор - 3-5, раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 1-3, водная фаза - остальное.

## СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к технологии интенсификации добычи нефти с целью увеличения конечного коэффициента извлечения нефти.

5 Одним из путей повышения эффективности применения методов интенсификации добычи нефти является применение технологий комплексной обработки призабойной зоны пласта (ПЗП). Одна из технологий такого вида представлена автором данной работы в патенте РФ на изобретение № 2583104 (патентообладатель Сергеев В.В., МПК E2 1B 43/27, E2 1B 33/138, опубликован 10.05.2016), принятым за прототип. Технология заключается в  
10 комбинировании двух видов обработок ПЗП. Комбинирование приводит к получению синергетического эффекта. Воздействие производится поэтапно: первый этап - обработка высокопроницаемых интервалов ПЗП инвертно-эмульсионным раствором (ИЭР), второй этап - воздействие кислотным составом на низкопроницаемые интервалы ПЗП. При этом ИЭР содержит, об. %: эмульгатор - 2, углеводородную фазу (дизельное топливо) - 20, водную  
15 фазу - остальное.

Одной из основных особенностей технологии является селективность воздействия. Применение ИЭР для ограничения водопритоков из высокопроницаемых участков пласта обеспечивает блокировку исключительно водонасыщенных интервалов ПЗП. Способность ИЭР снижать вязкость при взаимодействии с углеводородной фазой предотвращает  
20 коагуляцию низкопроницаемых участков ПЗП. Блокировка водоносных поглощающих интервалов ИЭР обеспечивает эффективное селективное воздействие кислотным составом на низкопроницаемые интервалы ПЗП.

По результатам 6 мес. мониторинга работы скважин, обработанных в рамках опытно-промышленного испытания комплексной технологии интенсификации добычи нефти, было  
25 определено, что положительный технологический эффект составляет в среднем 4 мес. На фиг. 1 приведена таблица, отражающая средние значения основных показателей работы скважин Пашнинского месторождения после обработки известной комплексной технологией за период 4 мес. со дня обработки. В среднем по прошествии 4 мес. обводненность скважин снова возросла до прежнего уровня.

30 Недостатком известного способа является недостаточно высокая стабильность ИЭР в пластовых условиях.

Из уровня техники известен состав для обработки подземных нефтяных пластов , содержащий коллоидные наночастицы диоксида кремния диаметром от 4 до 300 нм (патент WO 2007135617 A1, патентообладатели SCHLUMBERGER CA LTD, SCHLUMBERGER SERVICES PETROL, SCHLUMBERGER HOLDINGS, SCHLUMBERGER TECHNOLOGY BV, 5 PRAD RES & DEV NV, ODEH NADIR M M, CHAABOUNI HASSAN, CHAN KENG SENG, ENKABABIAN PHILIPPE, МПК C09K 8/504, C09K 8/506, C09K 8/516, дата публикации 29.11.2007). Известный состав образует гель с задержкой во времени . В нефтяном пласте присутствует необходимый для гелеобразования донор гидроксилы , который при повышенных температурах высвобождает гидроксильные группы и тем самым способствует 10 формированию гелеобразующего препарата . В результате состав блокирует водоносные интервалы пласта .

Недостатком известного состава является необходимость использования детонирующих доноров гидроксилы , которые предварительно закачивают в призабойную зону пласта (ПЗП). В случае обработки поглощающих интервалов ПЗП обработка по данной 15 технологии не будет эффективной , т.к. маловязкий раствор детонирующих доноров гидроксилы будет уходить в поглощающие интервалы . Также недостатком является необходимость создания высокой температуры для вызова реакции и формирования гелеобразующего состава .

Из уровня техники известен способ получения углеводородов из подземного пласта , 20 включающий обработку призабойной зоны пласта нагнетательных скважин инвертно - эмульсионным раствором (патент US 2006040661 A1, патентообладатели CHOI HYUNG-NAM, ECKERT MICHAEL, LUFT ACHIM, МПК H04L 12/28, H04L 29/06, H04W 48/16, H04W 88/06, H04W 84/04, H04W 84/12, дата публикации 29.11.2007) с целью вытеснения нефти к добывающим скважинам . Инвертно -эмульсионный раствор содержит углеводородную фазу , 25 водную фазу и твердые частицы , в качестве которых могут быть использованы наночастицы коллоидной двуокиси кремния с диаметром частиц 10-20 нанометров . Известным изобретением достигается повышение стабильности эмульсии и эффективности вытеснения углеводородов .

Недостатком известного состава является необходимость насыщения 30 углеводородной фазы эмульсии газом . Это усложняет процесс приготовления рабочего раствора и требует применения специального оборудования . Кроме того , известный способ не предназначен для обработки ПЗП добывающих скважин , а только для нагнетательных .

Техническим результатом заявленного изобретения является повышение стабильности эмульсионного раствора (ЭР) для комплексной технологии интенсификации добычи нефти, получение дополнительной добычи нефти, повышение эффективности на скважинах с высоким дебитом за счет избирательного блокирования водоносных интервалов пласта высокостабильным водоизолирующим составом.

Сущность изобретения заключается в том, что обрабатывают призабойную зону пласта последовательно эмульсионным раствором, ограничивающим водопритоки путем искусственного снижения проницаемости высокопроницаемых промытых зон продуктивного пласта, оторочкой нефти, являющейся буферной и обеспечивающей недопущение взаимодействия эмульсионного раствора с кислотной композицией при закачке в скважину и продавке в призабойную зону пласта, и кислотной композицией, при этом предварительно определяют смачиваемость горных пород призабойной зоны продуктивного пласта, и в случае гидрофильное™ горных пород продуктивного интервала, применяют эмульсионный раствор прямого типа следующего состава, % масс: углеводородная фаза - 20-25, эмульгатор - 3-5, раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 0,5-3, водная фаза - остальное, а в случае гидрофобности горных пород продуктивного интервала, применяют эмульсионный раствор обратного типа следующего состава, % масс: углеводородная фаза - 40-45, эмульгатор - 3-5, раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 1-3, водная фаза - остальное. Раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния может содержать, % масс: коллоидную двуокись кремния в акриловой кислоте - 40, метилметилэфир пропиленгликоля - 59,5, вода - остальное. В качестве эмульгатора можно использовать эмульгатор марки Синол -ЭМ или Синол ЭМИ. В качестве углеводородной фазы можно использовать дизельное топливо или подготовленную нефть с нефтесборного пункта. В качестве водной фазы можно использовать раствор хлорида кальция или хлорида натрия.

Изобретение иллюстрируется следующими графическими материалами.

На фиг. 1 показана таблица, отражающая средние значения основных показателей работы скважин Пашнинского месторождения после обработки комплексной технологией согласно прототипу, за период 4 мес. со дня обработки.

На фиг. 2 показана зависимость вязкостей базовых ЭР прямого и обратного типа от содержания минерализованного раствора при скорости вращения шпинделя 30 об./мин.

На фиг. 3 показана зависимость вязкостей составов прямой тип ЭР + наночастицы SiO<sub>2</sub> от содержания минерализованного раствора при скорости вращения шпинделя 30 об./мин.

На фиг. 4 показана зависимость вязкостей составов обратный тип ЭР + наночастицы  $\text{SiO}_2$  от содержания минерализованного раствора при скорости вращения шпинделя 30 об./мин.

5 На фиг. 5 показана зависимость вязкостей ЭР прямого и обратного типа от содержания наночастиц при смешении с 30% масс. модели пластовой воды (скорость вращения шпинделя 30 об./мин.).

На фиг. 6 показаны результаты проведения эксперимента по измерению динамической вязкости ЭР прямого типа + 3% наночастиц  $\text{SiO}_2$  до и после смешения с углеводородной фазой.

10 На фиг. 7 показаны результаты проведения эксперимента по измерению динамической вязкости ЭР обратного типа + 3% наночастиц  $\text{SiO}_2$  до и после смешения с углеводородной фазой.

15 С целью разработки высокостабильных эмульсионных растворов (ЭР), увеличивающих эффективность добычи нефти, проведены эксперименты по исследованию вязкостных свойств двух типов эмульсионных растворов (прямого и обратного) с добавками наночастиц диоксида кремния  $\text{SiO}_2$  и определению термостабильности разработанных составов.

Лабораторные эксперименты по исследованию динамики вязкостных свойств ЭР прямого и обратного типа проводились на приборе DV-E VISCOMETER «BROOKFIELD».

20 Перед проведением экспериментов по исследованию динамики вязкостных свойств двух типов ЭР с помощью устройства «CAT R50 D» в течение 15 мин. проводилось смешение компонентов, составляющих образцы базовых ЭР: дизельное топливо, эмульгатор и модель пластовой воды (раствор  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{NaCl}$  плотностью  $1100 \text{ кг/м}^3$ ).

25 С целью определения динамики вязкости базовых ЭР прямого и обратного типа при смешении с моделью пластовой воды (раствором хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  плотностью  $1100 \text{ кг/м}^3$ ) производились добавки раствора хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  в базовые образцы в объемах : 5; 10; 15; 20; 25; 30% масс. при  $20^\circ\text{C}$  (фиг. 2).

30 После измерения вязкостных свойств базовых образцов ЭР были проведены эксперименты по определению зависимости вязкости ЭР прямого и обратного типа от массового содержания наночастиц  $\text{SiO}_2$ , выявления оптимальной концентрации наночастиц

$\text{SiO}_2$  в ЭР при смешении состава с моделью пластовой воды (раствор хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$ ), а также стабильности составов .

В экспериментах были подготовлены 12 опытных образцов ЭР прямого и обратного типов со следующими объемами добавок наночастиц диоксида кремния  $\text{SiO}_2$ : 0,5; 1; 2; 3; 4; и 5% масс . После этого в каждый из опытных образцов производилась добавка модели пластовой воды (раствор хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$ ) в объемах : 5; 10; 15; 20; 25; 30% масс , составы тщательно перемешивались магнитной мешалкой «CAT R50 D» в течение 30 мин , и после производилось измерение вязкости полученных составов . Исследования проводились при температуре 20°C .

10 Тип эмульсионного раствора (прямой или обратный ) выбирают в зависимости от характера смачиваемости горных пород продуктивных интервалов .

В случае гидрофильности горных пород продуктивного интервала применяют состав нового ЭР прямого типа с содержанием наночастиц коллоидной двуокиси кремния , % масс :

	углеводородная фаза - дизельное топливо	20-25,
15	эмульгатор	3-5,
	раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния	0,5-3,
	водная фаза (раствор $\text{CaCl}_2$ или $\text{NaCl}$ )	остальное .

По результатам проведенных экспериментов построены графики динамики вязкости ЭР прямого типа с добавками наночастиц  $\text{SiO}_2$  при смешении с моделью пластовой воды (раствор хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$ ) (фиг . 3).

В случае гидрофобное <sup>TM</sup> горных пород продуктивного интервала применяют состав нового ЭР обратного типа с содержанием наночастиц коллоидной двуокиси кремния , % масс :

	углеводородная фаза - дизельное топливо	40-45,
	эмульгатор	3-5,
25	раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния	1-3,
	водная фаза (раствор $\text{CaCl}_2$ или $\text{NaCl}$ )	остальное .

По результатам проведенных экспериментов построены графики динамики вязкости ЭР обратного типа с добавками наночастиц  $\text{SiO}_2$  при смешении с моделью пластовой воды (раствор хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$ ) (фиг. 4).

5 Выявленные зависимости позволяют сделать вывод, что наличие добавки от 0,5 до 3% масс. коллоидной двуокиси кремния в составах ЭР как прямого, так и обратного типов приводит к увеличению вязкостных свойств ЭР с 4080 до 6800 мПа·с при смешении с 30% масс. модели пластовой воды (фиг. 5).

10 Статистический анализ результатов экспериментов позволил определить оптимальные концентрации раствора наночастиц коллоидной двуокиси кремния  $\text{SiO}_2$  в составе ЭР прямого и обратного типа, находящиеся в интервале 0,5-3% масс.

15 Исследование термостабильности составов производилось в водяной бане «LOIP LB-161». В результате экспериментов на термостабильность составов ЭР+наночастицы  $\text{SiO}_2$  с добавками раствора хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  - 15% масс. определено, что в интервале добавок наночастиц диоксида кремния  $\text{SiO}_2$  от 0,5 - 3% масс. составы проявили стабильность при выдержке в течение 48 часов при температуре 80 °С.

С целью определения влияния наночастиц диоксида кремния  $\text{SiO}_2$  на способность ЭР снижать вязкость при взаимодействии с углеводородной фазой были проведены эксперименты, которые позволили определить влияние углеводородов на вязкостные свойства системы разработанных ЭР.

20 Углеводороды являются гидрофобными соединениями, не смешивающимися с водой. Однако способность углеводородов диффундировать в ядра мицелл оказывает влияние на их форму, размер и, как следствие, на реологические свойства растворов [1].

25 Для экспериментов были выбраны растворы с содержанием 1% масс. наночастиц, в который производились различные по объему добавки модели пластовой воды: 5, 10, 15, 20, 25, 30 % масс. соответственно. Таким образом, были получены 12 образцов растворов с различным массовым содержанием модели пластовой воды. Эксперименты по исследованию влияния углеводородов на реологические свойства составов ЭР + наночастицы диоксида кремния  $\text{SiO}_2$  производили следующим образом.

30 Поочередно разработанные растворы с различным массовым содержанием модели пластовой воды смешивали с нефтью (вязкость - 22 мПа·с, плотность - 866 кг/м<sup>3</sup>) в колбе в соотношении 50 мл раствора на 20 мл нефти, в течение 20 секунд встряхивали. Полученную массу в течение 1 ч выдерживали в водяной бане при температуре 40°С. После выдержки

наблюдалось фазовое разделение системы на верхнюю - углеводородную и нижнюю - водную фазы. После этого производилось измерение вязкости полученных образцов на ротационном вискозиметре при скорости вращения шпинделя 30 об./мин. Результаты экспериментов по взаимодействию нефти с ЭР прямого и обратного типов графически  
5 представлены на фиг. 6 и 7.

По результатам анализа определена высокая чувствительность раствора ЭР + наночастицы диоксида кремния  $\text{SiO}_2$  к углеводородам. Смешение с нефтью приводит к значительному снижению вязкости: с максимального значения - 6430 до 90 мПа·с и минимального значения - 2730 до 40 мПа·с.

10 На последнем этапе экспериментов каждый из образцов, смешанных с нефтью, был профильтрован сквозь сито (размер ячейки 500 мкм). На сите не наблюдалось высоковязких осадков и отдельных сгустков. Можно сделать предположение, что такое изменение вязкости обусловлено переходом цилиндрических мицелл в сферические мицеллы в результате солюбилизации углеводородов.

15 Таким образом, результаты проведенных экспериментов подтверждают способность ЭР+наночастицы диоксида кремния  $\text{SiO}_2$  значительно снижать вязкость при взаимодействии с углеводородной фазой, что имеет большое значение при применении раствора в технологиях интенсификации добычи нефти или увеличения нефтеотдачи пластов. Способность раствора избирательно блокировать водоносные интервалы пласта является  
20 главной его особенностью и преимуществом. При этом для ЭР прямого типа наиболее эффективным является ЭР следующего состава, % масс.:

эмульгатор (например, марки Синол -ЭМ или Синол ЭМИ)	3-5,
углеводородная фаза (например, дизельное топливо)	20-25,
раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния	0,5-3,
25 водная фаза (например, раствор $\text{CaCl}_2$ или $\text{NaCl}$ )	остальное,

где раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния содержит, % масс.:

коллоидную двуокись кремния в акриловой кислоте	40,
монометилловый эфир пропиленгликоля	59,5,
вода	остальное.

30 Для ЭР обратного типа наиболее эффективным является ЭР следующего состава, % масс.:

эмульгатор (например, марки Синол -ЭМ или Синол ЭМИ)	3-5,
углеводородная фаза (например, дизельное топливо)	40-45,
раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния	1-3,
водная фаза (например, раствор $\text{CaCl}_2$ или $\text{NaCl}$ )	остальное,

5 где раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния содержит, % масс :

коллоидную двуокись кремния в акриловой кислоте	40,
монометилловый эфир пропиленгликоля	59,5,
вода	остальное.

Предпочтительный размер наночастиц двуокиси кремния - 45 нм.

10 При осуществлении способа в качестве углеводородной фазы рекомендуется использовать дизельное топливо, также допускается использование подготовленной нефти с нефтесборного пункта.

Ниже приведен пример осуществления способа.

15 Провели анализ исходной геолого-физической информации обрабатываемого интервала продуктивного пласта. В результате анализа определили основные геолого-физические параметры, в том числе характер смачиваемости горных пород интервала продуктивного пласта.

20 Наиболее распространенная методика определения смачиваемости горных пород состоит в оптическом измерении краевого угла смачивания по замеру угла мениска, образованного на поверхности горной породы в системе вода - углеводородная жидкость с применением современной специализированной оптической цифровой техники. В случае если порода смачивается водой, то краевой угол смачивания  $\Theta$  практически равен нулю, что является показателем гидрофильности горной породы. В случае если порода смачивается нефтью, то краевой угол смачивания  $\Theta$  приближается к  $180^\circ$ , что является показателем гидрофобности горной породы. На поверхности с промежуточной смачиваемостью краевой

25 угол зависит от баланса сил поверхностного натяжения [5].

В данном примере осуществления способа выявили, что краевой угол смачивания  $\Theta$  практически равен нулю, что является показателем гидрофильности горной породы (т.е. порода смачивается водой), на основании чего определили тип ЭР - необходим ЭР прямого

30 типа.

Перед осуществлением обработки ПЗП подготовили скважину к обработке, с целью обеспечения чистоты забоя и призабойной зоны скважины. Для этого выполнили следующие технологические операции:

5 - спуск колонны насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) с воронкой или пером до искусственного забоя;

- промывку скважины минерализованным раствором с постепенным допуском НКТ до интервала перфорации, и ниже до забоя промывочной жидкостью с повышенными пескоудерживающими свойствами, одновременно не снижающей проницаемости ПЗП за счет ПАВ.

10 Установили башмак колонны НКТ в интервал на 1-2 м ниже перфорированной части пласта.

После того, как все подготовительные работы провели в соответствии с планом капитального ремонта скважины, начали проведение технологических операций по обработке ПЗП:

15 1) Произвели закачку в колонну НКТ расчетного объема ЭР и посадку пакера строго в следующей последовательности:

20 - Закачали ЭР до уровня 10-15 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭР). ЭР прямого типа содержит, % масс: эмульгатор - 3-5, углеводородную фазу - 20-25, раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 0,5-3, водную фазу - остальное, где раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния содержит, % масс: коллоидную двуокись кремния в акриловой кислоте - 40, монометилвый эфир пропиленгликоля - 59,5, вода - остальное. В качестве эмульгатора использовали эмульгатор марки Синол-ЭМ, в качестве углеводородной фазы - дизельное топливо, в качестве водной фазы - раствор хлорида кальция. ЭР ограничивает

25 водопритоки путем искусственного снижения проницаемости высокопроницаемых промытых зон пласта, и при этом обладает высокой стабильностью. Увеличение вязкости и стабильности происходит за счет включения наночастиц двуокиси кремния в сетку цилиндрических мицелл ПАВ в результате присоединения энергетически невыгодных торцевых частей мицелл к слою ПАВ на поверхности наночастиц (подробнее [2], [3], [4]).

30 - Произвели посадку пакера (5 - 10 м выше верхних перфорационных отверстий).

- Продолжили закачку оставшегося объема ЭР с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Закачали в колонну НКТ нефтяную оторочку расчётного объёма (0,2 т), являющуюся буферной, для предотвращения прямого контакта ЭР и кислотной композиции (вводимой следующей) в стволе скважины.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭР с оторочкой нефти) расчётным объёмом кислотной композиции. Использовали кислотную композицию следующего состава: 15-ти процентная соляная кислота, диэтиленгликоль, уксусная кислота, гидрофобизатор на основе амидов, ингибитор коррозии, техническая вода.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭР в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

4) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭР + нефтяная оторочка + кислотная композиция) минерализованным раствором с ПАВ (2-3% масс.) до башмака НКТ. В качестве ПАВ может применяться гидрофобизаторы ЧАС-М или ИВВ-1.

Кислотная композиция продавливается в неработающие, слабопроницаемые участки карбонатного пласта. Высокопроницаемые участки перекрыты ЭР. Продавку кислотной композиции в пласт выполнили минерализованным раствором с ПАВ.

5) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину для реакции кислоты с горной породой. Время выдержки зависит от концентрации соляной кислоты в композиции. Более точное время определяется лабораторными методами по растворению керна породы кислотной композицией.

Осуществили заключительные мероприятия:

1) Произвели свабиrowание скважины в количестве двух объемов ствола скважины с целью удаления продуктов реакции из пласта.

2) Подняли колонну НКТ, спустили насосное оборудование и осуществили запуск скважины в работу.

3) Для установления технологического эффекта выполнили комплекс гидродинамических и геофизических исследований, направленных на определение коэффициента продуктивности и профиля притока жидкости к скважине.

В случае гидрофобности горных пород продуктивного пласта, способ был бы осуществлен аналогично, но с применением ЭР обратного типа следующего состава, % масс: углеводородная фаза - 40-45, эмульгатор - 3-5, раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 1-3, водная фаза - остальное.

Таким образом, изобретение обеспечивает повышение стабильности ЭР, применяемого для комплексной технологии интенсификации добычи нефти, получение дополнительной добычи нефти, повышение эффективности на скважинах с высоким дебитом за счет избирательного блокирования водоносных интервалов пласта.

5 Источники информации :

1. Shibaev, A. V. How a viscoelastic solution of wormlike micelles transforms into a microemulsion upon absorption of hydrocarbon: New insight [Text] / A. V. Shibaev, M. V. Tamm, V. S. Molchanov, A. V. Rogachev, A. I. Kuklin, E. E. Dormidontova, O. E. Philippova // Langmuir. - 2014. - V.30. - No13. - P. 3705-3714.

10 2. Pletneva, V.A. Viscoelasticity of Smart Fluids Based on Wormlike Surfactant Micelles and Oppositely Charged Magnetic Particles / V.A. Pletneva, V.S. Molchanov, O.E. Philippova [Text] // Langmuir. - 2015. - V.31 (1). - P. 110- 119.

15 3. Nettesheim, F. Influence of Nanoparticle Addition on the Properties of Wormlike Micellar Solutions [Text] / F. Nettesheim, M.W. Liberatore, T.K. Hodgdon, N.J. Wagner, E.W. Kaler, M. Vethamuthu // Langmuir. - 2008. - V.24. - P. 7718-7726.

4. Диссертация на соискание к.х.н. Исмагилов Ильнур Фанзатович . «Супрамолекулярная система на основе цилиндрических мицелл анионного ПАВ и наночастиц оксида кремния ». ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет », Казань , 2016 г .

20 5. Нефтегазовое обозрение . Шлюмберже . Лето 2007 г. – С. 28-51.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обработки призабойной зоны пласта, характеризующийся тем, что призабойную зону пласта обрабатывают последовательно эмульсионным раствором, ограничивающим водопритоки путем искусственного снижения проницаемости  
5 высокопроницаемых промытых зон продуктивного пласта, оторочкой нефти, являющейся буферной и обеспечивающей недопущение взаимодействия эмульсионного раствора с кислотной композицией при закачке в скважину и продавке в призабойную зону пласта, и кислотной композицией, отличающийся тем, что предварительно определяют смачиваемость горных пород призабойной зоны продуктивного пласта, и в случае  
10 гидрофильности горных пород продуктивного интервала, применяют эмульсионный раствор прямого типа следующего состава, % масс:

углеводородная фаза - 20-25,

эмульгатор - 3-5,

раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 0,5-3,

15 водная фаза - остальное,

а в случае гидрофобности горных пород продуктивного интервала, применяют эмульсионный раствор обратного типа следующего состава, % масс:

углеводородная фаза - 40-45,

эмульгатор - 3-5,

20 раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния - 1-3,

водная фаза - остальное.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что раствор наночастиц коллоидной двуокиси кремния содержит, % масс:

коллоидную двуокись кремния в акриловой кислоте - 40,

25 монометилловый эфир пропиленгликоля - 59,5,

вода - остальное.

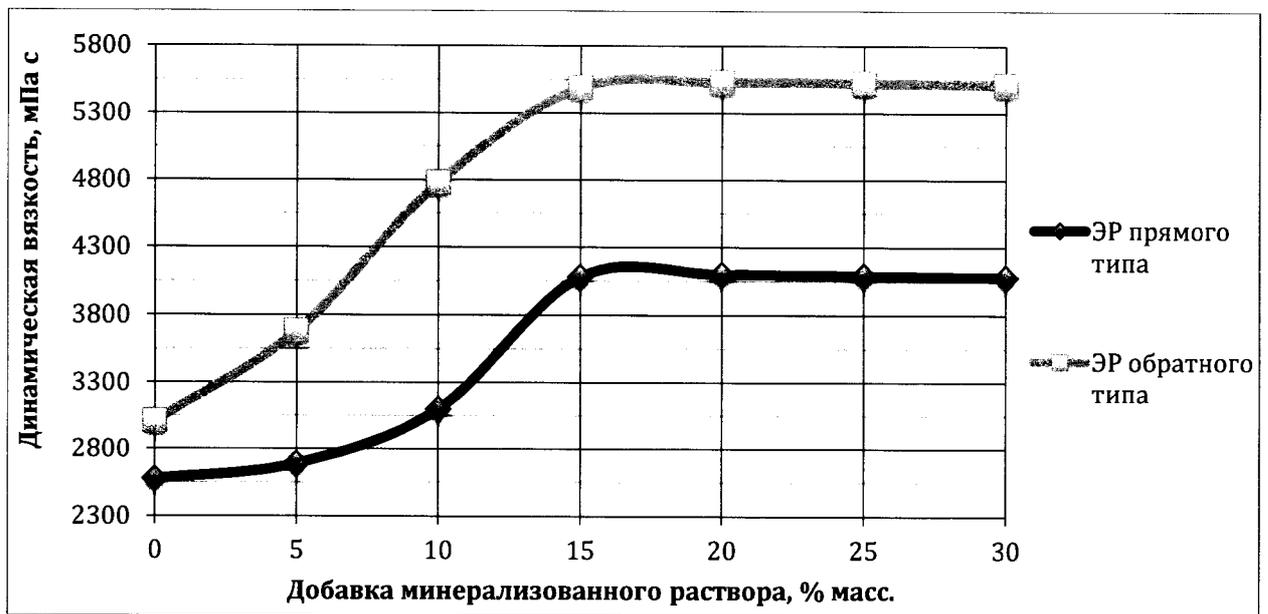
3. Способ по п. 1, отличающийся тем, что в качестве эмульгатора используют эмульгатор марки Синол -ЭМ или Синол ЭМИ.

4. Способ по п. 1, отличающийся тем, что в качестве углеводородной фазы  
30 используют дизельное топливо или подготовленную нефть с нефтесборного пункта.

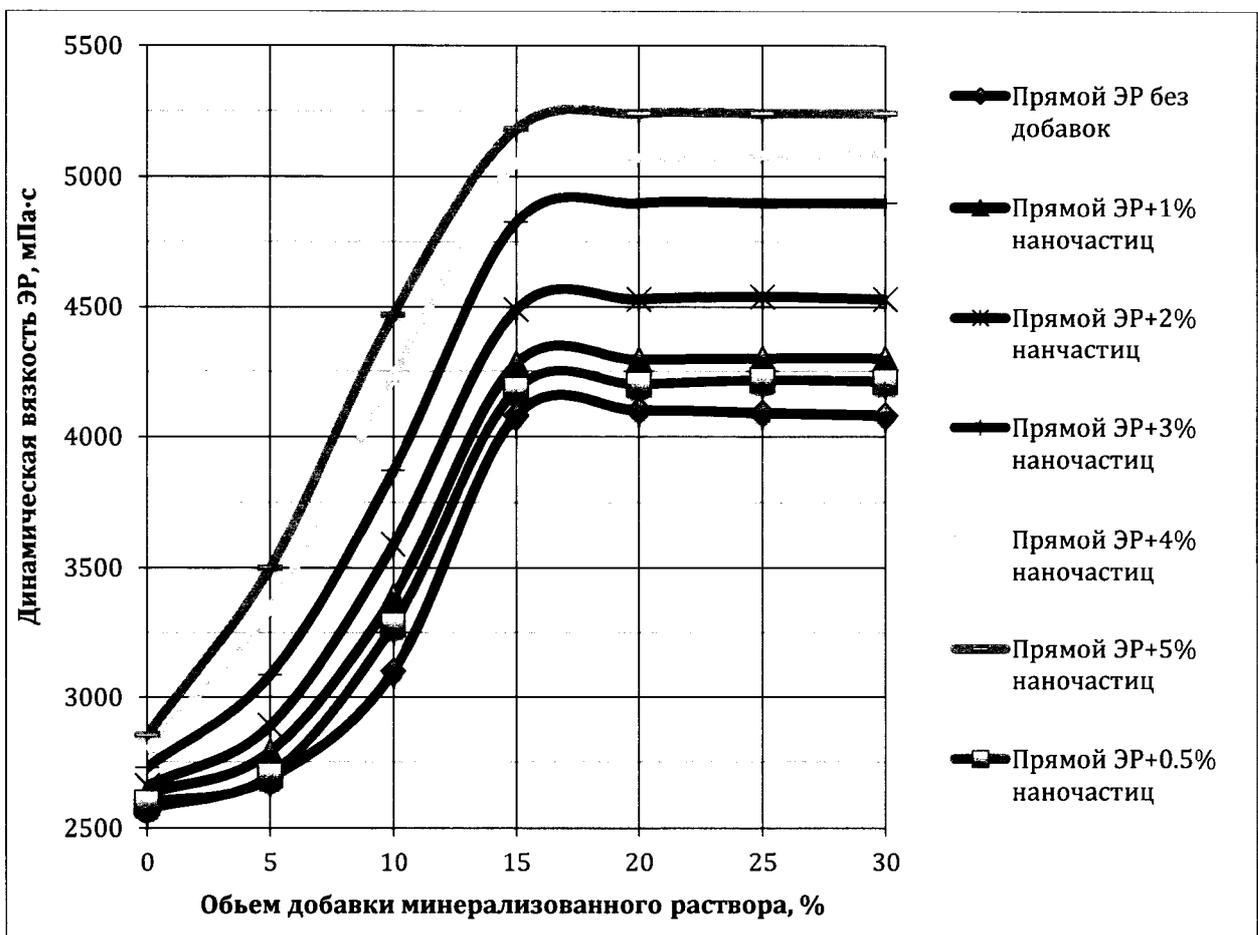
5. Способ по п. 1, отличающийся тем, что в качестве водной фазы используют раствор хлорида кальция или хлорида натрия.

Номер скважины	До обработки			После обработки		
	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
806	46,2	2,6	95,0	45	4,7	85,0
335	19,4	1,6	93,5	23,0	3,15	81,5
203	3,5	1,5	48,0	3,3	2,7	26,5

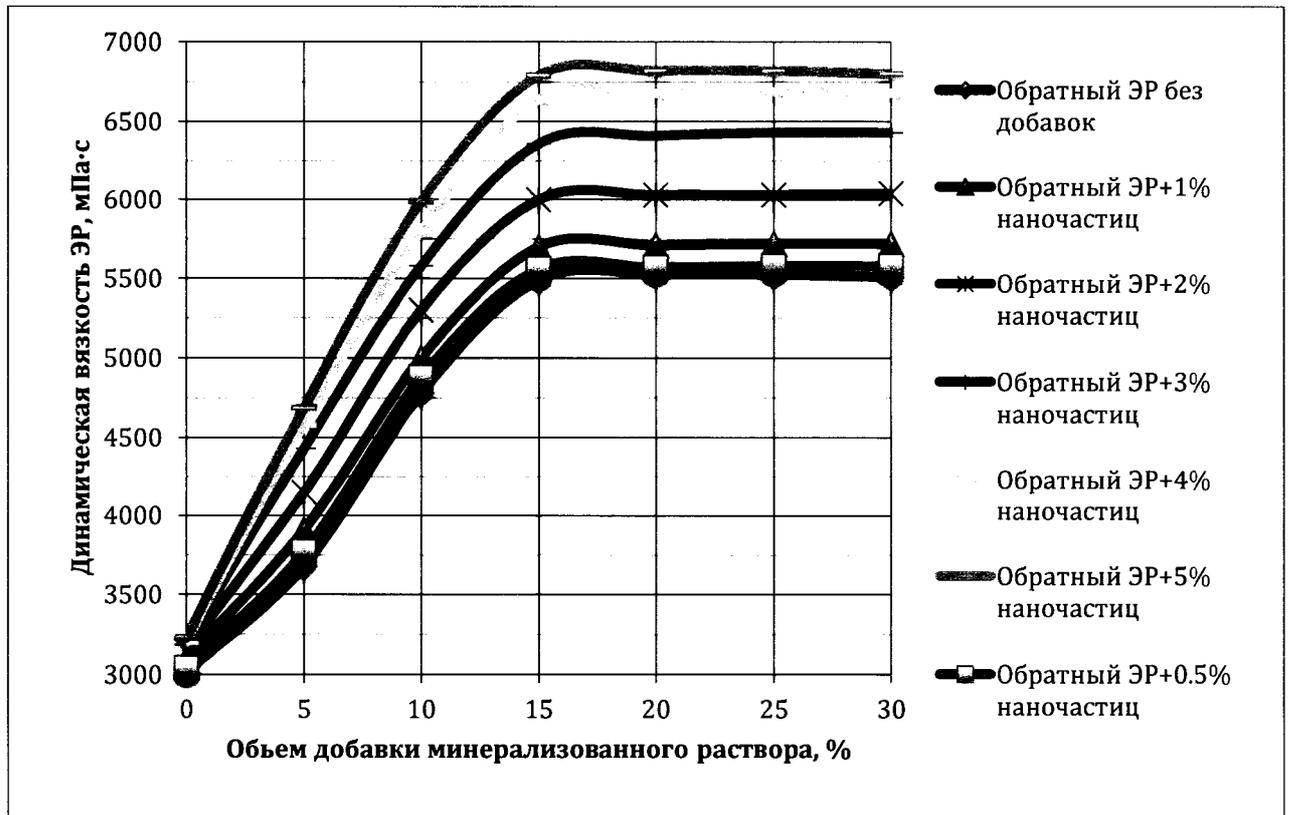
Фиг. 1



Фиг. 2



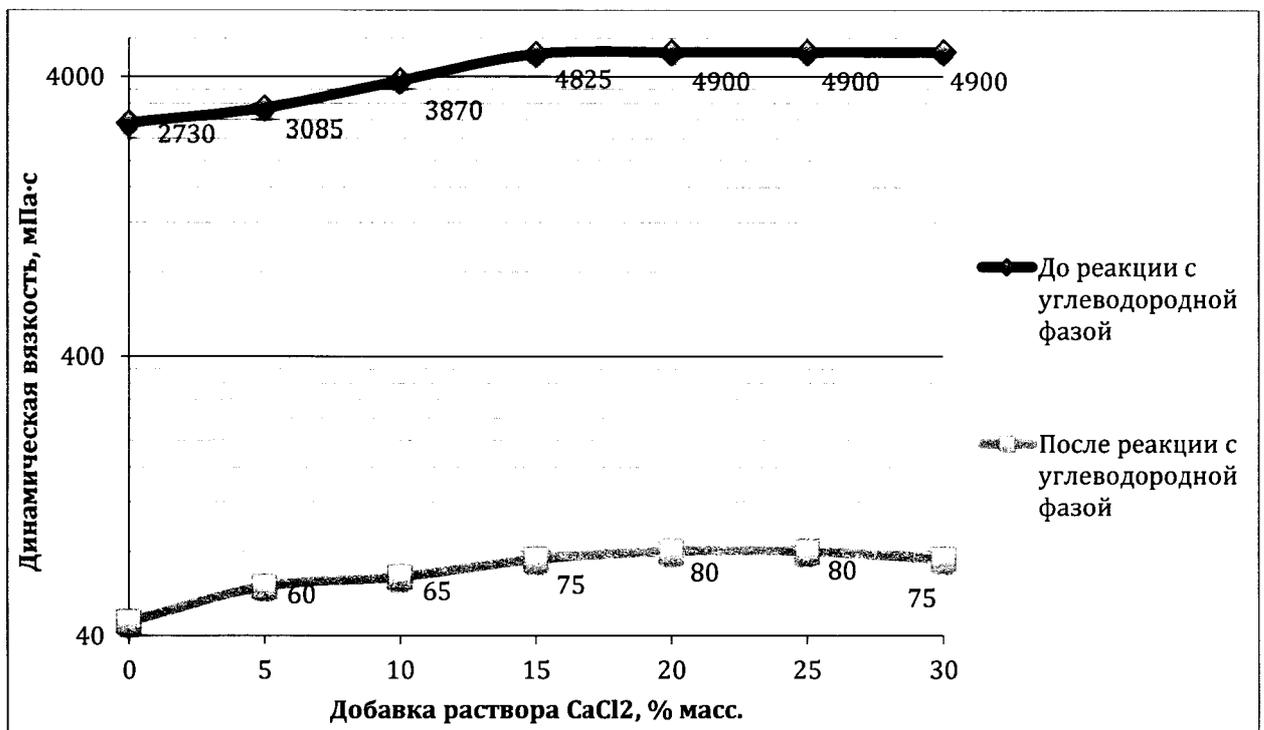
Фиг. 3



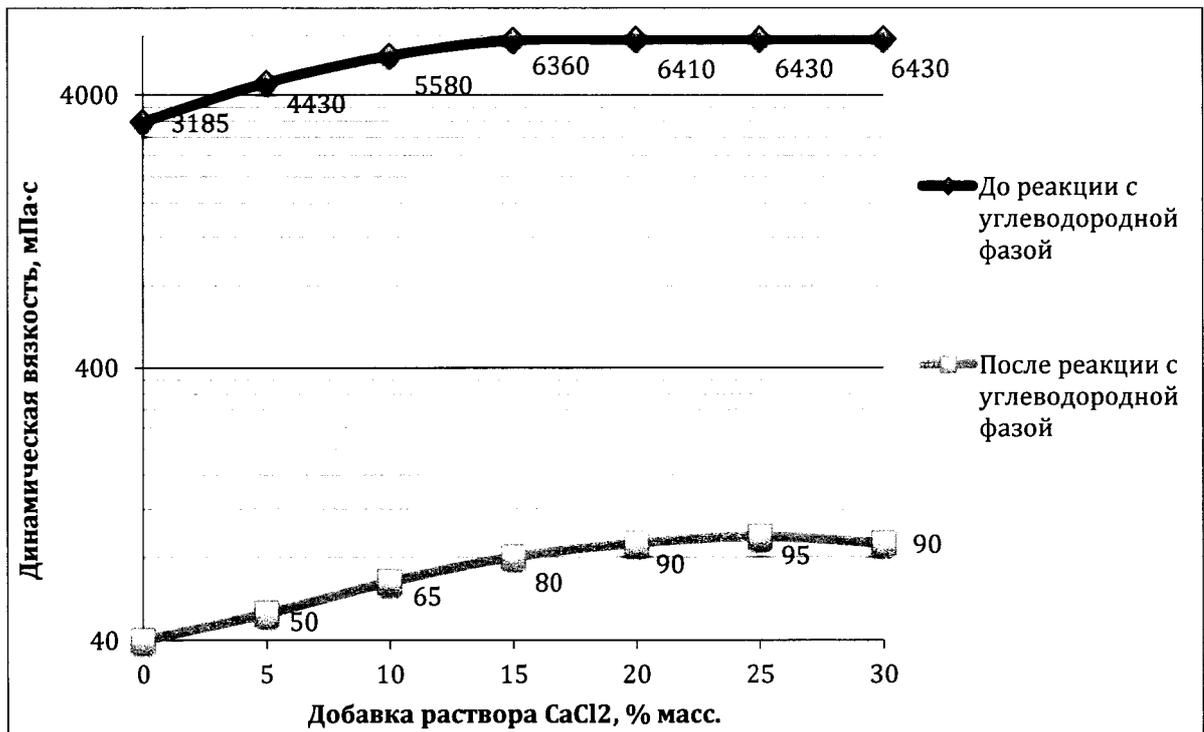
Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7

**INTERNATIONAL SEARCH REPORT**

International application No.  
PCT/RU 2017/000086

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER		<i>E21B 43/22 (2006.01)</i>	<i>C09K 8/57 (2006.01)</i>
		<i>E21B 43/27 (2006.01)</i>	<i>C09K 8/72 (2006.01)</i>
			<i>C09K 8/92 (2006.01)</i>
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC			
B. FIELDS SEARCHED			
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)			
C09K 8/00-8/94, E21 B 43/00-43/27			
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched			
Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)			
PatSearch, esp@cenet, USPTO, Google			
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT			
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages		Relevant to claim No.
A	US 2009/021 1758 A 1 (JAMES R. BRAGG et al.) 27.08.2009		1-5
A	US 6068054 A (EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY) 30.05.2000		1-5
<input type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C. <input type="checkbox"/> See patent family annex.			
* Special categories of cited documents:			
"A"	document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"T"	later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
"E"	earlier application or patent but published on or after the international filing date	"X"	document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
"L"	document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	"Y"	document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art
"O"	document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means	"&"	document member of the same patent family
"P"	document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed		
Date of the actual completion of the international search		Date of mailing of the international search report	
26 June 2017 (26.06.2017)		06 July 2017 (06.07.2017)	
Name and mailing address of the ISA/		Authorized officer	
Facsimile No.		Telephone No.	

<p>A. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ</p> <p>E 21В 43/22 (2006.01)                  E 21В 43/27 (2006.01)                  C 09к 8/57 (2006.01)                  C 09к 8/72 (2006.01)                  C 09к 8/92 (2006.01)</p> <p>Согласно Международной патентной классификации МПК</p>											
<p>B. ОБЛАСТЬ ПОИСКА</p> <p>Проверенный минимум документации (система классификации с индексами классификации )</p> <p>C 09К 8/00-8/94, E 21В 43/00-43/27</p> <p>Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки</p> <p>Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины )</p> <p>PatSearch, esp@cenet, USPTO, Google</p>											
<p>C. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Категория *</th> <th>Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей</th> <th>Относится к пункту №</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>US 2009/021 1758 A1 (JAMES R. BRAGG et al.) 27.08.2009</td> <td>1-5</td> </tr> <tr> <td>A</td> <td>US 6068054 A (EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY) 30.05.2000</td> <td>1-5</td> </tr> </tbody> </table>			Категория *	Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №	A	US 2009/021 1758 A1 (JAMES R. BRAGG et al.) 27.08.2009	1-5	A	US 6068054 A (EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY) 30.05.2000	1-5
Категория *	Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №									
A	US 2009/021 1758 A1 (JAMES R. BRAGG et al.) 27.08.2009	1-5									
A	US 6068054 A (EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY) 30.05.2000	1-5									
<p><input type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы C. <input type="checkbox"/> данные о патентах -аналогах указаны в приложении</p>											
<table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <p>* Особые категории ссылочных документов :</p> <p>"A" документ, определяющий общий уровень техники и не считающийся особо релевантным</p> <p>"E" более ранняя заявка или патент, но опубликованная на дату международной подачи или после нее</p> <p>"L" документ, подвергающий сомнению притязание (я) на приоритет, или который приводится с целью установления даты публикации другого ссылочного документа, а также в других целях (как указано)</p> <p>"O" документ, относящийся к устному раскрытию, использованию, экспонированию и т.д.</p> <p>"P" документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета</p> </td> <td style="vertical-align: top;"> <p>"T" более поздний документ, опубликованный после даты международной подачи или приоритета, но приведенный для понимания принципа или теории, на которых основывается изобретение</p> <p>"X" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает новизной или изобретательским уровнем, в сравнении с документом, взятым в отдельности</p> <p>"Y" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает изобретательским уровнем, когда документ взят в сочетании с одним или несколькими документами той же категории, такая комбинация документов очевидна для специалиста</p> <p>"&amp;" документ, являющийся патенте м-аналогом</p> </td> </tr> </table>			<p>* Особые категории ссылочных документов :</p> <p>"A" документ, определяющий общий уровень техники и не считающийся особо релевантным</p> <p>"E" более ранняя заявка или патент, но опубликованная на дату международной подачи или после нее</p> <p>"L" документ, подвергающий сомнению притязание (я) на приоритет, или который приводится с целью установления даты публикации другого ссылочного документа, а также в других целях (как указано)</p> <p>"O" документ, относящийся к устному раскрытию, использованию, экспонированию и т.д.</p> <p>"P" документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета</p>	<p>"T" более поздний документ, опубликованный после даты международной подачи или приоритета, но приведенный для понимания принципа или теории, на которых основывается изобретение</p> <p>"X" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает новизной или изобретательским уровнем, в сравнении с документом, взятым в отдельности</p> <p>"Y" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает изобретательским уровнем, когда документ взят в сочетании с одним или несколькими документами той же категории, такая комбинация документов очевидна для специалиста</p> <p>"&amp;" документ, являющийся патенте м-аналогом</p>							
<p>* Особые категории ссылочных документов :</p> <p>"A" документ, определяющий общий уровень техники и не считающийся особо релевантным</p> <p>"E" более ранняя заявка или патент, но опубликованная на дату международной подачи или после нее</p> <p>"L" документ, подвергающий сомнению притязание (я) на приоритет, или который приводится с целью установления даты публикации другого ссылочного документа, а также в других целях (как указано)</p> <p>"O" документ, относящийся к устному раскрытию, использованию, экспонированию и т.д.</p> <p>"P" документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета</p>	<p>"T" более поздний документ, опубликованный после даты международной подачи или приоритета, но приведенный для понимания принципа или теории, на которых основывается изобретение</p> <p>"X" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает новизной или изобретательским уровнем, в сравнении с документом, взятым в отдельности</p> <p>"Y" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает изобретательским уровнем, когда документ взят в сочетании с одним или несколькими документами той же категории, такая комбинация документов очевидна для специалиста</p> <p>"&amp;" документ, являющийся патенте м-аналогом</p>										
<p>Дата действительного завершения международного поиска</p> <p>26 июня 2017 (26.06.2017)</p>		<p>Дата отправки настоящего отчета о международном поиске</p> <p>06 июля 2017 (06.07.2017)</p>									
<p>Наименование и адрес ISA/RU:                  Федеральный институт промышленной собственности,                  Бережковская наб., 30-1, Москва, Г-59,                  ГСП -3, Россия, 125993                  Факс : (8-495) 531-63-18, (8-499) 243-33-37</p>		<p>Уполномоченное лицо :</p> <p>Мельникова Т.</p> <p>Телефон № 8 (495)-53 1-64-8 1</p>									