



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ(21)(22) Заявка: **2009106338/03, 24.02.2009**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.02.2009

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **24.02.2009**(43) Дата публикации заявки: **27.08.2010** Бюл. № 24(45) Опубликовано: **27.07.2011** Бюл. № 21

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 1327594 C, 20.03.1995. RU 2309972 C2, 10.11.2007. RU 2057898 C1, 10.04.1996. RU 2125649 C1, 27.01.1999. RU 2244809 C2, 20.01.2005. SU 1558087 A1, 15.10.1992. RU 2065941 C1, 27.08.1996. SU 1740644 A1, 15.06.1992. US 5925182 A, 20.07.1999.**

Адрес для переписки:

**450075, г.Уфа, пр. Октября, 129/3, директору
Центра химической механики нефти АН РБ
В.Е. Андрееву**

(72) Автор(ы):

**Андреев Вадим Евгеньевич (RU),
Котенев Юрий Алексеевич (RU),
Пташко Олег Анатольевич (RU),
Дубинский Геннадий Семенович (RU),
Нечаева Ольга Егоровна (RU),
Андреев Антон Вадимович (RU),
Котенев Антон Юрьевич (RU),
Котенев Максим Юрьевич (RU),
Пташко Денис Олегович (RU),
Бадретдинов Саяв Садрасевич (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Андреев Вадим Евгеньевич (RU),
Котенев Юрий Алексеевич (RU),
Пташко Олег Анатольевич (RU)**

(54) СПОСОБ ГИДРОФОБНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способам повышения продуктивности скважин и ограничения притока пластовых вод для повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов с использованием физико-химических методов воздействия. Технический результат - повышение эффективности и надежности гидрофобизации призабойной зоны пласта за счет уменьшения и прекращения фильтрации воды, увеличения притока углеводородов и увеличения продолжительности эффекта гидрофобизации. В способе гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта, включающем нагнетание в порово-трещинное пространство призабойной зоны

пласта смеси поверхностно-активных веществ, выдержку скважины в покое для капиллярной пропитки и перевод в режим притока углеводородов, в качестве указанной смеси используют раствор, содержащий, мас. %: смесь многоатомных спиртов - побочный продукт при производстве моно-, ди- и триэтиленгликолей 75,0-96,0, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 1,0-4,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 0,5-4,0, масло сивушное 1,0-3,0, неонол 0,5-4,0, оксиэтилированные жирные кислоты 1,0-10,0, нагнетание осуществляют чередуя указанный раствор со стабильным конденсатом, начиная и заканчивая нагнетанием стабильного конденсата, выдержку скважины в покое

осуществляют 24-60 часов, по окончании
которой жидкость из скважины сбрасывают на

факел до начала устойчивой работы
скважины. 2 табл.

RU 2 4 2 5 2 1 0 C 2

RU 2 4 2 5 2 1 0 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.

E21B 43/22 (2006.01)*C09K* 8/84 (2006.01)**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2009106338/03, 24.02.2009**(24) Effective date for property rights:
24.02.2009

Priority:

(22) Date of filing: **24.02.2009**(43) Application published: **27.08.2010 Bull. 24**(45) Date of publication: **27.07.2011 Bull. 21**

Mail address:

**450075, g.Ufa, pr. Oktjabrja, 129/3, direktoru
Tsentra khimicheskoy mekhaniki nefti AN RB V.E.
Andreevu**

(72) Inventor(s):

**Andreev Vadim Evgen'evich (RU),
Kotenev Jurij Alekseevich (RU),
Ptashko Oleg Anatol'evich (RU),
Dubinskij Gennadij Semenovich (RU),
Nechaeva Ol'ga Egorovna (RU),
Andreev Anton Vadimovich (RU),
Kotenev Anton Jur'evich (RU),
Kotenev Maksim Jur'evich (RU),
Ptashko Denis Olegovich (RU),
Badretdinov Sajav Sadraevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Andreev Vadim Evgen'evich (RU),
Kotenev Jurij Alekseevich (RU),
Ptashko Oleg Anatol'evich (RU)**

(54) METHOD OF HYDROPHOBIC TREATMENT OF BOTTOM-HOLE ZONE OF PRODUCTIVE FORMATION

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: in method of hydrophobic treatment of bottom-hole zone of productive formation, which involves supply to porous-crack space of bottom-hole zone of formation of mixture of surface active substances, well soaking for capillary intake and change-over to hydrocarbon influx mode, there used as the above mixture is the following solution containing the following, wt %: mixture of polyatomic alcohols - by-product during production of mono-, di- and triethylene glycols 75.0-96.0, concentrate of main impurities of production of ethyl alcohol from food raw material 1.0-4.0, intermediate fractions of production of ethyl alcohol from food

raw material 0.5-4.0, grain oil 1.0-3.0, neonol 0.5-4.0, hydroxyethylated fatty acids 1.0-10.0, delivery is performed by alternating the above solution with stable condensate, starting from and ending with delivery of stable condensate; well soaking is performed during 24-60 hours; and after that, fluid is discharged from well to plume till the beginning of steady operation of well.

EFFECT: higher efficiency and reliability of hydrophobisation of bottom-hole zone of formation owing to reducing and stopping the water filtration, increasing the influx of hydrocarbons and enlarging the duration of hydrophobisation effect.

2 tbl, 1 ex

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способам ограничения притока пластовых вод для повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов с использованием физико-химических методов воздействия. Изобретение может быть использовано для увеличения срока жизни скважин и продолжительности рентабельной эксплуатации продуктивных пластов.

В процессе извлечения нефти и газа из пластов происходит изменение их фильтрационных параметров, влияющих на продуктивность и производительность скважин. Для восстановления и повышения продуктивности добывающих скважин существует большое количество различных способов воздействия на пласт, одним из которых является гидрофобизация продуктивного пласта физико-химическими методами [Абасов М.Т. и др. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов. МНТК "Нефтеотдача". - М.: Наука, 1992, с.5-130. Воздействие на призабойную зону скважин в целях ограничения отбора воды, - М., ВНИИОЭНГ. Обзорн. информ. Нефтепромысловое дело. - 1984. - Вып. 1(73). - 53 с. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. - М.: Недра, 1991]. Однако большинство известных способов не обладают достаточно высокой эффективностью по нефтеотдаче и сокращению притока воды и требуют больших затрат энергоресурсов и применения дорогостоящих материалов.

Для приготовления гидрофобно-эмульсионных растворов используют в основном высокомолекулярные неиногенные поверхностно-активные вещества (ПАВ), хорошо растворимые в углеводородной дисперсионной среде [Токунов В.И., Хейфец И.Б. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы. - М.: Недра, 1983]. К ним относятся: эмультал, укрामин, ИКБ-2, жирные кислоты, СМАД-1 и др.

Известен способ интенсификации притока с использованием состава [А.с. СССР №1558087, Е21В 43/22, бюл. №38, 1992], содержащего ПАВ алкилбензосульфаты (АБС) 2,25-9 мас.%, оксиалкилфенолы типа ОП-10 0,5-5,5 мас.%, углеводородный растворитель - остальное. Состав готовят перемешиванием в емкости мешалкой в течение 30-40 мин, до получения однородной массы. Далее состав закачивают в призабойную зону пласта, где он растворяет асфальтено-смоло-парафинистые отложения (АСПО) и закупоривает водные каналы, образующейся в пласте водоуглеводородной эмульсией. Частично уменьшается водоприток. Однако при этом происходит уменьшение эффективного сечения транспортных каналов и, как следствие, результат может быть неоднозначным, а после выноса эмульсии эффект снижения обводнения исчезает. Этот способ обладает низкой технологической и экономической эффективностью.

Известен способ интенсификации добычи нефти, включающий обработку призабойной зоны добывающей скважины суспензией гидрофобно-водоотталкивающего порошка в органическом растворителе [Патент РФ 2125649, МКИ Е21В 43/22, опубл. 27.01.1999].

Данный способ недостаточно эффективен при обработке призабойной зоны пласта, а использование дорогостоящих и дефицитных реагентов приводит к удорожанию способа.

Известен способ заканчивания скважин с применением гидрофобизации призабойной зоны [Патент РФ №2057898, Е21В 33/13, опубл. 10.04.1996]. Осуществляется это по стандартным технологиям с использованием закачки в призабойную зону пласта водоспиртового раствора этилсиликоната натрия ГКЖ-10 или водоспиртового раствора метилсиликоната натрия ГКЖ-11, нефти и

нефтецементного раствора.

Этот способ имеет ограниченную эффективность при обработке призабойной зоны пласта как по продолжительности снижения водопритока, так и по величине, использование большого объема дорогостоящих и дефицитных реагентов также приводит к удорожанию способа. Кроме того, указанный способ достаточно сложен при исполнении его на скважинах, велика вероятность некорректного результата.

Известен способ гидрофобной обработки пласта [Патент США №4197912, E21B 43/22, опубл. 15.04.1980], предусматривающий обработку призабойной зоны продуктивного пласта гидрофобизирующим составом - дисперсией или раствором органополисилоксана, в том числе полиметилгидросилоксана в углеводородной жидкости - керосине, дизельном топливе, различных продуктах дистилляции нефти, сырой нефти путем закачивания в призабойную зону пласта и выдержку скважины в покое от 0,5 до 7 суток.

Указанный способ имеет недостатки, он недостаточно эффективен и технологичен, требует длительного простоя скважины, достаточно высока стоимость используемых химикатов и растворителей, эффективность и продолжительность гидрофобизации недостаточно высока.

Наиболее близким является способ обработки призабойной зоны пласта [А.с. СССР №1327594, E21B 43/27, опубл. 20.03.1995], включающий нагнетание в призабойную зону смеси водо- и маслорастворимых поверхностно-активных веществ (ПАВ) и выдержку скважины в покое для капиллярной пропитки пласта в течение не менее 3 суток. Недостаток этого способа - это его низкая эффективность, заключающаяся в том, что смешивание веществ с противоположной поверхностной активностью (гидрофилизация и гидрофобизация) приводит к их взаимной дезактивации, кроме того, компоненты применяемого состава достаточно дороги, что приводит к удорожанию способа.

Цель изобретения - это повышение эффективности и надежности гидрофобизации призабойной зоны пласта за счет уменьшения и прекращения фильтрации воды, увеличения притока углеводородов и увеличения продолжительности эффекта гидрофобизации.

Цель достигается тем, что в способе гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта, включающем нагнетание в порово-трещинное пространство призабойной зоны пласта смеси поверхностно-активных веществ, выдержку скважины в покое для капиллярной пропитки и перевод в режим притока углеводородов, в качестве указанной смеси используют раствор, содержащий, мас. %: смесь многоатомных спиртов - побочный продукт при производстве моно-, ди- и триэтиленгликолей 75,0-96,0, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 1,0-4,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 0,5-4,0, масло сивушное 1,0-3,0, неонол 0,5-4,0, оксиэтилированные жирные кислоты 1,0-10,0, нагнетание осуществляют чередуя указанный раствор со стабильным конденсатом, начиная и заканчивая нагнетанием стабильного конденсата, выдержку скважины в покое осуществляют в течение 24-60 часов, по окончании которой жидкость из скважины сбрасывают на факел до начала устойчивой работы скважины.

Раствор из отходов химических производств представляет собой смесь многоатомных спиртов, являющихся побочным продуктом при производстве моно-, ди- и триэтиленгликолей (по ТУ 2422-071-05766575-98), концентрата головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья (по ТУ 9182-479-

00008064-2002), промежуточных фракций производства этилового спирта из пищевого сырья (по ТУ 9182-479-00008064-2002), масла сивушного (по ГОСТ 17071-91), товарной формы поверхностно-активного вещества из группы неололов - Неолола СНО-4Б, деэмульгатора нефтяных эмульсий - ОЖК (оксиэтилированные жирные кислоты)]. Раствор такого состава в нефтегазодобывающей промышленности в качестве реагента гидрофобизатора для ограничения водопритока и интенсификации притока углеводородов не применялся. В многоатомных спиртах звено $-OCH_2CH_2-$ повторяется, этим обусловлены особенности строения боковой группы. Эфирный кислород является гидрофильной частью боковой группы, а этиленовая часть гидрофобна. Сольватация молекулами ароматических углеводородов и адсорбция на гидрофобных адсорбентах подтверждают склонность оксиэтильного звена вступать в гидрофобное взаимодействие [Клименко Н.А., Гридил И.И. и др. Адсорбция неионогенных ПАВ из водных растворов на пористых метакрилатных адсорбентах // Коллоидный журнал, 1991, т.53, №4, с.748-752]. На гидрофильной поверхности адсорбция оксиэтилированных соединений осуществляется за счет водородных связей между кислородом оксиэтильной группы свободным водородом матрицы. В качестве последней могут выступать силанольные группы Si-OH-породообразующих минералов. На поверхности пор может возникнуть пленка мозаичного характера. При контакте углеводородов (УВ) с гидрофобными фрагментами этой пленки на первоначально гидрофильной поверхности возникает интенсивное гидрофобное взаимодействие, приводящее к усилению структурно-механических свойств пластовых флюидов и снижению проницаемости пористой среды для водной фазы [Андресон Б.А., Гилязов Р.М. Буровые растворы на полигликолевой основе для бурения и заканчивания скважин. - Уфа: Изд. УГНТУ, 2001. - 88 с.]. Дифильность повторяющихся звеньев многоатомных спиртов придает им свойства катионноактивных ПАВ [Плетнев М.Ю. О природе взаимодействия в растворе смесей неионогенных и анионных ПАВ // Коллоидн. журн. 1987, т.XLIX, №1. С.184-187]. Многоатомные спирты при попадании в водонасыщенную часть пласта уменьшают фазовую проницаемость для воды, а при попадании в газонефтенасыщенную часть пласта, как минимум, не уменьшают фазовую проницаемость для углеводородов. Это явление позволяет назвать способ гидрофобизации с применением многоатомных спиртов селективным.

Наличие в гидрофобизирующем составе - растворе концентрата головных примесей и промежуточных фракций производства этилового спирта из пищевого сырья, сивушного масла, поверхностно-активного вещества группы неололов и ОЖК дополнительно усиливает эффект гидрофобизации и создает препятствие для фильтрации воды.

Испытания способа гидрофобизации проводились на установке УИПК-1М. Модель пласта была представлена образцами керна с размером $\varnothing 30$ мм, длиной $l=40$ мм, с начальной (исходной) проницаемостью по нефти 146×10^{-1} ; 149×10^{-3} ; 201×10^{-3} ; 206×10^{-3} ; 208×10^{-3} ; 209×10^{-3} мкм².

В опытах 1, 3, 5 керн насыщали минерализованной водой (табл.1) для имитации обводнения. Проницаемость по нефти при этом уменьшалась более чем в 2 раза.

Таблица 1

№ опыта	Состав раствора	Проницаемость керна до обработки, 10^{-3} мкм ²		Проницаемость керна после гидрофобной обработки, 10^{-3} мкм			Отношение проницаемости после обработки к проницаемости до обработки, %	
		Исходного насыщенного нефтью	По нефти/по воде после насыщения минерализованной водой	Нефтенасыщенного по нефти	Водонасыщенного по нефти	Водонасыщенного по воде	по нефти	по воде
1	Состав по предлагаемому способу *1	146	52/140		142	35	97,3	25
2	То же *2	149	-	149	-	-	100	-
3	То же *3	206	83/202	-	201	43	96,6	21,3
4	То же *4	208	-	212	-	-	101,9	-
5	Прототип**	201	81/198	-	177	75	88,1	37,9
6	Прототип	209	-	193	-	-	92,3	-

Примечание: *раствор, содержащий, мас. %:

*1 - многоатомные спирты 75, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 4,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 4,0, масло си-
вушное 3,0, неонол СНО-4Б 4,0, ОЖК 10,0;

*2 - многоатомные спирты 82, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого
сырья 2,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 2,0, масло си-
вушное 4,0, неонол СНО-4Б 2,0 ОЖК 8,0;

*3 - многоатомные спирты 90, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого
сырья 3, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 1 ..., масло си-
вушное 2 ..., неонол СНО-4Б 3, ОЖК 1;

*4 - многоатомные спирты 96, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого
сырья 1,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 0,5, масло си-
вушное 1,0, неонол СНО-4Б 0,5, ОЖК 1,0;

**раствор, содержащий, мас. %: нефть 98, эмультал 1,3, ОН-10 - 0,7.

Для имитации гидрофобной обработки и восстановления проницаемости в
опытах 1-6 через керн прокачали гидрофобизирующий состав и вновь замерыли
проницаемость, которая для предлагаемого способа равна 100-101,9% от исходной для
нефтенасыщенных кернов и 96,6-97,3% для кернов, насыщенных минерализованной
водой (табл.1). Для прототипа соответственно 92,3% и 88,1%. Из таблицы 1 видно, что
остаточная проницаемость по воде после гидрофобной обработки для прототипа
выше, чем для предлагаемого технического решения, а нефтенасыщенные керны после
предлагаемого способа обработки сохраняют проницаемость (опыт 2, табл.1) и
возможно увеличение проницаемости (опыт 4, табл.1), в отличие от прототипа
(опыт 6, табл.1).

Для определения оптимального времени капиллярной пропитки по предлагаемому
способу были использованы керны с проницаемостью по нефти 96×10^{-3} , 183×10^{-3} ,
 237×10^{-3} , 382×10^{-3} мкм² (см. табл.2).

Таблица 2

№ опыта	Состав раствора	Проницаемость керна до обработки по нефти, 10^{-3} мкм ²	Время капиллярной пропитки гидрофобизирующим раствором, час	Проницаемость керна по нефти	
				после насыщения минерализованной водой, 10^{-3} мкм ²	после гидрофобной обработки, 10^{-3} мкм ² /%
1	Состав по предлагаемому способу *1	96	24	51	94/97,9
2	То же *2	183	38	82	180/98,4
3	То же *3	237	53	103	23/98,7

4	То же *4	382	60	149	371/97,1
5	Примечание: *раствор, содержащий, мас. %: * 1 - многоатомные спирты 75, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 4,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 4,0, масло сивушное 3,0, неонол СНО-4Б 4,0, ОЖК 10,0; *2 - многоатомные спирты 82, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 2,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 2,0, масло сивушное 4,0, неонол СНО-4Б 2,0 ОЖК 8,0; *3 - многоатомные спирты 90, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 3,0 промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 1,0, масло сивушное 4,5 ..., неонол СНО-4Б 0,5 ..., ОЖК 1,0 ...; *4 - многоатомные спирты 96, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 1,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 0,5, масло сивушное 1,0, неонол СНО-4Б 0,5, ОЖК 1,0.				

10 Время нахождения скважины на капиллярной пропитке равное 24-60 часов, обосновано экспериментальными исследованиями, которые заключались в определении времени вытеснения из кернов модели минерализованной воды гидрофобизирующим раствором (содержащим многоатомные спирты, концентрат

15 головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья, масло сивушное, поверхностно-активное вещество неонол СНО-4Б, ОЖК) путем капиллярной пропитки.

20 Исследования показали, что максимальный процент вытеснения минерализованной воды (более 99%) достигается по истечении 60 часов.

Обработка нефтенасыщенного продуктивного пласта по предлагаемому изобретению позволяет восстановить проницаемость пласта по нефти на 100% и более, а обводненной части того же пласта на 96,6-97,3%, при этом существенно

25 уменьшается проницаемость по воде.

Пример 1. Для гидрофобной обработки выбрана скважина со следующими геолого-техническими характеристиками:

1. Эксплуатационная колонна 168,3 мм спущена до глубины 3250 м.
2. Давление опрессовки эксплуатационной колонны $P_{опр}=30$ МПа.
3. Интервалы перфорации: 3120-3141 м, 3160-3177 м, 3192-3212 м.
4. Искусственный забой: 3234 м.
5. Пластовое давление 31,5 МПа.
6. НКТ диаметром 89 мм спущены до глубины 3170 м.

35 На приустьевую площадку скважины (территория отсыпки, обваловки) доставили гидрофобизирующий реагент (состав из отходов химических производств, содержащий, мас. %: многоатомные спирты 75,0- 96,0, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 1,0-4,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 0,5-4,0, масло сивушное 1,0-3,0,

40 поверхностно-активное вещество неонол СНО-4Б 0,5-4,0, оксиэтилированные жирные кислоты (ОЖК) 1,0-10,0), и стабильный конденсат плотностью $\rho=0,87$ г/см. Использовали в данном примере состав 1 из таблицы 1. Два насосных агрегата типа ЦА-320 параллельно обвязали с затрубным пространством скважины, трубное пространство скважины обвязали с факельной линией направленной в обвалованный

45 амбар. На конце факельной линии установили пружер с шайбой 012 мм. Закачали в скважину $57,5 \text{ м}^3$ стабильного конденсата до появления конденсата на пружере факельной линии.

50 Обвязали насосный агрегат типа ЦА-320 с трубным пространством скважины; затрубное пространство скважины жестко обвязали с закрытой технологической емкостью.

Открыли затрубное пространство в технологическую емкость и в скважину по НКТ

закачали 14,5 м³ гидрофобизирующего реагента, при этом конденсат вытеснялся в емкость, и закрыли затрубное пространство. Затем, при закрытом затрубном пространстве по НКТ последовательно закачали 19,5 м³ гидрофобизирующего реагента, 14,2 м стабильного конденсата плотностью $\rho=0,87$ г/см. Продавку при закрытом затрубном пространстве вели при давлении на устье, равном 21 МПа (меньше давления опрессовки эксплуатационной колонны). Далее скважину оставили в покое на 36 часов, для капиллярной пропитки реагентом в пласте. По окончании выдержки скважины в покое давление на устье понизили до атмосферного и запустили скважину на факел при давлении на устье меньше давления системы сбора (9,5 МПа) для очистки ствола скважины и призабойной зоны от жидкости. Через 12 часов скважина вышла на устойчивый режим работы и ее подключили в шлейф. Уменьшение обводненности продукции составило 50% от величины обводненности до обработки.

Формула изобретения

Способ гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта, включающий нагнетание в порово-трещинное пространство призабойной зоны пласта смеси поверхностно-активных веществ, выдержку скважины в покое для капиллярной пропитки и перевод в режим притока углеводородов, отличающийся тем, что в качестве указанной смеси используют раствор, содержащий, мас. %: смесь многоатомных спиртов - побочный продукт при производстве моно-, ди- и триэтиленгликолей 75,0-96,0, концентрат головных примесей производства этилового спирта из пищевого сырья 1,0-4,0, промежуточные фракции производства этилового спирта из пищевого сырья 0,5-4,0, масло сивушное 1,0-3,0, неол 0,5-4,0, оксиэтилированные жирные кислоты 1,0-10,0, нагнетание осуществляют чередуя указанный раствор со стабильным конденсатом, начиная и заканчивая нагнетанием стабильного конденсата, выдержку скважины в покое осуществляют 24-60 ч, по окончании которой жидкость из скважины сбрасывают на факел до начала устойчивой работы скважины.