

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2736671

БЛОКИРУЮЩИЙ ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ РАСТВОР С МРАМОРНОЙ КРОШКОЙ

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

Авторы: *Исламов Шамиль Расихович (RU),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

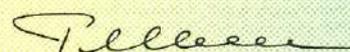
Заявка № 2020116359

Приоритет изобретения 19 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации в
Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 19 ноября 2020 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 19 мая 2040 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Излиев





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

C09K 8/42 (2020.08); C09K 8/5045 (2020.08); C09K 8/506 (2020.08)

(21)(22) Заявка: 2020116359, 19.05.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
19.05.2020Дата регистрации:
19.11.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 19.05.2020

(45) Опубликовано: 19.11.2020 Бюл. № 32

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
Патентно-лицензионный отдел Санкт
-Петербургского горного университета

(72) Автор(ы):

Исламов Шамиль Расихович (RU),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Санкт-Петербургский горный
университет» (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2357997 C1, 10.06.2009. RU
2539484 C1, 20.01.2015. RU 2501943 C2,
20.12.2013. CA 3027510 A, 15.03.2018. CA 1291134
A, 26.09.1989. US 4997582 A, 05.03.1991.
РОГАЧЕВ М.К. и др. Разработка
эмульсионных составов для регулирования
фильтрационных характеристик призабойной
зоны нагнетательных скважин, журнал "
Нефтегазовое дело" N3, 2011. С. 180-190..

(54) БЛОКИРУЮЩИЙ ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ РАСТВОР С МРАМОРНОЙ КРОШКОЙ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, в частности, к буровым растворам на углеводородной основе, применяемым при заканчивании скважин, и к технологическим жидкостям, используемым при проведении подземных ремонтов скважин. Техническим результатом является повышение термостабильности и седиментационной устойчивости блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора при возможности

регулирования его плотности и реологических свойств, сохранении фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта и предотвращении поглощения жидкости глушения. Технический результат достигается тем, что раствор дополнительно содержит мраморную крошку фракции от 0,2 до 2 мм, при этом использован эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2, при определенном соотношении компонентов. 2 з.п. ф-лы, 2 табл.

RU 2 736 671 C1

RU 2 736 671 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
C09K 8/42 (2020.08); C09K 8/5045 (2020.08); C09K 8/506 (2020.08)

(21)(22) Application: **2020116359, 19.05.2020**

(24) Effective date for property rights:
19.05.2020

Registration date:
19.11.2020

Priority:
(22) Date of filing: **19.05.2020**

(45) Date of publication: **19.11.2020 Bull. № 32**

Mail address:
**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2,
Patentno-litsenziyonnyj otdel Sankt
-Peterburgskogo gornogo universiteta**

(72) Inventor(s):
**Islamov Shamil Rasikhovich (RU),
Mardashov Dmitrii Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):
**federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet» (RU)**

(54) **BLOCKING HYDROPHOBIC-EMULSION SOLUTION WITH MARBLE CHIPS**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas industry, in particular, to drilling muds used on completion of wells, and to process fluids used in underground well repair. Solution additionally contains marble chips of 0.2 to 2 mm fraction, at that Yalan-E-2 emulsifier grade B2 is used, at specified ratio of components.

EFFECT: high thermal stability and sedimentation resistance of the blocking hydrophobic-emulsion solution with possibility of controlling its density and rheological properties, maintaining filtration-capacitance characteristics of bottom-hole formation zone and preventing absorption of killing fluid.

3 cl, 2 tbl

RU 2 736 671 C1

RU 2 736 671 C1

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, в частности к буровым растворам на углеводородной основе, применяемым при заканчивании скважин, и к технологическим жидкостям, используемым при проведении подземных ремонтов скважин на месторождениях с трещинно-поровым типом коллектора в условиях

аномально низких пластовых давлений и высоких температур.

Известна эмульсия для глушения скважин (Патент РФ №2168003, опубликован 27.05.2001), включающая углеводородную жидкость – газовый конденсат, эмульгатор – конденсированную сульфит-спиртовую барду (КССБ), хлористый кальций, химически осажденный мел (ХОМ), воду, кальцинированную соду и карбамид при следующем соотношении компонентов, мас. %: газовый конденсат от 28,0 до 35,0; КССБ от 7 до 12; хлористый кальций от 18,0 до 24,0; кальцинированная сода от 1,0 до 3,0; карбамид от 0,5 до 1,5; ХОМ от 1 до 3; вода – остальное.

Недостатком известного состава эмульсии является ее низкая стабильность при пластовых температурах более 60-80°C, поскольку в качестве эмульгатора используется конденсированная сульфит-спиртовая барда, не обладающая высокими эмульгирующими свойствами. Кроме того, наличие в составе эмульсии химически осажденного мела приводит к необходимости проведения кислотной обработки призабойной зоны пласта после глушения скважины. Недостатком также является наличие большого количества используемых компонентов в составе эмульсии, что в

промысловых условиях затрудняет процесс ее приготовления.

Известен эмульсионный состав для глушения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин (Патент РФ №2213762, опубликован 10.10.2003), включающий газоконденсат, эмульгатор – эмультал, наполнитель – алюмосиликатные микросферы (АСМ), минерализованную воду, при этом в качестве термостабилизатора использована гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11Н при следующем соотношении компонентов, мас. %: газоконденсат от 25,0 до 30,0; эмультал от 4,5 до 5,0; АСМ от 15,0 до 20,0; ГКЖ-11Н от 2,5 до 3,0; минерализованная вода от 42,0 до 53,0.

Недостатком известного эмульсионного состава является высокая фильтрация в пластовых условиях и его низкая стабильность при пластовой температуре более 80 °С из-за повышенного отделения воды уже через сутки.

Известен инвертно-эмульсионный состав (Патент Канады № 3027510, опубликован 15.03.2018), содержащий (об. %): углеводородную фазу – нефть, керосин или дизельное топливо от 20,0 до 30,0; эмульгатор от 0,5 до 2,0; наполнитель – пропант от 10,0 до 30,0; водную фазу – пресная или минерализованная вода – остальное.

Недостатком данного состава является его низкие закупоривающие и коркообразующие свойства за счет высокой проводимости между гранулами пропанта, и, как следствие, последующая низкая эффективность глушения скважин, поскольку в условиях аномально низкого пластового давления происходит поглощение блокирующей жидкости, и в связи с этим ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта.

Известен эмульсионный состав для ограничения водопритокков, выравнивания профиля приемистости и глушения скважин (Патент РФ №2539484, опубликован 20.01.2015), содержащий (мас. %): углеводородную фазу – нефть, керосин или дизельное топливо от 2,0 до 25,0; эмульгатор – продукт взаимодействия жирных кислот типа R-COON, где R=C₅-C₂₀ с амином R-N-(R'-NH₂)_n, где R=C₄-C₂₂, R'=C₂-C₄, n=0-2 и спиртовой раствор неионогенного ПАВ от 0,1 до 5,0; водную фазу – пресная или минерализованная вода – остальное.

Недостатком данного состава является его низкая стабильность при пластовой температуре более 80°C из-за повышенного отделения воды уже через сутки. Кроме того, данный состав не включает в себя минеральный наполнитель, который не позволяет блокировать фильтрацию жидкости глушения в пласт в условиях трещинно-порового коллектора и аномально низкого пластового давления.

Известна блокирующая жидкость «ЖГ-ИЭР-Т» (Патент РФ №2357997, опубликован 10.06.2009), принятая за прототип, содержащая (на 1 м³ жидкости): углеводородную фазу – нефть или дизельное топливо от 400 до 700 л; органофильную глину от 10 до 35 кг; эмульгатор – «МР» или нефтенол «НЗб» от 20 до 40 кг; гидрофобизатор «АБР» от 5 до 25 кг; минерализованную водную фазу от 300 до 600 л; регулятор фильтрации – мел от 25 до 60 кг.

Недостатком данного состава является низкая седиментационная устойчивость за счет выпадения мела в осадок, а также низкая эффективность последующего освоения скважины по причине кольматации призабойной зоны пласта, что приводит к необходимости проведения геолого-технических мероприятий по восстановлению продуктивности скважины.

Техническим результатом является повышение термостабильности и седиментационной устойчивости блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора при возможности регулирования его плотности и реологических свойств, сохранении фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта и предотвращении поглощения жидкости глушения.

Технический результат достигается тем, что раствор дополнительно содержит мраморную крошку фракции от 0,2 до 2 мм, при этом использован эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

углеводородная фаза – нефть или дизельное топливо	от 4,6 до 12,2
эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2	от 0,7 до 1,5
мраморная крошка фракции от 0,2 до 2 мм	от 4,0 до 14,9
минерализованная водная фаза	остальное.

В качестве минерализованной водной фазы использована вода, минерализованная хлоридом кальция. В качестве минерализованной водной фазы использована вода, минерализованная хлоридом натрия.

В соответствии с изобретением блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой представляет собой термостойкую эмульсионную систему, стабилизированную реагентом-эмульгатором. Основой блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора является минерализованная водная фаза, предназначенная для регулирования свойств раствора и активности водной фазы в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и условий залегания продуктивных пластов. В предпочтительном варианте выполнения изобретения используется пресная вода, минерализованная хлоридом кальция. В другом варианте может быть использована вода, минерализованная хлоридом натрия. Рекомендуемые максимальные концентрации солей хлорида кальция от 35 до 40 %, а хлорида натрия от 24 до 26 % при повышенных пластовых температурах от 80 до 100 °С. Могут быть использованы соли хлорида кальция и хлорида натрия, выпускаемые, например, по ГОСТ 450-77 и ГОСТ 4233-77, соответственно.

В предложенном растворе углеводородная фаза - нефть или дизельное топливо используется в качестве дисперсионной среды. Наиболее рациональное содержание углеводородной фазы в растворе от 4,6 до 12,2 мас.%, в таком случае обеспечивается

высокая стабильность раствора. При содержании углеводородной фазы в растворе менее 4,6 мас.% не происходит полное растворение эмульгатора в углеводородной фазе, а при более 12,2 мас.% стабильность раствора значительно снижается. В качестве углеводородной фазы может быть использована нефть или дизельное топливо, подготовленные, например, согласно ГОСТ Р 51858-2002 и ГОСТ 305-82, соответственно.

Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – смесь продукта реакции аминов и/или аминоспиртов с жирными кислотами (выпускается по ТУ 2458-012-22657427-2000), в составе раствора обеспечивает высокую термостабильность и седиментационную устойчивость. Наиболее рациональное содержание эмульгатора «Ялан-Э-2» марки Б2 в растворе составляет от 0,7 до 1,5 мас.%, в таком случае раствор обладает высокой стабильностью. При содержании эмульгатора в растворе менее 0,7 мас.% снижается его термостабильность и седиментационная устойчивость, а при более 1,5 мас.% наблюдается рост межфазного натяжения.

Наиболее рациональное содержание мраморной крошки фракции от 0,2 до 2 мм в растворе составляет от 4,0 до 14,9 мас.%, что обеспечивает создание прочных блокирующих экранов у входа в трещины, предотвращающие поглощения раствора даже при повышенных репрессиях (8 МПа и более). При содержании мраморной крошки в растворе менее 4,0 мас.% снижаются блокирующие свойства раствора, а при более 14,9 мас.% снижается седиментационная устойчивость раствора. В растворе может быть использована мраморная крошка с фракцией от 0,2 до 2 мм, выпускаемая, например, по ТУ 5716-001-56390243-2015. Выбранный диапазон фракции мраморной крошки обеспечивает устойчивую блокировку трещины с раскрытостью до 2 мм. При использовании мраморной крошки фракции менее 0,2 мм на фильтрационной поверхности коллектора (на трещинах) не создаются сводовые перемычки, соответственно, в результате не происходит эффективное закупоривание устья пор (трещин) и не происходит образование достаточно прочного слоя дисперсных частиц, который мог бы препятствовать более глубокому проникновению в пласт не только твердой фазы, но и фильтрата раствора. Использование мраморной крошки фракции более 2 мм является технологически нецелесообразным, поскольку в таком случае происходит абразивный износ оборудования, что может привести к его поломке, а также к значительному снижению эффективности проведения процесса глушения скважин.

Для трещин раскрытостью до 0,5 мм, рекомендуется использовать в блокирующем гидрофобно-эмульсионном растворе мраморную крошку с оптимальной концентрацией 4,0 мас.% и размером фракций от 0,2 до 0,5 мм.

Для трещин раскрытостью до 1,0 мм, рекомендуется использовать в блокирующем гидрофобно-эмульсионном растворе мраморную крошку с оптимальной концентрацией 5,0 мас.% и размером фракций (2,5 мас.% от 0,2 до 0,5 мм и 2,5 мас.% от 0,5 до 1,0 мм).

Для трещин раскрытостью до 1,5 мм, рекомендуется использовать в блокирующем гидрофобно-эмульсионном растворе мраморную крошку с оптимальной концентрацией 5,0 мас.% и размером фракций (2,5 мас.% от 0,2 до 0,5 мм и 2,5 мас.% от 1,0 до 1,5 мм).

Для трещин раскрытостью до 2,0 мм, рекомендуется использовать в блокирующем гидрофобно-эмульсионном растворе мраморную крошку с оптимальной концентрацией 12,0 мас.% и размером фракций (4,0 мас.% от 0,2 до 0,5 мм; 4,0 мас.% от 1,0 до 1,5 мм и 4,0 мас.% от 1,5 до 2,0 мм).

Выбранный состав блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора обеспечивает повышение термостабильности и седиментационной устойчивости раствора в течение 7 суток (средняя продолжительность глушения скважины) при пластовых температурах

до 100°C, при возможности регулирования плотности и реологических свойств раствора и сохранении фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта и предотвращении поглощения жидкости глушения.

Приготовление блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора в лабораторных условиях осуществляют следующим образом. В углеводородную фазу - нефть или дизельное топливо дозируют эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2, после чего полученную смесь перемешивают при помощи лабораторной верхнеприводной мешалки в течение 5 минут с частотой 1000 об/мин. Затем в полученную смесь постепенно вводят воду, минерализованную хлоридом кальция или хлоридом натрия, в объеме, равном суммарному объему нефти и эмульгатора. Время перемешивания составляет 5 минут при 1000 об/мин. По истечении указанного времени порционно вводят остальную часть объема минерализованной воды в течение 2 минут при частоте вращения мешалки 1000 об/мин, затем полученную смесь перемешивают в течение 13 минут при частоте вращения мешалки 1500 об/мин. По истечении 15 минут после начала приготовления состава порциями добавляют мраморную крошку и полученную смесь перемешивают в течение 10 минут при частоте вращения мешалки 1500 об/мин.

Приготовление блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора в промышленных условиях осуществляют следующим образом. На цементировочном агрегате ЦА-320 готовят минерализованную воду путем растворения необходимого количества хлорида кальция или хлорида натрия. Во втором цементировочном агрегате ЦА-320 готовят углеводородную фазу - нефть или дизельное топливо путем перемешивания с расчетным количеством эмульгатора «Ялан-Э-2» марки Б2. После чего производят смешение нефти с минерализованной водой и полученную смесь перемешивают в течение 30 минут. Затем в полученную эмульсию вводят необходимое количество мраморной крошки, и продолжают перемешивание до 30 минут.

Состав поясняется следующими примерами. В приведенных примерах масса каждого из приготовленных растворов составила 100 гр.

Пример 1. В углеводородную фазу - нефть (4,6 мас.%) дозировали эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2 (1,3 мас.%), после чего полученную смесь перемешивали с помощью лабораторной верхнеприводной мешалки в течение 5 минут с частотой вращения мешалки 1000 об/мин. Затем в полученную смесь постепенно вводили воду, минерализованную хлоридом кальция, в объеме, равном суммарному объему нефти и эмульгатора (5,9 мас.%) и перемешивали в течение 5 минут при частоте вращения мешалки 1000 об/мин. По истечении указанного времени порционно вводили остальную часть объема минерализованной воды (73,8 мас.%) в течение 2 минут при частоте вращения мешалки 1000 об/мин, затем полученную смесь перемешивали в течение 13 минут при 1500 об/мин. По истечении 15 минут после начала приготовления состава порциями добавляли мраморную крошку фракции от 0,2 до 2 мм (14,4 мас.%), и полученную смесь перемешивали в течение 10 минут при частоте 1500 об/мин.

В лабораторных условиях определены следующие физико-химические свойства предлагаемого состава: плотность, термостабильность, седиментационная устойчивость, эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига.

Плотность предлагаемого состава определена пикнометрическим методом согласно ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» и расчетным способом.

Термостабильность предлагаемого состава определена следующим образом: готовый состав помещался в термостат с установленной температурой 100°C и выдерживался в течение 7 суток, параллельно этому контрольные пробы выдерживались 7 суток при

стандартных условиях. Через каждые 24 часа визуально оценивалось состояние пробы и количество выделившейся водной фазы. Если величина слоя выделившейся водной фазы равна нулю, то эмульсионная система считалась стабильной.

5 Седиментационная устойчивость предлагаемого состава определена согласно следующей методике: в стеклянные пробирки наливались исследуемые растворы в объеме 50 мл каждая. Затем первая половина полученных проб помещалась в термощкаф с установленной температурой 100°C, а другая – выдерживалась при стандартной температуре 20°C в течение 7 суток. Состояние пробы оценивалось визуально через 1 час, 24 часа и 7 суток.

10 Эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига предлагаемого состава определялись на ротационном вискозиметре согласно РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов».

Последующие фильтрационные исследования по оценке блокирующих свойств предлагаемого состава проводились на фильтр-прессе в следующих условиях:
15 моделируемый перепад давления – 1-8 МПа, температура – 100°C, раскрытость трещины – 0,1-2 мм, объем фильтруемого блокирующего состава – 450 см³, продолжительность эксперимента – 60 мин.

Фильтрационные исследования по оценке фильтрационных свойств предлагаемого состава проводились в следующих условиях: репрессия при моделировании глушения скважины – 1 МПа (5 % от пластового давления), скорость фильтрации (расход) – 10 см³/мин, пластовая температура – 100°C; пластовое давление – 20 МПа. При проведении фильтрационных исследований по оценке фильтрационных свойств предлагаемого состава использовались образцы естественного кернового материала с искусственно смоделированными трещинами: длина керна – 6,45 см, диаметр керна – 3 см, жидкость насыщения керна – керосин, вязкость керосина – 0,8 мПа•с, раскрытость трещины – 0,1-2 мм.

Лабораторные фильтрационные исследования проводились в три этапа: определение исходной (начальной) проницаемости керна по керосину; моделирование процесса перекрытия интервала перфорационных отверстий призабойной зоны добывающей скважины блокирующим составом жидкости глушения; моделирование процесса работы добывающей скважины после операций глушения и освоения (определение коэффициента относительного изменения начальной проницаемости образца керна по керосину).

Обработка результатов фильтрационных исследований заключалась в следующем: определялись градиенты давления до и после закачки блокирующей ЖГС в керн, на основе которых рассчитывались коэффициенты фазовой проницаемости по керосину до и после закачки исследуемого состава в керн; фиксировался начальный градиент давления сдвига блокирующей ЖГС в керне керосином при моделировании процесса освоения скважины; выполнялся расчет коэффициента относительного изменения проницаемости керна после его обработки исследуемой блокирующей ЖГС:

$$40 \quad \bar{k} = \frac{\text{grad}P_1 - \text{grad}P_2}{\text{grad}P_2} \cdot 100,$$

где \bar{k} – коэффициент изменения проницаемости, %; $\text{grad}P_1$ – градиент давления закачки керосина до процесса «глушения», м²; $\text{grad}P_2$ – градиент давления закачки керосина после процесса «глушения», м².

Примеры 2-16. Методика приготовления и испытания остальных растворов, представленных в табл.1 и 2, аналогичны.

Итоговые результаты определения физико-химических свойств блокирующего

гидрофобно-эмульсионного раствора с мраморной крошкой представлены в таблице 1. Результаты проведенных фильтрационных исследований при моделировании процессов «глушения» и «освоения» добывающих скважин сведены в таблицу 2.

5 Таблица 1 – сводная таблица результатов определения физико-химических свойств блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора с мраморной крошкой

№ п/п	Компонентный состав БГЭР-МК, мас.%	Плотность, г/см ³	Термостабильность в течение 7 суток		Седиментационная устойчивость		Эффективная вязкость при 300 об/мин, мПа·с	СНС (D=3 об/мин), Па		
			при 20 °С	при 100 °С	при 20 °С	при 100 °С		через 1 мин	через 10 мин	
10	1	Углеводородная фаза – 4,6 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,3 Мраморная крошка – 14,4 Минерализованная водная фаза – 79,7	1,438	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	286	26,0	45,9
15	2	Углеводородная фаза – 12,2 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 0,7 Мраморная крошка – 8,0 Минерализованная водная фаза – 79,1	1,305	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	234	21,4	38,1
20	3	Углеводородная фаза – 5,5 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 0,7 Мраморная крошка – 7,8 Минерализованная водная фаза – 86,0	1,330	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	236	21,2	38,2
25	4	Углеводородная фаза – 11,5 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,5 Мраморная крошка – 8,0 Минерализованная водная фаза – 79,0	1,306	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	238	22,7	37,6
30	5	Углеводородная фаза – 11,0 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,0 Мраморная крошка – 14,9 Минерализованная водная фаза – 73,1	1,421	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	268	24,3	42,5
35	6	Углеводородная фаза – 5,5 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 4,0 Минерализованная водная фаза – 89,4	1,153	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	212	18,4	37,1
40	7	Углеводородная фаза – 5,2 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 7,8 Минерализованная водная фаза – 85,9	1,330	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	227	18,7	40,6
45	8	Углеводородная фаза – 11,9 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 8,0 Минерализованная водная фаза – 79,0	1,306	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	241	23,4	38,1

5	9	Углевodородная фаза – 4,9 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,0 Мраморная крошка – 14,4 Минерализованная водная фаза – 79,7	1,440	стаб.	стаб.	устойч.	устойч.	284	25,9	45,7
10	10	Углевodородная фаза – 2,1 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,0 Мраморная крошка – 7,7 Минерализованная водная фаза – 89,2	1,341	нестаб.	нестаб.	неустойч.	неустойч.	□	□	□
15	11	Углевodородная фаза – 18,9 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 8,3 Минерализованная водная фаза – 71,7	1,280	нестаб.	нестаб.	неустойч.	неустойч.	□	□	□
20	12	Углевodородная фаза – 5,7 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 0,5 Мраморная крошка – 7,8 Минерализованная водная фаза – 86,0	1,329	нестаб.	нестаб.	неустойч.	неустойч.	□	□	□
25	13	Углевodородная фаза – 4,7 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,6 Мраморная крошка – 7,8 Минерализованная водная фаза – 85,9	1,331	стаб.	нестаб.	устойч.	неустойч.	□	□	□
30	14	Углевodородная фаза – 4,5 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 0,9 Мраморная крошка – 20,2 Минерализованная водная фаза – 74,4	1,535	стаб.	нестаб.	устойч.	неустойч.	□	□	□
35	15	Углевodородная фаза – 12,7 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,2 Мраморная крошка – 0,9 Минерализованная водная фаза – 85,2	1,184	стаб.	нестаб.	устойч.	неустойч.	□	□	□
40	16	Углевodородная фаза – 5,7 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 0,8 Минерализованная водная фаза – 92,4	1,191	нестаб.	нестаб.	неустойч.	неустойч.	□	□	□
<p>40 Примечание:</p> <p>1. БГЭР-МК – блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой.</p> <p>2. В качестве углевodородной фазы в опытах 1-5, 10, 13-14, 16 использовали нефть, в опытах 6-9, 11-12, 15 – дизельное топливо.</p> <p>3. В качестве минерализованной водной фазы в опытах 1-3, 6-7, 10-12 использовали воду, минерализованную хлоридом кальция, в опытах 4-5, 8-9, 13-16 – минерализованную хлоридом натрия.</p> <p>4. В опытах 1-14 использована мраморная крошка фракции от 0,2 до 2 мм, в опытах 15-16 использована мраморная крошка фракции менее 0,2.</p>										

45 Таблица 2 – результаты фильтрационных исследований по оценке блокирующих и фильтрационных свойств блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора с мраморной крошкой

№ п/п	Компонентный состав БГЭР-МК, мас. %	Фильтрационные исследования по оценке блокирующих свойств БГЭР-МК					Фильтрационные исследования по оценке фильтрационных свойств БГЭР-МК						
		Профильтрованный объем эмульсионного раствора через трещину при препаде давления 8 МПа, см ³					Коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %			Количество проникшего в трещину блокирующего состава, см ³			
		0,1	0,5	1	1,5	2	0,1	0,5	1	0,1	0,5	1	
5	1	Углеводородная фаза – 4,6 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,3 Мраморная крошка – 14,4 Минерализованная водная фаза – 79,7	7	14	28	51	82	0	0	0	<0,1	<0,1	<0,1
10	2	Углеводородная фаза – 12,2 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 0,7 Мраморная крошка – 8,0 Минерализованная водная фаза – 79,1	13	18	43	81	106	0	0	-2	<0,3	<0,3	<0,3
15	3	Углеводородная фаза – 5,5 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 0,7 Мраморная крошка – 7,8 Минерализованная водная фаза – 86,0	15	19	44	82	109	-1	-1	-2	<0,2	<0,2	<0,3
20	4	Углеводородная фаза – 11,5 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,5 Мраморная крошка – 8,0 Минерализованная водная фаза – 79,0	12	16	37	67	93	0	0	-2	<0,2	<0,2	<0,3
25	5	Углеводородная фаза – 11,0 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,0 Мраморная крошка – 14,9 Минерализованная водная фаза – 73,1	2	11	26	49	80	0	0	0	0	<0,1	<0,1
30	6	Углеводородная фаза – 5,5 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 4,0 Минерализованная водная фаза – 89,4	18	23	114	203	247	0	-1	-4	<0,3	<0,5	<0,5
35	7	Углеводородная фаза – 5,2 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 7,8 Минерализованная водная фаза – 85,9	15	17	41	84	108	0	-1	-1	<0,1	<0,2	<0,3
40	8	Углеводородная фаза – 11,9 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,1 Мраморная крошка – 8,0 Минерализованная водная фаза – 79,0	14	17	40	77	102	0	0	-2	<0,1	<0,2	<0,3
45	9	Углеводородная фаза – 4,9 Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – 1,0 Мраморная крошка – 14,4 Минерализованная вод-	3	14	31	55	84	0	0	-1	<0,2	<0,2	<0,2

ная фаза – 79,7									
Примечание:									
1. БГЭР-МК – блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой.									
2. В подзаголовке графы указана раскрытость трещины от 0,1 до 2 мм.									
3. В качестве углеводородной фазы в опытах 1-5 использовали нефть, в опытах 6-9 – дизельное топливо.									
4. В качестве минерализованной водной фазы в опытах 1-3, 6-7 использовали воду, минерализованную хлоридом кальция, в опытах 4-5, 8-9 – минерализованную хлоридом натрия.									
5. В опытах 1-9 использована мраморная крошка фракции от 0,2 до 2 мм. Для трещин до 0,5 мм фракция от 0,2 до 0,5 мм; для трещин до 1,0 мм фракция от 0,2 до 1,0 мм; для трещин до 1,5 мм фракция от 0,2 до 1,5 мм; для трещин до 2,0 мм фракция от 0,2 до 2,0 мм.									

Из примеров 1-9, представленных в таблицах 1-2, можно сделать вывод, что заявляемый блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор, в заданных диапазонах содержания углеводородной фазы – нефть или дизельное топливо от 4,6 до 12,2 мас.%, эмульгатора «Ялан-Э-2» марка Б2 от 0,7 до 1,5 мас.%, мраморной крошки фракции от 0,2 до 2 мм от 4,0 до 14,9 мас.% и минерализованной водной фазы обладает повышенной термостабильностью и седиментационной устойчивостью в течение 7 суток при пластовых температурах до 100 °С с возможностью регулирования плотности и реологических свойств раствора, а также позволяет в большей степени сохранить фильтрационные характеристики керна за счет образования на его входе мелкодисперсной перемычки из мраморной крошки, препятствующей дальнейшей фильтрации в трещину раствора.

Составы раствора, представленные в примерах 10-16, показанные в таблице 1, с содержанием компонентов, с массовым соотношением вне заданных диапазонов, не удовлетворяют требованиям по термостабильности и седиментационной устойчивости (поэтому не проводились последующие фильтрационные исследования), следовательно, вне заявленных диапазонов технический результат не достигается.

Таким образом, как показано в вышеприведённом описании изобретения, достигается технический результат, заключающийся в повышении термостабильности и седиментационной устойчивости блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора при возможности регулирования его плотности и реологических свойств, сохранении фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта и предотвращении поглощения жидкости глушения.

(57) Формула изобретения

1. Блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор, содержащий углеводородную фазу – нефть или дизельное топливо, эмульгатор и минерализованную водную фазу, отличающийся тем, что раствор дополнительно содержит мраморную крошку фракции от 0,2 до 2 мм, при этом использован эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2, при следующем соотношении компонентов, мас.%:

углеводородная фаза – нефть или дизельное топливо	от 4,6 до 12,2
эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2	от 0,7 до 1,5
мраморная крошка фракции от 0,2 до 2 мм	от 4,0 до 14,9
минерализованная водная фаза	остальное

2. Блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор по п. 1, отличающийся тем, что в качестве минерализованной водной фазы использована вода, минерализованная хлоридом кальция.

3. Блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор по п. 1, отличающийся тем, что в качестве минерализованной водной фазы использована вода, минерализованная хлоридом натрия.