

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2837502

БЛОКИРУЮЩИЙ ГИДРОФОБНО- ЭМУЛЬСИОННЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННОЙ ГЛИНИСТОСТЬЮ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД- КОЛЛЕКТОРОВ

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Мардашов Дмитрий Владимирович (RU), Лиманов Максим Николаевич (RU)*

Заявка № 2024130873

Приоритет изобретения 15 октября 2024 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 31 марта 2025 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 15 октября 2044 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

C09K 8/42 (2025.01)

(21)(22) Заявка: 2024130873, 15.10.2024

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
15.10.2024

Дата регистрации:
31.03.2025

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 15.10.2024

(45) Опубликовано: 31.03.2025 Бюл. № 10

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
Санкт-Петербургский Горный Университет,
Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Мардашов Дмитрий Владимирович (RU),
Лиманов Максим Николаевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II"
(RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете

о поиске: RU 2736671 C1, 19.11.2020. RU
2319539 C1, 20.03.2008. RU 2539484 C1,
20.01.2015. KZ 32806 B, 28.05.2018. СА 3027510
A1, 15.03.2018. РОГАЧЕВ М.К. и др.
Разработка эмульсионных составов для
регулирования фильтрационных
характеристик призабойной зоны
нагнетательных скважин, "Нефтегазовое
дело", 2011, N3, с. 180-190.

(54) БЛОКИРУЮЩИЙ ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННОЙ ГЛИНИСТОСТЬЮ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-
КОЛЛЕКТОРОВ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, в частности к технологическим жидкостям, используемым при проведении подземных ремонтов скважин на месторождениях с терригенным типом коллектора, аномально низким пластовым давлением и повышенным содержанием глин. Технический результат - повышение отборов нефти из добывающих скважин с повышенным содержанием глин за счет создания защитной гидрофобной пленки на поверхности поровых каналов породы-коллектора, что приводит к уменьшению

контакта глинистых компонентов с водной фазой жидкости глушения и снижению степени набухания глины. Блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав для глушения нефтяных скважин с повышенной глинистостью терригенных пород-коллекторов содержит, мас. %: углеводородную фазу - керосин марки ТС-1 6,1-12,2; смесь продукта реакции аминов и/или аминоспиртов с жирными кислотами - эмульгатор «Ялан-Э2» марки Б2 0,7-1,1; минерализованную воду - 15 мас. %-ный раствор NaCl или CaCl₂ - остальное. 2 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

C09K 8/42 (2025.01)(21)(22) Application: **2024130873, 15.10.2024**(24) Effective date for property rights:
15.10.2024Registration date:
31.03.2025

Priority:

(22) Date of filing: **15.10.2024**(45) Date of publication: **31.03.2025** Bull. № 10

Mail address:

199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, Sankt-Peterburgskij Gornyj Universitet, Patentno-litsenzionnyj otdel

(72) Inventor(s):

**Mardashov Dmitrii Vladimirovich (RU),
Limanov Maksim Nikolaevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet imperatritsy Ekateriny II» (RU)**(54) **BLOCKING HYDROPHOBIC-EMULSION COMPOSITION FOR KILLING OIL WELLS WITH HIGH CLAY CONTENT OF TERRIGENOUS RESERVOIR ROCKS**

(57) Abstract:

FIELD: obtaining oil from wells.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas industry, in particular to process fluids used during underground repair of wells at deposits with terrigenous type of reservoir, abnormally low formation pressure and high clay content. Blocking hydrophobic-emulsion composition for killing oil wells with high clay content of terrigenous reservoir rocks contains the following, wt.%: hydrocarbon phase – kerosene “TC”-1 6.1-12.2; mixture of product of reaction of amines and/or amino

alcohols with fatty acids – emulsifier “Yalan-E2” grade “B2” 0.7-1.1; mineralized water – 15 wt.% solution of NaCl or CaCl₂ – the rest.

EFFECT: increasing oil extraction from production wells with increased clay content due to creation of protective hydrophobic film on surface of pore channels of reservoir rock, which leads to reduction of contact of clay components with water phase of killing fluid and reduction of clay swelling degree.

1 cl, 2 tbl

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, в частности, к технологическим жидкостям, используемым при проведении подземных ремонтов скважин на месторождениях с терригенным типом коллектора, аномально низким пластовым давлением и повышенным содержанием глинистой составляющей.

Известен состав жидкости для глушения скважин в период выполнения капитальных и текущих ремонтов скважин на основе минеральных солей (подтоварная вода, пластовая вода), хлоридов натрия, магния, кальция, фосфорнокислых солей (патент РФ № 2277629, опубл. 06.10.2006) плотностью до 1400 кг/м³, содержащий: водный раствор минеральных солей, в качестве ингибитора набухания глинистой составляющей продуктивного пласта используют, нитрилдиметилфосфоновую кислоту в количестве 0,01-0,05 мас.% от массы растворенных солей, в качестве ингибитора осадкообразования используют НТФ или СНПХ-5301М в количестве 0,01-0,05% от массы растворенных солей, в качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) используют хлорид алкилтриметиламмония («ДОН-96»), ИВВ-1 и др.

Недостатком данного состава является сложность и длительность технологического процесса приготовления, включающая два этапа с разбавлением сеноманской водой и отстаиванием.

Известна жидкость для глушения скважин (патент РФ № 2203304, опубл. 27.04.2003), включающая, мас. %: глицерин - 50,0-60,0; сульфатцелл - 1,5-2,0; хлорид калия - 2,0; дисолван - 0,5; алюмосиликатные микросферы (АСМ) - 5,0-15,0; вода - остальное.

Недостатками данной жидкости являются невысокая условная вязкость, низкие псевдопластичные и блокирующие свойства. Кроме того, высокое процентное содержание дорогостоящего глицерина обуславливает высокую стоимость работ при проведении капитальных ремонтов скважин (КРС)

Известна эмульсия для глушения скважин (патент РФ № 2168003, опубл. 27.05.2001), включающая, мас.%: газовый конденсат -28,0-35,0; эмульгатор -конденсированную сульфит-спиртовую барду (КССБ) -7,0-12,0; хлористый кальций -18,0-24,0; химически осажденный мел (ХОМ) -1,0-3,0; кальцинированную соду -1,0-3,0; карбамид -0,5-1,5; воду -остальное.

Недостатком известного состава эмульсии является ее низкая стабильность, 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, опубл. 10.10.2003), включающий, мас.%: газоконденсат - 25,0-30,0; эмульгатор -эмультал 4,5-5,0; наполнитель -алюмосиликатные микросферы (АСМ) -15,0-20,0; гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11Н -2,5-3,0; вода -остальное.

Недостатком известного эмульсионного состава является высокая фильтрация в условиях терригенного коллектора и повышенного содержания глинистой составляющей, а также низкая термостабильность, из-за которой уже через сутки происходит повышенное отделение воды.

Известен блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав (патент РФ № 2736671, опубл. 19.11.2020), принятый за прототип, содержащий: углеводородную фазу -нефть или дизельное топливо - 4,6-12,2%; эмульгатор «ЯЛАН-Э2»-от 0,7-1,5%; мраморную

крошку фракции от 0,2 до 2 мм - 4,0-14,9%; минерализованную водную фазу - остальное.

Недостатком данного блокирующего состава является его низкая эффективность при работе с терригенными коллекторами, осложненными повышенной глинистостью, в силу добавления мраморной крошки в качестве коьматанта, что снижает
5 фильтрационные свойства пород-коллекторов и приводит к необходимости дополнительных обработок скважины после проведения операций глушения.

Техническим результатом является повышение отборов нефти из добывающих скважин с повышенным содержанием глин.

Технический результат достигается тем, что блокирующий гидрофобно-эмульсионный
10 состав для глушения нефтяных скважин с повышенной глинистостью терригенных пород-коллекторов содержит в качестве углеводородной фазы керосин марки ТС-1, в качестве минерализованной воды 15 мас.-%-ный раствор NaCl или CaCl₂ при следующем соотношении компонентов, мас.-%:

15	керосин	6,1 -12,2
	эмульгатор «Ялан-Э2» марки Б2	0,7 -1,1
	указанная минерализованная вода	остальное

Заявляемый блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав для глушения нефтяных скважин, вскрывающих терригенные коллекторы с повышенным содержанием глин, включает в себя следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие:

20 - керосин марки ТС-1 -6,1-12,2% мас., соответствующий требованиям ГОСТ 10227-86;

- эмульгатор «Ялан-Э2» марки Б2 -0,7-1,1% мас. смесь продукта реакции аминов и/или аминокислот с жирными кислотами, выпускается по ТУ 2458-012-22657427-2000;

25 - минерализованная вода -остальное, выпускаемая по ГОСТ 6709-72.

Керосин используется в составе в качестве дисперсионной среды. Наиболее рациональное содержание керосина в составе от 6,1 до 12,2 % мас., в таком случае обеспечивается высокая стабильность раствора. При содержании керосина в растворе менее 6,1% не происходит полное растворение эмульгатора, а при содержании выше
30 12,2 % стабильность раствора значительно снижается за счет ускорения процесса расслоения водной и углеводородной фаз.

Эмульгатор «Ялан-Э2» марки Б2 в составе раствора отвечает за создание обратной эмульсии, а также обеспечивает высокую термостабильность и седиментационную устойчивость полученной эмульсии. Наиболее рациональное содержание эмульгатора
35 «Ялан-Э2» в растворе составляет от 0,7 до 1,1 % 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 содержании эмульгатора более 1,1 % мас. наблюдается рост межфазного натяжения, что в свою очередь может негативно повлиять на фильтрационные свойства продуктивного пласта
40 после операций глушения.

Минерализованная вода представляет собой раствор NaCl или CaCl₂ 15% мас. Тип соли регулирует конечную плотность раствора. Если необходимая плотность раствора превышает 1,14 г/см³, в качестве наполнителя применяется CaCl₂, если необходимая
45 плотность раствора меньше 1,14 г/см³, применяется NaCl.

Приготовление блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава при 760 мм рт. ст. и 20°C осуществляют следующим образом. В керосин дозируют эмульгатор «Ялан-Э2» марки Б2, после чего полученную смесь перемешивают при частоте оборотов

мешалки 1000 об/мин в течение 5 минут. Затем в полученную смесь добавляют водную фазу в количестве, равном суммарному объему углеводородной фазы и эмульгатора и перемешивают раствор 5 минут при 1000 об/мин. По истечении 5 минут в раствор добавляют остаток водной фазы и перемешивают смесь при частоте 1500 об/мин в

5 течении 15 минут.

Состав поясняется следующими примерами. В приведенных примерах масса каждого из растворов составляла 1000 гр.

В керосин 4,6 % мас. -дозировали эмульгатор «Ялан-Э2» 1,3% мас., после чего перемешивали полученный раствор при частоте вращения мешалки 1000 об/мин в

10 течение 5 мин. В полученную смесь вводили часть водной фазы, равную сумме объемов эмульгатора и керосина - 5,9% мас. - и перемешивали 5 минут при частоте 1000 об/мин. Затем, не прекращая перемешивания, в раствор в течение 2 минут дозировали остаток водной фазы - 88,2% мас., после чего частота вращения мешалки повышалась до 1500 об/мин, и на такой частоте раствор перемешивался еще 15 минут.

15 Также были определены следующие физико-химические свойства предлагаемого состава: плотность, термостабильность, эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига.

Термостабильность предлагаемого состава определена следующим образом: приготовленный состав помещался в термостат при температуре 105°C и выдерживался

20 в течение 5 суток. Параллельно контрольная проба приготовленного раствора помещалась в стандартные условия -760 мм рт. ст. и 20°C. Раз в сутки визуально оценивалось состояние пробы и величина отделившегося слоя водной фазы. Если эта величина равнялась нулю, эмульсионная система считалась стабильной.

Первая серия экспериментов показала, что заявляемый блокирующий гидрофобно-

25 эмульсионный состав, в заданных диапазонах содержания керосина марки ТС-1 -от 6,1 до 12,2 % мас., эмульгатора «Ялан-Э2» от 0,7 до 1,1 % мас. и минерализованной водной фазы обладает повышенной термостабильностью и седиментационной устойчивостью в течение 5 суток при пластовых температурах до 105°C с возможностью регулирования плотности и реологических свойств раствора, а также позволяет в

30 большей степени сохранить фильтрационные характеристики образцов терригенной породы с повышенным содержанием глин за счет минимизации контакта водной фазы с глинистой составляющей. Составы 1-3 не удовлетворяют требованиям по термостабильности, поэтому с ними не проводились последующие исследования гидратации. Следовательно, вне заявленных диапазонов технический результат не

35 достигается.

Начиная с состава 4, проводилась вторая серия экспериментов, посвященная измерению гидратации глин под воздействием приготовленных растворов. В состав глушения помещался образец каолиновой глины на 24 часа для определения степени набухания частиц глины. Гидратация глинистого материала в открытом объеме под

40 воздействием БГЭС проводилась на аппарате LSM-2100 при следующих условиях: давление -0,1 МПа, температура - 35°C; содержание глины в образце -100%, время воздействия -24 ч.

Лабораторные исследования были направлены на сравнение воздействия на глинистый материал БГЭС и традиционных водных составов глушения.

45 Таблица 1. Результаты определения физико-химических свойств блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава и исследования гидратации глинистого материала под воздействием составов глушения.

Состав	Компонентный состав, мас. %	Состав минерализованной воды, соль, мас. %	Плотность, г/см ³	Термостабильность в течение 5 суток		Эффективная вязкость при скоростях сдвига γ , мПа·с			Длина образца, мм	Набухание образца, мм	Степень набухания, %
				При 20°C	При 105°C	$\gamma=50 \text{ с}^{-1}$	$\gamma=100 \text{ с}^{-1}$	$\gamma=250 \text{ с}^{-1}$			
5	Состав 1	Керосин -4,6 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,3 Минерализованная вода -94,1	Водный раствор CaCl ₂ -15	1,185	нестаб.	нестаб.	-	-	-	-	-
10	Состав 2	Керосин -14 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,5 Минерализованная вода -84,5	Водный раствор NaCl -15	1,057	стаб.	нестаб.	-	-	-	-	-
	Состав 3	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,4 Минерализованная вода -89,6	Водный раствор NaCl -15	1,126	нестаб.	нестаб.	-	-	-	-	-
15	Состав 4	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода -87,1	Водный раствор NaCl -15	1,096	стаб.	стаб.	231	186	104	13,51	0,43
20	Состав 5	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода -87,1	Водный раствор CaCl ₂ -15	1,165	стаб.	стаб.	244	201	124	14,14	0,66
	Состав 6	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода -92,8	Водный раствор NaCl -15	1,132	стаб.	стаб.	257	216	181	14,7	0,46
25	Состав 7	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода -92,8	Водный раствор CaCl ₂ -15	1,179	стаб.	стаб.	285	260	222	10,34	0,47
30	Состав 8	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор NaCl -15	1,121	стаб.	стаб.	275	234	194	9,62	0,13
	Состав 9	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор CaCl ₂ -15	1,160	стаб.	стаб.	304	279	231	12,39	0,16
35	Состав 10	Минерализованная вода - 100	Водный раствор NaCl -15	1,141	стаб.	стаб.	-	-	-	12,26	1,66
	Состав 11	Минерализованная вода - 100	Водный раствор CaCl ₂ -15	1,193	стаб.	стаб.	-	-	-	13,78	2,69

Исследование набухания каолиновых глин под воздействием составов 4-11 показали, что заявляемый блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав существенно снижает гидратацию глинистого материала пород-коллекторов в сравнении с традиционными водно-солевыми составами глушения.

Последующие фильтрационные исследования по оценке степени восстановления проницаемости терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью проводились в следующих условиях: репрессия при моделировании глушения скважины -20 МПа, пластовое давление -12 МПа, пластовая температура -40°C, содержание глины в образцах керна -10-20%, скорость фильтрации модели нефти -1-5 см³/мин, вязкость модели нефти 0,8 мПа·с.

Лабораторные фильтрационные исследования проводились в три этапа: определение исходной проницаемости керна по модели нефти; моделирование процесса глушения

модели терригенного коллектора с повышенным содержанием глинистости; моделирование процесса работы добывающей скважины после операций глушения и освоения (определение изменения коэффициента начальной проницаемости образца керна по модели нефти).

- 5 Обработка результатов фильтрационных экспериментов заключалась в следующем: определялись градиенты давления до и после закачки блокирующей ЖГС в керна, на основе которых рассчитывались коэффициенты фазовой проницаемости по модели нефти до и после закачки исследуемого состава в керна; фиксировался начальный градиент давления сдвига блокирующей ЖГС в керна моделью нефти при
- 10 моделировании процесса освоения скважины; выполнялся расчет коэффициента относительного изменения проницаемости керна после его обработки исследуемой блокирующей ЖГС:

$$\bar{k} = \frac{k_1 - k_2}{k_2} \cdot 100\%,$$

- 15 где $\bar{k}$ - коэффициент изменения проницаемости, %;
- k_1 - коэффициент проницаемости образца породы до обработки составом глушения, мД;
- k_2 - коэффициент проницаемости образца породы после обработки составом
- 20 глушения, мД.

Таблица 2. Результаты фильтрационных исследований, по оценке фильтрационных свойств блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава.

Состав	Компонентный состав, мас. %	Состав минерализованной воды, соль, мас. %	Глинистость породы, %	Начальный коэффициент проницаемости по нефти, мД	Конечный коэффициент проницаемости по нефти, мД	Коэффициент относительного изменения проницаемости, %
Состав 4	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор NaCl -15	10	6,17	4,71	23,7
Состав 4	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор NaCl -15	13	5,09	3,66	28,1
Состав 4	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор NaCl -15	17	3,77	2,61	30,6
Состав 4	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор NaCl -15	20	6,30	4,04	35,8
Состав 5	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор CaCl ₂ -15	10	4,14	3,02	27,1
Состав 5	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор CaCl ₂ -15	13	7,21	4,96	31,2
Состав 5	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор CaCl ₂ -15	17	5,95	3,94	33,8
Состав 5	Керосин -12,2 Эмульгатор «Ялан-Э2» -0,7 Минерализованная вода - 87,1	Водный раствор CaCl ₂ -15	20	6,83	4,21	38,4
Состав 6	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор NaCl -15	10	6,48	5,21	19,6

5	Состав 6	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор NaCl -15	13	4,83	3,74	22,5
	Состав 6	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор NaCl -15	17	4,71	3,54	24,8
	Состав 6	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор NaCl -15	20	3,71	2,61	29,8
10	Состав 7	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор CaCl ₂ -15	10	8,13	6,51	19,9
	Состав 7	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор CaCl ₂ -15%	13	9,41	7,14	24,1
15	Состав 7	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор CaCl ₂ -15	17	2,83	2,06	27,1
	Состав 7	Керосин -6,1 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1,1 Минерализованная вода - 92,8	Водный раствор CaCl ₂ -15	20	5,23	3,59	31,3
20	Состав 8	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор NaCl -15	10	7,29	6,31	13,4
	Состав 8	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода - 90,1	Водный раствор NaCl -15	13	6,23	5,24	15,9
25	Состав 8	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор NaCl -15	17	6,25	4,89	21,8
	Состав 8	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор NaCl -15	20	8,86	6,45	27,2
30	Состав 9	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор CaCl ₂ -15	10	6,69	5,63	15,8
	Состав 9	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор CaCl ₂ -15	13	4,91	4,02	18,1
	Состав 9	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор CaCl ₂ -15	17	4,11	3,09	24,7
35	Состав 9	Керосин -10 Эмульгатор «Ялан-Э2» -1 Минерализованная вода -89	Водный раствор CaCl ₂ -15	20	6,17	4,34	29,6
	Состав 10	Минерализованная вода	Водный раствор NaCl -15	10	7,91	4,09	51,8
40	Состав 10	Минерализованная вода	Водный раствор NaCl -15	20	9,33	3,56	61,9
	Состав 11	Минерализованная вода	Водный раствор CaCl ₂ -15	10	6,17	3,26	52,9
	Состав 11	Минерализованная вода	Водный раствор CaCl ₂ -15	20	5,69	2,09	63,3

Блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав создает защитную гидрофобную пленку на поверхности поровых каналов породы-коллектора, что приводит к уменьшению контакта глинистых компонентов с водной фазой жидкости глушения и, как следствие, снижение степени набухания глины.

(57) Формула изобретения

Блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав для глушения нефтяных скважин

с повышенной глинистостью терригенных пород-коллекторов, включающий углеводородную фазу, эмульгатор «Ялан-Э2» марки Б2 - смесь продукта реакции аминов и/или аминоспиртов с жирными кислотами и минерализованную воду, отличающийся тем, что содержит в качестве углеводородной фазы керосин марки ТС-1, в качестве минерализованной воды 15 мас.%-ный раствор NaCl или CaCl₂ при следующем соотношении компонентов, мас.%:

керосин марки ТС-1	6,1-12,2
эмульгатор «Ялан-Э2» марки Б2	0,7-1,1
указанная минерализованная вода	остальное