



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2010130879/03, 23.07.2010

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
23.07.2010

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 23.07.2010

(45) Опубликовано: 10.04.2012 Бюл. № 10

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2365745 C2, 10.04.2009. RU 2245998 C1, 10.02.2005. RU 2169832 C1, 27.06.2001. RU 2272901 C1, 27.03.2006. RU 2212529 C1, 20.09.2003. SU 1731942 A1, 07.05.1992. RU 2117143 C1, 10.08.1998. RU 2012788 C1, 15.05.1994. RU 2046165 C1, 20.10.1995. US 4009755 A, 01.03.1977.

Адрес для переписки:

121059, Москва, ул. Большая
Дорогомиловская, 14, оф.96, ЗАО "Ай Пи
Про", А.В. Леонову

(72) Автор(ы):

Абызбаев Ибрагим Измаилович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

**Абызбаев Ибрагим Измаилович (RU),
Грачев Алексей (CA)****(54) СОСТАВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕОДНОРОДНОГО НЕФТЯНОГО ПЛАСТА**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности.

Технический результат - высокая эффективность изоляции промытых водонасыщенных зон коллектора, высокий рост дебита скважин с возможностью использования отходов и дешевых промежуточных продуктов содового производства. Состав для регулирования проницаемости неоднородного нефтяного пласта в виде водной суспензии солей металлов

содержит, г/л: кальций углекислый 90-140, гидрат окиси кальция 10-150, гидроокись магния 5-10,5, сульфат кальция 16-40,6, натрий хлористый 8-300, гидроокись натрия 9-14,2, хлорид кальция 12,0-14,0, сульфат натрия 11,0-22,0, двуокись кремния 9,0-12,0, окись кальция 1,4-7,4, карбонат натрия 2,5-15,0, бикарбонат натрия 3,0-29,0, карбонат магния 2,0-44,0, примеси и вода - остальное. Изобретение развито в зависимом пункте. 1 з.п. ф-лы, 2 пр., 1 ил.

RU 2 447 127 C2

RU 2 447 127 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION(21)(22) Application: **2010130879/03, 23.07.2010**(24) Effective date for property rights:
23.07.2010

Priority:

(22) Date of filing: **23.07.2010**(45) Date of publication: **10.04.2012 Bull. 10**

Mail address:

**121059, Moskva, ul. Bol'shaja Dorogomilovskaja,
14, of.96, ZAO "Aj Pi Pro", A.V. Leonovu**

(72) Inventor(s):

Abyzbaev Ibragim Izmailovich (RU)

(73) Proprietor(s):

**Abyzbaev Ibragim Izmailovich (RU),
Grachev Aleksej (CA)****(54) COMPOSITION FOR REGULATING PERMEABILITY OF INHOMOGENEOUS OIL FORMATION**

(57) Abstract:

FIELD: chemistry.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas industry. The composition for regulating permeability of an inhomogeneous oil formation in form of an aqueous suspension of metal salts contains the following, g/l: calcium carbonate 90-140, calcium hydroxide 10-150, magnesium hydroxide 5-10.5, calcium sulphate 16-40.6, sodium chloride 8-300, sodium hydroxide 9-14.2, calcium chloride 12.0-14.0,

sodium sulphate 11.0-22.0, silicon dioxide 9.0-12.0, calcium oxide 1.4-7.4, sodium carbonate 2.5-15.0, sodium bicarbonate 3.0-29.0, magnesium carbonate 2.0-44.0, admixtures and water - the rest. The invention is developed in subclaims.

EFFECT: high efficiency of insulating washed out waterlogged collector zones, high well flow rate with possibility of using wastes and cheap intermediate products from soda production.

2 cl, 2 ex, 1 dwg

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к составу для регулирования проницаемости неоднородного нефтяного пласта, что позволяет увеличить нефтеотдачу и интенсифицировать добычу нефти.

5 Известен состав для заводнения нефтяных пластов (РФ 2012788), содержащий, мас. %: оксиэтилированный алкилфенол - неол АФ₉-12 0,5-50,0, формалин 0,1-10,0, кальцинированную соду 0,01-1,0 и остальное - воду. Использование указанного
10 состава позволяет повысить эффективность путем повышения нефтевытесняющей способности и проявления изолирующих свойств за счет осадкообразования в пласте при взаимодействии с минерализованной пластовой водой. При осуществлении этого способа удается снизить проницаемость до 46,1% и повысить прирост нефтеотдачи - 8,9%.

Недостаток известного состава заключается в том, что для эффективного его
15 использования предпочтительны неоднородные пласты, содержащие нефть с небольшой вязкостью, и минерализованные пластовые воды. Кроме того, к недостаткам относится труднодоступность реагентов и низкая подвижность при изоляции промытых высокопроницаемых каналов пласта.

В патенте РФ 2117143 описано использование в способе разработки нефтяных
20 залежей водного раствора соли многовалентного металла, такого как сернокислого алюминия, полимерного раствора, который содержит водорастворимые полимеры: полиакриламид или карбоксиметилцеллюлозу с одновременным добавлением водного раствора щелочи и дополнительным закачиванием водного раствора хлористого
25 кальция. Использование указанных компонентов позволяет повысить нефтеотдачу пласта, неоднородного по геологическому строению на поздней стадии разработки, за счет выравнивания профиля приемистости с последующим щелочным воздействием. Однако при этом не достигается большого снижения проницаемости неоднородного нефтяного пласта, а подготовка используемых водных растворов солей является
30 трудоемкой и требуется использование дорогостоящих реагентов.

Известен состав для регулирования разработки нефтяных месторождений,
содержащий полиакриламид в количестве 0,05-0,5% масс., хромовые квасцы - 0,005-
0,05% масс., бентонитовую глину 1-5% масс. и остальное - воду (авторское
35 свидетельство СССР 1731942). Недостатком указанного состава является прежде всего использование дорогостоящих реагентов, таких как полиакриламид.

В патентах РФ 2212529 и РФ 227290 описывается использование для регулирования
проницаемости неоднородного нефтяного пласта шлама с отстойников Дорра ВСШД-
40 отходов производства соды следующего состава (г/см³): натрий хлористый 0,20-0,30, кальций углекислый 0,060-0,120, гидроксид магния 0,005-0,012, каустическая сода 0,020-0,025, хлористый аммоний 0,005-0,0001, сульфат натрия 0,030-0,040, гидролизованный полиакриламид 0,00001, примеси и вода - остальное. Недостатком известного состава является трудоемкость подготовки исходных растворов требуемой концентрации
45 солей и высокая стоимость компонентов.

Наиболее близким к предлагаемому составу для регулирования проницаемости
неоднородного нефтяного пласта является состав, описанный в патенте РФ 2365745,
представляющий собой шлам последней стадии производства соды с отстойников
Дорра (рассола очистки) в виде киселеобразной массы, состоящей из твердой и жидкой
50 фазы с плотностью 1,20-1,50 г/см³ и содержащей г/л:

Кальций углекислый	80,0-90,0
Гидрат окиси кальция	2,0-10,0
Гидроокись магния	4,0-5,0

Сульфат кальция	0,4-0,6
Натрий хлористый	300
Гидроокись натрия	2
Примеси и вода	остальное

5 По классу опасности состав относится к 4 классу. При транспортировке не требует дополнительных мер безопасности. Экологически безвреден.

Недостатком данного состава является недостаточное снижение проницаемости неоднородного нефтяного пласта, а также трудоемкость подготовки используемых водных растворов солей.

Задачей предлагаемого изобретения является создание эффективного состава для регулирования проницаемости неоднородного нефтяного пласта за счет снижения проницаемости высокопроницаемых зон водонасыщенного коллектора.

15 Поставленная задача решается предлагаемым составом для регулирования проницаемости неоднородного нефтяного пласта в виде водной суспензии солей металлов, содержащей г/л:

	кальций углекислый	CaCO ₃	90-140
20	гидрат окиси кальция	Ca(OH) ₂	10-150
	гидроокись магния	Mg(OH) ₂	5-10,5
	сульфат кальция	CaSO ₄	16-40,6
	натрий хлористый	NaCl	8-300
	гидроокись натрия	NaOH	9-14,2
25	хлорид кальция	CaCl ₂	12-14
	сульфат натрия	Na ₂ SO ₄	11-22
	двуокись кремния	SiO ₂	9-12,0
	окись кальция	CaO	1,4-7,4
	карбонат натрия	Na ₂ CO ₃	2,5-15
30	бикарбонат натрия	NaHCO ₃	3-29
	карбонат магния	MgCO ₃	2-44
	примеси и вода	остальное до 1 л	

Отличием предлагаемого состава от ранее известного является то, что состав дополнительно содержит хлорид кальция CaCl₂, сульфат натрия Na₂SO₄, двуокись кремния SiO₂, окись кальция CaO, карбонат натрия Na₂CO₃, бикарбонат натрия NaHCO₃ и карбонат магния в количестве, указанном выше.

40 При этом предпочтительно состав в качестве компонентов может содержать водную суспензию промежуточных продуктов и отходов содового производства: шлам рассола очистки с отстойников Дорра, содержащий, г/л:

	Кальций углекислый	CaCO ₃	не более 140
	Гидрат окиси кальция	Ca(OH) ₂	не более 150
45	Гидроокись магния	Mg(OH) ₂	не более 10,5
	Сульфат кальция	CaSO ₄	не более 40,6
	Натрий хлористый	NaCl	не более 300
	Гидроокись натрия	NaOH	не более 14,2

50 Белую сажу с содержанием SiO₂ в количестве не более 12,0 продукт регенерации аммиаком из маточного раствора с содержанием Na₂SO₄ не более 22 NaHCO₃ не более 29,0,

дистеллерная жидкость, содержащая CaCO_3 не более 0,1 и $\text{Ca}(\text{OH})_2$ не более 0,105, сульфат кальция - CaSO_4 не более 1,1 и хлорид кальция CaCl_2 не более 14,0, муку известковую, представляющую собой карбонат магния MgCO_3 , не более 44,0, промежуточный продукт обжига углекислого кальция, представляющий собой CaO , не более 7,4 и промежуточный продукт кальцинации бикарбоната натрия, представляющий собой Na_2CO_3 , в количестве не более 15.

В этом случае состав представляет собой совокупность основных отходов и промежуточных продуктов содового производства.

Отметим, что при концентрациях вышеприведенных невозможно создать более или менее устойчивые коллоидные растворы взвеси, не выпадающие сразу в осадок [И.И.Абызбаев, В.Е.Андреев. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. - Уфа, Изд-во "Монография", 2007. - 204 стр.] до закачки в пласт.

Для регулирования проницаемости неоднородного нефтяного пласта осуществляют закачку в пласт через нагнетательные скважины указанный состав.

Для закачки в пласт оптимальным считается время, за которое достаточно, чтобы осадок не выпал в осадок до закачки в призабойной зоне нефтяного пласта при продавливании.

В случае создания оторочки приведенного состава, а не продолжительной закачки предлагаемого реагента, продавливание может быть осуществлено пресной, пластовой или морской водой.

Состав шлама рассола очистки с отстойников Дорра, белой сажи, маточного раствора и фильтрата маточного раствора, дистеллерной жидкости, муки известковой, промежуточного продукта обжига углекислого кальция может значительно изменяться, в разное время, т.к. зависит от конкретной производственной ситуации, а технические условия на отходы и промежуточные продукты отсутствуют. Существуют только предельно допустимые концентрации данных продуктов и отходов, т.е. речь идет о неравенствах (не более некоторой концентрации).

Добыча рассола осуществляется путем выщелачивания водой в скважинах методом гидровруба. Водная суспензия шлама с отстойников Дорра - отход производства соды образуется в процессе подготовки сырого рассола к электролизу при получении электролитической щелочи, хлора и водорода. Разделение шлама от рассола осуществляется в отстойниках Дорра, куда смесь подается на распределительную тарелку и меняется в пределах в зависимости от формы тарелки и качества рассола:

Шлам рассола очистки с отстойников Дорра, г/л:

Кальций углекислый	CaCO_3	не более 140
Гидрат окиси кальция	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	не более 150
Гидроокись магния	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	не более 10,5
Сульфат кальция	CaSO_4	не более 40,6
Натрий хлористый	NaCl	не более 300
Гидроокись натрия	NaOH	не более 14,2

Очистка рассола проводится для предотвращения возможности загрязнения аппаратуры содового производства. Для удаления магниевых солей применяют известь, соли кальция, иногда полимеры и т.д. В зависимости от процентного соотношения последних меняется в приведенных выше пределах концентрации каждого компонента. Замеры и компонентный анализ шлама осуществляется ежедневно. Благодаря последнему имеется возможность получить данные, когда все

компоненты в прототипе (известном способе) неизменны кроме одного компонента, который приближается к предлагаемому составу именно по одному этому компоненту. Последний может вырасти многократно.

5 Добавляют новые компоненты с известными приведенными ниже предельно допустимыми концентрациями, естественным образом получаемым при производстве (приведены ниже). При этом если эти компоненты разбавлять, то концентрация компонентов может только уменьшиться, т.е. никак не превысит приведенных неравенств.

10 Маточный раствор (продукт регенерации аммиаком из маточного раствора): Сульфат натрия Na_2CO_3 не более 15 г/л.

Дистеллерная жидкость, г/л:

	Кальций углекислый	CaCO_3	не более 0,1
15	Гидрат окиси кальция	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	не более 0,105
	Сульфат кальция	CaSO_4	не более 1,1
	Хлорид кальция	CaCl_2	не более 14,0
	Фильтрат маточного раствора:		
	Сульфат натрия	Na_2SO_4	не более 22,0
20	Бикарбонат натрия	NaHCO_3	не более 29,0
	Белая сажа:		
	Двуокись кремния	SiO_2	не более 12,0
	Промежуточный продукт обжига углекислого кальция:		
	Окись кальция	CaO	не более 7,4
25	Промежуточный продукт кальцинации бикарбоната натрия:		
	Карбонат натрия	Na_2CO_3	не более 15,0
	Известковая мука		
	Карбонат магния	MgCO_3	не более 44,0

30 Осуществляется закачка реагента в нефтяной пласт через нагнетательную скважину. Весь реагент представляет собой водную дисперсию бело-серого цвета с выпавшей в осадок киселеобразной массой. Состоит из кремообразной массы и жидкой фазы.

35 При транспортировке и применении не требует дополнительных мер безопасности. Экологически безвреден.

40 Механизм воздействия водного раствора реагента на фильтрацию пластовой жидкости заключается в снижении потока вытесняющего агента через высокопроницаемый обводненный коллектор, направление потока в менее обводненный участок и вовлечении в разработку неохваченные заводнением пропластки. Снижение потока вытесняющего агента через обводненный коллектор достигается увеличением доли твердой фазы за счет образующегося осадка. Смешение водного раствора реагента с минерализованной сточной водой происходит непосредственно в обводненном коллекторе.

45 Перераспределение потока вытесняющего агента способствует снижению обводненности продукции добывающих скважин, увеличению дебита по нефти.

50 Каждый компонент растворялся в своей предельной концентрации, указанной в компонентном составе выше, и скорость выпадения каждого компонента определялась стандартным способом. После перемешивания компонента до взвешенного в растворе возможного состояния. Отметим, что в экспериментах приведены концентрации оптимальные для процесса закачки в пласт. Создание взвеси с невыпадающим в осадок коллоидными частицами в течение достаточно долгого

времени при закачке в нефтяной пласт более высоких концентраций невозможно.

Пример 1. А) Для фильтрации взяты образцы, каждый из которых представляет собой цементированный кварцевый песок диаметром 40 мм и длиной 60 мм. Объем порового пространства составляет 15 см. Образец помещают в кернодержатель и насыщают пластовой водой с плотностью $1,107 \text{ г/см}^3$. Определяют начальную проницаемость при постоянном перепаде давления, равном 0,01 МПа, которая составляет $3,66 \text{ мкм}^2$. Опыты проводят при температуре 20°C и постоянной скоростью фильтрации 0,5 м/сутки.

Далее через образец фильтруют последовательно 12 мл реагента различных составов.

Составы готовят следующим образом:

1) Подбирают образцы так, чтобы все компоненты в прототипе (известном способе) оставались неизменными кроме одного любого компонента (а затем последовательно всех компонентов). Последний может вырасти многократно в процессе очистки рассола, но в пределах ПДК предлагаемого нового состава. Готовят из этих образцов новые образцы рассолов (переменного состава) для прокачки непосредственно через керн во время эксперимента (меняют концентрацию компонентов во времени).

2) Уменьшают общую концентрацию компонентов известного прототипа сливом верхней жидкой фазы рассола или увеличивают равномерной добавкой жидкой фазы.

3) Аналогично добавляют в прототип и увеличивают концентрацию (изменяя количество жидкой фазы) твердой фазы в растворах белой сажи, маточного раствора, фильтрата маточного раствора, дистеллерной жидкости, муки известковой, промежуточного продукта обжига углекислого кальция, промежуточного продукта кальцинации бикарбоната натрия.

В процессе закачки увеличивают концентрации растворов в каждом эксперименте, уменьшая фильтрационное сопротивление образца и проницаемость керна до нуля. Строят графики изменения проницаемости в зависимости от концентрации раствора. Получают график изменения проницаемости в зависимости от концентрации компонентов в процессе фильтрации (см. Рис.).

Фильтруют 26 мл минерализованной сточной воды плотностью $1,107 \text{ г/см}^3$. Причем продавливание осуществляют оторочкой сточной воды в объеме, равном объему предлагаемого реагента. Остаточную проницаемость определяют при фильтрации сточной воды в прямом и обратном направлении. Конечная проницаемость составляет $0,42 \text{ мкм}^2$.

Эффективность применяемого способа характеризует степень снижения проницаемости образца.

На предельных значениях концентраций всех компонентов фильтрация практически прекращается. Однако при увеличении концентрации компонентов:

1) во всех случаях плавно уменьшаются остаточные проницаемости;

2) скорости падения проницаемостей разные;

3) скорость падения проницаемости при увеличении концентрации раствора рассола очистки (по прототипу) наименьшая.

По предлагаемому способу степень снижения проницаемости составляет в среднем 98,0% (конечная нефтенасыщенность 6%), тогда как известному способу - 68,2%. (Конечная нефтенасыщенность 54%). Кроме того, скорость уменьшения проницаемости в серии экспериментов наименьшая.

Таким образом, результаты опытов показывают, что по степени снижения

проницаемости (и скорости изменения проницаемости) неоднородного пласта предлагаемый способ превосходит известный на 20,3%, а по эффективности в 9 раз.

Б) Эксперимент проводят для определения простой возможности продавливания данного состава пресной и морской водой.

Затем для определения возможности вытеснения раствора повторяют эксперимент продавливанием данного состава пресной и морской водой.

Фильтруют 26 мл пресной воды плотностью 1,025 г/см³. Причем продавливание осуществляют оторочкой пресной воды в объеме, равном объему реагента. Затем повторяют эксперимент: фильтруют 26 мл морской воды плотностью 1,290 г/см³. Причем продавливание осуществляют оторочкой морской воды в объеме, равном объему шлама рассола очистки.

Состав реагента одинаков и в обоих случаях составляет, г/л:

15	Кальций углекислый	CaCO ₃	90
	Гидрат окиси кальция	Ca(OH) ₂	10
	Гидроксид магния	Mg(OH) ₂	5
	Сульфат кальция	CaSO ₄	16
	Натрий хлористый	NaCl	8
20	Гидроксид натрия	NaOH	9
	Хлорид кальция	CaCl ₂	12
	Сульфат натрия	Na ₂ SO ₄	22
	Двуокись кремния	SiO ₂	9
	Окись кальция	CaO	7
25	Карбонат натрия	Na ₂ CO ₃	15
	Бикарбонат натрия	NaHCO ₃	29
	Карбонат магния	MgCO ₃	44
	Примеси и вода		Остальное

Проницаемость снижается соответственно на 26 и 38%. Таким образом, продавливание может быть осуществлено пресной, пластовой или морской водой.

Для оценки преимуществ предлагаемого способа перед известным приведены примеры осуществления способа в промысловых условиях.

Пример 2. Опытный участок представлен одной нагнетательной и 5 добывающими скважинами на Манчаровском нефтяном месторождении. Коллекторские свойства пласта следующие: эффективная толщина пласта - 7,5 м; пористость пласта - 0,22, приемистость нагнетательной скважины 550 м³/сут. Дебиты добывающих скважин - 1,0-3,3 т/сут. Обводненность добываемой продукции - 84,3-98%

Предлагаемый способ осуществляется в следующем порядке. Скважину останавливают. После тщательного перемешивания в мернике цементировочного агрегата в нагнетательную скважину закачивают 8 м³ реагента состава, г/л:

45	кальций углекислый	CaCO ₃	140,0
	гидрат окиси кальция	Ca(OH) ₂	150,0
	гидроксид магния	Mg(OH) ₂	10,5
	сульфат кальция	CaSO ₄	40,0
	натрий хлористый	NaCl	9
50	гидроксид натрия	NaOH	14
	хлорид кальция	CaCl ₂	14
	сульфат натрия	Na ₂ SO ₄	11
	двуокись кремния	SiO ₂	12

окись кальция	CaO	1,4
карбонат натрия	Na ₂ CO ₃	2,5
бикарбонат натрия	NaHCO ₃	3
карбонат магния	MgCO ₃	2,

5

разделенную двумя пресноводными оторочками по 2 м, продавливают в пласт 24 м/мин, минерализованной сточной водой плотностью 1107 кг/м³. Скважину останавливают на 72 ч и пускают в работу. После воздействия дебиты скважин по нефти выросли до 1,6-4,0 т/сут, то есть на 30,2%. Обводненность скважин снизилась до 75-90,3%, т.е. на 8,5%. Приемистость нагнетательной скважины снизилась до 480 м³/сут, т.е. на 12,7%.

10

Сопоставительный анализ геолого-промысловых параметров показывает, что степень снижения обводненности по заявляемому способу выше в 1,7 раза, а степень роста дебита по нефти больше в 2 раза по сравнению с известным способом.

15

Таким образом, результаты анализа параметров эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин показывают, что предлагаемый состав позволяет более эффективно осуществить способ по сравнению с ранее известным как по водоизолирующей способности, так и по увеличению добычи нефти.

20

Выводы: технико-экономические преимущества предлагаемого состава:

- достижение высокой эффективности изоляции промытых водонасыщенных зон коллектора за счет большей степени снижения проницаемости неоднородного нефтяного пласта;

25

- низкая стоимость, экономичность и простота;

- достижение более высокой степени роста дебита скважин и снижения обводненности по сравнению с использованием известного состава;

30

- возможное использование отходов и дешевых промежуточных продуктов содового производства;

- возможное использование отходов химических производств, что способствует охране окружающей среды.

Формула изобретения

35

1. Состав для регулирования проницаемости неоднородного нефтяного пласта в виде водной суспензии солей металлов, содержащий кальций углекислый, гидрат окиси кальция, гидроокись магния, сульфат кальция, натрий хлористый, гидроокись натрия, примеси и воду, отличающийся тем, что состав дополнительно содержит хлорид кальция CaCl₂, сульфат натрия Na₂SO₄, двуокись кремния SiO₂, окись кальция CaO, карбонат натрия Na₂CO₃, бикарбонат натрия NaHCO₃ и карбонат магния при следующем соотношении компонентов, г/л:

40

кальций углекислый	CaCO ₃	90-140
гидрат окиси кальция	Ca(OH) ₂	10-150
гидроокись магния	Mg(OH) ₂	5-10,5
сульфат кальция	CaSO ₄	16-40,6
натрий хлористый	NaCl	8-300
гидроокись натрия	NaOH	9-14,2
хлорид кальция	CaCl ₂	12,0-14,0
сульфат натрия	Na ₂ SO ₄	11,0-22,0
двуокись кремния	SiO ₂	9,0-12,0
окись кальция	CaO	1,4-7,4

50

карбонат натрия	Na_2CO_3	2,5-15,0
бикарбонат натрия	NaHCO_3	3,0-29,0
карбонат магния	MgCO_3	2,0-44,0
примеси и вода		остальное

5

2. Состав по п.1, отличающийся тем, что в качестве компонентов содержит водную суспензию промежуточных продуктов и отходов содового производства: шлам рассола очистки с отстойников Дорра, содержащий, г/л:

10	кальций углекислый	CaCO_3	не более 140
	гидрат окиси кальция	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	не более 150
	гидроокись магния	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	не более 10,5
	сульфат кальция	CaSO_4	не более 40,6
	натрий хлористый	NaCl	не более 300
15	гидроокись натрия	NaOH	не более 14,2,
	белую сажу с содержанием	SiO_2	в количестве 12,0,

продукт регенерации аммиаком из маточного раствора с содержанием Na_2SO_4 не более 22, NaHCO_3 не более 29,0, дистеллерную жидкость, содержащую CaCO_3 не более 0,1 и $\text{Ca}(\text{OH})_2$ не более 0,105, сульфат кальция CaSO_4 не более 1,1 и хлорид кальция CaCl_2 не более 14,0, муку известковую, представляющую собой карбонат магния MgCO_3 , не более 44,0, промежуточный продукт обжига углекислого кальция, представляющий собой CaO , не более 7,4, промежуточный продукт кальцинации бикарбоната натрия, представляющий собой Na_2CO_3 , не более 15.

30

35

40

45

50

Зависимость снижения проницаемости от увеличения концентрации компонентов в оставе

