

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **040245**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.05.11

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
C09K 8/88 (2006.01)

(21) Номер заявки
201700440

(22) Дата подачи заявки
2017.08.30

(54) **СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И СОСТАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

(43) **2019.03.29**

(56) RU-C2-2562634
RU-C1-2627502
SU-A1-1731943
RU-C2-2339803
RU-C1-2528183

(86) **PCT/RU2017/000631**

(87) **WO 2019/045588 2019.03.07**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ГАЗИЗОВА ДАНИЯ АЙДАРОВНА
(RU); ИДЖАТ ИННОВАТИОН ФЗЕ
(AE)**

(72) Изобретатель:
**Газизов Айдар Алмазович, Газизов
Алмаз Шакирович, Шастина Елена
Игоревна (RU)**

(74) Представитель:
**Котлов Д.В., Черняев М.А., Яремчук
А.А. (RU)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к сбалансированным составам для повышения нефтеотдачи пластов и способу их закачки в пласт, и может быть использовано на нефтяных месторождениях в нагнетательных и добывающих скважинах с терригенными и карбонатными продуктивными пластами, в том числе с высокой неоднородностью и трещиноватостью, для ограничения притока пластовых вод, выравнивания фронта вытеснения, увеличения охвата пласта воздействием, вовлечения низкопроницаемых пропластков в работу и увеличения добычи нефти. Техническим результатом изобретения является увеличение добычи нефти и снижение притока пластовых вод. Способ повышения нефтеотдачи пластов включает закачивание в пласт скважины по крайней мере одного цикла оторочки с буферной жидкостью, включающей компоненты состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, по крайней мере один компонент, выбранный из группы: стойкие мицеллярные системы с размером частиц 10-10⁴ нм, стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц 5-10⁵ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, ультрагелевые системы с размером частиц 50-10⁶ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ и сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов, выбранных из группы: хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, сернокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы, и воду.

040245
B1

040245
B1

Область техники

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к сбалансированным составам для повышения нефтеотдачи пластов и способу их закачки в пласт, и может быть использовано на нефтяных месторождениях в нагнетательных и добывающих скважинах с терригенными и карбонатными продуктивными пластами, в том числе с высокой неоднородностью и трещиноватостью, для ограничения притока пластовых вод, выравнивания фронта вытеснения, увеличения охвата пласта воздействием, вовлечения низкопроницаемых пропластков в работу и увеличения добычи нефти.

Уровень техники

Известен состав для ограничения притока пластовых вод и способ его закачки, раскрытые в RU 2109939 C1, опубл. 27.04.1998. Состав для ограничения притока пластовых вод, который закачивают в пласт, содержит нефтепродукт, поверхностно-активное вещество, воду, неионогенное поверхностно-активное вещество (НПАВ) и дополнительно древесную муку при следующем соотношении компонентов, мас. %:

нефтепродукт - 3-10;
НПАВ - 0,5-5,0;
древесная мука - 0,1-5,0;
вода - остальное.

Недостатком вышеуказанного состава является то, что его действие имеет ограниченную применимость - только для нагнетательных скважин и способ его применимости обладает невысокой эффективностью при использовании на высокопроницаемых неоднородных пластах, находящихся на поздних стадиях разработки.

Из уровня техники известен состав для ограничения притока пластовых вод и способ его закачки, раскрытые в SU 1298347 A1, 23.03.1987. Состав для ограничения притока пластовых вод, который закачивают в пласт, содержит гипан, глину, пресную воду, силикат и сульфонол - смесь натриевых солей алкилбензолсульфонокислоты, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

глина - 0,5-2,0;
сульфонол - 1-3;
силикат натрия - 1-3;
гипан - 40-60;
пресная вода - остальное.

При закачке состава в пласт он вступает во взаимодействие с пластовой водой, содержащей ионы поливалентных металлов, с образованием эластичной массы.

Недостатком вышеуказанного состава является технологическая длительность его приготовления на скважине, слабая коагуляция на месторождениях с низкой минерализацией пластовых вод, использование состава не позволяет эффективно блокировать промытые пропластки.

Из уровня техники известна композиция для обработки подземных пластов и способ ее закачки, раскрытые в RU 2439121 C2, опубл. 10.01.2012. Известная композиция для обработки подземных пластов, которую закачивают в пласт, содержит жидкость на водной основе; сшивающий агент и гелеобразующий агент, содержащий полимер, который представляет собой сшиваемый полимер, и полимер, который представляет собой биополимер, где молекула биополимера (1) состоит только из глюкозы или (2) имеет основную цепь, содержащую одно или более звеньев, которые включают по меньшей мере (а) одно глюкозное звено и (б) одно линейное или циклическое моносахаридное звено пиранозного типа, где (а) и (б) имеют различные молекулярные структуры и где соотношение биополимера и сшиваемого полимера находится от приблизительно 0,05:1 до приблизительно 1:1.

Недостатком композиции (состава) является низкая эффективность снижения водоотдачи в пласте, обусловленная низкой адсорбционной способностью сшиваемых полимеров, деструкцией используемых биополимеров в процессе приготовления и закачки в пласт, а также сложностью приготовления композиции в зимнее время, также применение композиции может вызвать технологические затруднения, связанные с тампонированием нефтенасыщенных малопроницаемых зон пласта песком, к недостаткам относится ограничения применимости состава в высокотемпературных пластах и высокая стоимость обработки подземных пластов.

Также известен гелеобразующий состав на основе полиакриламида и сшивателей, раскрытый в RU 2180039, опубл. 27.02.2002. Гелеобразующий состав, который закачивают в пласт, содержит соли трехвалентного хрома, для которых время гелеобразования предварительно рассчитывается по математической модели, описывающей поведение системы полиакриламид - хромокалиевые квасцы - минерализованная вода.

Недостатком известного гелеобразующего состава является нестабильность применяемой композиции, которая выражается в необходимости предварительного определения кинетических параметров процесса гелеобразования используемого состава с учетом множественных параметров, а именно молекулярная масса полиакриламида, степень его гидролиза, концентрации полимера и сшивателя, температура и водородный показатель среды, пористость и проницаемость породы и др. Причем после расчетов время процесса гелеобразования должно быть больше времени закачки композиции в скважину, что

снижает (ограничивает) его применение на скважинах.

Кроме того, из уровня техники известен состав для повышения нефтеотдачи нефтяных пластов, раскрытый в RU 2586356 С1, опубл. 10.06.2016 (прототип). Состав для повышения нефтеотдачи нефтяных пластов, который закачивают в пласт, содержит водные растворы поверхностно-активного вещества - ПАВ и полиакриламида - ПАА, при этом в качестве раствора ПАВ применяют 0,5-15%-ный водный раствор анионного мицеллообразующего натурального мыла - АМНМ, в качестве раствора ПАА - 0,3-5% водный раствор ПАА с молекулярной массой до 18 млн.ед. и дополнительно 0,1-1%-ную водную суспензию ультрадисперсного нанометрического углерода - УДНМУ, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

указанный раствор АМНМ - 10-90;

указанный раствор ПАА - 9,9-89;

указанная суспензия - 0,1-1.

Способ закачки состава для повышения нефтеотдачи нефтяных пластов включает десорбцию остаточной и капиллярной нефти водными растворами поверхностно-активных веществ и вытеснение остаточной нефти к добывающим скважинам высоковязкими агентами на основе водных растворов полиакриламида, преобразуемых в "микроргель" под действием "сшивателей", например водных растворов солей металлов. При этом используют раскрытый выше состав, перед закачкой которого осуществляют закачку в нефтяной пласт смеси 0,5-15%-ного водного раствора АМНМ и 0,1-1%-ной водной суспензии УДНМУ, проталкивают ее в зону соприкосновения фронта вытеснения нефти водой и низкопроницаемой глинизированной части нефтяного пласта, экстрагируют ею соли металлов из глинистого материала указанной части для сшивания ПАА и формирования микроргеля.

Техническое решение, раскрытое в RU 2586356 С1, обладает низкой эффективностью вытеснения нефти и имеет ограниченную применимость, особенно при разработке слоисто-неоднородных нефтяных пластов с обводненностью до 98%. Используемое в составе натуральное мыло - АМНМ гидрофилизует поверхность пород, что осложняет вытеснение нефти, а один из основных недостатков мицеллообразующего натурального мыла, то что анионные мицеллообразующие растворы теряют свою устойчивость (стабильность) при содержании солей в пластовой воде более 15 г/л и также неустойчивы при невысокой концентрации солей 5 г/л и превращаются в водонефтяные эмульсии и теряют свои нефтевытесняющие качества, в пластовых условиях анионное мицеллообразующее натуральное мыло подвергается деструкции и биоразложению, что приводит к недостаточному увеличению охвата залежи воздействием и снижает нефтедобычу, невысокая эффективность известного состава вследствие использования натурального мыла с низкими нефтеотмывающими свойствами, обусловленными также недостаточно низким межфазным натяжением, также известный состав требует дополнительной очистки призабойной зоны скважин перед применением и использование газа азота, что усложняет технологию закачки и ее безопасность.

Раскрытие изобретения

Задачей изобретения является разработка способа и состава для повышения нефтеотдачи пласта, позволяющие обеспечить высокую эффективность при освоении нефтяных месторождений в нагнетательных и добывающих скважинах с терригенными и карбонатными продуктивными пластами.

Техническим результатом изобретения является увеличение добычи нефти и снижение притока пластовых вод.

Указанный технический результат достигается за счет того, что способ повышения нефтеотдачи пластов в соответствии с первым вариантом осуществления изобретения включает закачивание в пласт скважины по крайней мере одного цикла оторочки с буферной жидкостью, включающей компоненты состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, по крайней мере один компонент, выбранный из группы: стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10\text{-}10^4$ нм, стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5\text{-}10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, ультрагелевые системы с размером частиц $50\text{-}10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ и сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов, выбранных из группы: хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы и воду.

Состав, используемый в способе в соответствии с первым вариантом осуществления изобретения, дополнительно содержит ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011.

Способ повышения нефтеотдачи пластов в соответствии со вторым вариантом осуществления изобретения включает закачивание в пласт скважины по крайней мере одного цикла последовательно-чередующих оторочек с буферной жидкостью, при этом последовательно-чередующие оторочки выполнены в виде следующих последовательно закачиваемых оторочек: водный раствор полимера акриламида, водный раствор солей поливалентных металлов, выбранных из группы: хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы и водная суспензия ультрадисперсных кремнийсодержащих твердых частиц и дополнительно оторочку, содержащую стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10\text{-}10^4$ нм, и/или стойкие микро-

эмульсионные системы с размером частиц $5 \cdot 10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, и/или ультрагелевые системы с размером частиц $50 \cdot 10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ.

В соответствии со способом по второму варианту осуществления изобретения дополнительно закачивают оторочку, содержащую ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011.

В раскрытых выше способах в качестве буферной жидкости используют пресную воду из водоемов, техническую воду, воду для заводнения нефтяных пластов, минерализованную воду, в том числе и морскую, или нефть.

Состав для повышения нефтеотдачи пластов для осуществления способа по первому варианту осуществления содержит полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов, выбранных из группы, включающей хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы и воду, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

полимер акриламида - 0,005-3,0;

ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы - 0,5-5,0;

указанные соли поливалентных металлов - 0,0005-3,0;

вода - остальное; и

по крайней мере один компонент, выбранный из группы, включающей стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10 \cdot 10^4$ нм, стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5 \cdot 10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, ультрагелевые системы с размером частиц $50 \cdot 10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ,

при соотношении объемов состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, соли поливалентных металлов и воду, и по крайней мере одной из перечисленных систем, равном 1:(0,0005-0,3).

Состав для осуществления способа по первому варианту осуществления дополнительно содержит ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011 при указанном выше соотношении объемов состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, соли поливалентных металлов и воду, и по крайней мере одной из перечисленных систем, равном 1:(0,0005-0,3).

Осуществление изобретения

В соответствии с первым вариантом изобретения способ повышения нефтеотдачи пластов в соответствии с первым вариантом осуществления изобретения включает закачивание в пласт скважины по крайней мере одного цикла оторочки с буферной жидкостью, включающей компоненты состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, по крайней мере один компонент, выбранный из группы: стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10 \cdot 10^4$ нм, стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5 \cdot 10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, ультрагелевые системы с размером частиц $50 \cdot 10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ и сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов, выбранных из группы: хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы и вода.

Состав, используемый в способе в соответствии с первым вариантом осуществления изобретения, дополнительно содержит ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011.

Состав для повышения нефтеотдачи пластов для осуществления способа по первому варианту осуществления содержит полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов, выбранных из группы, включающей хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы, и воду при следующем соотношении компонентов в мас. %:

полимер акриламида - 0,005-3,0;

ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы - 0,5-5,0;

указанные соли поливалентных металлов - 0,0005-3,0;

вода - остальное; и

по крайней мере один компонент, выбранный из группы, включающей стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10 \cdot 10^4$ нм, стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5 \cdot 10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, ультрагелевые системы с размером частиц $50 \cdot 10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ,

при соотношении объемов состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, соли поливалентных металлов и воду, и по крайней мере одной из перечисленных систем, равном 1:(0,0005-0,3).

Состав для осуществления способа по первому варианту осуществления дополнительно содержит

ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011 при указанном выше соотношении объемов состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, соли поливалентных металлов и воду, и по крайней мере одной из перечисленных систем, равном 1:(0,0005-0,3).

Заявленный состав применяют на нефтяных месторождениях с терригенными и карбонатными продуктивными пластами, в том числе с высокой неоднородностью и трещиноватостью, для обработок нагнетательных и добывающих скважин, причем смены оборудования не требуется, уточняется приемистость нагнетательной (добывающей) скважины, далее через эжекторное устройство в смесительную емкость подается сухой состав из емкости хранения и перевозки сыпучих материалов и вода из нагнетательной линии системы поддержания пластового давления (ППД), пресная вода из водоема или нефть, где и происходит перемешивание и диспергирование состава. Из смесительной емкости дисперсия плунжерными насосами нагнетается в скважину по насосно-компрессорным трубам непосредственно в пласт до 25% от текущей приемистости скважин, далее проводят технологическую выдержку и осваивают скважину.

Применяемый в заявленном изобретении полимер полиакриламида (ППА) $[-CH_2CH(CONH_2)-]_n$ представляет собой порошок или гранулы белого или желтоватого цвета с содержанием полиакриламида более 90%, молекулярной массой 5-16 млн и более (например, DP 9-8177, FP 307, РНРА, Праестол 2540, DKS-ORP-F-40NT или аналоги).

В качестве ультрадисперсных кремнийсодержащих твердых частиц (УДКСТЧ) применяют по крайней мере один компонент, выбранный из группы: алюмосиликаты щелочных и щелочноземельных металлов с открытой каркасно-полостной структурой, диаметр каналов которых на поверхности кристалла варьируется от 0,26 до 0,8 нм, например, цеолит активированный ZEOL ТУ 2163-001-27860096-2016; цеолитсодержащий компонент по ТУ 38.1011366-94, содержащий окислы кремния, алюминия, калия, воду; крошку синтетических цеолитов или аналоги; тонкодисперсный бентонитовый глинопорошок, более 92% состава которого представлено порообразующим минералом - монтмориллонитом, структурными элементами которого являются алюмосиликатные слои толщиной около 1 нм и шириной от 70 до 150 нм (например, ПБМ, ПБМВ, ПБМА по ТУ 39-0147001-105-93 или аналоги); тонкодисперсная двуокись кремния (средний размер частиц от 19 до 108 нм) ГОСТ 18307; кристаллический кремний с примесями (кремний диоксид, диалюминий триоксид, дижелезо триоксид) ГОСТ 22551, модифицированный кремнезем, представляющий собой аморфную двуокись кремния, на поверхность которой привиты полярные и неполярные группы (гидроксильные и алкильные) или аналоги.

В заявленном изобретении в качестве сшивающего агента применяют соли поливалентных металлов - хромокалиевые квасцы (ХКК), нитрат хрома, серноокислый алюминий (СКА), хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы (АКК), алюмоаммониевые квасцы (ААК). Также в качестве сшивающего агента могут применять ацетат хрома (АХ), универсальный хромовый сшиватель (УХС) по ТУ2432-047-17197708-99, бихроматы натрия и калия, двуокись марганца; хлористый цинк, нафтенат и октонат кобальта, тиомочевина, утрупин, реагент АМГ (агент модифицированный гелеобразующий) по ТУ 2146-003-42129794-2003, представляющий собой смесь сульфитных и хромовых солей щелочных металлов с модифицирующей добавкой.

Ультрадисперсные системы (УДС) с самоорганизованной наносистемой (размер частиц 1,0-100 нм) по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011 или аналоги и/или стойкие мицеллярные системы (МС) с размером частиц $10-10^4$ нм (Г.З. Ибрагимов, К.С. Фазлутдинов, Н.И. Хисамутдинов. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти/Справочник. М.: Недра. 1991, 172-173 с); стойкие микроэмульсионные системы (МЭС) с размером частиц $5-10^5$ нм представляют собой смесь углеводорода и раствора ПАВ (Вестник Московского государственного университета, Серия. 2, Химия, 2004, Т. 45, № 3); ультрагелевые системы (УГС) с размером частиц $50-10^6$ нм представляют собой смесь 0,002-0,01% раствора ПАА и 0,002-0,01% раствора ПАВ (Г.З. Ибрагимов, К.С. Фазлутдинов, Н.И. Хисамутдинов. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти/Справочник, М.: Недра, 1991).

Способ повышения нефтеотдачи пластов в соответствии со вторым вариантом осуществления изобретения включает закачивание в пласт скважины по крайней мере одного цикла последовательно-чередующих оторочек с буферной жидкостью, при этом последовательно-чередующие оторочки выполнены в виде следующих последовательно закачиваемых оторочек: водный раствор полимера акриламида, водный раствор солей поливалентных металлов, выбранных из группы: хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы и водная суспензия ультрадисперсных кремнийсодержащих твердых частиц, и дополнительно оторочку, содержащую стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10-10^4$ нм, и/или стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5-10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, и/или ультрагелевые системы с размером частиц $50-10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ.

В соответствии со способом по второму варианту осуществления изобретения дополнительно зака-

чивают оторочку, содержащую ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011.

В раскрытых выше способах в качестве буферной жидкости используют пресную воду из водоемов, техническую воду, воду для заводнения нефтяных пластов, минерализованную воду, в том числе и морскую, или нефть. Для продавливания оторочек используют 2-8 м³ буферного объема жидкости (пресная вода из водоемов, техническая вода, вода для заводнения нефтяных пластов, минерализованная вода, в том числе и морская) или 1-5 м³ нефти.

Количество оторочек при закачке составляет до 30, а количество циклов достигает до 20.

Эффективность вытеснения остаточной нефти доказывают на насыпных линейных моделях пористой среды, методика разработана на основе ОСТ 39-195-86, первичное вытеснение нефти из пласта осуществлялось посредством имитации добывающих скважин с выхода моделей и нагнетательных скважин с входа моделей при следующих параметрах:

длина насыпной части моделей - 100 см;

поперечное сечение пористой среды - 3 см;

В качестве исходного материала для создания пористой среды используют дезинтегрированный керн различных месторождений Татарстана, Удмуртии, Западной Сибири и др. или кварцевый песок фракций помола 0,16-0,07 мм с добавлением до 10% карбоната кальция, пресную или минерализованную воду и нефть различных месторождений Татарстана, Удмуртии и Западной Сибири и др.;

температура экспериментов -20-120°С;

закачку и вытеснение флюидов из пористой среды модели осуществляют плунжерным насосом, при этом фиксируют перепад давления, создаваемого нагнетаемой жидкостью;

на основании полученных результатов рассчитывают величины проницаемостей до и после обработки предложенным способом.

Результаты воздействия при закачке состава на пласт оценивают по следующим показателям:

1) фильтрационное сопротивление пласта R в конце эксперимента;

2) конечный коэффициент нефтевытеснения пласта;

3) конечная остаточная нефтенасыщенность пласта.

Изменение фильтрационных свойств пористой среды определяют по значениям подвижности воды и остаточному фактору сопротивления.

Примеры

Пример 1.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками, модель нагнетательной скважины терригенный коллектор (один цикл).

1-я оторочка - раствор, содержащий 0,01 мас.% ПАА (марка DP 9-8177) и 99,99 мас.% воды; затем закачивают буферную жидкость (далее буфер) - вода техническая. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1, порового объема (п.о) ($V_{пор}$ см³) насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка (сшивающий агент) - раствор, содержащий 0,0005 мас.% ацетата хрома и 99,9995 мас.% воды, затем закачивают буфер воды технической. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,02 п.о. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

3-я оторочка (УДКСТЧ) - суспензия, содержащая 3 мас.% цеолита активированного с размером частиц 0,26-0,8 нм и 97 мас.% воды, затем закачивают буфер воды технической. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

4-я оторочка - стойкая мицеллярная система (от 10 до 100 нм) при соотношении суммарных объемов вышеуказанных оторочек стойкой мицеллярной системы, равном 1:0,01. Затем закачивают буфер воды технической. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,015 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт, представлены в табл. 2. Указанное закачивание заявленных оторочек в однородный пласт через нагнетательную скважину в условиях Западной Сибири приводит к росту Рост. до 2,01 ед. относительно воды и увеличивает прирост коэффициента нефтеотдачи по пласту до 19,6%, что в 1,8 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 11).

Пример 2.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками, модель добывающей скважины терригенный коллектор (один цикл).

1-я оторочка - раствор, содержащий 0,001 мас.% ПАА (марки FP 307) и 99,999 мас.% воды, затем закачивают буфер нефти безводной. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка (сшивающий агент) - раствор, содержащий 0,001 мас.% бихромата калия и 99,999 мас.% воды, затем закачивают буфер нефти безводной. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,02 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

3-я оторочка (УДКСТЧ) - суспензия, содержащая 1 мас.% тонкодисперсного бентонитового глино-порошка, более 92% состава которого представлено породообразующим минералом монтмориллонитом

(марка ПБМВ) и 99 мас.% воды, затем закачивают буфер нефти безводной. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

4-я оторочка - УДС с самоорганизованной наносистемой (1,0-100 нм) товарной формы ТУ 2458-022-47081684-2017 при соотношении суммарных объемов вышеуказанных оторочек и УДС, равном 1:0,01. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,01 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2. При указанном закачивании заявленного состава через добывающую скважину однородного пласта в условиях месторождений Западной Сибири был получен коэффициент нефтеотдачи пласта 13,8%, что в 1,2 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 11).

Пример 3.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками двумя циклами, модель нагнетательной скважины терригенный коллектор.

1-я оторочка - раствор, содержащий 0,01 мас.% ПАА (марка Праестол 2540) и 99,99 мас.% воды, затем закачивают буфер воды технической. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка (сшивающий агент) - раствор, содержащий 0,05 мас.% бихромата натрия и 99,95 мас.% воды, затем закачивают буфер воды технической. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,025 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

3-я оторочка (УДКСТЧ) - суспензия, содержащая 3 мас.% тонкодисперсного бентонитового глинопорозка марки ПБМА и 97 воды, затем закачивают буфер воды технической. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2. Указанное закачивание заявленного состава в неоднородный пласт через нагнетательную скважину в условиях Западной Сибири приводит к росту Рост. до 2,01 ед. относительно воды и увеличивает прирост коэффициента нефтеотдачи по пласту до 23,3 %, что в 2,3 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 11).

Пример 4.

Закачивали последовательно-чередующиеся оторочки тремя циклами, модель нагнетательной скважины.

1-я оторочка - раствор, содержащий 0,01 мас.% ПАА (марка DP 9-8177) и 99,99 мас.% воды, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка (сшивающий агент) - раствор, содержащий 0,0005 мас.% реагента АМГ-1 и 99,9995 мас.% воды, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,025 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

3-я оторочка (УДКСТЧ) - суспензия, содержащая 3 мас.% двуокиси кремния и 97 мас.% воды, затем закачивают буфер пластовой воды. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

4-я оторочка - стойкая УГС при соотношении суммарных объемов вышеуказанных оторочек и УГС, равном 1:0,01, затем закачивают буфер пластовой воды. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,015 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2. Указанное закачивание заявленного состава в неоднородный пласт через нагнетательную скважину в условиях Западной Сибири приводит к росту Рост. до 2,64 ед. относительно воды и увеличивает прирост коэффициента нефтеотдачи по пласту до 28,1%, что в 2,7 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 10).

Пример 5.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками шестью циклами, карбонатный коллектор нагнетательная скважина.

1-я оторочка - раствор, содержащий 0,001 мас.% ПАА (марка Праестол 2507 KI) и 99,999 мас.% воды, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка (сшивающий агент) - раствор, содержащий 0,001 мас.% хромкалиевых квасцов и 99,999 мас.% воды, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,025 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

3-я оторочка (УДКСТЧ) - суспензия, содержащая 3 мас.% тонкодисперсного бентонитового порошка (марка ПБМВ) и 97 мас.% воды, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

4-я оторочка - УДС с самоорганизованной наносистемой (1,0-100 нм) товарной формы ТУ 2458-019-87869324-2011 при соотношении суммарных объемов вышеуказанных оторочек и УДС, равном 1:0,01, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,006 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2. При указанном за-

качивании заявленного состава через нагнетательную скважину неоднородного пласта в условиях месторождений Татарстана был получен коэффициент нефтеотдачи пласта 31,6%, что в 3,1 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 10).

Пример 6.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками четырьмя циклами, модель нагнетательной скважины в условиях месторождений Казахстана.

1-я оторочка - смесь, содержащая 0,1 мас.% ПАА (марка Праестол 2507 KI); 0,05 мас.% бихромата калия; 1 мас.% тонкодисперсного бентонитового порошка (марка ПБМВ) и 98,85 мас.% воды, затем закачивают буфер воды морской. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,2 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка - УДС с самоорганизованной наносистемой (1,0-100 нм) товарной формы ТУ 2458-019-87869324-2011 при соотношении суммарных объемов вышеуказанных оторочек и УДС, равном 1:0,01, затем закачивают буфер воды морской. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,012 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2. При указанном закачивании заявленного состава через нагнетательную скважину неоднородного пласта в условиях месторождений Казахстана был получен коэффициент нефтеотдачи пласта 32,8%, что в 2,9 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 11).

Пример 7.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками пятью циклами, модель нагнетательной скважины в условиях месторождений Удмуртии карбонатный коллектор.

1-я оторочка - смесь, содержащая 0,2 мас.% ПАА; 0,2 мас.% ацетата хрома + 2 смеси тонкодисперсного бентонитового порошка марки ПБМВ и двуокиси кремния, при соотношении 1:1, и 97,6 мас.% воды, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка - УДС с самоорганизованной наносистемой (1,0-100 нм) товарной формы ТУ 2458-019-87869324-2011 при соотношении объемов состава оторочки 1) и УДС, равном 1:0,3, затем закачивают буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,012 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2. При указанном закачивании заявленного состава через нагнетательную скважину неоднородного карбонатного пласта в условиях месторождений Удмуртии был получен коэффициент нефтеотдачи пласта 38,1%, что в 3,4 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 11).

Пример 8.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками шестью циклами, модель нагнетательной скважины в условиях месторождений Удмуртии карбонатный коллектор.

1-я оторочка - раствор, содержащий 0,3 мас.% ПАА (марка Праестол 2540) и 99,7 мас.% воды, затем закачивается буфер воды минерализованной с концентрацией солей 271 г/л. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка (сшивающий агент) - раствор, содержащий 0,1 мас.% АМГ-1 и 99,9 мас.% воды, затем закачивается буфер воды минерализованной с концентрацией соли 271 г/л. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,025 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

3-я оторочка (УДКСТЧ) - суспензия, содержащая 3 мас.% смеси тонкодисперсного бентонитового порошка марки ПБМВ, цеолита и двуокиси кремния при соотношении 1:1:1 и 97,0 мас.% воды, затем закачивается буфер воды минерализованной с концентрацией соли 271 г/л. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

4-я оторочка - МЭС (размер частиц $5-10^5$ нм), при соотношении суммарных объемов вышеуказанных оторочек и МЭС, равном 1:0,01, затем закачивается буфер воды минерализованной с концентрацией соли 271 г/л. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2. При указанном закачивании заявленного состава через нагнетательную скважину неоднородного пласта в условиях месторождений был получен коэффициент нефтеотдачи пласта 35,2%, что в 3,1 раза выше аналогичного показателя прототипа (опыт 11).

Пример 9.

Состав закачивается последовательно-чередующимися оторочками, 1 цикл, модель нагнетательной скважины в условиях месторождений Удмуртии терригенный коллектор.

1-я оторочка - смесь, содержащая 0,1 мас.% ПАА (марка DP 9-8177), 0,1 мас.% хромокалиевых квасцов, 1 мас.% тонкодисперсного бентонитового порошка марки ПБМВ и 98,80 мас.% воды, затем закачивали буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,2 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

2-я оторочка - УДС с самоорганизованной наносистемой (размер частиц 1,0-100 нм) товарной формы по ТУ 2458-019-87869324-2011 при соотношении суммарных объемов вышеуказанных оторочек и УДС, равном 1:0,01, затем закачивали буфер воды ППД. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,015 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Параметры прототипа приведены в табл. 2 опыт № 10 и опыт № 11.

Результаты воздействия оторочек при их закачке в пласт представлены в табл. 2.

Пример 10.

В скважину закачивают состав, содержащий полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов и воду, содержащий, мас. %:

полимер акриламида - 0,005-3,0;

ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы - 0,5-5,0;

соли поливалентных металлов - 0,0005-3,0;

вода - остальное.

Состав продавливается буферной жидкостью, например водой технической. Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о.

Результаты воздействия состава при его закачке в пласт представлены в табл. 1.

Пример 11.

Пример 11 соответствует примеру 10, за исключением того, что в состав дополнительно вводят ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой, и/или стойкие мицеллярные системы, и/или стойкие микроэмульсионные системы, и/или ультрагелевые системы при соотношении объемов состава и по крайней мере одной из перечисленных систем, равном 1:(0,0005-0,3). Объем закачиваемой оторочки составляет 0,1 п.о. насыпной линейной модели. Объем закачиваемого буфера составляет 0,01 п.о. Результаты воздействия состава при его закачке в пласт представлены в табл. 1.

В табл. 1, 2 представлены характерные примеры осуществления изобретения и влияние на достижение технического результата на основе проведенных экспериментов. Применение в заявленных соотношениях в качестве сшивающих агентов и УДКСТЧ, других заявленных указанных веществ, не раскрытых в примерах, приводит к аналогичным результатам.

Таблица 1

№	Состав, мас. %				Соотношения объемов состава и систем				Рост	Прирост коэф-фициента вытеснения нефти, %
	ППА	Ацетат хрома	цеолит активированный	вода	УДС	МС	МЭС	УГС		
1	0,005	0,0005	5,0	94,9945	1:0,0005	-	-	-	2,9	30,9
2	0,2	0,002	3,0	96,7998	1:0,1	-	-	-	2,7	26,8
3	0,1	0,01	1,0	98,8900	1:0,3	-	-	-	2,1	19,8
4	3,0	3,0	3,0	91,0000	1:0,1			-	3,8	29,4
5	2,0	0,5	4,0	93,5	-	-	1:0,01		3,0	25,6
6	1,0	0,1	1,5	97,4	-	1:0,3		-	2,0	20,9
7	0,15	0,05	3,0	96,8	1:0,005			-	2,2	27,1

Таблица 2

№ опыта	Температура, °С	Характеристики пористой среды				Жидкость фильтрующаяся по пласту	Показатели первичного заводнения		Последовательность закачки и концентрация реагента	Объем оторочек, п.о.	R		Показатели вторичного заводнения	
		Проницаемость, мкм2	Нефтенасыщенность, %	Водонасыщенность, %	Пористость, %		Остаточная нефтенасыщенность пласта, %	Коэффициент вытеснения нефти, %			к концу закачки оторочки	Рост	Остаточная нефтенасыщенность пласта, %	Прирост коэф-фициента вытеснения нефти, %
Изменение фильтрационных характеристик однородных нефтенасыщенных полимиктовых пластов с остаточной водой при фильтрации воды после применения предложенного состава для нагнетательных скважин в условиях месторождений Западной Сибири.														
1	80	2,9	37,86	62,14	32,93	вода*	20,21	46,63	с входа – нагн. скв. I – 0,01% р-р ПАА II – буф. вода тех. III – 0,0005% р-р ацетата хрома IV – буф. вода тех. V – 3% р-р цеолита VI – буф. вода тех. VII - мицеллярная система VIII – буф. вода тех.	0,1 0,01 0,020 0,01 0,1 0,01 0,015 0,01	2,1	1,04	13,3	19,6
Изменение фильтрационных характеристик однородных нефтенасыщенных полимиктовых пластов с остаточной водой при фильтрации воды после применения заявленного состава для добывающих скважин в условиях месторождений Западной Сибири.														

2	100	2,8	40,68	50,42	30,55	вода	11,62	71,43	с выхода – доб скв I – 0,01% р-р ПАА II – буф. нефть III – 0,001% р-р бихромата калия IV – буф. нефть V – 1% р-р ПБМБ VI – УДС VII – буф. нефть.	0,1 0,01 0,020 0,01 0,1 0,01 0,01	2,6	1,92	10,87	13,8
Изменение фильтрационных характеристик неоднородных нефтенасыщенных полимиктовых пластов с остаточной водой при фильтрации воды после применения заявленного состава для нагнетательных скважин условиях месторождений Западной Сибири.														
3	90	3,0 0,26 пласт	40,23 44,62	59,77 55,38	31,02 29,5	вода	23,3	45,02	I – 0,1% р-р ПАА II – буф. вода тех. III – 0,05% р-р бихромат натрия IV – буф. вода тех. V – 3% р-р ПБМА VI – буф. вода тех.	0,1 0,01 0,025 0,01 0,1 0,01	1,28 1,24 1,2	2,01	15,9	23,3
4	120	2,7 0,25 пласт	68,89 58,76	31,11 41,24	27,53 27,99	вода	8,2 10,7 19,1	72,6 38,6 51,4	I – 0,3% р-р ПАА II – буф. пласт. вода III – 0,15% р-р АМГ-1 IV – буф. пласт. вода V – 6% р-р двуокиси кремния VI – буф. пласт. вода VII – ультрагелевая система VIII – буф. пласт. вода	0,1 0,01 0,025 0,01 0,1 0,01 0,015 0,01	1,38 1,26 1,2 1,2 1,5 1,6 2,0	2,64	4,8	28,1
Изменение фильтрационных характеристик неоднородных водонасыщенных карбонатных пластов с остаточной нефтью при фильтрации воды после применения предложенного состава для нагнетательных скважин в условиях месторождений Татарстана														
5	30	3,2 0,27 пласт	73,53 68,73	26,47 31,27	27,52 22,27	вода	33,66 58,61 41,1	54,22 26,83 42,43	I – 0,001% р-р ПАА II – вода ППД III – 0,001% р-р хром- калиевых квасцов IV – вода ППД V – 2% р-р бентонит. порошок (ПБМБ) VI – буф. вода ППД VII – УДС VIII – буф. вода ППД	0,1 0,01 0,025 0,01 0,1 0,01 0,006 0,01	1,5 1,42 1,34 1,34 1,72 1,81 4,8	4,53	13,4	31,6
Изменение фильтрационных характеристик неоднородных водонасыщенных терригенных пластов с остаточной нефтью при фильтрации воды после применения предложенного состава для нагнетательных скважин в условиях месторождений Казахстана														
6	120	3,2 0,27 пласт в целом	73,53 68,73	26,47 31,27	27,52 22,27	вода	33,66 58,61 41,1	54,22 26,83 42,43	I – СМЕСЬ, % масс: 0,1 ПАА+0,05 бихромата калия +1 ПБМБ II – Вода остальное III – буф. вода ППД IV – УДС V – буф. вода ППД	0,2 0,01 0,012 0,01	2,27 1,6 2,0	4,53	15,81	32,8
Изменение фильтрационных характеристик неоднородных водонасыщенных карбонатных пластов с остаточной нефтью при фильтрации воды после применения предложенного состава для нагнетательных скважин в условиях месторождений Удмуртии														
7	24	3,0 0,25 пласт	71,6 63,9	28,4 36,1	26,8 21,6	вода	21,5 55,1 25,5	70,0 42,6 60,4	I – СМЕСЬ, % масс: 0,2 ПАА+0,2 ацетат хрома + 2 (ПБМБ+двуокись кремния, 1:1) II – Вода остальное III – буф. вода ППД IV – УДС V – буф. вода ППД	0,1 0,01 0,012 0,01	1,82 1,81 5,2	4,9	17,3	38,1
8	24	3,1 0,26 пласт	73,5 73,1	26,5 26,9	27,3 22,6	вода	16,1 61,6 35,8	78,0 19,8 51,2	I – 0,3% р-р ПАА II – буф. мин. 271г/л вода III – 0,1% р-р АМГ-1 IV – буф. мин. 271г/л вода V – 3% р-р (ПБМБ + цеолит+ двуокись кремния, 1:1:1) VI – буф. мин. 271г/л вода VII – микроэмульсионная система (5 нм – 10 ⁵ нм) VIII – буф. минерализ. 271г/л вода	0,1 0,01 0,025 0,01 0,1 0,01 0,012 0,01	1,4 1,35 1,38 1,37 1,63 1,71 2,2 1,30	2,8	9,1	35,2

Изменение фильтрационных характеристик неоднородных водонасыщенных терригенных пластов с остаточной нефтью при фильтрации воды после применения предложенного состава для нагнетательных скважин в условиях месторождений Удмуртии														
9	90	3,2 0,27 пласт в целом	73,53 68,73	26,47 31,27	27,52 22,27	вода	33,66 58,61	54,22 26,83	I – СМЕСЬ, % масс: 0,1 ПАА+0,1 хром- калиевых квасцов +1 ПБМВ II – Вода остальное III – буф. вода ППД IV – УДС	0,2 0,01 0,015	2,27 1,6 2,0	4,53	15,81	32,8
10 прототип	90	3,2 0,26 пласт	78,31 68,45	21,69 31,55	28,46 25,46	вода	37,41 72,47 56,85	53,98 11,17 32,87	I – 0,5% р-р АМНМ II – 0,1% суспензия УДНМУ III – буф. вода IV – 0,3% р-р ПАА V – буф. вода	0,1 0,1 0,01 0,1 0,01	0,9 1,2 1,5	1,01	17,6	11,2
Изменение фильтрационных характеристик неоднородных нефтенасыщенных полимиктовых пластов с остаточной водой при фильтрации воды после применения заявленного состава для нагнетательных скважин условиях месторождений Западной Сибири.														
11 прототип	80	3,0 0,26 пласт	40,23 44,62	59,77 55,38	31,02 29,5	вода	23,3	45,02	I – 0,5% р-р ПАА II – 1,0% р-р АМНМ III – буф. вода	0,1 0,025 0,01	1,28 1,24	0,9	16,0	10,3

Состав в пластовых условиях образует коллоидный раствор, который обладает свойством тиксотропии, а именно: при постоянном динамическом воздействии растворы представляют собой суспензию, а в состоянии относительного покоя - гелеобразную массу. Трёхмерный каркас гелеобразной массы состава образован кристаллическими алюмосиликатными пластинками (диаметром в несколько сотен нанометров, толщиной около 1 нм), несущими заряды: отрицательные на поверхностях и положительные на торцах. В геле соседние пластинки могут быть ориентированы как параллельно друг другу (так называемые плотные контакты: в этом случае расстояние между ними определяется балансом электростатических, ван-дер-ваальсовых и гидратационных сил), так и перпендикулярно друг другу. В зависимости от содержания различных солей и минерализации пластовых вод относительная доля контактов двух типов изменяется, а с ней изменяются и реологические свойства гелей, поскольку монтмориллониты обладают свойством избирательного связывания ионов из раствора, например ионов K^+ , Cs^+ , Ca^{++} , Sr^{++} и др., что придает прочность гелеобразной массе. Преимущество состава, в особенности коллоидного раствора, - наличие значительного времени релаксации неравновесных состояний: даже в сравнительно разбавленных суспензиях релаксационные процессы могут длиться неделями и месяцами, что увеличивает охват пласта воздействием и значительно увеличивает время воздействия заявленного состава в пластовых условиях, которое продолжается до 5 лет, а также применимость состава в водах различных типов и минерализации и различных пластовых температур.

"Ситовой" эффект ультрадисперсных кремнийсодержащих твердых частиц состава обуславливает их избирательную способность адсорбировать те компоненты углеводородов, размер молекул которых не превышает размера "окон", т.е. нормальные алканы (C_1-C_6). Дополнительная активация более крупных молекул углеводородов способствует преодолению ими потенциального барьера, образуемого адсорбированными на внутренней поверхности частиц гидратированными обменными катионами, и эти молекулы также могут проникать в каналы частиц. Другой характерной особенностью, ярко выраженной ультрадисперсными частицами, является та легкость, с которой происходит обмен между катионами, уравновешивающими отрицательный заряд каркаса кристаллической решетки, и катионами в окружающем водном растворе. Также применяемые в составе ультрадисперсные частицы обладают сильными водоотталкивающими свойствами, адсорбируются на поверхности породы путем образования химических связей - процессов гидрофобизации пород. Это увеличивает адгезионные свойства заявленного состава в пластовых условиях и увеличивает длительность и эффективность его воздействия. Перечисленные характеристики позволяют действовать образуемому в пластовых условиях водоизолирующему экрану селективно, а именно удерживать воду и пропускать нефть.

Используемые дополнительно в составе ультрадисперсные системы УДС, и/или стойкие мицеллярные системы, и/или стойкие микроэмульсионные системы, и/или ультрагелевые системы, важнейшая черта эволюционных процессов которых состоит в том, что они часто приводят к возникновению самоорганизованных структур с различным масштабом упорядочения (нано-, мезо-, микро- и макроуровень), позволяют более эффективно воздействовать на низкопроницаемые коллекторы и нанообъекты пластовой системы нефтяных месторождений, способствуют извлечению остаточных (трудноизвлекаемых) запасов нефти из карбонатных и терригенных коллекторов. А также применение указанных систем, в которых размер частиц дисперсной фазы ненамного превосходит молекулярный раствор, и сшивающего агента, что позволит достичь более полного отмыва пленочно-удерживаемой нефти из порового пространства за счет свойств используемых реагентов: целенаправленного регулирования и воздействия на наносистемы нефтяных пластов, низкого межфазного натяжения менее 1 мН/м, способности разбивать микроэмульсии в порах пласта и, кроме того, обеспечить возможность использования состава в пластах с различными температурами до 120°C и водами различного состава и различной минерализации до 271 г/л и более.

Состав обладает дополнительными эксплуатационными и потребительскими характеристиками в пластовых условиях:

- 1) снижает скорость адсорбции частиц;
- 2) увеличивает глубину проникновения состава в нефтяной пласт за счет актов самопроизвольного ориентирования наночастиц и изменения фаз на поверхности пород;
- 3) снижает межфазное натяжение между нефтью и водой менее 1 мН/м за счет изменения соотношений "фильной" и "фобной" частей молекул, т.е. получение систем с контролируемым узким распределением наночастиц по размеру приведет к увеличению фазовой проницаемости для нефти и увеличению нефтеотдачи пласта;
- 4) увеличивает стабильность системы в минерализованной воде за счет ионного обмена между ионами кальция и наночастицами и модификации коллоидного состояния, вызванного ионными силами, солевым эффектом.

Использование заявленного состава позволит использовать новые, ранее не известные свойства и функциональные возможности химических систем при переходе к наномасштабам, определяемых особенностями процессов переноса и распределения зарядов, энергии, массы и конформации при наноструктурировании с целью воздействия на нанобъекты пластовой системы, которая представлена в виде

наноразмерных каналов нефтеносных пластов;
 линии трехфазного контакта между жидкостью, газом и твердым телом (линия смачивания);
 капель нефти и воды, образующихся в фазовых переходах 1-го рода;
 тонких пленок, слоев нефти и воды наноразмерной величины, устойчивых микроэмульсий, возникающих в низкопроницаемых пластах, и др.

Процессы самоорганизации (самопроизвольного ориентирования) - способность частиц образовывать упорядоченные структуры различного характера и масштаба в зависимости от природы жидкой, газообразной фазы и твердого тела продуктивного пласта, в которых участвуют ультрадисперсные гидрофильные и гидрофобные наночастицы заявленного состава - это постоянная смена молекулярно-поверхностных свойств породы и флюидов нефтяного пласта и образование новой фазы, которая сопровождается выделением энергии из высокоразвитой межфазной поверхности раздела пластов, которая необходима для отрыва пленочной удерживаемой нефти и продвижения глобулярной нефти через суженные поры пород.

При взаимодействии частиц нового состава с компонентами продуктивного пласта также происходит снижение межфазного натяжения в системе "нефть-вода" до 1 мН/м и менее, которое сопровождается выделением энергии, способной разбивать микроэмульсии в порах пород и продвигать капиллярно удерживаемую нефть через суженные поры пород. Высвобождение значительного избытка энергии из высокоразвитой поверхности раздела фаз продуктивного пласта, т.е. использование энергии упруго сжатых флюидов, находящихся в горных породах, приведет к эффективному вытеснению остаточной нефти до 30% и более по сравнению с известными методами.

Таким образом, из табл. 1 и 2 видно, что заявленный состав для повышения нефтеотдачи пластов, путем вытеснения остаточной нефти из обводненных пластов, является более эффективным по сравнению с прототипом, и применение заявленного состава является более технологичным и энергосберегающим. При этом заявленное техническое решение позволяет применять его как в терригенных, так и в карбонатных пластах, как добывающих, так и нагнетательных скважин, существенно улучшить показатели фильтрационного сопротивления пласта R и увеличить конечный коэффициент нефтевытеснения пласта, одновременно изолировать высокопроницаемые зоны пласта, увеличить охват пласта воздействием как по толщине, так и по простиранию, вовлечь низкопроницаемые пропластки в работу путем применения наноразмерных частиц и наноразмерных систем, более прочной сшивки наноразмерных частиц и их наноразмерных каналов с полиакриламидом, сшивающим агентом, породой пласта и пластовыми жидкостями. Состав в пластовых условиях может применяться для повышения нефтеотдачи пластов в широком интервале пластовых температур и минерализации пластовых вод, типичных для месторождений Западной Сибири, Урало-Поволжья, Казахстана и других регионов, значительно сокращает энергетические затраты, затраты времени и труда, применение заявленного состава осуществляется на стандартном оборудовании и не требует дополнительных технологических действий по очистке призабойной зоны скважин.

Изобретение было раскрыто выше со ссылкой на конкретный вариант его осуществления. Для специалистов могут быть очевидны и иные варианты осуществления изобретения, не меняющие его сущности, как она раскрыта в настоящем описании. Соответственно, изобретение следует считать ограниченным по объему только нижеследующей формулой изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ повышения нефтеотдачи пластов, включающий закачивание в пласт скважины по крайней мере одного цикла оторочки с буферной жидкостью, включающей компоненты состава, содержащее-

го полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, по крайней мере один компонент, выбранный из группы: стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10-10^4$ нм, стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5-10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, ультрагелевые системы с размером частиц $50-10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ и сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов, выбранных из группы: хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы, и воду.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что состав дополнительно содержит ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011.

3. Способ повышения нефтеотдачи пластов, включающий закачивание в пласт скважины по крайней мере одного цикла последовательно-чередующих оторочек с буферной жидкостью, при этом последовательно-чередующие оторочки выполнены в виде следующих последовательно закачиваемых оторочек: водный раствор полимера акриламида, водный раствор солей поливалентных металлов, выбранных из группы: хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы и водная суспензия ультрадисперсных кремнийсодержащих твердых частиц, и дополнительно оторочки, содержащей стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10-10^4$ нм, и/или стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5-10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, и/или ультрагелевые системы с размером частиц $50-10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ.

4. Способ по п.3, отличающийся тем, что дополнительно закачивают оторочку, содержащую ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011.

5. Способ по любому из пп.1 или 3, отличающийся тем, что в качестве буферной жидкости используют пресную воду из водоемов, техническую воду, воду для заводнения нефтяных пластов, минерализованную воду, в том числе и морскую, или нефть.

6. Состав для повышения нефтеотдачи пластов для осуществления способа по п.1, содержащий полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, сшивающий агент в виде солей поливалентных металлов, выбранных из группы, включающей хромокалиевые квасцы, нитрат хрома, серноокислый алюминий, хлористый алюминий, алюмокалиевые квасцы, алюмоаммониевые квасцы, и воду при следующем соотношении компонентов, мас. %:

полимер акриламида - 0,005-3,0;

ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы - 0,5-5,0;

указанные соли поливалентных металлов - 0,0005-3,0;

вода - остальное; и

по крайней мере один компонент, выбранный из группы, включающей стойкие мицеллярные системы с размером частиц $10-10^4$ нм, стойкие микроэмульсионные системы с размером частиц $5-10^5$ нм в виде смеси углеводорода и раствора ПАВ, ультрагелевые системы с размером частиц $50-10^6$ нм в виде смеси 0,002-0,01% раствора полиакриламида и 0,002-0,01% раствора ПАВ,

при соотношении объемов состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, соли поливалентных металлов и воду, и по крайней мере одной из перечисленных систем, равном 1:(0,0005-0,3).

7. Состав по п.6, отличающийся тем, что дополнительно содержит ультрадисперсные системы с самоорганизованной наносистемой с размером частиц 1-100 нм по ТУ 2458-022-47081684-2017 или по ТУ 2458-019-87869324-2011 при указанном в п.6 соотношении объемов состава, содержащего полимер акриламида, ультрадисперсные кремнийсодержащие твердые частицы, соли поливалентных металлов и воду, и по крайней мере одной из перечисленных систем, равном 1:(0,0005-0,3).

