

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036631**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.12.02

(21) Номер заявки
201990263

(22) Дата подачи заявки
2017.07.10

(51) Int. Cl. **C09K 8/584** (2006.01)
C09K 8/592 (2006.01)
C09K 8/594 (2006.01)

(54) **ПЕНООБРАЗУЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ВОДЯНОГО ПАРА**

(31) **62/361,225**

(32) **2016.07.12**

(33) **US**

(43) **2019.06.28**

(86) **PCT/US2017/041391**

(87) **WO 2018/013488 2018.01.18**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ДАУ ГЛОБАЛ ТЕКНОЛОДЖИЗ
ЭлЭлСи (US)**

(72) Изобретатель:
**Мукерджи Биплаб, Крозли Мэттью Е.,
Кида Юко, Ши Чжи, Сингх Харприт,
Чжоу Чжэ (US)**

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(56) **US-B1-6743764
WO-A1-0108793
US-A-5203411
WO-A1-9710320
US-A1-2009078414**

(57) Изобретение включает пенообразующую композицию, используемую для повышения нефтеотдачи тяжелой нефти, и способ использования указанной пенообразующей композиции для извлечения тяжелой нефти и/или битума. Пенообразующая композиция настоящего изобретения содержит смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений, при этом процесс извлечения тяжелой нефти проводят при повышенных температурах с использованием водяного пара.

B1

036631

036631

B1

Область техники, к которой относится изобретение

Данное изобретение относится к пенообразующей композиции и способу ее использования в процессе добычи нефти с помощью водяного пара и пены. В частности, пенообразующая композиция содержит, главным образом, диалкилдифенилоксиддисульфонат.

Уровень техники изобретения

Настоящее изобретение относится к композиции и способу для повышения извлечения сырой нефти и/или битума.

Распространенным способом классификации нефтяных залежей является классификация по плотности. Легкая нефть, также известная как "традиционная нефть", имеет плотность в градусах API более 22° и вязкость менее 100 сантипуаз (сП) (0,1 Па·с). В противоположность этому тяжелая нефть представляет собой битуминозные плотные (с низкой плотностью в градусах API) и вязкие углеводороды, которые характеризуются химически по содержанию в них асфальтенов. Хотя определения различаются, верхний предел для тяжелых нефтей обычно имеет плотность в градусах API 22° и вязкость более 100 сП (0,1 Па·с). Сверхтяжелая сырая нефть или битум имеет плотность в градусах API менее 10°.

При извлечении традиционной нефти из коллекторов используют методы первичной добычи (т.е. использование только исходного пластового давления для извлечения сырой нефти), за которыми следуют методы вторичной добычи с помощью заводнения, что позволяет извлекать только часть исходной нефти, присутствующей в пласте. Кроме того, в данной области техники также известно использование определенных методов повышения нефтеотдачи (EOR). Эти методы повышения нефтеотдачи включают закачку любой подходящей специально подобранной композиции текучих сред, например воды со специально подобранной минерализацией, повторную закачку углеводородных газов, добытых из пласта, в случаях, когда термические способы добычи тяжелой нефти могут использоваться путем повышения энтальпии закачиваемой текучей среды, например использование водяного пара, и закачивание химических реагентов, таких как поверхностно-активные вещества и полимеры, для увеличения продуктивности любого из этих методов добычи.

Как правило, тяжелую нефть из нефтеносного пласта и/или битум из нефтеносных песков получают с помощью уменьшения вязкости нефти настолько, чтобы она текла. Снижение вязкости может быть достигнуто посредством подведения тепла, часто в виде водяного пара, и/или с помощью добавления растворителей для частичного разбавления нефти. Существует несколько различных способов EOR с использованием пара для извлечения тяжелой нефти и/или битума, например циклическая паростимуляция (CSS), паровое заводнение, парогравитационный дренаж (SAGD), SAGD с помощью пены и способ экстракции растворителем в паровой фазе (VAPEX). В этих способах применяется закачка высокотемпературного пара в пласт для снижения вязкости нефти с последующей подачей мобилизованной нефти в добывающую скважину, либо с использованием отрицательного давления, например, в случае CSS, либо положительного давления, например, при паровом заводнении.

В CSS одна и та же скважина выступает в качестве нагнетательной и добывающей скважины, и этот способ также известен как способ циклической закачки пара ("huff and puff"). Водяной пар закачивается в скважину при температуре 300-340°C в течение периода времени от нескольких недель до месяцев. Скважине дают возможность постоять от нескольких дней до нескольких недель, чтобы тепло впиталось в пласт, и после этого нагретую нефть откачивают из скважины в течение нескольких недель или месяцев. Как только скорость добычи падает, скважину подвергают еще одному циклу закачки пара, впитывания и добычи. Этот процесс повторяется до тех пор, пока стоимость закачки пара не станет выше, чем доход, получаемый от добычи нефти. Коэффициенты извлечения составляют около 20-25%, при этом стоимость закачки пара является высокой.

В паровом заводнении, также известном как вытеснение паром, водяной пар закачивается в пласт через одну вертикальную скважину; тепло пара способствует понижению вязкости нефти и заставляет мобилизованную нефть течь в направлении вертикальных добывающих скважин, расположенных на некотором расстоянии от добывающей скважины. Хотя это является перспективной технологией, при паровых заводнениях после первоначального прорыва рабочего агента вероятность того, что пар обойдет нефть, увеличивается. С течением времени активная паровая зона в коллекторе имеет тенденцию обходить (или образовывать канал) нефтеносные области и ограничивает общий объем пласта, который эффективно охвачен паром.

При SAGD используются две горизонтальные скважины: одна вблизи подошвы пласта и другая примерно в 5 м выше нее. Пар закачивается в верхнюю скважину, тепло понижает вязкость тяжелой нефти, что позволяет ей под действием силы тяжести стекать в нижнюю скважину, откуда она перекачивается на поверхность. SAGD обходится дешевле, чем CSS, обеспечивает очень высокие скорости добычи нефти и извлекает до 60% нефти на месте залегания.

VAPEX похож на SAGD, однако вместо пара в верхнюю скважину для разбавления тяжелой нефти закачиваются углеводородные растворители, что позволяет разбавленной тяжелой нефти течь в нижнюю скважину.

Поверхностно-активные вещества предлагались в качестве средства пенообразования в пластах-

коллекторах для уменьшения образования каналов (см., например, патенты США 4380266, 4540049, 4739831, 4860828, 5052478, 5005644, 5502538; патентные заявки США 2009/0078414, 2009/0218099, и 2014/0216739, WO 2014/160563, WO 2014/099466 и PCT/US 15/021253. Задача этой пены заключается в том, чтобы блокировать каналообразование и отклонять поток пара в ту часть пласта, которая имеет высокую нефтенасыщенность.

Известно, что водные системы анионных поверхностно-активных веществ особенно эффективны в качестве вспенивающих агентов. Такая система анионного поверхностно-активного вещества представляет собой, по существу, гомогенную водосодержащую жидкую композицию, которая может включать раствор, микроэмульсию или мицеллярную дисперсию молекул и/или мицеллянионного поверхностно-активного вещества. Растворимость в воде и растворимость в нефти поверхностно-активных веществ в такой системе таковы, что эти материалы имеют тенденцию оставаться вдоль границы раздела нефть/вода, а не полностью растворяться или диспергироваться в водной фазе или в нефтяной фазе системы. Анионные поверхностно-активные вещества включают поверхностно-активные соли или мыла органических кислот.

В процессе вытеснения нефти поверхностно-активные вещества в водной системе анионных поверхностно-активных веществ могут быть предварительно сформированы или сформированы внутри проницаемого материала, такого как подземный коллектор. В патенте США 3174542 описаны процессы вытеснения нефти, в которых кислотные вещества закачиваются перед щелочными веществами, в результате чего системы поверхностно-активных веществ образуются *in situ*.

Хотя водные системы анионных поверхностно-активных веществ обычно являются эффективными вытесняющими нефть текучими средами, они имеют относительно низкую устойчивость к поливалентным катионам. Такие катионы обычно встречаются в водах или рассолах в подземных коллекторах, которые содержат растворы солей кальция или магния или тому подобное. Поливалентные катионы имеют тенденцию реагировать с анионными поверхностно-активными веществами или компонентами анионных поверхностно-активных веществ или компонентами систем анионных поверхностно-активных веществ с образованием осадков, что вызывает разделение фаз или тому подобное.

Проблемы устойчивости к поливалентным катионам, типичные для водных систем анионных поверхностно-активных веществ, обсуждаются в таких патентах, как патенты США 3508612 и 3675716. В этих патентах предлагается улучшить толерантность к поливалентным катионам путем растворения в системах вспомогательного поверхностно-активного вещества, такого как алкоксисульфаты спиртов. В патенте США 3799264 предлагается использовать системы поверхностно-активных веществ, которые содержат сульфатированные алифатические анионные поверхностно-активные вещества, неионные поверхностно-активные вещества и водорастворимую соль гуанидина, чтобы обеспечить повышенную устойчивость к поливалентным катионам.

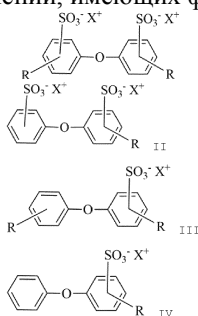
В патентах США 3945437, 4013569 и 4393937 утверждается, что улучшенные водные системы анионных поверхностно-активных веществ могут быть использованы при вытеснении нефти в далеко расположенных проницаемых подземных коллекторах. Например, в патенте США 4393937 утверждается, что процесс вытеснения с водяным паром и пеной может использоваться для вытеснения нефти в подземном коллекторе.

Принимая во внимание тот факт, что поверхностно-активные вещества с высоким пенообразованием, термически стабильные, устойчивые к рассолам и двухвалентным ионам являются желательными для использования при вытеснении нефти из подземных коллекторов, было бы крайне желательно обеспечить такие поверхностно-активные вещества.

Существует постоянная потребность в улучшенной технологии извлечения нефти, которая может осуществляться при повышенных температурах, обычно используемых в случаях применения пара, для дальнейшего увеличения или поддержания нефтеотдачи химическими средствами, но не уменьшая энергию, затрачиваемую на извлечение тяжелых нефтей.

Сущность изобретения

Настоящее изобретение относится к пенообразующей композиции и к способу ее использования в процессе добычи нефти с помощью водяного пара, в котором композиция содержит анионное поверхностно-активное вещество, при этом анионное поверхностно-активное вещество представляет собой смесь (ди)алкилдифенил(ди)сульфонатных соединений, имеющих формулу



где R представляет собой C₃-C₂₄ алкильную группу, предпочтительно C₁₆ группу, и X представляет собой H, щелочной металл, двухвалентный металл, например кальций, магний и тому подобное, щелочноземельный металл или аммоний, при этом водная смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений имеет pH, равный или превышающий 7, и содержит I, диалкилдифенилоксиддисульфат (DADS), в количестве, равном или превышающем 50 мас.%, при этом оставшиеся 50 мас.%, или менее содержат одно или более из II, моноалкилдифенилоксиддисульфата (MADS), III, диалкилдифенилоксидмоносульфата (DAMS), и/или IV, моноалкилдифенилоксидмоносульфата (MAMS), причем массовые проценты приводятся в расчете на общую массу смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений.

Другой вариант осуществления настоящего изобретения представляет собой способ извлечения нефти из пласта-коллектора, пройденного по меньшей мере одной нагнетательной скважиной и одной добывающей скважиной, включающий (а) выбор пенообразующей композиции, содержащей водную смесь двух или более (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатов, описанных в настоящем документе выше, (b) закачивание пенообразующей композиции с водяным паром в нагнетательную скважину и формирование стойкой пены в коллекторе; (с) снижение вязкости нефти в пласте-коллекторе; и (d) добычу нефти, имеющей пониженную вязкость, из пласта-коллектора.

В одном варианте осуществления настоящего изобретения в пенообразующей композиции, описанной в настоящем документе выше, R представляет собой C₁₆ алкильную группу, и X представляет собой натрий.

В другом варианте осуществления настоящего изобретения пенообразующая композиция, описанная в настоящем документе выше, дополнительно содержит одну или более добавку, выбранную из неионного поверхностно-активного вещества, ионного поверхностно-активного вещества, ингибитора коррозии, ингибитора солевых отложений, антиоксиданта, неионного поверхностно-активного вещества, спирта, другого анионного поверхностно-активного вещества, отличного от (i), катионного поверхностно-активного вещества, вспенивающего агента и их смесей.

В одном варианте осуществления способа настоящего изобретения, описанного в данном документе выше, нагнетательная скважина и добывающая скважина являются одной и той же скважиной, при этом способ предпочтительно является циклической паростимуляцией (CSS).

В одном варианте осуществления способа настоящего изобретения, описанного в данном документе выше, нагнетательная скважина и добывающая скважина не являются одной и той же скважиной, а способ предпочтительно представляет собой парогравитационный дренаж (SAGD).

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 представлена схема экспериментальной установки, используемой для определения стойкости пены.

На фиг. 2 представлен график, показывающий высоту пены для примера 1 в зависимости от времени.

Подробное описание изобретения

В настоящей заявке описаны способы удаления тяжелых нефтей из подземных коллекторов. Термин "более тяжелая нефть" означает любой источник или форму вязкой нефти. Например, источник более тяжелой нефти включает гудронный песок. Гудронный песок, также называемый нефтеносным песком или битуминозным песком, представляет собой сочетание глины, песка, воды и битума. Термическое извлечение более тяжелых сырых нефтей основано на снижении вязкости текучих сред при повышении температуры. Как только вязкость снижается, становится возможной мобилизация текучих сред с помощью пара, заводнения горячей водой или под действием силы тяжести. Пониженная вязкость ускоряет дренирование и, следовательно, напрямую влияет на темп добычи.

В одном аспекте способ включает извлечение нефти из пласта-коллектора, пройденного по меньшей мере одной нагнетательной скважиной и одной добывающей скважиной, включающее стадии (i) закачивания в коллектор пенообразующей композиции, которая содержит, состоит главным образом или состоит из смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений и водяного пара, (ii) снижения вязкости нефти в пласте-коллекторе, и (iii) извлечения нефти из коллектора.

В одном варианте осуществления способа настоящего изобретения нагнетательная скважина и добывающая скважина являются одной и той же скважиной.

В другом варианте осуществления способа настоящего изобретения нагнетательная скважина и добывающая скважина не являются одной и той же скважиной, а представляют собой две разные скважины.

Для удаления более тяжелых сырых нефтей можно использовать паровые способы, известные в данной области техники, включающие, без ограничения, CSS, паровое заводнение, SAGD, FA-SAGD и VAPEX. В общем случае, водяной пар вводится в подземный коллектор, тем самым нагревая нефть, понижая ее вязкость, делая ее более подвижной и извлекая по меньшей мере часть углеводородов коллектора. После первоначального прорыва нагнетаемого пара вероятность того, что пар обойдет нефть, увеличивается, что ограничивает общий объем пласта, который эффективно охвачен паром. Далее, поверхностно-активные вещества с неконденсирующимся газом (например, азотом) или без него и водяной пар

вводятся в нагнетательную скважину либо периодически, либо непрерывно. Нефть может извлекаться из добывающей скважины, отличной от нагнетательной скважины.

Процесс SAGD, изобретенный Батлером в начале 80-х гг. (см., например, патент США 4344485), был самым популярным процессом термического извлечения, используемым до настоящего времени при добыче тяжелой нефти и битума. В процессе SAGD бурятся по меньшей мере две горизонтальные скважины, одна над другой, и пар закачивается в верхнюю скважину. Горячий пар создает расширяющуюся паровую камеру, где тепло, передаваемое в результате конденсации пара, увеличивает подвижность нефти, которая затем стекает по краю паровой камеры в нижнюю скважину вместе с любым водяным конденсатом. Тепло передается как за счет теплопроводности, так и конвекции, сначала к конденсату, который течет вдоль края паровой камеры, и затем к расположенной рядом нефти. По мере удаления нефти и нагнетания большего количества пара граница паровой камеры расширяется вверх и в стороны, и мобилизуется новая нефть. Преимущество SAGD-процесса заключается в высокой скорости добычи нефти, позволяющей извлекать до 60-70% нефти на месте залегания.

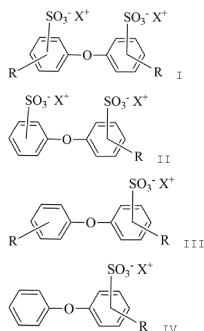
В одном варианте осуществления настоящего изобретения предлагается способ добычи нефти с помощью SAGD, причем указанный способ включает стадии создания в нефтяном пласте горизонтальной нагнетательной скважины и горизонтальной добывающей скважины ниже указанной горизонтальной нагнетательной скважины, при этом указанная нагнетательная скважина и указанная добывающая скважина находятся в сообщении по текучей среде друг с другом; нагнетания пара и вспенивающего агента, содержащего анионное поверхностно-активное вещество, описанное ниже, в указанную нагнетательную скважину в течение первого периода времени; отбора добываемой текучей среды из указанной добывающей скважины.

Способ настоящего изобретения не ограничивается SAGD и другими подобными способами гравитационного дренирования. Способ настоящего изобретения можно использовать в любых известных или изобретенных способах повышения добычи нефти на основе пара. Так, способ может быть использован вместе с паровыми способами добычи "toe-to-heel", способами парового заводнения с использованием вертикальных скважин, циклической паростимуляцией (CSS), вытеснением с помощью пара и газа (SAGP), паровым заводнением и тому подобным, а также в любых гибридных способах, таких как использование расширяющегося растворителя - SAGD (ES-SAGD), процесс с добавкой растворителя (SAP) и тому подобное. Кроме того, способ может использоваться после любого из существующих способов EOR.

Выбираемой водой для использования в способе настоящего изобретения обычно является добытая вода, например, из коллектора, однако источник может быть другим в зависимости от требований обрабатываемого коллектора, экономических показателей и совместимости композиции при разбавлении, например пресной водой, водой из водоносного горизонта или пластовым рассолом, полученным из скважины. Данное изобретение может найти особое применение для рассолов, имеющих общее содержание растворенных твердых веществ (TDS) 0-18 мас.%, предпочтительно 0-15 мас.% и более предпочтительно 0-12 мас.%.

В другом варианте осуществления настоящего изобретения газы могут вводиться совместно с паром и поверхностно-активным веществом. Подходящие газы включают, без ограничения, воздух, кислород, водород, азот, метан, диоксид углерода, монооксид углерода, сероводород, пропан, бутан, природный газ и дымовой газ. Газы могут быть в виде смеси газ/жидкость, включая газоконденсатные жидкости, содержащие пропан, бутан, пентан и гексан.

Пенообразующая композиция, применяемая в настоящем изобретении, содержит одно или более анионное поверхностно-активное вещество, предпочтительно содержащее смесь алкиларилсульфонатных соединений. Подходящие алкиларилсульфонатные соединения представляют собой продукты на основе моно- и диалкилированных дифенилоксидных моно- и дисульфоноватов (моно- и диалкилаты далее обозначаются как (ди)алкилаты, и моно- и дисульфоноваты далее обозначаются как (ди)сульфонаты). Предпочтительные (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатные соединения описываются одной или более из следующих формул:



где R представляет собой C₃-C₂₄ алкильную группу, предпочтительно C₁₆ группу,
и

X представляет собой H, щелочной металл, щелочноземельный металл, двухвалентный металл, предпочтительно кальций или магний, или аммоний.

Структура I представляет диалкилдифенилоксиддисульфат (DADS), структура II представляет моноалкилдифенилоксиддисульфат (MADS), структура III представляет диалкилдифенилоксидмоносульфат (DAMS); и структура IV представляет моноалкилдифенилоксидмоносульфат (MAMS). Предпочтительно смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений содержит DADS в количестве, равном или превышающем 50 мас.% DADS, при этом оставшиеся 50 мас.% или менее содержат одно или более из MADS, DAMS и/или MAMS, причем массовые проценты приводятся в расчете на общую массу смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений. Более предпочтительно смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений содержит DADS в количестве, равном или превышающем 70 мас.% DADS, при этом оставшиеся 30 мас.% или менее содержат одно или более из MADS, DAMS и/или MAMS, причем массовые проценты приводятся в расчете на общую массу смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений. Наиболее предпочтительно смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений содержит DADS в количестве, равном или превышающем 85 мас.% DADS, при этом оставшиеся 15 мас.% или менее содержат одно или более из MADS, DAMS и/или MAMS, причем массовые проценты приводятся в расчете на общую массу смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений.

В одном варианте осуществления смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений содержит MADS в количестве 0,05-15 мас.%, DAMS в количестве 0-10 мас.%, MAMS в количестве 0-5 мас.%, и DADS в количестве, равном или превышающем 50-90 мас.%, при этом остальное в смеси составляют высшие алкилаты моно- и дисульфатов.

В другом варианте осуществления смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений содержит MADS в количестве 0,05-15 мас.%, DAMS в количестве 0-7,5 мас.%, и MAMS в количестве 0-2 мас.%, при этом остальное в смеси приходится на DADS при условии, что он присутствует в количестве, равном или превышающем 50 мас.%, причем массовые проценты приводятся в расчете на общую массу смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений.

Подходящие (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонаты настоящего изобретения могут быть получены способами, известными в данной области. Например, заслуживает внимания патент США 4860828 (Oswald и др.), который включен в настоящее описание посредством ссылки.

Смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений может быть добавлена в чистом виде или предпочтительно в растворе, предпочтительно в водном растворе, имеющем pH, равный или превышающий 7, более предпочтительно равный или превышающий 7,5, более предпочтительно равный или превышающий 8 и более предпочтительно равный или превышающий 8,5.

(Ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатные соединения добавляют в скважину и/или в водяной пар в чистом виде и/или разбавляют водой для образования водного раствора и затем добавляют, таким образом, чтобы количество (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений в паре, присутствующем в скважине, составляло 0,0001-0,5 мас.%. Предпочтительно количество анионного поверхностно-активного вещества в воде в скважине равно или превышает 0,0001 мас.%, более предпочтительно равно или превышает 0,001 мас.%, более предпочтительно равно или превышает 0,01 мас.%, более предпочтительно равно или превышает 0,05 мас.% и еще более предпочтительно равно или превышает 0,08 мас.%. Как правило, анионное поверхностно-активное вещество присутствует в воде, закачиваемой в скважину, в количестве, равном или менее 0,5 мас.%, предпочтительно равном или менее 0,3 мас.%, предпочтительно равном или менее 0,2 мас.%.

В некоторых вариантах осуществления пенообразующая композиция настоящего изобретения может включать другие добавки. Например, композиция может также включать одно или более ионное поверхностно-активное вещество, одно или более неионное поверхностно-активное вещество, один или более спирт, ингибиторы коррозии, ингибиторы солевых отложений, их смеси, а также другие добавки. В некоторых вариантах осуществления общее количество добавок, добавляемых в композиции настоящего изобретения, не превышает примерно 5 мас.%.

Примеры

Получение (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатного соединения.

Пример представляет (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатное соединение, получаемое в три стадии: (а) алкилирования дифенилоксида (DPO), б) сульфонирующего алкилированного продукта и (с) нейтрализации с помощью каустического раствора.

Алкилирование DPO с олефином с определенной длиной цепи проводили в присутствии катализатора хлорида алюминия при температуре 50-100°C. Реакция алкилирования Фриделя-Крафтса приводит к образованию изомерной смеси моно-, ди- и высших полиалкилатов из конкурентных реакций олефинов около ароматических колец. Алкилирование проводили в присутствии избытка DPO для регулирования относительных содержаний моноалкилированного DPO, диалкилированного DPO и высших алкилатных DPO.

Затем к реакционной смеси добавляли раствор гидроксида натрия для нейтрализации катализатора хлорида алюминия. После этого следовало разделение фаз смеси с использованием декантатора. Неочи-

щенный продукт затем подвергали перегонке для выделения непрореагировавшего DPO, непрореагировавших олефинов и конечного алкилированного продукта. Затем конечный алкилированный продукт дополнительно перегоняли для концентрирования диалкилированных и высших алкилированных DPO до более чем 50%.

Затем перегнанный алкилированный продукт подвергали сульфонурированию триоксидом серы, что приводило, главным образом, к образованию дисульфонурированных продуктов. Уровень сульфонурирования превышал 80%. Хотя реакция сульфонурирования является сильно экзотермической, реакцию поддерживают в изотермических условиях при комнатной температуре или ниже. После сульфонурирования добавляли воду для удаления любых непрореагировавших SO_3 . Водный раствор кислоты затем нейтрализовали с помощью каустической соды, чтобы получить конечный продукт с рН, равным или превышающим 7.

Полученный активный продукт содержал 1 мас.% моноалкилдифенилоксидмоносульфата (MAMS), 10 мас.% моноалкилдифенилоксиддисульфата (MADS), 7 мас.% диалкилдифенилоксидмоносульфата (DAMS), 75 мас.% диалкилдифенилоксиддисульфата (DADS) и остальное представляли высшие алкилаты моно- и дисульфоноватов.

Испытание на стойкость пены.

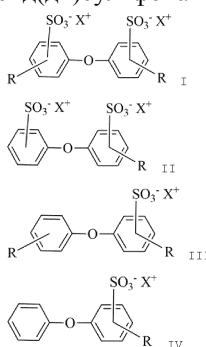
Экспериментальная установка показана на фиг. 1.

Первоначально пустой индикатор уровня 1 серии JERGUSON19-T-32 помещали под давление 950 фунт/кв. дюйм (6,6 МПа). Печь 2 далее нагревали до 250°C. Давление поддерживали на уровне 950 фунт/кв. дюйм (6,6 МПа) с помощью регулятора 3 обратного давления (QUILIBAR ULF-2) на выходной линии из индикатора уровня JERGUSON. Получали 50 мл 0,5мас.%, водного раствора примера 1 и его рН доводили до 9,1 с помощью раствора гидроксида натрия. 50 мл этого раствора 4 загружали в индикатор уровня JERGUSON с помощью насоса 25. Системе позволяли прийти в равновесие с 250°C в течение 1 ч. Аккумулятор 6 (TOBUL 030AT30-1VA19) использовали для закачки азота в этот раствор через барботер, имеющий 10 мкм металлокерамический фильтрующий элемент 7. Воду закачивали в аккумулятор со скоростью 2,7855 мл/мин из насоса 18 для достижения скорости потока 180 см³/мин в индикатор уровня JERGUSON. Давление поддерживали на уровне 950 фунт/кв. дюйм (6,6 МПа) с помощью регулятора обратного давления. Воду пополняли со скоростью 0,2 мл/мин через насос 25, поскольку система теряет воду приблизительно с такой же скоростью из-за испарения. По мере того, как азот поступал в химический раствор, пена 9 начинала подниматься вверх внутри стеклянного цилиндра 10 в индикаторе уровня JERGUSON. Цилиндр был открытым сверху и снизу. Как только пена достигала верхней части индикатора уровня, поток азота прекращали. Пена медленно спадала. Высоту пены с момента образования пены до момента разрушения регистрировали и представили на фиг. 2.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Пенообразующая композиция для использования в процессе добычи нефти, содержащая водную смесь, включающую в себя:

(i) два или более (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединения, имеющих формулы



где R представляет собой C₃-C₂₄ алкильную группу,

и

X представляет собой H, щелочной металл, щелочноземельный металл, двухвалентный металл или аммоний,

при этом водная смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений имеет рН, равный или превышающий 7, и содержит соединение формулы I, диалкилдифенилоксиддисульфат (DADS), в количестве, равном или превышающем 50 мас.%, при этом оставшиеся 50 мас.% или менее содержат одно или более из соединений формулы II, моноалкилдифенилоксиддисульфата (MADS) формулы III, диалкилдифенилоксидмоносульфата (DAMS), и/или формулы IV, моноалкилдифенилоксидмоносульфата (MAMS), при этом массовые проценты приводятся в расчете на общую массу смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений.

2. Пенообразующая композиция по п.1, в которой R представляет собой C₁₆ алкильную группу, и X

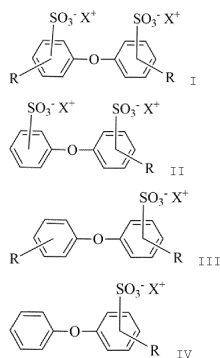
представляет собой натрий, кальций или магний.

3. Пенообразующая композиция по п.1, которая дополнительно содержит одну или более добавку, выбранную из неионного поверхностно-активного вещества, ионного поверхностно-активного вещества, ингибитора коррозии, ингибитора солевых отложений, антиоксиданта, спирта, другого анионного поверхностно-активного вещества, отличного от I-IV, катионного поверхностно-активного вещества, вспенивающего агента и их смесей.

4. Способ извлечения нефти из пласта-коллектора, пройденного по меньшей мере одной нагнетательной скважиной и одной добывающей скважиной, включающий

(а) подготовку пенообразующей композиции, содержащей

(i) водную смесь двух или более (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений, имеющих формулы



где R представляет собой C₃-C₂₄ алкильную группу,

и

X представляет собой H, щелочной металл, щелочноземельный металл, двухвалентный металл или аммоний,

при этом водная смесь (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений имеет pH, равный или превышающий 7, и содержит соединение формулы I, диалкилдифенилоксиддисульфат (DADS), в количестве, равном или превышающем 50 мас.%, при этом оставшиеся 50 мас.% или менее содержат одно или более из соединений формулы II, моноалкилдифенилоксиддисульфата (MADS) формулы III, диалкилдифенилоксидмоносульфата (DAMS), и/или формулы IV, моноалкилдифенилоксидмоносульфата (MAMS), при этом массовые проценты приводятся в расчете на общую массу смеси (ди)алкилдифенилоксид(ди)сульфонатных соединений;

(b) закачивание пенообразующей композиции с водяным паром в нагнетательную скважину и формирование стойкой пены в коллекторе;

(c) снижение вязкости нефти в пласте-коллекторе; и

(d) добычу нефти, имеющей пониженную вязкость, из пласта-коллектора.

5. Способ по п.4, в котором R представляет собой C₁₆ алкильную группу, и X представляет собой натрий, кальций или магний.

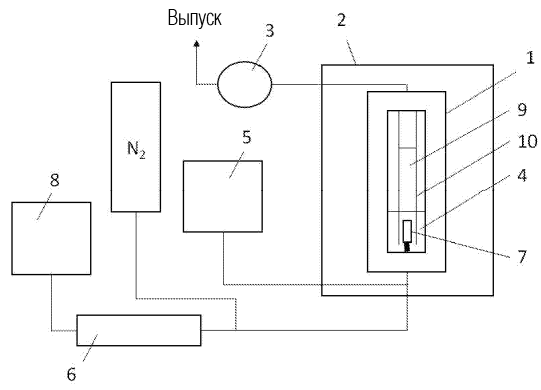
6. Способ по п.4, в котором пенообразующая композиция дополнительно содержит одну или более добавку, выбранную из ингибитора коррозии, ингибитора солевых отложений, антиоксиданта, неионного поверхностно-активного вещества, другого анионного поверхностно-активного вещества, отличного от (i), катионного поверхностно-активного вещества, вспенивающего агента и их смесей.

7. Способ по п.4, в котором нагнетательная скважина и добывающая скважина являются одной и той же скважиной.

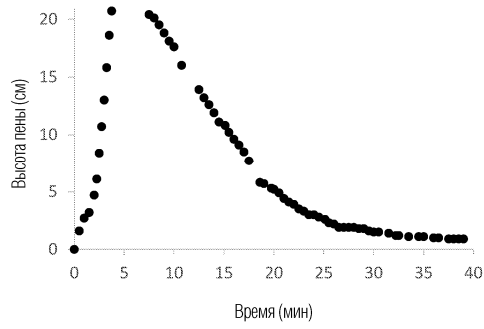
8. Способ по п.7, где способ представляет собой циклическую паростимуляцию (CSS).

9. Способ по п.4, в котором нагнетательная скважина и добывающая скважина не являются одной и той же скважиной.

10. Способ по п.9, где способ представляет собой парогравитационный дренаж (SAGD).



Фиг. 1



Фиг. 2

