



(19) **RU**⁽¹¹⁾ **2 169 752**⁽¹³⁾ **C2**
(51) МПК⁷ **C 09 K 7/00, E 21 B 37/06,**
37/00, 43/26, C 10 G 33/04

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

- (21), (22) Заявка: 98108398/03, 03.10.1996
(24) Дата начала действия патента: 03.10.1996
(30) Приоритет: 03.10.1995 US 08/538,262
(43) Дата публикации заявки: 20.02.2000
(46) Дата публикации: 27.06.2001
(56) Ссылки: SU 1595868 A1, 30.09.1990. SU 1268715 A1, 07.11.1986. SU 977715 A, 30.11.1982. SU 295790 A, 09.04.1971. SU 691482 A, 20.10.1979. SU 165512 A, 19.09.1964. RU 2009164 C1, 15.03.1994. RU 2009165 C1, 15.03.1994. RU 2083627 C1, 10.07.1997. RU 2137796 C1, 20.09.1999. US 4539100 A, 03.09.1985. US 4466885 A, 21.08.1984. US 4417989 A, 29.11.1983. US 4186802 A, 05.02.1980. US 4231428 A, 04.11.1980 EP 0402710 A, 19.12.1990.
(85) Дата перевода заявки РСТ на национальную фазу: 05.05.1998
(86) Заявка РСТ: US 96/15840 (03.10.1996)
(87) Публикация РСТ: WO 97/12947 (10.04.1997)
(98) Адрес для переписки: 129010, Москва, ул. Большая Спасская 25, стр.3, ООО "Городисский и Партнеры", Е.В. Томской

- (71) Заявитель:
НОР ИНДАСТРИЗ, ИНК. (US)
(72) Изобретатель: Харвей А. ФУРМАН (US),
Кеннет Р. ЧИОЛЕТТИ (US)
(73) Патентообладатель:
НОР ИНДАСТРИЗ, ИНК. (US)
(74) Патентный поверенный:
Томская Елена Владимировна

(54) **ЧИСТЯЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ, СПОСОБ ОЧИСТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ТРУБОПРОВОДОВ, ОБСАДНЫХ ТРУБ И ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, СПОСОБ ВЫДЕЛЕНИЯ ИЗБЫТОЧНОЙ ВОДЫ, ОСАДКА ИЛИ ИХ ОБОИХ ИЗ ДОБЫТОЙ СЫРОЙ НЕФТИ И СПОСОБ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

(57)
Изобретение относится к использованию композиций с высокими температурами воспламенения и низким давлением паров для нагнетания внутрь и нанесения покрытия для газовых и нефтяных скважин и окружающих, содержащих углеводороды продуктивных пластов для целей удаления накали, парафинов, смолы и других вязких составляющих. Композиция содержит от около 40 до 99 мас.% смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25 мас.%, по меньшей мере, одного из простых

низших алкилгликолевых эфиров жирных кислот. Способ очистки заключается во введении указанной композиции в скважину, продуктивный пласт или оборудование. Способ выделения избыточной воды, осадка или их обоих из добытой сырой нефти заключается в добавлении к сырой нефти указанной композиции. Способ гидравлического разрыва предусматривает нагнетание в продуктивный пласт под давлением жидкости носителя - указанной композиции с гранулированным материалом, в качестве которого используют песок.

Технический результат: увеличение потока газа и/или нефти и уменьшение адгезии загрязнений и накипи во всех аспектах добычи нефти и газа, включая содержащие

углеводороды, продуктивные пласты, обсадные трубы, трубопроводы и устройства для перекачки. 4 с. и 30 з.п.ф-лы.

RU 2 1 6 9 7 5 2 C 2

RU 2 1 6 9 7 5 2 C 2



(19) **RU**⁽¹¹⁾ **2 169 752**⁽¹³⁾ **C2**
(51) Int. Cl.⁷ **C 09 K 7/00, E 21 B 37/06,**
37/00, 43/26, C 10 G 33/04

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 98108398/03, 03.10.1996
(24) Effective date for property rights: 03.10.1996
(30) Priority: 03.10.1995 US 08/538,262
(43) Application published: 20.02.2000
(46) Date of publication: 27.06.2001
(85) Commencement of national phase: 05.05.1998
(86) PCT application:
US 96/15840 (03.10.1996)
(87) PCT publication:
WO 97/12947 (10.04.1997)
(98) Mail address:
129010, Moskva, ul. Bol'shaja Spasskaja 25,
str.3, OOO "Gorodisskij i Partnery", E.V. Tomskoj

(71) Applicant:
NOR INDASTRIZ, INK. (US)
(72) Inventor: Kharvej A. FURMAN (US),
Kennet R. CHIOLETTI (US)
(73) Proprietor:
NOR INDASTRIZ, INK. (US)
(74) Representative:
Tomskaja Elena Vladimirovna

(54) **CLEANING COMPOSITION, METHOD FOR CLEANING OIL AND GAS WELLS, PIPELINES, CASING TUBES, AND PRODUCTIVE FORMATIONS, METHOD FOR REMOVING EXCESSIVE WATER, SEDIMENTS, OR BOTH FROM PRODUCED CRUDE OIL, AND METHOD FOR HYDRAULIC BREAKDOWN OF FORMATION**

(57) Abstract:
FIELD: oil and gas production. SUBSTANCE: invention relates to use of compositions with high ignition temperatures and low vapor pressures to inject inside and coat gas and oil wells and surrounding hydrocarbon-containing productive formations in order to remove scales, paraffins, tar, and other viscous constituents. Composition contains about 40 to 99 wt % of fatty acid alkyl esters and about 1 to 25 wt % of at least one ester of fatty acid with lower alkyl glycol ether. Cleaning is effected by injecting above composition into well,

productive formation, or equipment. Removal of excessive water, sediments, or both from produced crude oil is achieved by adding this composition to crude oil. Hydraulic breakdown envisages injecting composition with granulated material (sand) into productive formation under pressure. EFFECT: increased gas and/or oil flow and decreased adhesion of impurities and scale in all oil and gas production objects such as hydrocarbon-containing productive formations, casing tubes, pipelines, and pumping means. 34 cl, 4 ex

RU 2 169 752 C2

RU 2 169 752 C2

Настоящее изобретение относится к использованию композиций с высокими температурами воспламенения и низким давлением паров для нагнетания внутрь и нанесения покрытия для газовых и нефтяных скважин и окружающих, содержащих углеводороды продуктивных пластов для целей удаления накипи, парафинов, смолы и других вязких составляющих. Обработка приводит к увеличению потока газа и/или нефти и к уменьшению адгезий загрязнений и накипи во всех аспектах извлечения нефти и газа, включая содержащие углеводороды, продуктивные пласты, отверстия в обсадных трубах, трубопроводы и устройства для перекачки.

Предпосылки создания изобретения

Эффективная добыча нефти и газа из скважин зависит от поддержания чистоты пластов, отверстий в обсадных трубах скважин, трубопроводов и оборудования для перекачки. Нефтяные скважины создают проблемы с нарастанием парафина, серы, накипи, тяжелых фракций нефти и смолистых побочных продуктов. Эти остатки загрязняют скважины и обсадные трубы и трубопроводы, которые выносят нефть и газ на поверхность и загрязняют насосы и металлические штоки, которые используют для извлечения нефти или газа из скважины.

Типичные известные из литературы способы включают четыре основных типа продуктов. Первый способ использует агрессивные смеси ароматических и/или алифатических углеводородов из нефти или галогенированных углеводородов. Эти продукты могут либо содержать, либо не содержать поверхностно-активные вещества, чтобы дать возможность продуктам смешиваться друг с другом и эмульсифицироваться в воде для повышения эффективности очистки. Присутствие воды значительно понижает эффективность этих композиций. Чистые смеси растворителей не смешиваются с водой и не могут проникать в загрязнения. Добавление эмульгаторов дает возможность растворителям смешиваться с водой, но получаемая в результате система растворитель/эмульсия не является таким эффективным чистящим средством, как чистый растворитель.

Вторым способом является использование бактерий для разложения парафиновых загрязнений и загрязнений на основе смол. Эта система имеет сильную зависимость от температуры скважины и является чувствительной к факторам окружающей среды, таким как композиция нефти. Этот процесс является обычно более медленным, чем процесс на основе растворителя.

Третий способ, как предполагается, является основанным на щелочных чистящих средствах для твердой поверхности на основе воды. Эти чистящие средства обычно включают щелочные компоненты, водорастворимые растворители, такие как гликолевые эфиры, спирты и поверхностно-активные вещества. Щелочные основные компоненты состоят из гидроксида, карбоната, фосфата и силиката. Водорастворимые растворители обычно состоят из этиленгликолевых, диэтиленгликолевых, пропиленгликолевых и дипропиленгликолевых простых эфиров. Типичные поверхностно-активные вещества

являются разновидностями алкилфенолэтоксилатов, этоксилатов линейных спиртов или алкилсульфонатами, амфотерными веществами и продуктами омыления жирных кислот алканамидами. Эффективность, очистки этими щелочными композициями от парафинов и других загрязнений на основе нефти обычно является гораздо более низкой, чем у смесей растворителей. Кроме того, эти растворители не являются эффективными при удалении накипи.

Четвертый способ очистки включает использование горячей нефти, которую нагнетают в скважину. Горячая нефть расплавляет и растворяет парафины и другие побочные продукты нефти и выносит их на поверхность. Хотя этот способ является эффективным, использование горячей нефти создает опасные условия и может отрицательно повлиять на скважины.

Типичные известные из литературы композиции используют растворители из ароматических и/или алифатических углеводородов нефти или галогенированных углеводородов. Эти растворители приводят к появлению паров, обычно известных как "ЛОС" (летучие органические соединения), которые обычно являются токсичными. Другие чистящие композиции не требуют ЛОС или требуют их в меньшем количестве, но требуют больших уровней каустической соды и/или фосфатов, которые создают проблемы при транспортировке, использовании и утилизации.

Известен способ удаления воды и твердых примесей - осадка из сырой нефти путем добавления к сырой нефти композиции, содержащей углеводородный разбавитель и поверхностно-активные вещества - анионные и катионные, и перемешивание смеси (см. патент США N 4539100, МПК С 10 G 33/04, опубл. 03.09.1985, 5).

Известен способ гидравлического разрыва пласта, включающий нагнетание в содержащий нефть или газ продуктивный пласт под давлением гранулированного материала в жидкости-носителе (см. патент США N 4186802 А, Е 21 В 43/26, опубл. 21.08.1984, 5 с.). Предпочтительной жидкостью разрыва является композиция, состоящая из хлористого калия, воды, гелей для увеличения вязкости, и разжиженный диоксид углерода. Подходящий спирт, такой как метанол или изопропиловый спирт, могут быть также добавлены в указанную жидкость.

Существует множество проблем, связанных с рассмотренными выше способами и растворителями. Например, галогенированные углеводороды отрицательно влияют на здоровье рабочих и являются химикалиями, обедняющими озоновый слой. Некоторые из этих растворителей и способов могут отрицательно влиять на качество нефти или газа. Многие из используемых негалогенированных растворителей являются либо горючими, либо воспламеняющимися, что приводит к повышенной опасности пожара и взрыва и к более высоким затратам на страховку. Кроме того, утилизация использованных растворителей в соответствии с законодательством является дорогостоящей. Фактически большинство галогенированных растворителей являются связанными с

высокими налогами и находятся в процессе их вытеснения из употребления. В дополнение к рассмотренным выше проблемам пределы количеств ЛОС, которые могут быть выпущены в атмосферу, устанавливаются Агентством охраны окружающей среды, как определено "Актом о чистом воздухе". Эти пределы определяются содержанием растворителя в поступающем потоке сырого материала в зависимости от содержания растворителя в отходах или конечных продуктах.

Раствор для очистки на основе бактерий также имеет другие недостатки. Обработка требует, чтобы скважина была выведена из оборота на две недели для создания колонии бактерий. Когда возобновляют откачку, бактерии удаляются вместе с нефтью, что приводит к быстрому истощению колонии, и требуется повторная обработка.

Краткое описание изобретения

Одной из целей настоящего изобретения является создание способа очистки газовых и нефтяных скважин, устройств, отверстий в обсадных трубах и окружающих продуктивных пластов, насосов, а также трубопроводов, труб и тому подобное, с использованием эффективной чистящей композиции, которая является свободной от нежелательных растворителей на основе углеводородов из нефти или галогенированных углеводородов и щелочных растворителей и пригодной при удалении большинства видов загрязнений и накипи, встречающихся при операциях очистки газовых и нефтяных скважин.

Другой целью является использование композиции, которая является безопасной и биологически деградируемой.

Дополнительной целью является использование композиции, способной функционировать при температурах окружающей среды и при повышенный температурах.

Дополнительной целью является использование безопасной жидкой чистящей композиции, содержащей сложные метиловые эфиры жирных кислот и простые низшие алкилгликолевые эфиры, которая является эффективной при удалении парафинов, смол, связанных с ними загрязнений и накипи, из газовых и нефтяных скважин, обсадных труб и оборудования.

Дополнительной целью является использование композиции с малым содержанием ЛОС (<50%), которая является эффективной в качестве чистящего средства для газовых и нефтяных скважин, обсадных труб и оборудования.

Дополнительной целью настоящего изобретения является использование композиции с температурой воспламенения, превышающей 200°F (93°C).

Дальнейшей целью является использование композиции, которая будет приводить к образованию покрытия на отверстиях обсадных труб, трубопроводов, насосов, труб и другого оборудования, для предотвращения адгезии и аккумуляции парафинов, других связанных с ними загрязнений и накипи на этих элементах, чтобы помочь замедлить коррозию и сделать возможной более эффективную работу и более высокую производительность в течение времени между очистками.

Дополнительной целью является создание

композиции, которая является слабоиспаряющейся, диспергируемой в широких пределах и приводит в результате к дифференцированному смачиванию структур и оборудования скважин.

5 Дополнительной целью является увеличение добычи нефти и газа из скважин.

Дальнейшей целью является отделение избытка воды от добытой сырой нефти.

10 Вышеуказанные цели достигаются тем, что в способе удаления и предотвращения нарастания парафина, смол, тяжелых фракций нефти, карбоната кальция, окиси железа и других видов загрязнений и накипи в газовых или нефтяных скважинах, содержащих углеводороды в продуктивных пластах или в оборудовании для добычи, перекачки, хранения или транспортировки, согласно изобретению вводят в скважину, продуктивный пласт или оборудование композицию, содержащую от около 40 до 99% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25% мас., по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

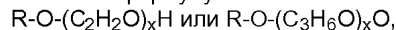
25 Смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот может содержать эфиры, выбранные из группы, состоящей из C₁-C₈ сложных эфиров C₄-C₂₂ жирных кислот.

Смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот может содержать эфиры, выбранные из группы, состоящей из сложных метиловых, этиловых, n-пропиловых, изопропиловых и n-бутиловых эфиров C₄-C₂₂ жирных кислот.

30 Смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот может содержать эфиры, выбранные из группы, состоящей из сложных метиловых эфиров C₄-C₂₂ жирных кислот.

35 Простой низший алкилгликолевый эфир может быть выбран из группы, состоящей из этиленгликольмонобутилового простого эфира, диэтиленгликольмонобутилового простого эфира, дипропиленгликольмонометилового простого эфира, трипропиленгликольмонометилового простого эфира и их смесей.

40 Композиция может дополнительно содержать от 1 до 40% мас. полиоксиалкиленгликолевых простых эфиров. Полиоксиалкиленгликолевый простой эфир может иметь формулу



45 где R является C₁-C₈ алкилом и x является большим, чем 4. R может представлять собой метил, этил, пропил или бутил.

50 Полиоксиалкиленгликолевый простой эфир может являться n-бутоксиполиалкиленгликолевым эфиром.

55 Композиция может дополнительно включать до 8% мас., по меньшей мере, одной добавки, выбранной из группы, состоящей из терпенов, терпеновых спиртов, смесей сложных ацетатных эфиров C₈-C₁₄ спиртов, гликолей, диэфиров кислот и углеводородов из нефти.

60 Композиция может дополнительно включать до 10% мас. поверхностно-активного вещества. Поверхностно-активное вещество можно выбирать из группы, состоящей из этоксилированных нонилфенолов, этоксилатов линейных спиртов и алканоламиновых солей додецилбензолсульфоновой кислоты.

Композиция может содержать от около 50 до 95% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот.

Композиция может дополнительно содержать по меньшей мере 1% мас. антиоксиданта.

Композицию можно вводить в пространство внутри обсадных труб скважины, а затем осуществлять ее циркуляцию, например, в течение от 24 до 72 часов.

Вначале можно ввести в скважину, по меньшей мере, 20 галлонов (75,7 л) композиции.

Композицию можно смешивать с нефтью перед введением в скважину. От около 10 до 200 галлонов (37,8 - 757 л) композиции можно смешать с 40 баррелями (6,3 м³) нефти.

Смесь нефти и композиции можно нагреть до около 150-160°F (66-71°C) перед введением в скважину.

В скважину сначала можно ввести композицию, а затем ввести нефть.

Композицию можно смешать с водой перед введением в скважину. От около 10 до 200 галлонов (37,8-757 л) композиции можно смешать с 40 баррелями (6,3 м³) воды.

Смесь композиции и воды можно нагреть до около 150-160°F (66-71°C) перед введением в скважину.

В скважину сначала можно ввести композицию, а затем ввести воду.

Композиция может иметь температуру воспламенения, превышающую около 200 °F (93°C) по Тагу.

Композицию затем можно ввести в окружающие продуктивные слои через отверстия в обсадных трубах.

Целесообразно дополнительно прикладывать давление к композиции в скважине для нагнетания композиции через отверстия в окружающие продуктивные слои.

Композицию можно ввести в, по меньшей мере, один объект, выбранный из группы, состоящей из труб, насосов, трубопроводов, штоков и резервуаров.

Вышеуказанные цели достигаются и тем, что в способе выделения избыточной воды, осадка или их обих из добытой сырой нефти, включающем добавление к сырой нефти композиции и перемешивание смеси, согласно изобретению композиция содержит от около 40 до 99% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25% мас., по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

От около 10 до 200 галлонов (37,8-757 л) композиции можно добавить к 40 баррелям (6,3 м³) сырой нефти.

Указанные цели достигаются и тем, что в способе гидравлического разрыва, содержащем нагнетание гранулированного материала в жидкости в содержащий нефть или газ продуктивный пласт под давлением, согласно изобретению в качестве жидкости используют композицию, содержащую от около 40 до 99% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25% мас., по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

Гранулированный материал может содержать песок.

Указанные цели достигаются и тем, что композиция для удаления и предотвращения нарастания парафина, смол, тяжелых

фракций нефти, карбоната кальция, оксида железа и других видов загрязнений и накали в газовых или нефтяных скважинах, содержащих углеводороды в продуктивных пластах или в оборудовании для добычи, перекачки, хранения или транспортировки, согласно изобретению содержит от около 40 до 99% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25% мас., по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

5 Подробное описание предпочтительных вариантов выполнения изобретения

Наиболее распространенные промышленные применения смесей сложных алкиловых эфиров жирных кислот представляют собой смазочные материалы при промышленной обработке металлов, при производстве мыла, в качестве пластификаторов для восков и в качестве растворителей при получении промышленных масел и соединений для обработки кожи. Эти соединения также используются в качестве смазочных материалов при производстве текстиля и пенодепрессантов, а также при получении жидкости для промывки печатных валков с низким содержанием ЛОС.

15 20 25 30 35 40 45 50 55 60 Обнаружено, что объединение смесей сложных алкиловых эфиров жирных кислот с простыми низшими алкилгликолевыми эфирами приводит к получению чистящих композиций, имеющих превосходные свойства, то есть высокую температуру воспламенения, хорошее проникновение в почву и в парафин и превосходную защиту против повторного нарастания загрязнений и накали. Композиции, используемые в способах по настоящему изобретению, смешивают с получением низкого содержания ЛОС (меньших чем 50%) и для создания композиции с температурой воспламенения, превышающей 200°F (93°C) ТСС ("по Тагу"). Композиции также являются безопасными и биологически деградируемыми.

Настоящее изобретение направлено на способы удаления и предотвращения образования парафинов, других связанных с ним видов загрязнений и накали в газовых и нефтяных скважинах, содержащих углеводороды в продуктивных пластах и оборудовании для добычи, перекачки, хранения и транспортировки, путем введения в скважины и в такое оборудование чистящей композиции, содержащей от около 40 до 99% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25% мас., по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира, при этом остаток составляют соответствующие добавки. Предпочтительно, композиция содержит от около 60 до 95% мас., более предпочтительно от около 80 до 90% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и предпочтительно от около 1 до 15% мас. простого низшего алкилгликолевого эфира.

Существует множество типов загрязнений, которые нарастают в газовых и нефтяных скважинах и оборудовании для переработки, таких как парафины, смолистые побочные продукты и другие вязкие загрязнения. Кроме того, нарастание накали представляет собой проблему в таких скважинах и оборудовании. Нагар обычно представляет собой, хотя и не ограничивается этим, аккумуляцию осадков карбоната кальция и/или оксида железа и

других твердых остаточных осадков. Композиция по настоящему изобретению является эффективной для удаления многих типов загрязнений и накипи, связанных с добычей и переработкой газа и нефти, и, таким образом, ускоряет процесс добычи нефти.

Оборудование для переработки газа и нефти включает все типы и разновидности оборудования, связанного с добычей и переработкой газа и нефти, например обсадные трубы газовых и нефтяных скважин, насосы, трубы, трубопроводы, танки и тому подобное. Предполагается, что настоящая композиция может быть использована со всем таким оборудованием.

Существует несколько путей для того, чтобы способ удаления или предотвращения нарастания загрязнений и/или накипи в газовых и нефтяных скважинах и оборудовании мог бы быть применен с использованием композиции по настоящему изобретению.

В дополнение к очистке скважин и связанного с ними оборудования часто является желательным введение композиции через отверстия в обсадных трубах в окружающий продуктивный пласт. Композиция может нагнетаться в окружающий продуктивный пласт путем приложения давления или, если композиции дают возможность собраться в нижней части крепления скважины, композиция может впитаться в продуктивный пласт без дополнительного давления. Композиция проникает в продуктивный пласт, растворяя закупорки в пласте для обеспечения более эффективной добычи нефти и газа.

Способ очистки и технического обслуживания работающей скважины, включая окружающий продуктивный пласт, содержит стадии налива и нагнетания в нижнюю часть крепления скважины (трубопроводы для обратной прокачки) и предоставление ей возможности смешиваться с жидкостью, которая уже находится в скважине. Когда присутствует достаточное количество жидкости, композиция затем циркулирует с помощью насоса в течение 24-72 часов, предпочтительно 48-72 часов. Перед циркуляцией композиции может предоставляться возможность собраться в течение, например, от 8 до 24 часов. Время этого сбора, время циркуляции и дозировка зависят от количества загрязнения и/или накипи, которые, как предполагается, присутствуют, а также от глубины ямы. Базовая начальная доза может составлять, но не ограничивается этим, 20 галлонов (75,7 л) композиции, а для поддержания структуры в чистоте, по меньшей мере, около 5 галлонов (18,9 л) композиции на скважину на периодической основе, например, раз в две недели, раз в месяц, раз в два месяца.

Если существует большое количество загрязнения или накипи, присутствующих в скважине или в связанном с ней оборудовании, если насос или штоки заморожены или если окружающий продуктивный пласт забит, могут оказаться необходимыми альтернативные способы. В таком другом способе очистки и технического обслуживания работающей скважины, включая окружающий продуктивный пласт, сначала смешивают нефть и композицию при

температурах окружающей среды, а затем вводят смесь в крепление скважины. Отношение нефти и композиции и количество вводимой смеси зависит от количества и типа загрязнения и накипи, присутствующих в скважине и в связанном с ней оборудовании. Смесь может содержать около 10-200 галлонов (37,8-757 л) композиции на каждые 40 баррелей (6359 л). Предпочтительно, смесь содержит около 20 галлонов (75,7 л) композиции на каждые 40 баррелей (6359 л) нефти. Смесь закачивают вниз по наружной или внутренней стороне обсадных труб скважины. Смеси обычно дают собраться перед циркуляцией. Смесь можно использовать при температуре окружающей среды или она может быть нагрета до 150-160 °F (66-71°C) перед введением в скважину.

В другом исполнении композиция и нефть могут быть введены в скважину по отдельности, при повышенной температуре или температуре окружающей среды, предпочтительно при этом вводят сначала композицию и нагнетают ее в пласт под тяжестью нефти. Затем смеси можно дать возможность собраться, заставить ее циркулировать или сделать то и другое вместе.

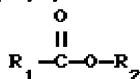
В других исполнениях нефть замещают водой. Как и нефть, вода и композиция могут смешиваться перед введением в скважину или вводиться по отдельности. Температура воды может быть равной температуре окружающей среды или повышена до около 150-160°F (66-71°C). Опять же, смеси можно дать возможность собраться, заставить ее циркулировать или сделать то и другое вместе.

После введения в скважину композиция настоящего изобретения покрывает поверхность скважины, продуктивных пластов и связанного с ними оборудования для очистки и предотвращения в будущем адгезии и аккумуляции парафинов, других загрязнений и накипи. Композиция может также вводиться непосредственно в оборудование. Например, перед размещением штоков и обсадных труб в газовых и/или нефтяных скважинах эти элементы могут быть подвергнуты распылению композиции, или элементы могут погружаться в танки, наполненные композицией, для предотвращения коррозии и образования окалины и загрязнений.

Композиция может вводиться посредством нагнетательных насосов в газовые или нефтяные скважины подводного бурения для уменьшения адгезии загрязнений, в частности парафина или окалины, в обсадных трубах скважин и в трубопроводах для транспортировки. В дополнение к проблемам, связанным с нефтяными скважинами подводного бурения, скважины подводного бурения имеют дополнительную проблему океанской или морской воды, ведущей себя как охладитель трубопроводов и их содержимого между дном океана и платформой. Поэтому скважины подводного бурения имеют особую проблему с нарастанием парафина. Для обработки трубопроводов 40-50 галлонов (151-189 л) композиции, например, прокапывают через трубопроводы. Предпочтительно, композицию нагревают перед введением в трубопроводы. Композиция, используемая в способах

настоящего изобретения, содержит ингредиенты в количествах, эффективных для очистки скважин, продуктивных пластов и оборудования и/или для создания эффективного покрытия на их поверхностях для предотвращения в будущем нарастания загрязнений и окалин и коррозии. Композиция мало испаряется и обеспечивает дифференцированное смачивание поверхностей; таким образом, композиция не будет испаряться в какой-либо значительной степени, и это будет обеспечивать то, что покрытие будет оставаться на поверхности в течение позволяющих использование периодов времени.

Смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот, пригодных для использования в композициях по настоящему изобретению, предпочтительно содержат C₂-C₈ сложные эфиры C₄-C₂₂ жирных кислот, имеющие формулу:



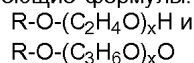
где R₁ является C₄-C₂₂ алкилом и R₂ является C₁-C₃ алкилом. Сложные эфиры жирных кислот получают из природных продуктов и поэтому они содержат больше, чем один сложный эфир; следовательно, - смесь. Обычно сложные эфиры жирных кислот получают путем этерификации жирных кислот или трансэтерификации животных жиров или растительных масел.

Смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот предпочтительно содержит метиловый, этиловый, n-пропиловый, изопропиловый или n-бутиловый сложные эфиры C₄-C₂₂ жирных кислот. Наиболее предпочтительно, смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот содержит метиловые сложные эфиры. Смеси метиловых сложных эфиров жирных кислот предпочтительно являются смесями с точкой росы 40°F (4,4°C) и высокой степенью ненасыщенности для увеличения растворимости. Более предпочтительно, смеси метиловых сложных эфиров жирных кислот получают из соевого, канолового и других растительных масел с точкой росы 20-32°F (-6,7 - 0°C) и йодным числом 90-130.

От 1 до 25% мас. простого алкилгликолевого эфира могут быть добавлены в качестве агента для облегчения проникновения, чтобы уменьшить вязкость смеси, в качестве связывающего агента и/или чтобы увеличить эффективность по отношению к гидрофильным загрязнениям. Примеры простых низших алкилгликолевых эфиров, пригодных для использования по настоящему изобретению, включают дипропиленгликольмонометиловый простой эфир, трипропиленгликольмонометиловый простой эфир, этилен- и диэтиленгликолевый простой эфир, метиловый, этиловый, пропиловый и бутиловый эфиры, такие как этиленгликольмонобутиловый простой эфир или их смеси.

Полиоксиалкиленгликолевый простой эфир может быть представлен в композиции в количествах от около 1 до 40% мас., предпочтительно - 3-25% мас., и наиболее предпочтительно - от 3 до 10% мас. Реально используемое количество зависит от типов загрязнений, присутствующих в оборудовании,

которое необходимо очищать, и от содержания воды в скважине или оборудовании, которое очищают. Предпочтительно, используют полиэтиленгликолевые эфиры и полипропиленгликолевые простые эфиры, имеющие формулы:



где в каждой формуле R является

C₁-C₈ алкилом и x является большим чем 4. R, предпочтительно, является метилом, этилом, пропилом или бутилом. Более предпочтительно, полиалкиленгликолевый простой эфир является n-бутоксиполиалкиленгликолевым простым эфиром. Коммерчески доступные препараты полиоксиалкиленгликолевых простых эфиров включают Macol 300, Macol 660, WSL-2000, WSL-3520 и WSL-5100, производимые PPG Mazer, Gurnee, Illinois. Полиоксиалкиленгликолевый простой эфир, предпочтительно, имеет молекулярную массу приблизительно между 200 и 600 и вязкость приблизительно между 15 и 150 сантипуаз, если измерять при 25 °C с использованием вискозиметра Brookfield LTV Viscometer с ротором N 2 при 60 об/мин.

Предпочтительно, по меньшей мере, 1% мас., более предпочтительно от 1,5 до 3% мас. антиоксидантов являются включенными в композицию. Антиоксиданты, пригодные для использования по настоящему изобретению, включают, но не ограничиваются ими, (BHT) 2,6-ди-трет-бутил-пара-крезол, (BHA) 2,6-ди-трет-бутил-пара-анизол, ингибитор OABM-оксалил бис(бензилиденгидразид) от Eastman и DTBMA 2,5-ди-трет-бутилгидрохинон от Eastman. К композиции также может быть добавлено поверхностно-активное вещество. Может быть использовано любое поверхностно-активное вещество, пригодное для использования при очистке от маслянистых загрязнений, такое как этоксилированные нанилфенолы, этоксилаты линейных спиртов, алканоламиновые соли додецилбензолсульфоновой кислоты, сульфосукцинаты, фосфатные сложные эфиры, сульфаты спиртов, соединения четвертичного аммония, амфотерные поверхностно-активные вещества, альфа-олефиновые сульфонаты, сорбит и соединения жирных кислот. Поверхностно-активное вещество добавляют в количестве, эффективном для действия в качестве смачивающего агента и эмульгатора, и обычно вплоть до 10% мас., предпочтительно - 1-3% мас. композиции.

Коммерчески доступные поверхностно-активные вещества включают ряд поверхностно-активных веществ EXXATE, получаемых от EXXON. EXXATE 1000 представляет собой сложный эфир уксусной кислоты с C₉-C₁₁ разветвленным оксо-спиртом. DBE (DuPont) представляет собой смесь из 45-75% мас. диметилглутарата, 10-25% мас. диметиладипата и 15-30% мас. диметилсукцината.

Может быть добавлено вплоть до 50% мас. других добавок, если понадобится для конкретных применений, таких как изменение уровней ЛОС, повышение проникающей

способности смеси, понижение вязкости смеси, в качестве связующих агентов для растворителей, не растворимых в смеси, и для создания растворителей для олеофильных и гидрофильных загрязнений. Литературные данные позволяют определить количество и тип добавки, необходимой для конкретного применения.

Соответствующие добавки включают терпены, терпеновые спирты, смеси сложных эфиров C₈-C₁₄ спиртов, гликоли, сложные эфиры кислот, сложные диэфиры кислот, углеводороды из нефти, аминокислоты, алканол амины и амины. Примеры терпенов включают d-лимонен и альфа- и бета-пинен и терпеновые спирты, включая альфа-терпинеол. Смеси сложных эфиров C₈-C₁₄ спиртов включают EXXATE 900, 1000 и 1300 от EXXON Chemical; гликоли включают пропиленгликоль, дипропиленгликоль и трипропиленгликоль. Сложные эфиры кислот включают метилолеат и метиллинолеат, и диэфиры кислот включают метиловые или бутиловые диэфиры глутаровой, адипиновой или янтарной кислот. Углеводороды из нефти включают AROMATIC 100, AROMATIC 150, ISOPAR M и ISOPAR K.

Амины, такие как морфолен, 1,3-диметил-2-имидазолидинон, 1,3-пропандиамин, 2-амино-1,3-пропандиол и 3-аминопропанол, и алканол амины, такие как триэтаноламин, диэтаноламин, 2-аминометилпропанол и моноэтаноламин, действуют в качестве дисперсантов для загрязнений и солюбилизируют жирные кислоты и загрязнения. Аминокислоты, такие как холин и холингидроксид, представляют собой нетоксичные альтернативы для моноэтаноламина и действуют в качестве хелатирующих агентов для металлов, предпочтительно - метиловые или изобутиловые сложные эфиры, C₄-C₆ алифатические диэфиры кислот и n-метил-2-пирролидон. Предпочтительно, включают вплоть до 5% мас. n-метил-2-пирролидона.

Могут быть использованы другие добавки, обычно используемые в чистящих композициях, включая агенты для смягчения воды, расщепляющие агенты и ингибиторы коррозии, которые добавляются в количествах, эффективных для осуществления тех функций, для которых они предназначены.

Эти добавки и их количества хорошо известны специалистам в данной области. Соответствующие агенты для смягчения воды включают линейные фосфаты, сополимеры стирола - малеиновой кислоты и полиакрилаты. Соответствующие расщепляющие агенты включают 1,3-диметил-2-имидазолидинон, 1-фенил-3-изогептил-1,3-пропандион и 2-гидрокси-5-нонилацетофеноноксим. Примеры ингибиторов коррозии включают 2-аминометилпропанол, диэтилэтаноламинбензотриазол и метилбензотриазол.

Все добавки имеют предпочтительную температуру воспламенения, превышающую 190°F (88°C) по Тагу в порядке достижения температуры воспламенения конечной композиции, большей чем 200°F (93°C).

Типичная обработка скважины требует закачки чистящего раствора в обсадные трубы

скважины и циркуляции раствора от 24 до 72 часов. Типичная скважина имеет обсадные трубы 4,5 дюйма (10 см), которые простираются вниз на всю глубину скважины. Обсадные трубы 4,5 дюйма (10 см) на поверхности прикрываются устьем скважины. Устье скважины имеет фитинг наверху, в который вставлена труба 2-3/8 дюйма (6,6 см). Труба может проходить до дна скважины и может удаляться по секциям для очистки и технического обслуживания. Существуют два двухдюймовых входа (5,1 см) на боковой поверхности устья скважины, которые поддерживают трубы для обратной прокачки. Нормальная процедура состоит из нагнетания от 5 до 20 галлонов (18,9-75,7 л) чистящего раствора внутрь обсадных труб скважины (трубы для обратной прокачки) и его циркулирования до центральной трубы 2-3/8 дюйма (6,6 см). Глубина скважины, диаметр обсадных труб и предполагаемое количество и природа загрязнений определяют точно необходимую дозировку. Поток чистящего раствора поддерживают в течение от 24 до 72 часов для удаления всех загрязнений. В зависимости от нарастания повторяющиеся обработки могут быть предусмотрены каждые 2-3 недели.

Другое исполнение настоящего изобретения направлено на способ для отделения избыточной воды и осадка из добытой сырой нефти. Сырая нефть, загрязненная осадком и/или водой, является недостаточно чистой для перепродажи. Вода или осадок обычно удаляются путем "прокрутки" резервуара путем нагнетания природного газа под давлением или путем добавления сухого льда, чтобы вызвать бурление жидкости. Процесс разделения нефть/вода или нефть/глинистый раствор является медленным, если не добавлять ускорителя. Поэтому дальнейшее исполнение настоящего изобретения включает добавление к сырой нефти в количестве, необходимом для ускорения разделения нефть/вода или нефть/глинистый раствор, композиции, содержащей от около 40 до 99% мас. смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25% мас., по меньшей мере, одного низшего алкилгликолевого простого эфира, а затем энергичного перемешивания для смешивания.

Как правило, используют 1-100 галлонов (3,87 - 378 л) композиции для выделения воды и осадка из 10-400 баррелей (1590-63590 л) нефти. Композицию добавляют в резервуар, а затем резервуар "прокручивают" путем введения природного газа или двуокиси углерода в течение около 24 часов. Использование композиции в резервуаре приводит к полному отделению воды, которую удаляют из нижней части резервуара для хранения. Стандартные индикаторные полоски тестов или индикаторные реагенты для воды в масле не показывают каких-либо детектируемых уровней воды. Кроме того, композицию можно добавлять к сырой нефти в количествах от 0,001 до 0,01% мас. для понижения образования осадка и парафинов в нефти, транспортируемой через трубопроводы для перекачки, включая трубопроводы к платформам морского базирования.

Другие применения с использованием композиции по настоящему изобретению включают добавления композиции во время

процедур гидравлического разрыва, то есть во время процесса нагнетания песка или другого материала в содержащий углеводороды, продуктивный пласт под давлением. По настоящему изобретению композицию смешивают с песком или с другим материалом при скорости, например, 1-5 галлонов на кубический ярд (24,72-123,59 л/куб.м). Смесь песок/композиция нагнетается в продуктивный пласт, содержащий углеводороды, с помощью разнообразных способов. Такие способы включают, но не ограничиваются ими, нагнетание нефти, нагнетание геля и нагнетание песка/глинистого раствора.

ПРИМЕРЫ

В следующих далее примерах относительная эффективность препарата определяется реальными рабочими характеристиками композиции в применениях для очистки.

ПРИМЕР 1.

Смешивают следующую композицию (по массе):

Метиловый сложный эфир жирной кислоты 60%

н-Бутоксиполиалкиленгликолевый простой эфир 20%

Дипропиленгликольмонометиловый простой эфир 5%

Бутилкарбитол 4%

EXXATE 1000 (Exxon) 3%

DBE (DuPont) 3%

Трипропиленгликольмонометиловый простой эфир 3%

d-Лимонен 1%

Нонилфенол 9,5 моль Е.О. 1%

Добавляют, по меньшей мере, 1% мас. антиоксидантов, выбираемых из одного или нескольких ВНТ, ВНА и ингибитора OABM от Eastman.

Скважина глубиной 700 футов (213 м), создающая проблемы с нарастанием парафина и осадка, обрабатывается композицией. Композицию вводят одним из двух способов. В первом способе 5 галлонов (18,9 л) смеси выливают через 2-дюймовые (5,1 см) трубы для обратной перекачки и до 2-3/8 дюймовой (6,6 см) центрального насосного трубопровода. Второй способ - с помощью химического нагнетающего насоса из небольшого резервуара для хранения или химического бака. Композиция циркулирует в течение 48 часов. В конце этого срока работа скважины возобновляется. Перед очисткой дневной выход нефти составлял 1/4 барреля (39,8 л). После обработки дневной выход вырастает до двух баррелей (318 л). Через 60 дней работы трубы извлекают из скважины и исследуют. Обнаружено, что трубы покрыты чистящей композицией и что существует очень небольшая адгезия парафина и смол на трубах. Выход нефти постоянно составляет около 2 баррелей в день (318 л).

ПРИМЕР 2

Смешивают следующую композицию (по массе):

Метиловый сложный эфир жирной кислоты 67,5%

н-Бутоксиполиалкиленгликолевый простой эфир 20%

Этиленгликольмонобутиловый простой эфир 4,5%

Диэтиленгликольмонобутиловый простой эфир 1,0%

Дипропиленгликольмонометиловый

простой эфир 1,0%

Трипропиленгликольмонометиловый

простой эфир 1,0%

EXXATE 900 (Exxon) 1,0%

EXXATE 1000 (Exxon) 1,0%

1-Метил-2-пирролидинон 1,0%

Сложные диэфиры кислот 1,0%

Добавляют, по меньшей мере, 1% мас. антиоксидантов, выбираемых из одного или нескольких ВНТ, ВНА и ингибитора OABM от Eastman.

Скважина глубиной 5000 футов (1524 м), из которой откачивают меньше чем 1 баррель (0,15 куб.м) нефти в день при работе с перерывами, и дающая примерно 20 миллионов куб. футов (566 млн. л) газа в день, обрабатывается композицией, начала примерно 20 галлонов (75,7 л) композиции выливают в пространство внутри обсадных труб в скважину. За ними следуют 40 баррелей (6359 л) полученной из газового конденсата нефти при температурах окружающей среды. Смесь собирают в течение 48 часов, а затем она циркулирует еще 24 часа. После этого возобновляется работа по откачке нефти. Через 36 часов откачки добывают 40 баррелей (6359 л) полученной из газового конденсата нефти плюс дополнительные 47 баррелей (7,47 куб.м) нефти. За этот период добыча газа увеличивается с 20 миллионов куб. футов (566 млн. л) в день до приблизительно 150 миллионов куб. футов (4,25 млн. куб.м) в день. После периода в 30 дней добыча нефти спадает приблизительно до 12-13 баррелей (1,91-2,07 куб.м) в день, а добыча газа - приблизительно до 100 миллионов куб. футов (2,83 млн. куб.м) в день.

ПРИМЕР 3

Смешивают следующую композицию (по массе):

Метиловый сложный эфир жирной кислоты 86,0%

Нонилфенол (9,5 моль этиленоксида) 1,5%

Нонилфенол (6,0 моль этиленоксида) 1,5%

Этиленгликольмонобутиловый простой

эфир 1,0%

Диэтиленгликольмонометиловый простой эфир 1,0%

Дипропиленгликольмонометиловый простой эфир 1,0%

Трипропиленгликольмонометиловый простой эфир 1,0%

EXXATE 900 (Exxon) 1,0%

EXXATE 1000 (Exxon) 1,0%

AXXATE 3000 (Exxon) 1,0%

1-Метил-2-пирролидинон 1,0%

Сложные диэфиры кислот 1,0%

Добавляют, по меньшей мере, 1% мас. антиоксидантов, выбираемых из одного или нескольких ВНТ, ВНА и ингибитора OABM от Eastman.

Композицией обрабатывают скважину глубиной 5000 футов (1524 м). Скважина не дает нефти и только около 5 миллионов куб.футов (0,14 млн. куб.м) газа в день. Поскольку скважина забита парафином и другими твердыми загрязнениями, композицию смешивают с 40 баррелями (6359 л) полученной из газового конденсата нефти, которую нагревают до 150-160°F (66-71°C). (До этого скважина не имела никакой реакции на обработки горячей нефтью). Нагретую смесь выливают во внутреннее пространство обсадных труб скважины и собирают в течение 48 часов. После этого смесь циркулирует по

скважине в течение дополнительных 24 часов. Затем возобновляют откачку. После того как извлекают 40 баррелей (6359 л) полученной из газового конденсата нефти, скважина дает 6-7 баррелей (0,95-11,1 куб.м) нефти и 80 миллионов куб. футов (2,27 млн. куб.м) газа в день. Эти количества уменьшаются до 3-4 баррелей (0,47-0,63 куб.м) нефти и 50 миллионов куб. футов (1,41 млн. куб.м) газа в день после 30-дневного периода.

ПРИМЕР 4

Композиция типа, описанного в примере 3, вводится в открытую скважину глубиной 3000 футов (914 м) с обсадными трубами, но не содержащую насоса, штоков или труб, в процессе, известном как "свабирование". В этом случае скважина была совершенно выведена из строя из-за того, что она забита парафинами и другими углеводородами. Сначала в скважину выливают 5 галлонов (18,9 л) композиции, а затем 5 баррелей (0,79 куб.м) воды при температуре окружающей среды. Смесь собирают в течение 48 часов. После чего давления флюидов в скважине существенно возрастают, и добыча нефти возрастает от 0 до 8 баррелей (1,27 куб.м) в день.

Специалисту в данной области очевидно, что могут быть произведены различные модификации и вариации в композициях и способах по настоящему изобретению без отклонения от идеи и объема настоящего изобретения. Таким образом, предполагается, что настоящее изобретение перекрывает все модификации и вариации настоящего изобретения при условии, что они находятся в объеме прилагаемой формулы изобретения и ее эквивалентов.

Формула изобретения:

1. Способ удаления и предотвращения нарастания парафина, смол, тяжелых фракций нефти, карбоната кальция, окиси железа и других видов загрязнений и накали в газовых или нефтяных скважинах, содержащих углеводороды в продуктивных пластах или в оборудовании для добычи, перекачки, хранения или транспортировки, характеризующийся тем, что вводят в скважину продуктивный пласт или оборудование композиции, содержащую от около 40 до 99 мас.% смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25 мас.%, по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот содержит эфиры, выбранные из группы, состоящей из C₁-C₈ сложных эфиров C₄-C₂₂ жирных кислот.

3. Способ по п.2, отличающийся тем, что смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот содержит эфиры, выбранные из группы, состоящей из сложных метиловых, этиловых, н-пропиловых, изопрпиловых и н-бутиловых эфиров C₄-C₂₂ жирных кислот.

4. Способ по п.3, отличающийся тем, что смесь сложных алкиловых эфиров жирных кислот содержит эфиры, выбранные из группы, состоящей из сложных метиловых эфиров C₄-C₂₂ жирных кислот.

5. Способ по п.1, отличающийся тем, что простой низший алкилгликолевый эфир выбирают из группы, состоящей из этиленгликольмонобутилового простого

эфира, диэтилдиэтиленгликольмонобутилового простого эфира, дипропиленгликольмонометилового простого эфира, трипропиленгликольмонометилового простого эфира и их смесей.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция дополнительно содержит 1 - 40 мас.% полиоксиалкиленгликолевых простых эфиров.

7. Способ по п.6, отличающийся тем, что полиоксиалкиленгликолевый простой эфир имеет формулу



где R является C₁-C₈ алкилом;

x является большим, чем 4.

8. Способ по п. 7, отличающийся тем, что R представляет собой метил, этил, пропил или бутил.

9. Способ по п.8, отличающийся тем, что полиоксиалкиленгликолевый простой эфир является н-бутокси полиалкиленгликолевым эфиром.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция дополнительно включает до 8 мас.%, по меньшей мере, одной добавки, выбранной из группы, состоящей из терпенов, терпеновых спиртов, смесей сложных ацетатных эфиров C₈-C₁₄ спиртов, гликолей, диэфиров кислот и углеводородов из нефти.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция дополнительно включает до 10 мас.% поверхностно-активного вещества.

12. Способ по п.11, отличающийся тем, что поверхностно-активное вещество выбирают из группы, состоящей из этоксилированных нонилфенолов, этоксилатов линейных спиртов и алканоламиновых солей додецилбензосульфоновой кислоты.

13. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция содержит от около 50 до 95 мас.% смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот.

14. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция дополнительно содержит, по меньшей мере, 1 мас.% антиоксиданта.

15. Способ по п. 1, отличающийся тем, что композицию вводят в пространство внутри обсадных труб скважины, а затем осуществляют ее циркуляцию.

16. Способ по п.15, отличающийся тем, что осуществляют циркуляцию композиции в течение от 24 до 72 ч.

17. Способ по п.15, отличающийся тем, что вначале вводят в скважину, по меньшей мере, 20 галлонов (75,7 л) композиции.

18. Способ по п.15, отличающийся тем, что композицию смешивают с нефтью перед введением в скважину.

19. Способ по п.18, отличающийся тем, что от около 10 до 200 галлонов (37,8-757 л) композиции смешивают с 40 баррелями (6,3 м³) нефти.

20. Способ по п.18, отличающийся тем, что смесь нефти и композиции нагревают до около 150-160°F (66-71°C) перед введением в скважину.

21. Способ по п.15, отличающийся тем, что в скважину сначала вводят композицию, а затем вводят нефть.

22. Способ по п.15, отличающийся тем, что композицию смешивают с водой перед введением в скважину.

23. Способ по п.22, отличающийся тем, что от около 10 до 200 галлонов (37,8-757 л)

композиции смешивают с 40 баррелями (6,3 м³) воды.

24. Способ по п.22, отличающийся тем, что смесь композиции и воды нагревают до около 150-160°F (66-71°C) перед введением в скважину.

25. Способ по п.15, отличающийся тем, что в скважину сначала вводят композицию, а затем вводят воду.

26. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция имеет температуру воспламенения, превышающую около 200°F (93°C) по Тагу.

27. Способ по п.15, отличающийся тем, что композицию затем вводят в окружающие продуктивные слои через отверстия в обсадных трубах.

28. Способ по п. 27, отличающийся тем, что дополнительно прикладывают давление к композиции в скважине для нагнетания композиции через отверстия в окружающие продуктивные слои.

29. Способ по п.1, отличающийся тем, что композицию вводят в, по меньшей мере, один объект, выбранный из группы, состоящей из труб, насосов, трубопроводов, штоков и резервуаров.

30. Способ выделения избыточной воды, осадка или их обоих из добытой сырой нефти, включающий добавление к сырой нефти композиции и перемешивание смеси, отличающийся тем, что композиция содержит от около 40 до 99 мас.% смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1

до 25 мас.%, по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

31. Способ по п.30, отличающийся тем, что от около 10 до 200 галлонов (37,8-757 л) композиции добавляют к 40 баррелям (6,3 м³) сырой нефти.

32. Способ гидравлического разрыва пласта, содержащий нагнетание гранулированного материала в жидкости в содержащий нефть или газ продуктивный пласт под давлением, отличающийся тем, что в качестве жидкости используют композицию, содержащую от около 40 до 99 мас.% смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25 мас.%, по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

33. Способ гидравлического разрыва пласта по п.32, отличающийся тем, что гранулированный материал содержит песок.

34. Композиция для удаления и предотвращения нарастания парафина, смол, тяжелых фракций нефти, карбоната кальция, оксида железа и других видов загрязнений и накипи в газовых или нефтяных скважинах, содержащих углеводороды продуктивных пластах или в оборудовании для добычи, перекачки, хранения или транспортировки, характеризующаяся тем, что содержит от около 40 до 99 мас.% смеси сложных алкиловых эфиров жирных кислот и от около 1 до 25 мас.%, по меньшей мере, одного простого низшего алкилгликолевого эфира.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60