

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **021582**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2015.07.30

(21) Номер заявки
201170489

(22) Дата подачи заявки
2009.09.08

(51) Int. Cl. **C09K 8/32** (2006.01)
C09K 8/34 (2006.01)
C09K 8/36 (2006.01)
C09K 8/524 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И СПОСОБ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИНЫ**

(31) **12/239,442**

(32) **2008.09.26**

(33) **US**

(43) **2011.10.31**

(86) **PCT/GB2009/002156**

(87) **WO 2010/034965 2010.04.01**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ХЭЛЛИБЕРТОН ЭНЕРДЖИ
СЕРВИСИЗ, ИНК. (US)**

(72) Изобретатель:
**Зантен Райан Ван, Харрисон Дуглас
Дж. (US)**

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

(56) **US-A1-2008110618**
US-A1-2006137879
US-A1-2002010104
GB-A-2032491
WO-A1-2006109016

(57) Изобретение относится к способу получения жидкости для подземного ремонта скважин, включающему контактирование цвиттерионного поверхностно-активного вещества, вспомогательного поверхностно-активного вещества и воды для образования микроэмульгатора и контактирование микроэмульгатора с флюидом на масляной основе в условиях малого сдвига для образования микроэмульсии. Кроме того, изобретение относится к способу подземного ремонта скважин, включающему введение первой жидкости для подземного ремонта скважин, содержащей не менее одного флюида на масляной основе, в ствол скважины, в которой первая жидкость для подземного ремонта скважин образует смачиваемые нефтью твердые вещества и/или смачиваемые нефтью поверхности в стволе скважины, и контактирование смачиваемых твердых веществ и/или смачиваемых нефтью поверхностей в стволе скважины со второй жидкостью для подземного ремонта скважин, содержащей цвиттерионное поверхностно-активное вещество, вспомогательное поверхностно-активное вещество и рассол, для образования микроэмульсии.

B1

021582

021582

B1

Уровень техники

Настоящее изобретение главным образом относится к промывочным жидкостям для подземного ремонта скважин. В частности, изобретение относится к микроэмульгаторам и способам их получения и применения.

Природные ресурсы, такие как газ, нефть и вода, находящиеся в подземном пласте или зоне, обычно извлекают с помощью бурения ствола скважины в подземный пласт с осуществлением циркуляции бурового раствора в стволе скважины. После остановки циркуляции бурового раствора в ствол скважины спускают трубную колонну, например обсадную колонну. Затем обычно осуществляют циркуляцию бурового раствора сверху вниз по полости трубы и снизу вверх по кольцевому пространству, находящемуся между наружной поверхностью обсадной колонны и стенками ствола скважины.

Во время бурения и, поскольку осуществляют циркуляцию бурового раствора снизу вверх по кольцевому пространству, между наружной поверхностью бурильной колонны и/или обсадной колонны и стенками ствола скважины на поверхности кольцевого пространства накапливается тонкий слой осадка. Тонкий слой осадка, именуемый фильтрационной коркой бурового раствора, помогает предотвращать фильтрацию бурового раствора в подземный пласт. После бурения и установки обсадной колонны в стволе скважины перед заканчиванием скважины необходимо освободить от бурового раствора. Дополнительно, перед эксплуатацией обсадную колонну можно очищать (например, с удалением маслянистых примесей текучей среды) и/или можно удалять фильтрационную корку. Очистка обсадной колонны может улучшить адгезию обсадной трубы к цементному раствору, используемому для изоляции кольцевого пространства, также может быть предпочтительным удаление фильтрационной корки, мешающей притоку углеводородов в ствол скважины. Раствор для заканчивания скважины, используемый для вытеснения бурового раствора, обычно является рассолом, состоящим из воды и подходящей соли (например, хлорида натрия, бромида цинка, хлорида кальция), и может содержать дополнительные компоненты, которые облегчают очистку обсадной колонны и/или удаление фильтрационной корки. Такие дополнительные компоненты должны обеспечивать эффективную очистку обсадной колонны и/или удаление фильтрационной корки при взаимодействии с высокосолевым раствором (например, рассолом). К примеру, раствор для заканчивания скважины может содержать одно или несколько поверхностно-активных веществ, таких как катионные, анионные и неионные поверхностно-активные вещества. Неионное поверхностно-активное вещество может быть рассмотрено для применения в высокосолевых растворах (например, рассолах) благодаря своей повышенной солеустойчивости и нечувствительности к мультивалентным ионам. Однако недостатки использования неионных поверхностно-активных веществ в растворе для заканчивания скважины включают наличие верхнего температурного предела стабильности микроэмульгаторов, содержащих неионные поверхностно-активные вещества. Не желая ограничиваться теорией, данная термическая неустойчивость может быть обусловлена дегидрированием этоксилатных групп неионного поверхностно-активного вещества, так как увеличивают температуру. Это явление, называемое точкой помутнения, при котором резко уменьшается растворимость неионного поверхностно-активного вещества, что приводит к разделу фаз. Дополнительно, возможно определенное неионное поверхностно-активное вещество должно быть выбрано для удаления определенного флюида на масляной основе и само по себе может проявлять меньшую универсальность при сравнении с другими видами поверхностно-активных веществ.

Катионное или анионное поверхностно-активное вещество, проявляя повышенную устойчивость и универсальность при сравнении с неионным поверхностно-активным веществом, также может иметь связанные с его использованием недостатки. Например, анионные поверхностно-активные вещества могут проявлять сниженную эффективность в рассолах, состоящих из мультивалентных ионов (например, Ca^{2+} или Zn^{2+}), тогда как катионные поверхностно-активные вещества, которые совместимы с большинством рассолов для заканчивания скважины, обычно имеют проблемы токсичности, связанные с их использованием. Поэтому было бы желательно разработать соединения и способы для очистки обсадной колонны и/или удаления фильтрационной корки с подземного пласта, которые совместимы с рассолами.

Сущность изобретения

Раскрываемым здесь является способ получения жидкости для подземного ремонта скважин, включающий взаимодействие цвиттерионного поверхностно-активного вещества, вспомогательного поверхностно-активного вещества и воды для образования микроэмульгатора и контактирование микроэмульгатора с флюидом на масляной основе в условиях малого сдвига для образования микроэмульсии.

Также раскрываемым здесь является способ подземного ремонта скважины, включающий введение первой жидкости для подземного ремонта скважин, содержащей не менее одного флюида на масляной основе, в ствол скважины, в котором первая жидкость для подземного ремонта скважин образует в стволе скважины смачиваемые нефтью твердые вещества и/или смачиваемые нефтью поверхности и взаимодействие смачиваемых нефтью твердых веществ и/или смачиваемых нефтью поверхностей в стволе скважины со второй жидкостью для подземного ремонта скважин, содержащей цвиттерионное поверхностно-активное вещество, вспомогательное поверхностно-активное вещество и рассол для образования микроэмульсии.

Краткое описание чертежей

Для более полного понимания настоящего раскрытия и его преимуществ приводится следующее краткое описание, предоставленное в соответствии с прилагаемыми чертежами и подробным описанием, на которых показано:

фиг. 1 - диаграмма объема солюбилизированной нефти как функции от вида нефтяной основы для образцов из примера 1;

фиг. 2 - диаграмма процентного содержания очищенной нефти как функции от промывочной жидкости для образцов из примера 3;

фиг. 3 - диаграмма процентного содержания очищенной нефти как функции от промывочной жидкости для образцов из примера 4.

Подробное описание

Следует понимать, что, несмотря на то, что ниже приведено наглядное воплощение одного или более вариантов осуществления изобретения, раскрываемые системы и/или способы могут быть воплощены с применением любых способов или известных в настоящее время, или имеющих. Раскрытие ни в коем случае не должно быть ограничено приведенными ниже наглядными воплощениями, чертежами и способами, включая примеры конструкций и воплощений, показанными и описанными здесь, но может быть изменено в рамках прилагаемой формулы изобретения наряду с полным объемом его эквивалентов.

Раскрытыми здесь являются композиции, включающие поверхностно-активное вещество и вспомогательное поверхностно-активное вещество. В варианте осуществления поверхностно-активное вещество является цвиттерионным поверхностно-активным веществом и вспомогательное поверхностно-активное вещество называется паковкой поверхностно-активного вещества (ППАВ). ППАВ может действовать как микроэмульгатор, который при взаимодействии с одним или несколькими видами масла образует эмульсию масло-в-воде. Также раскрытыми здесь являются нефтепромысловые растворы для подземного ремонта, включающие ППАВ и рассол. В варианте осуществления нефтепромысловые растворы для подземного ремонта помещаются в скважину и приводятся во взаимодействие с флюидом на масляной основе (т.е. маслосодержащим флюидом) для образования микроэмульсии. Флюид на масляной основе может быть осадком на нефтяной основе на одном или нескольких компонентах ствола скважины, смачиваемыми нефтью твердыми веществами, например, находящимися в фильтрационной корке и подобные. В некоторых вариантах осуществления изобретения для удаления осадка на нефтяной основе из обсадной колонны, например в заканчивании скважины с обсадной колонной, могут быть использованы нефтепромысловые растворы для подземного ремонта, которые также могут быть отнесены к промывочной жидкости. В других вариантах осуществления изобретения нефтепромысловые растворы для подземного ремонта могут быть использованы для удаления смачиваемых нефтью компонентов фильтрационной корки, например в заканчивании скважины с открытым забоем. Компоненты нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, так же как и способы их получения и применения, будут описаны далее.

В варианте осуществления изобретения ППАВ содержит цвиттерионное поверхностно-активное вещество. Как правило, поверхностно-активные вещества являются смачивающими агентами, которые уменьшают поверхностное натяжение жидкости, в которой они растворены, делая распределение более легким и снижая межфазное натяжение между двумя жидкостями. Цвиттерионные поверхностно-активные вещества являются электронейтральными поверхностно-активными веществами, которые несут положительный и отрицательный заряды на разных атомах в одной молекуле. Такие поверхностно-активные вещества характеризуются высокой растворимостью в воде, низкой растворимостью в органических растворителях и повышенной устойчивостью при повышенных температурах по сравнению с другими видами поверхностно-активных веществ (например, неионными поверхностно-активными веществами).

В целях данного раскрытия для образования микроэмульсии цвиттерионное поверхностно-активное вещество будет использовано вместе со вспомогательным поверхностно-активным веществом. Цвиттерионные поверхностно-активные вещества могут представить наиболее универсальное поведение во всех видах рассолов и в основном нетоксичны. Примеры цвиттерионных поверхностно-активных веществ, подходящих для использования в настоящем раскрытии, включают без ограничений, алкиламиноксиды, алкилбетаины, алкиламидопропилбетаин, алкилсульфобетаины, алкилсультаины, дигидроксиалкилглицинат, алкиламфоацетат, фосфолипиды, алкиламинопропионовые кислоты, алкилиминомонопропионовые кислоты, алкилинодипропионовые кислоты или их сочетания.

В варианте осуществления изобретения цвиттерионное поверхностно-активное вещество содержит аминоксид. Аминоксиды, также называемые амин-N-оксидами или N-оксидами, являются химическими соединениями, которые содержат функциональную группу $R_3N^+-O^-$, где R может быть алкильной частью, содержащей от 1 до 20 атомов углерода. Термин "аминоксид" предназначается в данном раскрытии для обозначения оксидов четвертичных аминов, включая азотсодержащие ароматические соединения, сходные первичные или вторичные амины, их производные или их сочетания. Примеры аминоксидов, подходящих для использования в настоящем раскрытии, включают, без ограничений, дециламиноксид, додециламиноксид, тетрадециламиноксид или их сочетания.

В варианте осуществления изобретения цвиттерионное поверхностно-активное вещество содержит бетаин. Бетаины являются нейтральными химическими веществами, содержащими положительно заряженную катионную функциональную группу и не содержащими атом водорода и отрицательно заряженную функциональную группу, не связанные с катионным центром. Например, бетаин может содержать ониум-ион (например, аммоний, фосфоний) и карбоксилатную группу. Примеры бетаинов, подходящих для использования в настоящем раскрытии, включают, без ограничений, децилбетаин, додецилбетаин или их сочетания.

В варианте осуществления изобретения цвиттерионное поверхностно-активное вещество содержит фосфолипид. Фосфолипиды по своей структуре похожи на триглицериды, за исключением того, что первый гидроксил молекулы глицерина содержит полярную фосфатную группу на месте жирной кислоты. Углеводородная цепь фосфолипида является гидрофобной, тогда как заряды на фосфатных группах делают часть молекулы гидрофильной, что делает молекулу амфифильной. Примеры фосфолипидов, подходящих для использования в настоящем раскрытии, включают, без ограничений, лецитин, фосфатидилхолин, их производные или их сочетания.

В варианте осуществления изобретения цвиттерионное поверхностно-активное вещество может содержаться в ППАВ в количестве от примерно 10 до примерно 90 мас.% от общей массовой доли ППАВ, как вариант от примерно 20 до примерно 80 мас.%, как вариант от примерно 30 до примерно 70 мас.%.

В варианте осуществления изобретения ППАВ содержит вспомогательное поверхностно-активное вещество. В общем вспомогательные поверхностно-активные вещества являются гидрофобными веществами, которые синергетически взаимодействуют с поверхностно-активным веществом, уменьшая межфазное напряжение между двумя жидкостями. В варианте осуществления изобретения вспомогательное поверхностно-активное вещество содержит любое гидрофобное вещество, совместимое с другими компонентами ППАВ, которое не образуется самопроизвольно или самоагрегируется. Примеры вспомогательных поверхностно-активных веществ, подходящих для использования в настоящем раскрытии, включают, без ограничений, алкиловые спирты (например, метанол, этанол, пропанол, бутанол и т.д.), алкилацетат, алкилпирролидон (например, *n*-октил-2-пирролидон, *n*-метилпирролидон и т.д.), алкилкетон, акриламид или их сочетания. В варианте осуществления изобретения вспомогательные поверхностно-активные вещества включают бутанол. В другом варианте осуществления изобретения вспомогательные поверхностно-активные вещества включают *n*-октил-2-пирролидон.

В варианте осуществления изобретения вспомогательное поверхностно-активное вещество может содержаться в ППАВ в количестве от примерно 10 до примерно 90 мас.% от общей массовой доли ППАВ, как вариант от примерно 20 до примерно 80 мас.%, как вариант от примерно 30 до примерно 70 мас.%.

В варианте осуществления изобретения ППАВ может быть приведен в контакт с чистой водой для образования микроэмульгатора. В альтернативном варианте осуществления изобретения ППАВ приведен в контакт с рассолом для образования нефтепромысловых растворов для подземного ремонта. Рассолы являются водными жидкостями, которые обычно насыщены или почти насыщены солью. В варианте осуществления изобретения нефтепромысловые растворы для подземного ремонта содержат рассол, который содержит соль в концентрации ниже концентрации насыщения, так что рассол содержит некоторое количество свободной воды. В варианте осуществления изобретения нефтепромысловые растворы для подземного ремонта описанного здесь типа могут содержать концентрированный соляной раствор, совместимый с другими компонентами нефтепромысловых растворов для подземного ремонта и предусмотренной функцией нефтепромысловых растворов для подземного ремонта.

Примеры рассолов, подходящих для использования в настоящем раскрытии, включают, без ограничений, насыщенные или частично насыщенные водные растворы, содержащие галогенидсодержащие соли, соли щелочных металлов, соли щелочно-земельных металлов, формиатсодержащие соединения, бромид натрия (NaBr), хлорид кальция (CaCl₂), бромид кальция (CaBr₂), хлорид натрия (NaCl), бромид цинка (ZnBr₂), этилформиат, формиат натрия, формиат цезия, формиат калия, метилформиат, метилхлороформиат, триэтилортоформиат, триметилортоформиат, их производные или их сочетания. В некоторых вариантах осуществления ППАВ контактирует с рассолом, полученным из смеси двух или более солей. В таких вариантах осуществления рассольная смесь может быть образована взаимодействием составляющих рассолов в любом соотношении, соответствующем их предполагаемому использованию.

Выбор рассола может быть обусловлен различными факторами, такими как условия образования и необходимая плотность получаемого раствора. В варианте осуществления изобретения рассол содержит насыщенные или частично насыщенные водные растворы, содержащие NaBr, альтернативно, CaCl₂, альтернативно, смесь CaCl₂/CaBr₂. В варианте осуществления изобретения рассол может иметь плотность от примерно 8,5 фунтов/галлон (1018,5 кг/м³) до примерно 15,1 фунтов/галлон (1809,4 кг/м³), альтернативно, от примерно 8,5 фунтов/галлон (1018,5 кг/м³) до примерно 12,5 фунтов/галлон (1497,8 кг/м³), альтернативно, от примерно 10,5 фунтов/галлон (1258,2 кг/м³) до примерно 11,6 фунтов/галлон (1390,0 кг/м³).

В варианте осуществления изобретения способ получения нефтепромысловых растворов для подземного ремонта включает получение ППАВ взаимодействием цвиттерионного поверхностно-активного вещества со вспомогательным поверхностно-активным веществом, описанных здесь ранее. В варианте

осуществления изобретения мольное соотношение цвиттерионное поверхностно-активное вещество:вспомогательное поверхностно-активное вещество в ППАВ может составлять от примерно 1:10 до примерно 10:1, альтернативно, от примерно 1:5 до примерно 5:1, альтернативно, от примерно 1:0,1 до примерно 0,1:1.

В варианте осуществления изобретения мольное соотношение поверхностно-активное вещество:вспомогательное поверхностно-активное вещество выбирают таким образом, чтобы не допустить разделения фаз и обеспечить однофазное состояние микроэмульгатора при контактировании с рассолом. Более того, мольное соотношение поверхностно-активное вещество:вспомогательное поверхностно-активное вещество может быть выбрано таким образом, чтобы не допустить осаждения одного или обоих компонентов ППАВ при контактировании с рассолом. Взаимодействие цвиттерионного поверхностно-активного вещества со вспомогательным поверхностно-активным веществом может быть проведено любым известным способом (например, смешиванием, перемешиванием и т.д.) и при любых подходящих условиях.

В варианте осуществления изобретения ППАВ содержит лауриламидопропилбетаин и бутанол в мольном соотношении 1:4,8. Альтернативно, ППАВ содержит додециламинооксид и бутанол в мольном соотношении 1:2. Альтернативно, ППАВ содержит дециламинооксид и *n*-октил-2-пирролидон в мольном соотношении 1:2. Альтернативно, ППАВ содержит дециламинооксид и бутанол в мольном соотношении 1:2.

Способ может также включать взаимодействие ППАВ с жидкостью, содержащей некоторое количество свободной воды. В варианте осуществления изобретения жидкостью является водный раствор, альтернативно, частично насыщенный рассол. Жидкость и ППАВ могут быть приведены во взаимодействие любым способом, известным специалисту в данной области техники, с преимуществами данного раскрытия.

В варианте осуществления изобретения ППАВ или нефтепромысловые растворы для подземного ремонта способны образовывать эмульсию (микроэмульсию) масло-в-воде при контактировании с флюидом на масляной основе. Микроэмульсии являются термодинамически стабильными смесями нефти, воды (например, рассола) и поверхностно-активного вещества (например, цвиттерионного поверхностно-активного вещества и вспомогательного поверхностно-активного вещества). В отличие от общеизвестных эмульсий, микроэмульсии данного раскрытия образуются самопроизвольно или почти самопроизвольно при взаимодействии компонентов в условиях малого сдвига, что противоположно условиям, обычно используемым при образовании традиционных эмульсий.

Для того чтобы при взаимодействии компонентов эмульсия образовалась самопроизвольно или почти самопроизвольно, должно произойти уменьшение свободной энергии системы. Такое уменьшение свободной энергии происходит за счет уменьшения конформационной энтропии, поверхностного натяжения и энергии кривизны. Изменение свободной энергии системы представлено следующими уравнениями 1 и 2:

$$\dot{A}G = \dot{A}H - T \dot{A}S \quad \text{Уравнение 1}$$

$$\Delta G = \Delta A \cdot \gamma_{ow} - T \Delta S \quad \text{Уравнение 2}$$

в которых G - свободная энергия Гиббса;

T - температура;

S -энтропия;

A - площадь границы раздела фаз и

γ - межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть-вода.

Образование нескольких маленьких капель увеличивает энтропию, однако образование этих капелек также приводит к значительному увеличению площади поверхности раздела фаз нефть/вода. Величина образованной площади поверхности огромна и производит увеличенный расход энергии при взаимодействии нефть/вода. Расход энергии должен быть уменьшен добавлением поверхностно-активных веществ, которые снижают межфазное напряжение, таким образом уменьшая количество энергии для образования поверхности раздела. Обычно эмульгирование - несамопроизвольный процесс, так что $\Delta A \cdot \gamma_{ow} \gg T \Delta S$. Однако количество термодинамической энергии, необходимой для образования новой поверхности раздела ($\Delta A \cdot \gamma_{ow}$), мало в сравнении с количеством энергии, необходимой для образования традиционной эмульсии. Требуемая дополнительная энергия вызвана кривизной поверхности раздела. Количество энергии, необходимое для изменения кривизны поверхности раздела, может быть представлено следующим уравнением 3:

$$F = \int dA \cdot \left\{ \left(\frac{e}{2} \right) (c_1 + c_2 - 2c_0)^2 - \bar{k} c_1 c_2 \right\} + NkTf(\Phi) \quad \text{Уравнение 3}$$

в котором k - модуль изгиба;

\bar{k} - гауссов модуль;

c_1 и c_2 - радиусы кривизны;

c_0 - самопроизвольная кривизна и

$NkTf(\Phi)$ - энтропийная по происхождению.

Добавление в систему вспомогательного поверхностно-активного вещества уменьшает значение k , снижая, таким образом, количество энергии, необходимое для образования искривленной поверхностно-активной пленки на границе раздела нефть/вода.

В варианте осуществления изобретения ППАВ и/или нефтепромысловые растворы для подземного ремонта описанного здесь типа при взаимодействии с флюидом на масляной основе способны образовывать эмульсию масло-в-воде менее чем примерно за 10 мин, альтернативно, менее чем примерно за 5 мин, альтернативно, почти мгновенно в условиях малого сдвига. Здесь условия малого сдвига относятся к способности ППАВ и/или нефтепромысловых растворов для подземного ремонта при взаимодействии с флюидом на масляной основе образовывать эмульсию масло-в-воде без дополнительного перемешивания.

В варианте осуществления ППАВ и/или нефтепромысловые растворы для подземного ремонта описанного здесь типа при взаимодействии с флюидом на масляной основе способны образовывать эмульсию масло-в-воде самопроизвольно. Не ограничиваясь какой-либо теорией, можно предположить, что свободная энергия Гиббса самообразования эмульсии масло-в-воде может быть равной или меньше 0.

В варианте осуществления изобретения количество флюида на масляной основе, солюбилизированное нефтепромысловыми растворами для подземного ремонта и/или ППАВ описанного здесь типа составляет от примерно 0,01 до примерно 1,0 мл флюида на масляной основе на 1 мл 30 мас.% нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, альтернативно, от примерно 0,01 до примерно 0,5 мл флюида на масляной основе на 1 мл 15 мас.% нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, альтернативно, от примерно 0,01 до примерно 0,25 мл флюида на масляной основе на 1 мл 7,5 мас.% нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, альтернативно, от примерно 0,01 до примерно 0,9 мл флюида на масляной основе на 1 мл 30 мас.% нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, альтернативно, от примерно 0,01 до примерно 0,8 мл флюида на масляной основе на 1 мл 30 мас.% нефтепромысловых растворов для подземного ремонта.

Нефтепромысловые растворы для подземного ремонта описанного здесь типа могут проявлять термическую устойчивость, что определяется их способностью эмульгировать флюид на масляной основе после взаимодействия с рассолом и статического состаривания при температуре от примерно 18,33°C (65°F) до примерно 176,67°C (350°F), альтернативно, от 21,11°C (70°F) до 93,33°C (200°F), альтернативно, от примерно 23,89°C (75°F) до примерно 48,89°C (120°F) за период от примерно 1 до примерно 240 ч, альтернативно, от примерно 1 до примерно 120 ч, альтернативно, от примерно 1 до примерно 24 ч.

В варианте осуществления изобретения способ подземного ремонта ствола скважины включает бурение ствола скважины в подземном пласте и введение в подземный пласт жидкости для подземного ремонта скважин, которая включает не менее одного флюида на масляной основе, в котором в результате образуются покрытые нефтью/смачиваемые твердые вещества (например, фильтрационная корка, обломки выбуренной породы и т.д.) и/или покрытые нефтью смачиваемые поверхности. Следует понимать, что "подземный пласт" включает как площади под внешней поверхностью земли, так и площади под землей, покрытой водой, например морской или пресной водой. Флюиды на масляной основе здесь относятся к буровым растворам на нефтяной основе или жидкостям для подземного ремонта скважин, инвертным эмульсиям, жидкостям для подземного ремонта скважин, практически не содержащим водных компонентов, и подобным. Примеры флюидов на масляной основе, подходящих для использования в настоящем раскрытии, включают, без ограничений, олефины, нефтепродукты на основе внутренних олефинов, минеральные масла, керосин, дизель, топливную нефть, синтетическое масло, линейные или разветвленные парафины, сложные эфиры, ацетали, смеси сырой нефти, их производные или их сочетания. В некоторых вариантах осуществления изобретения после бурения способ далее включает спуск обсадной колонны в ствол скважины и крепление/демонтаж обсадной колонны в положении против подземного пласта с использованием герметика (например, цемента).

После бурения и/или установки обсадной колонны в стволе скважины проводят заканчивание скважины для подготовки ствола скважины для добычи углеводородов. Заканчивание скважины включает первое перфорирование подземного пласта путем введения перфорационной жидкости в ствол скважины и гидроструйную обработку перфорационной жидкостью из ствола скважины подземного пласта с созданием перфорационных каналов в подземном пласте. В варианте осуществления изобретения введение флюида на масляной основе (например, бурового раствора, перфорационной жидкости) может привести к образованию смачиваемых нефтью твердых веществ и/или смачиваемых нефтью поверхностей внутри ствола скважины. Смачиваемыми нефтью твердыми веществами и/или поверхностями может являться осадок на нефтяной основе, локализованный на составных частях ствола скважины, стенках обсадной колонны, поверхности пласта, поверхности разрыва, перфорации, на фильтре (например, гравийном фильтре) или других частях оборудования, находящихся в стволе скважины или подземном пласте, фильтрационной корки на нефтяной основе или фильтрационной корки на водной основе, которая была загрязнена нефтью.

Нефтепромысловые растворы для подземного ремонта описанного здесь типа могут быть введены в ствол скважины и приведены в соприкосновение с жидкостью на нефтяной основе, смачиваемыми неф-

тью твердыми веществами и/или смачиваемыми нефтью поверхностями, что приводит к образованию эмульсии масло-в-воде. В варианте осуществления изобретения нефтепромысловые растворы для подземного ремонта, введенные в ствол скважины, являются жидкостью для заканчивания скважины, содержащей рассол, поверхностно-активное вещество (например, лауриламидопропилбетаин) и вспомогательное поверхностно-активное вещество (например, бутанол). Здесь жидкость заканчивания скважины относится к несодержащим твердых частиц жидкостям, используемым для "заканчивания" нефтяной или газовой скважины. Эту жидкость помещают в скважину для того, чтобы облегчить такие финальные операции перед началом эксплуатации, как установка фильтров хвостовика, пакеров, забойных клапанов или выполнение пулевой перфорации в зоне добычи. Жидкость предполагает управление скважиной, если скважинная аппаратура функционально ненадежна, без повреждения продуктивного пласта или компонентов заканчивания.

В варианте осуществления изобретения, в котором в ствол скважины устанавливают обсадную колонну (т.е. с обсаженным стволом скважины), жидкость на нефтяной основе, и/или смачиваемые нефтью твердые вещества, и/или поверхность могут находиться на стенах обсадной колонны. В таком варианте осуществления изобретения нефтепромысловые растворы для подземного ремонта могут контактировать с жидкостью на нефтяной основе на стенках или поверхностях обсадной колонны. При соприкосновении с жидкостью на нефтяной основе нефтепромысловые растворы для подземного ремонта образуют микроэмульсии, которые затем удаляют из ствола скважины.

В другом варианте осуществления изобретения (т.е. с необсаженным стволом скважины) жидкостью на нефтяной основе, и/или смачиваемыми нефтью твердыми вещества, и/или поверхностью могут быть образованы фильтрационные корки по стенкам ствола скважины. В таком варианте осуществления изобретения нефтепромысловые растворы для подземного ремонта могут образовывать микроэмульсии при контактировании со смачиваемыми нефтью компонентами фильтрационной корки. Как должно быть понятно специалисту в данной области техники, удаление смачиваемых нефтью компонентов может увеличить чувствительность фильтрационной корки к разложению другими агентами (например, кислотой). Способы удаления фильтрационной корки, включающей смачиваемые нефтью компоненты, описаны, к примеру, в заявке на патент США 12/120159 "Compositions and Methods for the Removal of Oil-Based Filterscakes", зарегистрированной 13 мая 2008 г. и представленной здесь в своей полноте в качестве ссылки.

Далее способ может включать гидроразрыв пласта путем закачки жидкостей гидроразрыва в перфорационные каналы, таким образом, гидроразрыв от перфорационных каналов вглубь подземного пласта. Затем можно вести эксплуатацию, если желаемо или удобно, как, например, в нефтегазовой скважине.

В варианте осуществления изобретения ППАВ нефтепромысловые растворы для подземного ремонта или сразу оба используют для удаления флюида на масляной основе с одного или более смачиваемых нефтью твердых веществ и/или смачиваемых нефтью поверхностей, расположенных за пределами ствола скважины. Например, ППАВ может контактировать с поверхностью одного или нескольких материалов, которые находились в соприкосновении с флюидом на масляной основе. В таком варианте осуществления изобретения ППАВ может контактировать с обломками выбуренной породы, оборудованием ствола скважины и т.п., на чьих поверхностях находится флюид на масляной основе. Взаимодействие нефтепромысловых растворов для подземного ремонта с такими материалами может привести к образованию микроэмульсий и удалению флюида на масляной основе с поверхностей этих материалов.

Примеры

Раскрытие было описано в общем плане, следующие примеры представлены как частные случаи осуществления раскрытия и чтобы показать их применения и преимущества. Ясно, что примеры представлены в качестве пояснения и не направлены на ограничение описания или формулы изобретения каким бы то ни было образом.

Пример 1.

Была изучена способность нефтепромысловых растворов для подземного ремонта описанного здесь типа образовывать микроэмульсии при взаимодействии с различными маслами. Различными использованными маслами было дизельное топливо, ESCAID 110, XP-07 и ACCOLADE. ESCAID 110 углеводородная жидкость является нефтяным дистиллятом, коммерчески доступны у EXXON-MOBIL Corp; XP-07 - масло из нефти парафинового основания; и ACCOLADE - олефиновая/сложноэфирная смесь, каждая из которых коммерчески доступна у Halliburton Energy Services. Было приготовлено четыре образца нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, обозначенных как образцы 1-4. Образец 1 содержал лауриламидопропилбетаин и бутанол в мольном соотношении 1:4,8. Образец 2 содержал додециламиноксид и бутанол в мольном соотношении 1:4. Образец 3 содержал дециламиноксид и н-октил-2-пирролидон в мольном соотношении 1:2. Образец 4 содержал додециламиноксид и бутанол в мольном соотношении 1:2.

К каждому раствору цвиттерионного поверхностно-активного вещества/вспомогательного поверхностно-активного вещества добавили рассол бромид натрия в объемном соотношении 1:1 для того, чтобы получить образцы 1-4, содержащие 15 мас.% цвиттерионного поверхностно-активного веществ-

ва/вспомогательного поверхностно-активного вещества в 10,5 фунтов/галлон (1258,2 кг/м³) бромида натрия. Компоненты каждого образца сведены в табл. 1.

Таблица 1

Образец	Цвиттерионное поверхностно-активное вещество	Вспомогательное поверхностно-активное вещество	Мольное соотношение цвиттерионное поверхностно-активное вещество:вспомогательное поверхностно-активное вещество	Рассол	Концентрация рассола в нефтепромысловых растворах для подземного ремонта
1	Лауриламидо-пропилбетаин	Бутанол	1:4,8	NaBr	10,5 фунтов на галлон (1258,2 кг/м ³)
2	Додециламин-оксид	Бутанол	1:4	NaBr	10,5 фунтов на галлон (1258,2 кг/м ³)
3	Дециламиноксид	n-октил-2-пироллидон	1:2	NaBr	10,5 фунтов на галлон (1258,2 кг/м ³)
4	Дециламиноксид	Бутанол	1:2	NaBr	10,5 фунтов на галлон (1258,2 кг/м ³)

В пробирки, содержащие 4 мл образца нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, добавили от примерно 0,4 до примерно 0,9 мл масел. Пробирки прокрутили один или два раза, чтобы обеспечить малый сдвиг. Менее чем через 45 с после прокручивания пробирок наблюдали образование микроэмульсий. Фиг. 1 - диаграмма объема солюбилизированной нефти как функции от вида нефти для образцов 1-4. Результаты показали, что образцы нефтепромысловых растворов для подземного ремонта были способны образовывать микроэмульсии при взаимодействии с маслами в условиях малого сдвига.

Также была исследована способность нефтепромысловых растворов для подземного ремонта эмульгировать нефть в присутствии твердых частиц. Приготовили четыре образца; каждый образец содержал 4 мл или образцов 1, 2, 3 или 4 и 0,5 мл ACCOLADE промышленного бурового раствора. Пробирки прокрутили один или два раза, чтобы обеспечить малый сдвиг и образовывать микроэмульсию. ACCOLADE промышленным буровым раствором являлась ACCOLADE базовая жидкость со стандартными добавками, включая барит в качестве утяжелителя. Наблюдали, что базовая жидкость была удалена из твердых частиц, оставив их смоченными водой. Далее наблюдали, что образец 1 лучше всего удаляет ACCOLADE из твердых частиц. Не желая ограничиваться теорией, лучшее действие образца 1 (который содержит бетаин в качестве цвиттерионного поверхностно-активного вещества) при сравнении с образцами 2-4 (которые содержат аминоксид в качестве цвиттерионного поверхностно-активного вещества) может быть связано с тем, что бетаин формально имеет два полных заряда, тогда как аминоксиды формально имеют два частичных заряда. Полные заряды на бетаине могут увеличивать поверхностную активность молекулы, которая может увеличить способность нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, содержащих бетаины, удалять с поверхности частицы и солюбилизировать нефтемасло при сравнении с нефтепромысловыми растворами для подземного ремонта, содержащими аминоксиды.

Пример 2.

Была исследована термическая устойчивость нефтепромысловых растворов для подземного ремонта. Было приготовлено три образца нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, обозначенных как образцы 5-7. Образец 5 содержал додециламиноксид и бутанол в мольном соотношении 1:4 и был приведен в соприкосновение с 10,5 фунтов/галлон (1258,2 кг/м³) рассола NaBr. Образец 6 содержал додециламиноксид и бутанол в мольном соотношении 1:4 и был приведен в соприкосновение с 11,0 фунтов/галлон (1318,0 кг/м³) рассола CaCl₂. Образец 7 содержал додециламиноксид и бутанол в мольном соотношении 1:4 и был приведен в соприкосновение с 13,5 фунтов/галлон (1618,0 кг/м³) смесью рассола CaCl₂ и CaBr₂. Табл. 2 представляет компоненты, соотношения и концентрации образцов 5-7.

Таблица 2

Образец	Цвиттеррионное поверхностно-активное вещество	Вспомогательное поверхностно-активное вещество	Мольное соотношение цвиттеррионное поверхностно-активное вещество:вспомогательное поверхностно-активное вещество	Рассол	Концентрация рассола в нефтепромысловых растворах для подземного ремонта
5	Додециламин-оксид	Бутанол	1:4	NaBr	10,5 фунтов на галлон (1258, кг/м ³)
6	Додециламин-оксид	Бутанол	1:4	CaCl ₂	11,0 фунтов на галлон (1318,0 кг/м ³)
7	Додециламин-оксид	Бутанол	1:4	CaCl ₂ /CaBr ₂	13,5 фунтов на галлон (1618,0 кг/м ³)

Образцы 5-7 испытывали на статическое старение путем нагревания каждого образца в печи при 121,11°C (250°F) в течение 16 ч. Состаренные образцы нефтепромысловых растворов для подземного ремонта визуально осмотрели. Оба образца 5 и 6 слегка пожелтели, тогда как образец 7 не изменился. Способность состаренных образцов нефтепромысловых растворов для подземного ремонта растворять масло исследовали путем добавления к образцам 5-7 базовых масел, описанных в примере 1. Все образцы сохранили свою способность растворять различные масла в условиях малого сдвига.

Пример 3.

Была исследована и сравнена с традиционными очистителями обсадной колонны способность нефтепромысловых растворов для подземного ремонта, именуемых также промывочными жидкостями, солюбилизировать буровые растворы на основе нефти. Нефтепромысловыми растворами для подземного ремонта являлись образцы 1 и 2 из примера 1. Традиционными очистителями являлись BARASCRUB, указанный образец 3, который является промывочным раствором обсадной колонны коммерчески доступным у Halliburton Energy Services, Inc. и коммерчески доступный промывочный раствор обсадной колонны, указан как образец 4. BARASCRUB и образец 4 не совместимы с любыми рассолами. Буровым раствором на основе нефти был 15 фунтов/галлон (1797,2 кг/м³) ACCOLADE. Промывочные испытания проводили при 4,44°C (40°F), 23,89°C (75°F) и 48,89°C (120°F) и образцы перед использованием нагревали до температуры промывочного испытания.

Промывочные испытания проводили намазыванием ACCOLADE на внутреннюю поверхность 400 мл стеклянного стакана PYREX между отметками на стакане в 75 и 200 мл. Прежде чем смазать стакан ACCOLADE, его взвесили, чтобы определить массу использованного ACCOLADE. В стакан, смазанный ACCOLADE, добавили 175 мл образца. Затем стакан поместили в циркуляционную ванну с двойными стенками, наполненную водой для поддержания постоянной температуры во время промывочных испытаний. Каждый образец перемешивали в течение 10 мин с реометром FANN 35A, который коммерчески доступен у Fann Instruments, Inc. Примененные скорости испытания составили 600, 300 и 100 об/мин. По окончании промывочных испытаний стакан достали из циркуляционной ванны и вылили нефтепромысловые растворы для подземного ремонта. Стакан аккуратно промыли 10-50 мл деионизированной водой и этанолом. Если на дне стакана оставалось некоторое количество ACCOLADE, его принимали удаленным со стенок стакана.

Затем стакан или помещали в вакуумную печь, установленную на комнатную температуру, и высушивали под вакуумом в течение 30 мин, или сушили в вакуумной печи при температуре 48,89-65,56°C (120-150°F) не менее 4 ч. После этого стакан взвешивали для определения оставшегося количества ACCOLADE.

Результаты показывают, что образец 3 удалил все следы ACCOLADE; однако он имел низкую плотность (около 7 фунтов/галлон (838,8 кг/м³)) и не сочетался с каким-либо рассолом. Фиг. 2 - диаграмма процентного содержания очищенной ACCOLADE как функции от вида образца для промывочного испытания, проведенного при 23,89°C (75°F) и скорости 300 об/мин. Результаты показали, что образцы 1 и 2 были способны удалить со стакана более 90% ACCOLADE; однако образец 4 был способен удалить около 70% ACCOLADE. Образец 4 также имел низкую плотность (около 7,5 фунтов/галлон (898,7 кг/м³))

и не сочетался с каким-либо рассолом. После того как к образцу 4 добавили воду, образец стал непрозрачным, что предполагает, что образец 4 не образует микроэмульсию с водой. Не желая ограничиваться теорией, непрозрачный раствор был короткоживущей кинетически стабилизированной эмульсией. Образец 4 с добавленным водным раствором разделился на две фазы в течение 1 ч, демонстрируя эту крайне неустойчивую эмульсию.

Пример 4.

Была исследована и сравнена с традиционными очистителями обсадной колонны способность нефтепромысловых растворов для подземного ремонта описанного здесь типа, именуемых также промывочными жидкостями, соллюбилизовать буровой раствор на основе дизельного топлива. Использованными для этого примера нефтепромысловыми растворами для подземного ремонта был образец 2 из примера 1. Традиционным очистителем обсадной колонны был образец 4 из примера 3. Буровой раствор на основе дизельного топлива имел высокое содержание твердых частиц с плотностью 17,1 фунтов/галлон (2049,0 кг/м³). Фиг. 3 - диаграмма процентного содержания соллюблизированного дизеля как функции от вида образца для промывочного испытания, проведенного при 23,89°C (75°F) и скорости 300 об/мин. Результаты показали, что образец 2 был способен удалить со стакана более 30% бурового раствора на основе дизельного топлива, тогда как образец 4 был способен удалить около 10% бурового раствора на основе дизельного топлива.

Поскольку были показаны и описаны варианты осуществления раскрытия, специалистом в данной области техники могут быть проведены их модификации, не отходя от сущности и положений раскрытия. Описанные здесь варианты осуществления являются только примерами и не должны быть ограничены. Много вариантов и модификаций раскрытия, описанного здесь, возможны и находятся в пределах объема изобретения. Если специально указаны числовые диапазоны или ограничения, следует понимать, что такие указанные диапазоны или ограничения включают повторяющиеся диапазоны или ограничения похожего значения, лежащего внутри специально указанных числовых диапазонов или ограничений (например, от примерно 1 до примерно 10 включает 2, 3, 4 и т.д.; более 0,10 включает 0,11, 0,12, 0,13 и т.д.). К примеру, каждый раз, когда раскрывают числовой диапазон с нижним пределом R_L и верхним пределом R_U , любое число, лежащее внутри диапазона, специально раскрывается. В частности, специально раскрываются следующие числа, лежащие внутри диапазона: $R = R_L + k(R_U - R_L)$, где k - переменная, изменяющаяся от 1 до 100% с приращением 1%, т.е. k - это 1, 2, 3, 4, 5, ... 50, 51, 52, ..., 95, 96, 97, 98, 99 или 100%. Более того, любой числовой диапазон, определенный двумя числами R , как определено выше, также специально раскрывается. Использование термина "дополнительно" по отношению к любому элементу формулы изобретения должен означать, что любой предметный элемент является требуемым или, альтернативно, не является таковым. Оба варианта должны входить в объем формулы изобретения. Следует понимать, что использование более широких понятий, таких как включать, содержать, имеющий и т.д., предоставляет поддержку более узким терминам, таким как состоящий из, состоящий преимущественно из, содержащий в основном и т.д.

Вследствие этого объем правовой охраны не ограничен описанием, представленным выше, но ограничен только формулой изобретения, которая следует ниже, данным объемом, включая все эквиваленты объекта формулы изобретения. Каждый пункт формулы изобретения включен в описание как вариант осуществления настоящего раскрытия. Таким образом, пункты формулы изобретения являются дальнейшим описанием и представляют дополнение к вариантам осуществления настоящего раскрытия. Обсуждение ссылки не является запросом, так как это предшествующий данному раскрытию уровень техники, в особенности любая ссылка, дата публикации которой может быть после даты приоритета заявки на данное изобретение. Раскрытия всех патентов, патентные заявки и публикации, использованные здесь, являются включенными в описание в качестве ссылки при условии, что они предоставляют дополнительные к установленным здесь пример, методику или другие детали.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ получения жидкости для подземного ремонта скважин, включающий контактирование цвиттерионного поверхностно-активного вещества, выбранного из группы, состоящей из алкиламинооксидов, алкилбетаинов, алкиламидопропилбетаина, алкилсульфобетаинов, алкилсултаминов, дигидроксиалкилглицината, алкиламфоацетата, фосфолипидов, алкиламинопропионовых кислот, алкилиминомонопропионовых кислот, алкилиминодипропионовых кислот и их сочетаний, вспомогательного поверхностно-активного вещества, представляющего собой гидрофобное вещество, которое синергетически взаимодействует с поверхностно-активным веществом, уменьшая межфазное напряжение между двумя жидкостями, и воды для образования микроэмульгатора;
 контактирование микроэмульгатора с флюидом на масляной основе в условиях малого сдвига для образования микроэмульсии.
2. Способ по п.1, в котором алкилбетаин включает децилбетаин, додецилбетаин или их сочетания.
3. Способ по п.1, в котором алкиламинооксид включает дециламинооксид, додециламинооксид, тетрадециламинооксид или их сочетания.
4. Способ по п.1, в котором фосфолипид включает лецитин, фосфотидилхолин и их сочетания.
5. Способ по п.1, в котором вспомогательное поверхностно-активное вещество включает алкиловые спирты, алкилацетат, алкилпирролидон, алкилкетон, акриламид или их сочетания.
6. Способ по п.5, в котором алкиловый спирт включает метанол, этанол, пропанол, бутанол или их сочетания.
7. Способ по п.5, в котором алкилпирролидон включает н-октил-2-пирролидон, н-метилпирролидон или их сочетания.
8. Способ по п.1, в котором цвиттерионное поверхностно-активное вещество и вспомогательное поверхностно-активное вещество находятся в микроэмульгаторе в мольном соотношении от 1:10 до 10:1.
9. Способ по п.1, в котором вспомогательное поверхностно-активное вещество не способно к спонтанной агрегации.
10. Способ по п.1, в котором флюид на масляной основе включает олефины, нефтепродукты на основе внутренних олефинов, минеральные масла, керосин, дизельное масло, топливную нефть, синтетическое масло, линейные или разветвленные парафины, сложные эфиры, ацетали, смеси сырой нефти или их сочетания.
11. Способ по п.1, в котором количество флюида на масляной основе, вступившего во взаимодействие с микроэмульгатором, составляет от 0,01 до 1,0 мл флюида на масляной основе на 1 мл 30 мас.% раствора микроэмульгатора.
12. Способ по п.1, в котором микроэмульсия образуется менее чем за 10 мин.
13. Способ по п.1, в котором микроэмульгатор после выдерживания при температуре от 65°F (18,3°C) до 350°F (176,7°C) в течение от 1 до 240 ч сохраняет свою способность образовывать микроэмульсию при взаимодействии с флюидом на масляной основе.
14. Способ по п.1, в котором микроэмульгатор является раствором для подземного ремонта ствола скважины.
15. Способ по п.1, в котором микроэмульсию образуют в стволе скважины.
16. Способ подземного ремонта скважины, включающий введение первой жидкости для подземного ремонта скважин, содержащей не менее одного флюида на масляной основе, в ствол скважины, в которой первая жидкость для подземного ремонта скважин образует смачиваемые нефтью твердые вещества и/или смачиваемые нефтью поверхности в стволе скважины;
 контактирование смачиваемых нефтью твердых веществ и/или смачиваемых нефтью поверхностей в стволе скважины со второй жидкостью для подземного ремонта скважин, содержащей цвиттерионное поверхностно-активное вещество, выбранное из группы, состоящей из алкиламинооксидов, алкилбетаинов, алкиламидопропилбетаина, алкилсульфобетаинов, алкилсултаминов, дигидроксиалкилглицината, алкиламфоацетата, фосфолипидов, алкиламинопропионовых кислот, алкилиминомонопропионовых кислот, алкилиминодипропионовых кислот и их сочетаний;
 вспомогательное поверхностно-активное вещество, представляющее собой гидрофобное вещество, которое синергетически взаимодействует с поверхностно-активным веществом, уменьшая межфазное напряжение между двумя жидкостями, и рассол для образования микроэмульсии.
17. Способ по п.16, в котором рассол содержит растворы, включающие галогенидсодержащие соли, соли щелочных металлов, соли щелочно-земельных металлов, формиатсодержащие соединения, такие как бромид натрия (NaBr), хлорид кальция (CaCl₂), бромид кальция (CaBr₂), хлорид натрия (NaCl), бромид цинка (ZnBr₂), этилформиат, формиат натрия, формиат цезия, формиат калия, метилформиат, метилхлороформиат, триэтилортоформиат, триметилортоформиат или их сочетания.
18. Способ по п.16, в котором рассол включает бромид натрия, хлорид кальция, бромид кальция, хлорид натрия, бромид цинка и их сочетания.

19. Способ по п.16, в котором рассол имеет плотность от 8,5 фунтов/галлон (1018,5 кг/м³) до 15,1 фунтов/галлон (1809,4 кг/м³).

20. Способ по п.16, в котором флюид на масляной основе включает олефины, нефтепродукты на основе внутренних олефинов, минеральные масла, керосин, дизельное масло, топливную нефть, синтетическое масло, линейные или разветвленные парафины, сложные эфиры, ацетали, смеси сырой нефти или их сочетания.

21. Способ по п.16, в котором смачиваемые нефтью твердые вещества и/или смачиваемые нефтью поверхности включают осадки на нефтяной основе на обсадной колонне, компоненты фильтрационной корки, компоненты на поверхности пласта, компоненты поверхности гидроразрыва, компоненты перфорации, компоненты на фильтре, компоненты на гравийном фильтре или их сочетания.

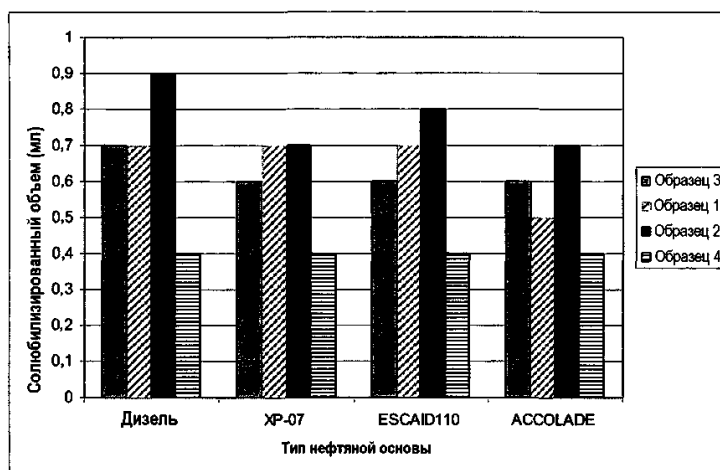
22. Способ по п.16, дополнительно включающий удаление микроэмульсии из ствола скважины.

23. Способ по п.16, дополнительно включающий

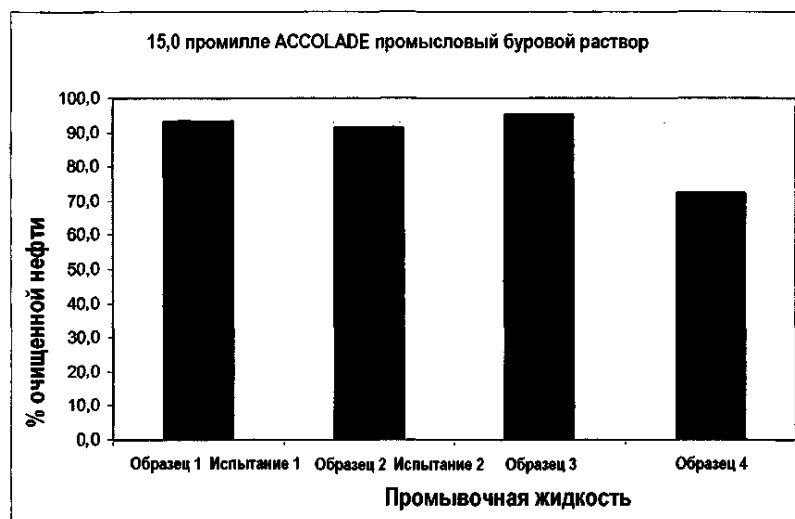
предоставление первой композиции, содержащей цвиттерионное поверхностно-активное вещество, выбранное из группы, состоящей из алкиламиноксидов, алкилбетаинов, алкиламидопропилбетаина, алкилсульфобетаинов, алкилсультаинов, дигидроксиалкилглицината, алкиламфоацетата, фосфолипидов, алкиламинопропионовых кислот, алкилиминомонопропионовых кислот, алкилиминодипропионовых кислот и их сочетаний; и вспомогательное поверхностно-активное вещество, которое представляет собой гидрофобное вещество, синергетически взаимодействующее с поверхностно-активным веществом, уменьшая межфазное напряжение между двумя жидкостями;

контактирование первой композиции с рассолом для образования второй жидкости для подземного ремонта скважин и

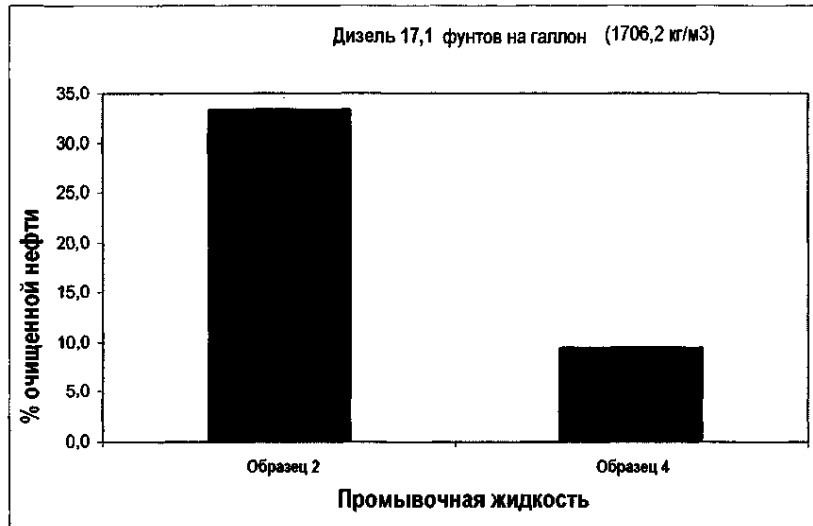
контактирование второй жидкости для подземного ремонта скважин со смачиваемыми нефтью твердыми веществами и/или смачиваемыми нефтью поверхностями в стволе скважины.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

