

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **202491268** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки  
**2024.09.10**

(22) Дата подачи заявки  
**2018.07.31**

(51) Int. Cl. **C09K 8/584** (2006.01)  
**C09K 8/60** (2006.01)  
**C09K 8/66** (2006.01)  
**C09K 8/72** (2006.01)  
**C09K 8/86** (2006.01)

---

(54) **ЗАКАЧИВАЕМЫЕ ФЛЮИДЫ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ**

---

(31) **62/538,883**

(32) **2017.07.31**

(33) **US**

(62) **202090405; 2018.07.31**

(71) Заявитель:  
**ШЕВРОН Ю. ЭС. ЭЙ. ИНК. (US)**

(72) Изобретатель:

**Уокер Дастин Л., Пиннавала  
Араччилаге Гаяни, Низамидин Наби,  
Двараканатх Варадараджан, Тан Го-  
Цин, Лоури Дастин Дж., Иноуэ Тецуо  
Арт, Малик Таймур (US)**

(74) Представитель:

**Медведев В.Н. (RU)**

---

(57) Варианты осуществления данного изобретения включают композиции и способы, которые стабилизируют закачиваемый флюид при подвергании условиям коллектора, уменьшая повреждение пласта и увеличивая количество извлеченного углеводорода. А именно, композиция является комплексом однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, который содержит основное поверхностно-активное вещество и необязательно одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ. Также предоставлены способы применения стабилизированных закачиваемых флюидов в операциях стимуляции.

**202491268**  
**A1**

**202491268**

**A1**

## **ЗАКАЧИВАЕМЫЕ ФЛЮИДЫ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ**

### **ПЕРЕКРЕСТНАЯ ССЫЛКА НА РОДСТВЕННЫЕ ЗАЯВКИ**

[0001] Эта заявка притязает на приоритет по предварительной заявке на патент США № 62/538883, зарегистрированной 31 июля 2017 г., которая включена в данный документ посредством ссылки во всей ее полноте.

### **ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ**

[0002] Данное изобретение относится в основном к нетрадиционным коллекторам и более конкретно к применению закачиваемых флюидов с малым размером частиц для обработки нетрадиционных подземных пластов.

### **УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ**

[0003] Скважины в нетрадиционных или «плотных» пластах типично подвергают нескольким стадиям разрыва, которые выполняют последовательно во время операций разрыва пласта. Для того, чтобы поддерживать открытые разрывы во время таких операций, определенные смеси закачиваемого флюида применяют, чтобы увеличивать вязкость закачиваемого флюида и способствовать переносу расклинивающего агента на далекое расстояние, достигающее разрыва, создавая тем самым пространственно крупномасштабную поддерживаемую сеть трещин и увеличенный созданный объем коллектора.

[0004] Типичные закачиваемые флюиды могут включать множество химических компонентов, которые смешаны с поверхностной водой, типично солоноватой или рециркулированной производственной водой. Во время операций разрыва пласта (стадии завершения) нетрадиционной горизонтальной скважины, закачиваемые флюиды с этими дополнительными химикатами прокачивают в скважину в больших количествах (~10000 баррелей (1590 м<sup>3</sup>)) и закачиваемый флюид контактирует с поверхностями сети трещин (Фиг. 1А перед закачиванием флюида; Фиг. 1В во время закачивания флюида). В настоящее время закачиваемые флюиды содержат загрязненную воду, нефилтрованную поверхностную воду и/или переносимую нефть в поверхностной воде. Состояние закачиваемого флюида является таким, что он может быть нестабильным при подвергании условиям коллектора, таким как высокая температура, высокое содержание соли в соленой пластовой воде, высокие концентрации двухвалентных ионов и т.д. Нестабильный закачиваемый флюид может вызывать потерю в продуктивности скважины вследствие повреждения пласта (Фиг. 1С). Термин «повреждение пласта» в этом контексте применяют для ссылки на перекрывание проницаемости матрицы (которая может составлять порядка 100 нанодарси) в пласте, тем самым затрудняя или препятствуя протеканию флюида, например, вследствие суспендированных частиц в закачиваемом флюиде, осаждающихся из раствора и вызывающих закупоривание.

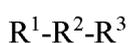
[0005] Варианты осуществления данного изобретения включают композиции и способы, которые стабилизируют закачиваемый флюид при подвергании условиям

коллектора, уменьшая повреждение пласта и увеличивая количество извлеченного углеводорода.

### СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

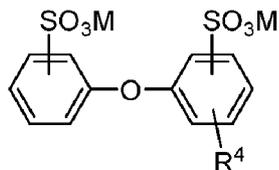
[0006] Описанные здесь способы являются способами для стимулирования нетрадиционного подземного пласта посредством флюида. Способы могут содержать введение закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт; предоставление возможности закачиваемому флюиду с малым размером частиц впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение заданного периода времени; и получение флюидов из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины. Закачиваемый флюид с малым размером частиц может содержать водный закачиваемый флюид и анионогенное поверхностно-активное вещество, содержащее гидрофобную хвостовую часть, содержащую от 6 до 60 атомов углерода. Закачиваемый флюид с малым размером частиц может иметь максимальный размер частиц менее чем 0,1 микрометра в диаметре при измерениях распределения частиц по размеру, выполненных при температуре и солености нетрадиционного подземного пласта.

[0007] Анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать, например, сульфонат, дисульфонат, полисульфонат, сульфат, дисульфат, полисульфат, сульфосукцинат, дисульфосукцинат, полисульфосукцинат, карбоксилат, дикарбоксилат, поликарбоксилат или любую их комбинацию. В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать C10-C30 внутренний олефинсульфонат, C10-C30 изомеризованный олефинсульфонат, C10-C30 альфа олефинсульфонат, C8-C30 алкилбензолсульфонат (ABS), сульфосукцинатное поверхностно-активное вещество или любую их комбинацию. В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать разветвленный или неразветвленный C6-C32:PO(0-65):EO(0-100)-карбоксилат (например, разветвленный или неразветвленный C6-C30:PO(30-40):EO(25-35)-карбоксилат, разветвленный или неразветвленный C6-C12:PO(30-40):EO(25-35)-карбоксилат, разветвленный или неразветвленный C6-C30:EO(8-30)-карбоксилат или любую их комбинацию). В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже



где  $R^1$  содержит разветвленную или неразветвленную, насыщенную или ненасыщенную, циклическую или нециклическую гидрофобную углеродную цепь, имеющую 6-32 атомов углерода, и атом кислорода, соединяющий  $R^1$  и  $R^2$ ;  $R^2$  содержит алкоксилированную цепь, содержащую по меньшей мере одну оксидную группу, выбранную из группы, состоящей из этиленоксида, пропиленоксида, бутиленоксида и их комбинаций; и  $R^3$  содержит разветвленную или неразветвленную углеводородную цепь, содержащую 2-12 атомов углерода и от 2 до 5 карбоксилатных групп. В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать

поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже



где  $\text{R}^4$  является разветвленной или неразветвленной, насыщенной или ненасыщенной, циклической или нециклической гидрофобной углеродной цепью, имеющей 6-32 атомов углерода; и  $\text{M}$  представляет противоион (например,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ).

[0008] В некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц может необязательно дополнительно содержать одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ. Одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут содержать одно или более неионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более дополнительных анионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более катионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более цвиттер-ионных поверхностно-активных веществ или любую их комбинацию. В некоторых вариантах осуществления, одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ может содержать неионогенное поверхностно-активное вещество. В некоторых примерах, неионогенное поверхностно-активное вещество может содержать разветвленный или неразветвленный C6-C32:PO(0-65):EO(0-100) (например, разветвленный или неразветвленный C6-C30:PO(30-40):EO(25-35), разветвленный или неразветвленный C6-C12:PO(30-40):EO(25-35), разветвленный или неразветвленный C6-30:EO(8-30), или любую их комбинацию).

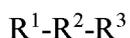
[0009] Также описанные здесь способы являются способами для стимулирования нетрадиционного подземного пласта посредством флюида. Способы могут содержать введение закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт; предоставление возможности закачиваемому флюиду с малым размером частиц впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение заданного периода времени; и получение флюидов из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины. Закачиваемый флюид с малым размером частиц может содержать водный закачиваемый флюид и неионогенное поверхностно-активное вещество, содержащее гидрофобную хвостовую часть, содержащую от 6 до 60 атомов углерода. Закачиваемый флюид с малым размером частиц может иметь максимальный размер частиц менее чем 0,1 микрометра в диаметре при измерениях распределения частиц по размеру, выполненных при температуре и солености нетрадиционного подземного пласта.

[0010] В некоторых примерах, неионогенное поверхностно-активное вещество может содержать разветвленный или неразветвленный C6-C32:PO(0-65):EO(0-100) (например, разветвленный или неразветвленный C6-C30:PO(30-40):EO(25-35), или разветвленный или неразветвленный C6-C12:PO(30-40):EO(25-35). В определенных вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество может

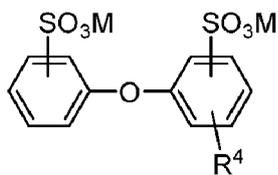
содержать разветвленный или неразветвленный С6-30:ЕО(8-30) или любую их комбинацию).

[0011] В некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц может необязательно дополнительно содержать одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ. Одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут содержать одно или более дополнительных неионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более анионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более катионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более цвиттер-ионных поверхностно-активных веществ или любую их комбинацию.

[0012] В некоторых вариантах осуществления, одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ может содержать анионогенное поверхностно-активное вещество. Анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать, например, сульфонат, дисульфонат, полисульфонат, сульфат, дисульфат, полисульфат, сульфосукцинат, дисульфосукцинат, полисульфосукцинат, карбоксилат, дикарбоксилат, поликарбоксилат или любую их комбинацию. В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать С10-С30 внутренний олефинсульфонат, С10-С30 изомеризованный олефинсульфонат, С10-С30 альфа олефинсульфонат, С8-С30 алкилбензолсульфонат (ABS), сульфосукцинатное поверхностно-активное вещество или любую их комбинацию. В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать разветвленный или неразветвленный С6-С32:РО(0-65):ЕО(0-100)-карбоксилат (например, разветвленный или неразветвленный С6-С30:РО(30-40):ЕО(25-35)-карбоксилат, разветвленный или неразветвленный С6-С12:РО(30-40):ЕО(25-35)-карбоксилат, разветвленный или неразветвленный С6-С30:ЕО(8-30)-карбоксилат или любую их комбинацию). В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже



где  $R^1$  содержит разветвленную или неразветвленную, насыщенную или ненасыщенную, циклическую или нециклическую гидрофобную углеродную цепь, имеющую 6-32 атомов углерода, и атом кислорода, соединяющий  $R^1$  и  $R^2$ ;  $R^2$  содержит алкоксилированную цепь, содержащую по меньшей мере одну оксидную группу, выбранную из группы, состоящей из этиленоксида, пропиленоксида, бутиленоксида и их комбинаций; и  $R^3$  содержит разветвленную или неразветвленную углеводородную цепь, содержащую 2-12 атомов углерода и от 2 до 5 карбоксилатных групп. В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже



где  $R^4$  является разветвленной или неразветвленной, насыщенной или ненасыщенной, циклической или нециклической гидрофобной углеродной цепью, имеющей 6-32 атомов углерода; и  $M$  представляет противоион (например,  $Na^+$ ,  $K^+$ ).

[0013] В способах, описанных выше, водный закачиваемый флюид может содержать любой тип воды, обработанной и необработанной, и может варьироваться в отношении содержания соли. Например, водный закачиваемый флюид может содержать морскую воду, солоноватую воду, пресную воду, противоточную или пластовую воду, сточную воду (например, регенерированную или рециркулированную), речную воду, озерную или прудовую воду, воду из водоносной области, рассол (например, коллекторный или синтетический рассол) или любую их комбинацию. В некоторых вариантах осуществления водный закачиваемый флюид может содержать реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения.

[0014] Необязательно в способах, описанных выше, закачиваемый флюид с малым размером частиц может включать один или более дополнительных компонентов. Например, закачиваемый флюид с малым размером частиц может дополнительно содержать кислоту, полимер, понизитель трения, гелеобразующий агент, сшивающий агент, ингибитор образования отложений, измельчитель, агент для регулирования pH, неэмульгирующий агент, добавку для контроля железа, ингибитор коррозии, биоцид, глиностабилизирующий агент, расклинивающий агент, химикат для изменения смачиваемости, соразтворитель (например, C1-C5 спирт, или алкоксилированный C1-C5 спирт) или любую их комбинацию.

[0015] В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, закачиваемый флюид с малым размером частиц может быть введен при давлении на устье скважины от 0 фунтов на квадратный дюйм до 30000 фунтов на квадратный дюйм (0-207 МПа) (например, от 6000 фунтов на квадратный дюйм до 30000 фунтов на квадратный дюйм (41-207 МПа) или от 5000 фунтов на квадратный дюйм до 10000 фунтов на квадратный дюйм (34-69 МПа)). Нетрадиционный подземный пласт может иметь температуру от 75°F до 350°F (24-177°C) (например, от 150°F до 250°F (65-121°C)), минерализацию по меньшей мере 5000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) (например, по меньшей мере 100,000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), такую как от 100000 млн<sup>-1</sup> до 300000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS)), проницаемость менее чем 25 мД (например, от 10 до 0,1 миллиарда (мД)) или любую их комбинацию.

[0016] В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может содержать смачиваемый нефтью коллектор. В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может содержать смачиваемый водой коллектор. В

некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может содержать естественно-трещиноватый карбонат. В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может содержать естественно-трещиноватый песчаник.

[0017] В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, способ может дополнительно включать прерывание введения закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт перед выполнением стадии (b). В некоторых вариантах осуществления период времени составляет от одного дня до одного месяца. В некоторых вариантах осуществления период времени составляет от двух недель до одного месяца.

[0018] В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, способ может дополнительно включать добавление индикатора к закачиваемому флюиду с малым размером частиц перед введением закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт; извлечение индикатора из флюидов, полученных из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины, флюидов, извлеченных из различных стволов скважины, находящихся в соединении для движения флюидов с нетрадиционным подземным пластом, или любой их комбинации; и сравнение количества индикатора, извлеченного из полученных флюидов, с количеством индикатора, введенного в закачиваемый флюид с малым размером частиц.

[0019] В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, способ может включать стимулирование естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины. В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, способ может включать стимулирование естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины. В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, способ может включать стимулирование предварительно разломленной или предварительно повторно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины. В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, способ может включать стимулирование предварительно разломленной или предварительно повторно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины.

[0020] В некоторых вариантах осуществления способов, описанных в данном документе, способ может дополнительно включать получение флюидов из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины. Флюиды могут содержать углеводород.

#### **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ**

[0021] Чертежи иллюстрируют лишь примеры вариантов осуществления способов, систем и устройств для стабилизации закачиваемых флюидов и поэтому не должны рассматриваться как ограничивающие их объем, в качестве аспектов данного изобретения

могут допускаться другие равно эффективные варианты осуществления. Элементы и особенности, показанные на чертежах, не представлены обязательно в масштабе, вместо этого акцент сделан на иллюстрировании принципов примеров вариантов осуществления. Кроме того, определенные размеры или расположения могут быть преувеличены, чтобы способствовать визуальной передаче таких принципов. На чертежах цифровые обозначения обозначают подобные или соответствующие, однако не обязательно идентичные, элементы.

[0022] Фиг. 1А-1С иллюстрируют некоторые стадии типичного процесса разрыва пласта при применении обычных закачиваемых флюидов в нетрадиционном коллекторе. Фиг. 1А показывает часть нетрадиционного коллектора перед инъекцией обычных закачиваемых флюидов. Фиг. 1В иллюстрирует обычные закачиваемые флюиды, инжектируемые в часть нетрадиционного коллектора, показанного на Фиг. 1А. Фиг. 1С показывает захваченные частицы, которые препятствуют проницаемости матрицы в части нетрадиционного коллектора, оставленных обычно закачиваемыми флюидами после выпуска закачиваемого флюида из коллектора.

[0023] Фиг. 2А-2С иллюстрируют инъекцию закачиваемых флюидов с малым размером частиц в часть нетрадиционного коллектора. Фиг. 2А показывает часть нетрадиционного коллектора перед инъекцией закачиваемых флюидов с малым размером частиц. Фиг. 2В иллюстрирует инъекцию закачиваемых флюидов с малым размером частиц в часть нетрадиционного коллектора, показанного на Фиг. 2А, где нерастворимые частицы минимизированы, и химикаты проникают в материнскую породу. Фиг. 2С показывает нетрадиционный коллектор после высвобождения закачиваемого флюида с малым размером частиц из коллектора, предоставляющий увеличенную пропускаемость и улучшенную производительность по сравнению с обычными закачиваемыми флюидами.

[0024] Фиг. 3А является схематической иллюстрацией способов получения закачиваемых флюидов с малым размером частиц при применении комплексов однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, описанных в данном документе. Система включает обычную систему сопряжения смежных поверхностей, чтобы обеспечивать приготовление закачиваемых флюидов с малым размером частиц для применения в различных операциях, включая операции разрыва пласта (например, разрыва пласта, который не был предварительно разломлен, например, первоначального гидравлического разрыва пласта) и операции повторного разрыва пласта (например, разрыва пласта, который был предварительно разломлен, например, дополнительного гидравлического разрыва пласта). Система может также быть применена для заканчивания новых скважин.

[0025] Фиг. 3В является схематической иллюстрацией альтернативных способов получения закачиваемых флюидов с малым размером частиц при применении комплексов однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, описанных в данном документе. Система является упрощенной для применения в стимулировании разрыва трещиноватого пласта посредством закачиваемых флюидов с малым размером частиц (например,

естественно-трещиноватого пласта или пласта, который был подвергнут операции разрыва пласта, или пласт, который был подвергнут операции повторного разрыва пласта).

[0026] Фиг. 4 является фотографией четырех сосудов, в направлении слева направо, с реагентом на водной основе для снижения поверхностного натяжения и комплексом однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC1), реагентом на водной основе для снижения поверхностного натяжения и вторым комплексом однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC2), реагентом на водной основе для снижения поверхностного натяжения и третьим комплексом однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC3) и лишь единственным реагентом на водной основе для снижения поверхностного натяжения.

[0027] Фиг. 5 является фотографией сосудов с увеличением солености выше фонового рассола при применении реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения и комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC1), в направлении слева направо, лишь SPLC1, +1% NaCl, +2.5% NaCl, +5% NaCl, +10% NaCl, +15% NaCl и лишь реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения.

[0028] Фиг. 6 является фотографией трех сосудов, содержащих разные концентрации однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC1), слева направо, 0,75 масс.% SPLC1, 0,375 масс.% SPLC1 и лишь реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения, испытанный при 75°C (167°F).

[0029] Фиг. 7 является фотографией двух сосудов, слева направо, содержащих смесь комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC1) и закачиваемого флюида, содержащего песок при 75°C (167°F) и закачиваемый флюид, содержащий лишь песок, испытанный при 75°C (167°F).

[0030] Фиг. 8 представляет распределение по размеру частиц лишь реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения (сплошная линия) и реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс поверхностно-активное вещество на основе C9-11 этоксилированного спирта (пунктирная линия) и реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс бензолсульфоновая кислота, децил(сульфофенокси)-динатриевая соль (точечная линия).

[0031] Фиг. 9 представляет распределение по размеру частиц лишь реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения (сплошная искривленная линия), реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс бензолсульфоновая кислота, децил(сульфофенокси)-динатриевая соль и поверхностно-активное вещество на основе C10 этоксилированного спирта Гербе (точечная прямая линия) и реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс бензолсульфоновая кислота, децил(сульфофенокси)-динатриевая соль и поверхностно-активное вещество на основе C9-11 этоксилированного спирта (пунктирная прямая линия, имеющая такую же величину частоты и совпадающая с пунктирной прямолинейной

линией для версии с неионогенным поверхностно-активным веществом на основе спирта Гербе).

[0032] Фиг. 10 представляет распределение по размеру частиц лишь реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения (сплошная искривленная линия) и реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс поверхностно-активное вещество на основе C10 этоксилированного спирта Гербе (пунктирная линия) и реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс бензолсульфоновая кислота, поверхностно-активное вещество на основе децил(сульфофенокси)-динатриевой соли (точечная прямая линия).

[0033] Фиг. 11 является фотографией трех сосудов с, в направлении слева направо, лишь реагентом на водной основе для снижения поверхностного натяжения, реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения и комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC4) и реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения и внутреннего олефинсульфоната (IOS).

[0034] Фиг. 12 представляет распределение по размеру частиц лишь реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения (сплошная искривленная линия), реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс изомеризованный олефинсульфонат (IOS) и поверхностно-активного вещества на основе C10 этоксилированного спирта Гербе (пунктирная прямолинейная линия), реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс изомеризованный олефинсульфонат (пунктирная прямолинейная линия, имеющая такую же величину частоты и совпадающая с пунктирной прямолинейной линией для версии с неионогенным поверхностно-активным веществом на основе спирта Гербе).

[0035] Фиг. 13 представляет собой наложенный профиль жидкостной хроматографии высокого разрешения (HPLC) для этоксилированного спирта в деионизированной воде (DI) и 15% хлористоводородной кислоты (HCL) после нагревания в течение 3 дней при 75°C (167°F).

[0036] Фиг. 14 является графиком производства текучей среды на уровне резервуарного парка, который включает пять горизонтальных скважин, четыре из которых созданы при применении примера закачиваемого флюида LPS (пара низкого давления). Точки представляют поток добытой неочищенной нефти и сплошная линия представляет кривую экстраполяции истощения, которая была выполнена для резервуарного парка перед инжектированием закачиваемого флюида LPS (пара низкого давления).

[0037] Фиг. 15 представляет собой индикатор, соответствующий кривым для пяти горизонтальных скважин, четыре из которых были созданы при применении примера закачиваемого флюида LPS (пара низкого давления). Закачиваемый флюид для каждой скважины отслеживали посредством различных химических индикаторов с целью диагностирования и интерпретирования результатов производства флюида. Концентрации индикатора измеряли из образцов произведенных флюидов. Количество извлеченных химикатов в качестве индикатора, сравненное с общим инжектированным количеством

для сравнительной скважины с инъекцией рассола, было значительно выше по сравнению с четырьмя скважинами с инъекцией флюида LPS (пара низкого давления).

#### ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ ПРИМЕРОВ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

[0038] Примеры вариантов осуществления, рассмотренные в данном документе, направлены на композиции и способы стабилизации закачиваемых флюидов.

[0039] Как использовано в этом описании и последующей формуле изобретения, термины «содержащие» (а также формы, производные или их варианты, такие как «содержащий» и «содержит») и «включающие» (а также формы, производные или их варианты, такие как «включающий» и «включает») являются включающими (т.е. неограничивающими) и не исключают дополнительные элементы или стадии. Например, термины «содержат» и/или «содержащий», когда они использованы в данном описании, указывают на наличие определенных деталей конструкции, чисел, стадий, операций, элементов и/или компонентов, однако не исключают присутствия или добавления одной или нескольких других деталей, чисел, стадий, операций, элементов, компонентов и/или их групп. Соответственно, эти термины предназначены не только относиться к указанному одному или нескольким элементам или одной или нескольким стадиям, но могут также включать другие элементы или стадии, не указанные в явной форме. Кроме того, как использовано в данном документе, применение терминов в единственном числе, когда они применены в сочетании с элементом, может означать «один», однако это также не исключает значения «один или более», «по меньшей мере один» и «один или более чем один». Поэтому элемент, указанный в единственном числе, не препятствует, без дополнительных ограничений, наличию дополнительных идентичных элементов.

[0040] Применение термина «приблизительно» применяется ко всем численным величинам, указаны ли они явным или неявным образом. Этот термин обычно относится к интервалу чисел, который обычный специалист в данной области будет рассматривать как приемлемую величину отклонения указанных численных величин (т.е., имеющих эквивалентную функцию или результата). Например, этот термин может истолковываться как включающий отклонение  $\pm 10$  процентов от данной численной величины, при условии, что такое отклонение не изменяет конечную функцию или результат величины. Поэтому, величина приблизительно 1% может истолковываться как находящаяся в интервале от 0,9% до 1,1%. Кроме того, интервал может истолковываться как включающий первоначальное и конечное значения интервала. Например, интервал от 10% до 20% (т.е., интервал 10%-20%) может включать 10% и также включать 20%, и включать проценты между 10% и 20%, если это ясно не определено иным образом в данном документе.

[0041] Понятно, что когда комбинации, подмножества, группы и т.д. элементов раскрыты (например, комбинации компонентов в композиции, или комбинации стадий в способе), которые при отсылке в каждом случае к различным отдельным и общим комбинациям и размещениям этих элементов могут не быть указаны явным образом, является каждая конкретно предусмотренной и описанной в данном документе. В качестве примера, если элемент описан в данном документе как включающий компонент

типа А, компонент типа В, компонент типа С или любую их комбинацию, подразумевается, что эта фраза описывает все различные отдельные общие комбинации и размещения этих компонентов. Например, в некоторых вариантах осуществления, описанный элемент может включать лишь компонент типа А. В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать лишь компонент типа В. В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать лишь компонент типа С. В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать компонент типа А и компонент типа В. В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать компонент типа А и компонент типа С. В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать компонент типа В и компонент типа С. В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать компонент типа А, компонент типа В и компонент типа С. В некоторых вариантах осуществления, описанный элемент может включать два или более компонентов типа А (например, А1 и А2). В некоторых вариантах осуществления, описанный элемент может включать два или более компонентов типа В (например, В1 и В2). В некоторых вариантах осуществления, описанный элемент может включать два или более компонентов типа С (например, С1 и С2). В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать два или более первых компонентов (например, два или более компонентов типа А (А1 и А2)), необязательно один или более вторых компонентов (например, необязательно один или более компонентов типа В) и необязательно один или более третьих компонентов (например, необязательно один или более компонентов типа С). В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать два или более первых компонентов (например, два или более компонентов типа В (В1 и В2)), необязательно один или более вторых компонентов (например, необязательно один или более компонентов типа А) и необязательно один или более третьих компонентов (например, необязательно один или более компонентов типа С). В некоторых вариантах осуществления описанный элемент может включать два или более первых компонентов (например, два или более компонентов типа С (С1 и С2)), необязательно один или более вторых компонентов (например, необязательно один или более компонентов типа А) и необязательно один или более третьих компонентов (например, необязательно один или более компонентов типа В).

[0042] «Углеводород-содержащий пласт» или просто «пласт» относится к материнской породе, в которой может быть пробурен ствол скважины. Например, пласт относится к массе породы, которая является в достаточной степени характерной и непрерывной, так что она может быть картирована. Следует понимать, что наряду с тем, что термин «пласт» обычно относится к геологическим пластам, представляющим интерес, термин «пласт», как использовано в данном документе, может, в некоторых случаях, включать любые геологические места или объемы, представляющие интерес (такие как площадь обследования).

[0043] «Нетрадиционный пласт» является подземным углеводород-содержащим

пластом, который требует вмешательства для того, чтобы извлекать углеводороды из коллектор при экономически выгодных расходах или объемах. Например, нетрадиционный пласт включает пласты, имеющие нетрадиционную микроструктуру, например, имеющие субмикронный размер пор (материнскую породу со средним размером пор менее чем 1 микромметр), в которых разрывы применяют для извлечения углеводородов из коллектора при достаточных расходах или объемах (например, нетрадиционный коллектор должен быть подвергнут разрыву при приложении давления или иметь разрывы, происходящие естественным образом, для того, чтобы извлекать углеводороды из коллектора при достаточных расходах или объемах).

[0044] В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный пласт может включать коллектор, имеющий проницаемость менее чем 25 миллидарси (мД) (например, 20 мД или менее, 15 мД или менее, 10 мД или менее, 5 мД или менее, 1 мД или менее, 0,5 мД или менее, 0,1 мД или менее, 0,05 мД или менее, 0,01 мД или менее, 0,005 мД или менее или 0,001 мД или менее). В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный пласт может включать коллектор, имеющий проницаемость по меньшей мере 0,001 мД (например, по меньшей мере 0,005 мД, по меньшей мере 0,01 мД, по меньшей мере 0,05 мД, по меньшей мере 0,1 мД, по меньшей мере 0,5 мД, по меньшей мере 1 мД, по меньшей мере 5 мД, по меньшей мере 10 мД, по меньшей мере 15 мД или по меньшей мере 20 мД).

[0045] Нетрадиционный пласт может включать коллектор, имеющий проницаемость в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления нетрадиционный пласт может включать коллектор, имеющий проницаемость от 0,001 мД до 25 мД (например, от 0,001 мД до 10 мД, от 0,01 мД до 10 мД, от 0,1 мД до 10 мД, от 0,001 мД до 5 мД, от 0,01 мД до 5 мД, или от 0,1 мД до 5 мД).

[0046] Пласт может включать дефекты, разрывы (например, разрывы, происходящие естественным образом, разрывы, созданные посредством гидравлического разрыва, и т.д.), геологические тела, перекрывающие породы, подстилающие породы, горизонты, соли, солевые соединения и т.д. Пласт может быть береговым, морским (например, в мелкой воде, глубокой воде и т.д.) и т.д. Кроме того, пласт может включать углеводороды, такие как жидкие углеводороды (также известные как масло или нефть), газообразные углеводороды, комбинацию жидких углеводородов и газообразных углеводородов (например, включающую газоконденсат) и т.д.

[0047] Пласт, углеводороды или они оба могут также включать неуглеводородные элементы, такие как поровое пространство, реликтовая вода, рассол, флюиды от интенсификации добычи пласта и т.д. Пласт может также быть разделен на одну или более углеводородных зон, и углеводороды могут быть произведены из каждой желательной углеводородной зоны.

[0048] Термин «пласт» может быть применен синонимично с термином «коллектор». Например, в некоторых вариантах осуществления коллектор может

являться, однако без ограничения им, сланцевым коллектором, карбонатным коллектором, плотным песчаным коллектором, плотным алевритным коллектором, газогидратным коллектором, метанугольным коллектором и т.д. Фактически, термины «пласт», «коллектор», «углеводород» и т.п. не ограничиваются каким-либо каким-либо описанием или конфигурацией, описанных в данном документе.

[0049] «Ствол скважины» относится к непрерывному отверстию для применения при извлечении углеводородов, включая любой открытый ствол скважины или необсаженную часть ствола скважины. Например, ствол скважины может быть цилиндрическим стволом, пробуренным в пласт таким образом, что ствол скважины окружен пластом, включающим скальные породы, пески, осадочные породы и т.д. Ствол скважины может быть применен для инъекции. Ствол скважины может быть применен для выработки. Ствол скважины может быть применен для гидравлического разрыва пласта. Ствол скважины также может быть применен для различных целей, таких как инъекция и выработка. Ствол скважины может иметь вертикальную, наклонную, горизонтальную траекторию или комбинацию этих траекторий. Например, ствол скважины может являться вертикальным стволом скважины, горизонтальным стволом скважины, многоствольным стволом скважины или наклонно направленным стволом скважины. Ствол скважины может включать «участок набора угла наклона ствола». «Участок набора угла наклона ствола» относится к практически любой секции ствола скважины, где отклонение изменяется. В качестве примера, отклонение изменяется, когда ствол скважины искривлен. Ствол скважины может включать несколько компонентов, таких как, однако без ограничения ими, обсадную колонну, колонну-хвостовик, насосно-компрессорную трубу, нагревательный элемент, датчик, пакер, сетчатый фильтр, гравийный фильтр и т.д. Ствол скважины может также включать оборудование для контроля протекания флюида в ствол скважины, контроля протекания флюида из ствола скважины или любую их комбинацию. Например, каждый ствол скважины может включать устье скважины, противовыбросовое оборудование (ВОР), штуцеры, клапаны или другие устройства контроля. Эти устройства контроля могут быть расположены на поверхности, под поверхностью (например, внутри в стволе скважины) или при любой их комбинации. Ствол скважины может также включать по меньшей мере одно механизированное (насосно-компрессорное) устройство, такое как, однако без ограничения им, электрический погружной насос (ESP) или газлифт. Некоторые неограничивающие примеры стволов скважин могут быть найдены в публикации заявки на патент США № 2014/0288909 (номер дела патентного поверенного Т-9407) и публикации заявки на патент США № 2016/0281494А1 (номер дела патентного поверенного Т-10089), каждая из которых включена посредством ссылки во всей их полноте. Термин «ствол скважины» не ограничивается любыми описанием или конфигурацией, описанными в данном документе. Термин «ствол скважины» может быть применен синонимично с терминами «буровая скважина» или «скважина».

[0050] «Однофазная жидкость или флюид», как использовано в данном документе,

относится к флюиду, который имеет лишь единственную фазу, т.е. является лишь водной фазой. Однофазный флюид не является эмульсией. Однофазный флюид является в термодинамически стабильном состоянии таким, что он не разделяется макроскопическим образом на отдельные слои или преципитат из твердотельных частиц. В некоторых вариантах осуществления однофазная жидкость содержит комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, включающего одно или более анионогенных и/или неионогенных поверхностно-активных веществ.

[0051] «Водный стабильный», как использовано в данном документе, относится к раствору, растворимые компоненты которого остаются растворенными и являются единственной фазой в противоположность осаждению в качестве твердотельных частиц или фазы, разделенной на 2 или более фаз. В качестве такового, водные стабильные растворы являются светлыми и прозрачными в статическом состоянии и когда перемешиваются. В противоположность этому, растворы могут быть описаны как «водные нестабильные», когда компоненты осаждаются из раствора в виде твердотельных частиц или фаза разделяется на 2 или более фаз. Водная стабильность растворов может быть определена посредством оценки, наблюдается ли эффект Тиндаля (рассеяние света посредством суспендированных твердотельных частиц), когда монохроматический свет направлен через раствор. Если пример проявляет эффект Тиндаля, раствор может быть охарактеризован как «водный нестабильный». В противоположность этому, если пример не проявляет эффект Тиндаля, раствор может быть охарактеризован как «водный стабильный».

[0052] «Реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения», как использовано в данном документе, относится к закачиваемому флюиду на водной основе, содержащему понизитель трения, который обычно закачивают при высоких расходах к разрыву коллектора. Необязательно, при применении реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения, применяют частицы расклинивающего агента меньшего размера (например, соответствующие размеру ячеек сита 40/70 или 50/140 меш) вследствие того, что флюид имеет сравнительно низкую вязкость (и поэтому уменьшенную способность к перемещению расклинивающих агентов значительного размера относительно более вязких флюидов). В некоторых вариантах осуществления расклинивающие агенты добавляют к некоторым стадиям завершения/стимулирования во время создания нетрадиционного коллектора. В некоторых вариантах осуществления реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения инжектируют при небольшом количестве расклинивающего агента.

[0053] «Понизитель трения», как использовано в данном документе, относится к химической добавке, которая изменяет реологические свойства флюида, чтобы уменьшить трение, создаваемое внутри флюида, когда он протекает через трубы малого диаметра или подобные ограничения (например, клапаны, насосы). Обычно полимеры или подобные агенты для уменьшения трения повышают вязкость флюида, что уменьшает турбулентность, создаваемую при протекании флюидов. Уменьшения трения для флюида

на более чем 50% возможны в зависимости от применяемого понизителя трения, что позволяет закачиваемому флюиду быть инжектированным в ствол скважины при значительно более высокой скорости инъекции (например, между от 60 до 100 баррелей в минуту (9,5-15,9 м<sup>3</sup>/мин)) и также при более низком давлении закачивания во время инъекции расклинивающего агента.

[0054] «Закачиваемый флюид» или «закачиваемый флюид LPS (пар низкого давления)», как использовано в данном документе, относится к любому флюиду, который инжектируют в коллектор через скважину. Закачиваемый флюид может включать одно или более веществ из кислоты, полимера, понизителя трения, гелеобразующего агента, сшивающего агента, ингибитора образования отложений, измельчителя, агента для регулирования pH, неэмульгирующего агента, добавки для контроля железа, ингибитора коррозии, биоцида, глиностабилизирующего агента, расклинивающего агента, химиката для изменения смачиваемости, соразтворителя (например, C1-C5 спирта, или алкоксилированного C1-C5 спирта), или любую их комбинацию, чтобы увеличить эффективность закачиваемого флюида.

[0055] «Закачиваемый флюид с малым размером частиц» относится к закачиваемому флюиду, имеющему максимальный размер частиц менее чем 0,1 микрометра в диаметре при измерениях распределения частиц по размеру, выполненных при температуре и минерализации нетрадиционного пласта, для которого выполнено изобретение. Например, закачиваемый флюид с малым размером частиц может быть сформирован посредством смешивания водного закачиваемого флюида с однофазным флюидом, содержащим комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества. Перед дозированием анионогенного или неионогенного поверхностно-активного вещества, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц, водный флюид может быть применен в качестве закачиваемого флюида.

[0056] «Флюид для гидравлического разрыва пласта», как использовано в данном документе, относится к закачиваемому флюиду, который инжектируют в скважину под давлением для того, чтобы вызвать образование трещин внутри части коллектора.

[0057] Термин «поверхностное натяжение на границе раздела» или «IFT», как использовано в данном документе, относится к поверхностному натяжению между тестируемой нефтью и водой различной солености, содержащей композицию поверхностно-активного вещества при различных концентрациях. Типично, величины поверхностного натяжения на границе раздела измеряют при применении тензиометра с вращающейся каплей или рассчитывают из экспериментов фазового поведения.

[0058] Термин «соседний» определяют как «близлежащий». Если элемент А является соседним с элементом В, тогда элемент А находится вблизи элемента В. Например, в некоторых вариантах осуществления, элемент А может находиться в контакте с элементом В. Например, в некоторых вариантах осуществления, может иметься по меньшей мере один барьер между элементом А и элементом В, таким образом, что элемент А и элемент В расположены один рядом с другим, однако не контактируют

один с другим. Барьер может быть флюидным барьером, нефлюидным барьером (например, структурным барьером) или любой их комбинацией. Оба варианта рассматривают как определено термином «соседний».

[0059] Если не указано иное, все технические и научные термины, используемые в данном описании, имеют такие же значения, которые являются общепринятыми для специалистов в области, к которой относится данное описанное изобретение. Если не указано иное, все величины процентного содержания указаны в массовых процентах, и давление указано в атмосферах.

[0060] Композиции и способы, описанные в данном документе, относятся к композициям и способам, описанным в заявке (PCT)/US2018/044707, зарегистрированной 31 июля 2018 г. (Номер патентного реестра 10467-026WO1 (CVX Ref.: T-10666A), зарегистрированной 31 июля 2018, озаглавленной «Закачиваемые флюиды, содержащие анионогенные поверхностно-активные вещества для обработки нетрадиционных пластов»); и PCT/US2018/044715, зарегистрированной 31 июля 2018 г. (Номер патентного реестра 10467-028WO1 (CVX Ref.: T-10666B), зарегистрированной 31 июля 2018 г., озаглавленной «Закачиваемые флюиды, содержащие неионогенные поверхностно-активные вещества для обработки нетрадиционных пластов»), которые все тем самым включены посредством ссылки.

#### КОМПОЗИЦИИ

[0061] Вариантом осуществления данного изобретения является комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, которое уменьшает распределение частиц по размеру когда объединено с водным закачиваемым флюидом, чтобы создать закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS). Закачиваемый флюид с малым размером частиц может иметь максимальный размер частиц менее чем 0,1 микрометра в диаметре при измерениях распределения частиц по размеру, выполненных при температуре и солености нетрадиционного подземного пласта. В характерных вариантах осуществления после закачивания в коллектор, закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) сохраняет уменьшенное распределение частиц по размеру внутри коллектора. В определенных вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) уменьшает распределение частиц по размеру флюида коллектора после закачивания в коллектор и смешивания с флюидом коллектора. В вариантах осуществления водный закачиваемый флюид, когда он объединен с комплексом однофазного жидкого поверхностно-активного вещества поддерживается сам как однофазный, а именно, как закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS), закаченный в скважину, он остается гомогенным однофазным раствором внутри коллектора, даже когда смешан с природным флюидом коллектора.

[0062] Комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может содержать основное поверхностно-активное вещество и необязательно одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ. Основное поверхностно-активное вещество может содержать анионогенное поверхностно-активное вещество или

неионогенное поверхностно-активное вещество. Одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут содержать одно или более неионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более анионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более катионогенных поверхностно-активных веществ, одно или более цвиттер-ионных поверхностно-активных веществ или любую их комбинацию.

[0063] В некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество может содержать по меньшей мере 10% по массе (например, по меньшей мере 15% по массе, по меньшей мере 20% по массе, по меньшей мере 25% по массе, по меньшей мере 30% по массе, по меньшей мере 35% по массе, по меньшей мере 40% по массе, по меньшей мере 45% по массе, по меньшей мере 50% по массе, по меньшей мере 55% по массе, по меньшей мере 60% по массе, по меньшей мере 65% по массе, по меньшей мере 70% по массе, по меньшей мере 75% по массе, по меньшей мере 80% по массе, или по меньшей мере 85% по массе) от комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, в расчете на общую массу комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества. В некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество может содержать 90% по массе или менее (например, 85% по массе или менее, 80% по массе или менее, 75% по массе или менее, 70% по массе или менее, 65% по массе или менее, 60% по массе или менее, 55% по массе или менее, 50% по массе или менее, 45% по массе или менее, 40% по массе или менее, 35% по массе или менее, 30% по массе или менее, 25% по массе или менее, 20% по массе или менее, или 15% по массе или менее) от комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, в расчете на общую массу комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0064] Основное поверхностно-активное вещество может присутствовать в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества в количестве в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество может содержать от 10% до 90% по массе (например, от 10% до 50% по массе) комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, в расчете на общую массу комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0065] В некоторых вариантах осуществления одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут содержать по меньшей мере 10% по массе (например, по меньшей мере 15% по массе, по меньшей мере 20% по массе, по меньшей мере 25% по массе, по меньшей мере 30% по массе, по меньшей мере 35% по массе, по меньшей мере 40% по массе, по меньшей мере 45% по массе, по меньшей мере 50% по массе, по меньшей мере 55% по массе, по меньшей мере 60% по массе, по меньшей мере 65% по массе, по меньшей мере 70% по массе, по меньшей мере 75% по массе, по меньшей мере 80% по массе, или по меньшей мере 85% по массе) комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, в расчете на общую массу комплекса

однофазного жидкого поверхностно-активного вещества. В некоторых вариантах осуществления одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут содержать 90% по массе или менее (например, 85% по массе или менее, 80% по массе или менее, 75% по массе или менее, 70% по массе или менее, 65% по массе или менее, 60% по массе или менее, 55% по массе или менее, 50% по массе или менее, 45% по массе или менее, 40% по массе или менее, 35% по массе или менее, 30% по массе или менее, 25% по массе или менее, 20% по массе или менее, или 15% по массе или менее) от комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, в расчете на общую массу комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0066] Одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут присутствовать в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества в количестве в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут содержать от 10% до 90% по массе (например, от 10% до 50% по массе) комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, в расчете на общую массу комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0067] В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может содержать анионогенное поверхностно-активное вещество. В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять по существу из анионогенного поверхностно-активного вещества (т.е., анионогенное поверхностно-активное вещество является единственным поверхностно-активным веществом, присутствующим в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества). В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять из анионогенного поверхностно-активного вещества. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества дополнительно включает воду. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества не содержит углеводород.

[0068] В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может содержать неионогенное поверхностно-активное вещество. В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять по существу из неионогенного поверхностно-активного вещества (т.е., неионогенное поверхностно-активное вещество является единственным поверхностно-активным веществом, присутствующим в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества). В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять из неионогенного поверхностно-активного вещества. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного

вещества дополнительно включает воду. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества не содержит углеводород.

[0069] В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может содержать анионогенное поверхностно-активное вещество и неионогенное поверхностно-активное вещество. В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять по существу из анионогенного поверхностно-активного вещества и неионогенного поверхностно-активного вещества (т.е., анионогенное поверхностно-активное вещество и неионогенное поверхностно-активное вещество являются единственными поверхностно-активными веществами, присутствующими в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества). В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять из анионогенного поверхностно-активного вещества и неионогенного поверхностно-активного вещества. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества дополнительно включает воду. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества не содержит углеводород.

[0070] В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может содержать анионогенное поверхностно-активное вещество и второе неионогенное поверхностно-активное вещество. В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять по существу из анионогенного поверхностно-активного вещества, второго анионогенного поверхностно-активного вещества и неионогенного поверхностно-активного вещества (а именно, анионогенное поверхностно-активное вещество, второе анионогенное поверхностно-активное вещество и неионогенное поверхностно-активное вещество являются единственными поверхностно-активными веществами, присутствующими в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества). В других вариантах осуществления, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может состоять из анионогенного поверхностно-активного вещества, второго анионогенного поверхностно-активного вещества и неионогенного поверхностно-активного вещества. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества дополнительно включает воду. В некоторых из этих вариантов осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества свободен от углеводорода.

[0071] Подходящие анионогенные поверхностно-активные вещества включают гидрофобную хвостовую часть, которая содержит от 6 до 60 атомов углерода. В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество может включать гидрофобную хвостовую часть, которая содержит по меньшей мере 6 атомов углерода (например, по меньшей мере 7 атомов углерода, по меньшей мере 8



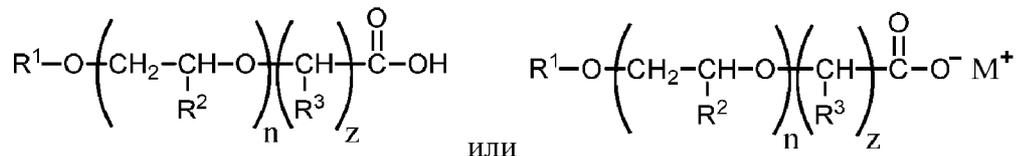
углерода или менее, 13 атомов углерода или менее, 12 атомов углерода или менее, 11 атомов углерода или менее, 10 атомов углерода или менее, 9 атомов углерода или менее, 8 атомов углерода или менее или 7 атомов углерода или менее).

[0072] Анионогенное поверхностно-активное вещество может включать гидрофобную хвостовую часть, которая содержит число атомов углерода в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать гидрофобную хвостовую часть, содержащую от 6 до 15, от 16 до 30, от 31 до 45, от 46 до 60, от 6 до 25, от 26 до 60, от 6 до 30, от 31 до 60, от 6 до 32, от 33 до 60, от 6 до 12, от 13 до 22, от 23 до 32, от 33 до 42, от 43 до 52, от 53 до 60, от 6 до 10, от 10 до 15, от 16 до 25, от 26 до 35, или от 36 до 45 атомов углерода. Гидрофобная (липофильная) углеродная хвостовая часть может быть неразветвленной цепью, разветвленной цепью и/или может содержать циклические структуры. Гидрофобная углеродная хвостовая часть может содержать одинарные связи, двойные связи, тройные связи или любую их комбинацию. В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество может включать разветвленную гидрофобную хвостовую часть, производную от спиртов Гербе. Гидрофильная часть анионогенного поверхностно-активного вещества может содержать, например, одну или более сульфатных групп (например, одну, две или три сульфатные группы), одну или более сульфонатных групп (например, одну, две или три сульфонатные группы), одну или более сульфосукцинатных групп (например, одну, две или три сульфосукцинатные группы), одну или более карбоксилатных групп (например, одну, две или три карбоксилатные группы) или любую их комбинацию.

[0073] В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать, например, сульфонат, дисульфонат, полисульфонат, сульфат, дисульфат, полисульфат, сульфосукцинат, дисульфосукцинат, полисульфосукцинат, карбоксилат, дикарбоксилат, поликарбоксилат или любую их комбинацию. В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать внутренний олефинсульфонат (IOS), изомеризованный олефинсульфонат, альфа олефинсульфонат (AOS), алкиларилсульфонат (AAS), ксиленсульфонат, алкансульфонат, нефтяной сульфонат, алкилдифенилоксид дисульфонат, сульфат спирта, алкоксисульфат, алкоксисульфонат, алкоксикарбоксилат, эфир спирта и фосфорной кислоты или алкоксифосфат. В некоторых вариантах осуществления, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать алкоксикарбоксилатное поверхностно-активное вещество, алкоксисульфатное поверхностно-активное вещество, алкоксисульфонатное поверхностно-активное вещество, алкилсульфонатное поверхностно-активное вещество, арилсульфонатное поверхностно-активное вещество или олефинсульфонатное поверхностно-активное вещество.

[0074] «Алкоксикарбоксилатное поверхностно-активное вещество» или «алкоксикарбоксилат» относится к соединению, имеющему алкил или арил,

присоединенный к одной или нескольким алкоксиленовым группам (типично  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{этил})-\text{O}-$ ,  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{метил})-\text{O}-$  или  $-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-$ ), которое, в свою очередь, присоединено к  $-\text{COO}^-$  или кислоте или ее соли, включающей катионы металла, такого как натрий. В вариантах осуществления алкоксикарбоксилатное поверхностно-активное вещество может быть определено формулами, приведенными ниже:



где  $\text{R}^1$  является замещенным или незамещенным С6-С36 алкилом или замещенным или незамещенным арилом;  $\text{R}^2$  является независимым для каждого случая в соединении, водородом или незамещенным С1-С6 алкилом;  $\text{R}^3$  является независимым водородом или незамещенным С1-С6 алкилом,  $n$  является целым числом от 0 до 175,  $z$  является целым числом от 1 до 6 и  $\text{M}^+$  является одновалентным, двухвалентным или трехвалентным катионом. В некоторых из этих вариантов осуществления  $\text{R}^1$  может быть незамещенным линейным или разветвленным С6-С36 алкилом.

[0075] В определенных вариантах осуществления алкоксикарбоксилат может являться С6-С32:РО(0-65):ЕО(0-100)-карбоксилат (т.е., С6-С32 гидрофобной хвостовой частью, такой как разветвленная или неразветвленная С6-С32 алкильная группа, присоединенная к от 0 до 65 пропиленоксидных групп ( $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{метил})-\text{O}-$  линкеров), присоединенных в свою очередь к от 0 до 100 этиленоксидных групп ( $-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-$  линкеров), присоединенных, в свою очередь, к  $-\text{COO}-$  или кислоте или ее соли, включающей катионы металла, такого как натрий). В определенных вариантах осуществления алкоксикарбоксилат может быть разветвленным или неразветвленным С6-С30:РО(30-40):ЕО(25-35)-карбоксилатом. В определенных вариантах осуществления алкоксикарбоксилат может быть разветвленным или неразветвленным С6-С12:РО(30-40):ЕО(25-35)-карбоксилатом. В определенных вариантах осуществления алкоксикарбоксилат может быть разветвленным или неразветвленным С6-С30:ЕО(8-30)-карбоксилатом.

[0076] «Алкокисульфатное поверхностно-активное вещество» или «алкокисульфат» относится к поверхностно-активному веществу, имеющему алкил или арил, присоединенный к одной или нескольким алкоксиленовым группам (типично  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{этил})-\text{O}-$ ,  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{метил})-\text{O}-$  или  $-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-$ ), которые, в свою очередь, присоединены к  $-\text{SO}_3^-$  или кислоте или ее соли, включающей катионы металла, такого как натрий. В некотором варианте изобретения алкокисульфатное поверхностно-активное вещество имеет формулу  $\text{R}-(\text{ВО})_e-(\text{РО})_f-(\text{ЕО})_g-\text{SO}_3^-$  или кислоту или соль (включающую катионы металла, такого как натрий), где  $\text{R}$  является С6-С32 алкилом,  $\text{ВО}$  является  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{этил})-\text{O}-$ ,  $\text{РО}$  является  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{метил})-\text{O}-$  и  $\text{ЕО}$  является  $-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-$ . Символы  $e$ ,  $f$  и  $g$  являются целыми числами от 0 до 50, где по меньшей мере одно не является нулем.

[0077] В вариантах осуществления алкокисульфатное поверхностно-активное

вещество может быть арилалкоксисульфатным поверхностно-активным веществом. Арилалкоксисульфатное поверхностно-активное вещество может быть алкокси поверхностно-активным веществом, имеющим арил, присоединенный к одной или нескольким алкоксиленовым группам (типично  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{этил})-\text{O}-$ ,  $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{метил})-\text{O}-$  или  $-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-$ ), которые, в свою очередь, присоединены к  $-\text{SO}_3^-$  или кислоте или ее соли, включающей катионы металла, такого как натрий.

[0078] «Алкилсульфонатное поверхностно-активное вещество» или «алкилсульфонат» относится к соединению, которое включает алкильную группу (например, разветвленную или неразветвленную C6-C32 алкильную группу), присоединенную к  $-\text{SO}_3^-$  или кислоте или ее соли, включающей катионы металла, такого как натрий.

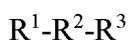
[0079] «Арилсульфатное поверхностно-активное вещество» или «арилсульфат» относится к соединению, имеющему арильную группу, присоединенную к  $-\text{O}-\text{SO}_3^-$  или кислоте или ее соли, включающей катионы металла, такого как натрий. «Арилсульфонатное поверхностно-активное вещество» или «арилсульфонат» относится к соединению, имеющему арильную группу, присоединенную к  $-\text{SO}_3^-$  или кислоте или ее соли, включающей катионы металла, такого как натрий. В некоторых случаях арильная группа может быть замещена, например, алкильной группой (алкиларилсульфонатом).

[0080] «Внутренний олефинсульфонат», «изомеризованный олефинсульфонат» или «IOS», относится к ненасыщенному углеводородному соединению, содержащему по меньшей мере одну двойную связь углерод-углерод и по меньшей мере одну группу  $\text{SO}_3^-$  или ее соль. Как использовано в данном документе, «C20-C28 внутренний олефинсульфонат», «C20-C28 изомеризованный олефинсульфонат» или «C20-C28 IOS» относится к изомеризованному олефинсульфонату (IOS) или смеси изомеризованных олефинсульфонатов (IOS) со средним числом атомов углерода от 20 до 28 или от 23 до 25. C20-C28 IOS могут содержать по меньшей мере 80% IOS с числом атомов углерода от 20 до 28, по меньшей мере 90% IOS с числом атомов углерода от 20 до 28 или по меньшей мере 99% IOS с числом атомов углерода от 20 до 28. Как использовано в данном документе, «C15-C18 внутренний олефинсульфонат», «C15-C18 изомеризованный олефинсульфонат» или «C15-C18 IOS» относится к изомеризованному олефинсульфонату (IOS) или смеси изомеризованных олефинсульфонатов (IOS) со средним числом атомов углерода от 15 до 18 или от 16 до 17. C15-C18 IOS могут содержать по меньшей мере 80% IOS с числом атомов углерода от 15 до 18, по меньшей мере 90% IOS с числом атомов углерода от 15 до 18 или по меньшей мере 99% IOS с числом атомов углерода от 15 до 18. Внутренние олефинсульфонаты или изомеризованные олефинсульфонаты могут являться альфа-олефинсульфонатами, такими как изомеризованный альфа-олефинсульфонат. Внутренние олефинсульфонаты или изомеризованные олефинсульфонаты могут также содержать разветвление. В определенных вариантах осуществления C15-18 IOS могут быть добавлены к комплексу однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, когда закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) предназначен для применения

в высокотемпературных нетрадиционных подземных пластах, таких как пласты выше 130°F (примерно 55°C). Внутренний олефинсульфонат (IOS) может иметь разветвление 20%, разветвление 30%, разветвление 40%, разветвление 50%, разветвление 60% или разветвление 65%. В некоторых вариантах осуществления разветвление составляет между 20-98%, 30-90%, 40-80% или приблизительно 65%. Примеры внутренних олефинсульфонатов и способы их получения найдены в патенте США № 5488148, публикации заявки на патент США № 2009/0112014 и SPE 129766, которые все включены в данный документ посредством ссылки.

[0081] В вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество может быть дисульфонатом, алкилдифенилоксид дисульфонатом, моноалкилдифенилоксид дисульфонатом, диалкилдифенилоксид дисульфонатом или диалкилдифенилоксид моносulfонатом, где алкильная группа может являться C6-C36 линейной или разветвленной алкильной группой. В вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество может быть алкилбензолсульфонатом или дибензолдисульфонатом. В вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество может быть бензолсульфоновой кислотой, децил(сульфофенокси)-динатриевой солью; линейным или разветвленным C6-C36 алкил:PO(0-65):EO(0-100) сульфатом; или линейным или разветвленным C6-C36 алкил:PO(0-65):EO(0-100) карбоксилатом. В вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество является изомеризованным олефинсульфонатом (C6-C30), внутренним олефинсульфонатом (C6-C30) или внутренним олефиндисульфонатом (C6-C30). В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество является Гербе-PO(0-65)-EO(0-100) сульфатом (Гербе часть может являться C6-C36). В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество является Гербе-PO(0-65)-EO(0-100) карбоксилатом (Гербе часть может являться C6-C36). В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество является алкилом PO(0-65) и EO(0-100) сульфонатом, где алкильная группа является линейной или разветвленной C6-C36. В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество является сульфосукцинатом, таким как диалкилсульфосукцинат. В некоторых вариантах осуществления анионогенное поверхностно-активное вещество является алкиларилсульфонатом (AAS) (например алкилбензолсульфонатом (ABS)), C10-C30 внутренним олефинсульфонатом (IOS), нефтяным сульфонатом или алкилдифенилоксид дисульфонатом.

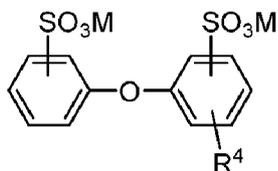
[0082] В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже:



где R<sup>1</sup> содержит разветвленную или неразветвленную, насыщенную или ненасыщенную, циклическую или нециклическую гидрофобную углеродную цепь, имеющую 6-32 атомов углерода, и атом кислорода, соединяющий R<sup>1</sup> и R<sup>2</sup>; R<sup>2</sup> содержит

алкоксилированную цепь, содержащую по меньшей мере одну оксидную группу, выбранную из группы, состоящей из этиленоксида, пропиленоксида, бутиленоксида и их комбинаций; и  $R^3$  содержит разветвленную или неразветвленную углеводородную цепь, содержащую 2-12 атомов углерода и от 2 до 5 карбоксилатных групп.

[0083] В некоторых примерах, анионогенное поверхностно-активное вещество может содержать поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже:



где  $R^4$  является разветвленной или неразветвленной, насыщенной или ненасыщенной, циклической или нециклической гидрофобной углеродной цепью, имеющей 6-32 атомов углерода; и  $M$  представляет противоион (например,  $Na^+$ ,  $K^+$ ). В некоторых вариантах осуществления  $R^4$  является разветвленной или неразветвленной, насыщенной или ненасыщенной, циклической или нециклической, гидрофобной углеродной цепью, имеющей 6-16 атомов углерода.

[0084] Подходящие неионогенные поверхностно-активные вещества включают соединения, которые могут быть добавлены, чтобы увеличить смачиваемость. В вариантах осуществления величина гидрофильно-липофильного баланса (HLB) неионогенного поверхностно-активного вещества составляет более чем 10 (например, более чем 9, более чем 8, или более чем 7). В некоторых вариантах осуществления величина гидрофильно-липофильного баланса (HLB) неионогенного поверхностно-активного вещества составляет от 7 до 10.

[0085] Неионогенное поверхностно-активное вещество может содержать гидрофобную хвостовую часть, содержащую от 6 до 60 атомов углерода. В некоторых вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество может включать гидрофобную хвостовую часть, которая содержит по меньшей мере 6 атомов углерода (например, по меньшей мере 7 атомов углерода, по меньшей мере 8 атомов углерода, по меньшей мере 9 атомов углерода, по меньшей мере 10 атомов углерода, по меньшей мере 11 атомов углерода, по меньшей мере 12 атомов углерода, по меньшей мере 13 атомов углерода, по меньшей мере 14 атомов углерода, по меньшей мере 15 атомов углерода, по меньшей мере 16 атомов углерода, по меньшей мере 17 атомов углерода, по меньшей мере 18 атомов углерода, по меньшей мере 19 атомов углерода, по меньшей мере 20 атомов углерода, по меньшей мере 21 атом углерода, по меньшей мере 22 атома углерода, по меньшей мере 23 атома углерода, по меньшей мере 24 атома углерода, по меньшей мере 25 атомов углерода, по меньшей мере 26 атомов углерода, по меньшей мере 27 атомов углерода, по меньшей мере 28 атомов углерода, по меньшей мере 29 атомов углерода, по меньшей мере 30 атомов углерода, по меньшей мере 31 атом углерода, по меньшей мере 32 атома углерода, по меньшей мере 33 атома углерода, по меньшей мере

34 атома углерода, по меньшей мере 35 атомов углерода, по меньшей мере 36 атомов углерода, по меньшей мере 37 атомов углерода, по меньшей мере 38 атомов углерода, по меньшей мере 39 атомов углерода, по меньшей мере 40 атомов углерода, по меньшей мере 41 атом углерода, по меньшей мере 42 атома углерода, по меньшей мере 43 атома углерода, по меньшей мере 44 атома углерода, по меньшей мере 45 атомов углерода, по меньшей мере 46 атомов углерода, по меньшей мере 47 атомов углерода, по меньшей мере 48 атомов углерода, по меньшей мере 49 атомов углерода, по меньшей мере 50 атомов углерода, по меньшей мере 51 атом углерода, по меньшей мере 52 атома углерода, по меньшей мере 53 атома углерода, по меньшей мере 54 атома углерода, по меньшей мере 55 атомов углерода, по меньшей мере 56 атомов углерода, по меньшей мере 57 атомов углерода, по меньшей мере 58 атомов углерода или по меньшей мере 59 атомов углерода). В некоторых вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество может включать гидрофобную хвостовую часть, которая содержит 60 атомов углерода или менее (например, 59 атомов углерода или менее, 58 атомов углерода или менее, 57 атомов углерода или менее, 56 атомов углерода или менее, 55 атомов углерода или менее, 54 атома углерода или менее, 53 атома углерода или менее, 52 атома углерода или менее, 51 атом углерода или менее, 50 атомов углерода или менее, 49 атомов углерода или менее, 48 атомов углерода или менее, 47 атомов углерода или менее, 46 атомов углерода или менее, 45 атомов углерода или менее, 44 атома углерода или менее, 43 атома углерода или менее, 42 атома углерода или менее, 41 атом углерода или менее, 40 атомов углерода или менее, 39 атомов углерода или менее, 38 атомов углерода или менее, 37 атомов углерода или менее, 36 атомов углерода или менее, 35 атомов углерода или менее, 34 атома углерода или менее, 33 атома углерода или менее, 32 атома углерода или менее, 31 атом углерода или менее, 30 атомов углерода или менее, 29 атомов углерода или менее, 28 атомов углерода или менее, 27 атомов углерода или менее, 26 атомов углерода или менее, 25 атомов углерода или менее, 24 атома углерода или менее, 23 атома углерода или менее, 22 атома углерода или менее, 21 атом углерода или менее, 20 атомов углерода или менее, 19 атомов углерода или менее, 18 атомов углерода или менее, 17 атомов углерода или менее, 16 атомов углерода или менее, 15 атомов углерода или менее, 14 атомов углерода или менее, 13 атомов углерода или менее, 12 атомов углерода или менее, 11 атомов углерода или менее, 10 атомов углерода или менее, 9 атомов углерода или менее, 8 атомов углерода или менее или 7 атомов углерода или менее).

[0086] Неионогенное поверхностно-активное вещество может включать гидрофобную хвостовую часть, которая содержит число атомов углерода в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, неионогенное поверхностно-активное вещество может содержать гидрофобную хвостовую часть, содержащую от 6 до 15, от 16 до 30, от 31 до 45, от 46 до 60, от 6 до 25, от 26 до 60, от 6 до 30, от 31 до 60, от 6 до 32, от 33 до 60, от 6 до 12, от 13 до 22, от 23 до 32, от 33 до 42, от 43 до 52, от 53 до 60, от 6 до 10, от 10 до 15, от 16 до 25, от 26 до 35, или от 36 до 45 атомов углерода. В некоторых случаях,

гидрофобная хвостовая часть может быть неразветвленной цепью, разветвленной цепью и/или может содержать циклические структуры. Гидрофобная углеродная хвостовая часть может содержать одинарные связи, двойные связи, тройные связи или любую их комбинацию. В некоторых случаях гидрофобная хвостовая часть может содержать алкильную группу, с присоединенным к ней ароматическим кольцом (например, фенильным кольцом) или без него. В некоторых вариантах осуществления гидрофобная хвостовая часть может содержать разветвленную гидрофобную хвостовую часть, производную от спиртов Гербе.

[0087] Примеры неионогенных поверхностно-активных веществ включают алкиларилалкокси-спирты, алкилалкокси-спирты или любую их комбинацию. В вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество может являться смесью поверхностно-активных веществ с разными длинами длинных липофильных хвостовых цепей. Например, неионогенное поверхностно-активное вещество может являться C9-C11:9EO, что означает смесь неионогенных поверхностно-активных веществ, которые имеют длину липофильной хвостовой цепи от 9 атомов углерода до 11 атомов углерода, с последующей цепью из 9 EO. Гидрофильная часть является алкиленокси-цепью (например, этокси (EO), бутокси (BO) и/или пропокси (PO) цепью с двумя или более повторяющимися звеньями EO, BO и/или PO). В некоторых вариантах осуществления присутствуют 1-100 повторяющихся звеньев EO. В некоторых вариантах осуществления присутствуют 0-65 повторяющихся звеньев PO. В некоторых вариантах осуществления присутствуют 0-25 повторяющихся звеньев BO. Например, неионогенное поверхностно-активное вещество может содержать 10EO:5PO или 5EO. В вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество может являться смесью поверхностно-активных веществ с разными длинами длинных липофильных хвостовых цепей. Например, неионогенное поверхностно-активное вещество может являться C9-C11:PO9:EO2, что означает смесь неионогенных поверхностно-активных веществ, которые имеют длину липофильной хвостовой цепи от 9 атомов углерода до 11 атомов углерода, с последующей цепью из 9 PO и 2 EO. В характерных вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество является линейным C9-C11:9EO. В некоторых вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество является Гербе PO(0-65) и EO(0-100) (Гербе может являться C6-C36); или алкилом PO(0-65) и EO(0-100); где алкильная группа является линейной или разветвленной C1-C36. В некоторых примерах, неионогенное поверхностно-активное вещество может содержать разветвленный или неразветвленный C6-C32:PO(0-65):EO(0-100) (например, разветвленный или неразветвленный C6-C30:PO(30-40):EO(25-35), разветвленный или неразветвленный C6-C12:PO(30-40):EO(25-35), разветвленный или неразветвленный C6-30:EO(8-30), или любую их комбинацию). В некоторых вариантах осуществления неионогенное поверхностно-активное вещество является одним или несколькими алкилполиглюкозидами.

[0088] Примеры катионогенных поверхностно-активных веществ включают

поверхностно-активное вещество аналогичное тем, что описаны выше, за исключением содержания первичных, вторичных или третичных аминов или катионов четвертичного аммония в качестве гидрофильной головной группы. «Цвиттер-ионный» или «цвиттер-ион», как использовано в данном документе, относится к нейтральной молекуле с положительным (или катионным) и отрицательным (или анионным) электрическим зарядом при различных местах расположения в той же самой молекуле. Примеры цвиттер-ионных поверхностно-активных веществ включают бетаины и сультаины.

[0089] Примеры подходящих поверхностно-активных веществ описаны, например, в патентах США №№ 3811504, 3811505, 3811507, 3890239, 4463806, 6022843, 6225267, 7629299, 7770641, 9976072, 8211837, 9422469, 9605198 и 9617464; заявках на патент ВОИС (WIPO) №№ WO/2008/079855, WO/2012/027757 и WO /2011/094442; а также заявках на патент США №№ 2005/0199395, 2006/0185845, 2006/0189486, 2009/0270281, 2011/0046024, 2011/0100402, 2011/0190175, 2007/0191633, 2010/004843, 2011/0201531, 2011/0190174, 2011/0071057, 2011/0059873, 2011/0059872, 2011/0048721, 2010/0319920, 2010/0292110 и 2017/0198202, каждая из которых тем самым включена в посредством ссылки в данный документ во всей ее полноте для его описания примеров поверхностно-активного вещества.

[0090] Необязательно, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может включать один или более дополнительных компонентов. Например, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может дополнительно содержать кислоту, полимер, понизитель трения, гелеобразующий агент, сшивающий агент, ингибитор образования отложений, измельчитель, агент для регулирования pH, неэмульгирующий агент, добавку для контроля железа, ингибитор коррозии, биоцид, глиностабилизирующий агент, расклинивающий агент, химикат для изменения смачиваемости, соразтворитель (например, C1-C5 спирт или алкоксилированный C1-C5 спирт) или любую их комбинацию.

[0091] В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может дополнительно включать один или более соразтворителей. Подходящие соразтворители включают спирты, такие как низкоуглеродные спирты, такие как изопропиловый спирт, этанол, н-пропиловый спирт, н-бутиловый спирт, втор-бутиловый спирт, н-амиловый спирт, втор-амиловый спирт, н-гексиловый спирт, втор-гексиловый спирт и т.п.; спиртовые эфиры, эфиры полиалкиленового спирта, полиалкиленовые гликоли, полиоксиалкиленовые гликоли, поли(оксиалкилен)гликолевые эфиры, этоксилированный фенол или любые другие обычные органические соразтворители или комбинации любых двух или более соразтворителей. В одном варианте осуществления соразтворитель может содержать алкилэтоксилат (C1-C6)-(1-30)EO, линейный или разветвленный. В некоторых вариантах осуществления соразтворитель может содержать бутиловый эфир этиленгликоля (EGBE), монобутиловый эфир диэтиленгликоля (DGBE), монобутиловый эфир триэтиленгликоля (TEGBE), дибутиловый эфир этиленгликоля (EGDE), метилбутиловый эфир

полиэтиленгликоля (mPEG) или любую их комбинацию.

[0092] Перед закачиванием в скважину, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества объединяют с водным закачиваемым флюидом, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS). Комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть добавлена непосредственно в водный закачиваемый флюид или комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть разбавлена (например, водой или водным закачиваемым флюидом) перед добавлением в закачиваемый флюид. В вариантах осуществления водный закачиваемый флюид перед добавлением комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества является водным закачиваемым флюидом, который был предварительно инжектирован в скважину. При добавлении, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может уменьшать распределение частиц по размеру в водном закачиваемом флюиде, создавая закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS).

[0093] В примерах вариантов осуществления водный закачиваемый флюид может содержать любой тип воды, обработанной и необработанной, и может варьироваться в отношении содержания соли. Например, водный закачиваемый флюид может содержать морскую воду, солоноватую воду, пресную воду, противоточную или пластовую воду, сточную воду (например, регенерированную или рециркулированную), речную воду, озерную или прудовую воду, воду из водоносной области, рассол (например, коллекторный или синтетический рассол) или любую их комбинацию. В некоторых вариантах осуществления водный закачиваемый флюид может содержать реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения.

[0094] Закачиваемые флюиды с малым размером частиц (LPS) могут содержать от 30% до 99,85% по массе воды от общей массы композиции, например от 70% до 98% воды.

[0095] В некоторых вариантах осуществления водный закачиваемый флюид может включать кислоту, полимер, понизитель трения, гелеобразующий агент, сшивающий агент, измельчитель, агент для регулирования pH, неэмульгирующий агент, добавку для контроля железа, ингибитор образования отложений, ингибитор коррозии, биоцид, глиностабилизирующий агент, расклинивающий агент, химикат для изменения смачиваемости, соразтворитель (например, C1-C5 спирт или алкоксилированный C1-C5 спирт) или любую их комбинацию. В определенных вариантах осуществления водный закачиваемый флюид может содержать кислоту (например, по меньшей мере 10% кислоты, например, от 10% до 20% по массе кислоты). В определенных вариантах осуществления закачиваемый флюид может содержать расклинивающий агент.

[0096] Когда оно объединено с водным закачиваемым флюидом, основное поверхностно-активное вещество может иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц по меньшей мере 0,01% по массе (например, по меньшей мере 0,02% по массе, по меньшей мере 0,03% по массе, по меньшей мере 0,04% по массе, по

меньшей мере 0,05% по массе, по меньшей мере 0,06% по массе, по меньшей мере 0,07% по массе, по меньшей мере 0,08% по массе, по меньшей мере 0,09% по массе, по меньшей мере 0,1% по массе, по меньшей мере 0,15% по массе, по меньшей мере 0,2% по массе, по меньшей мере 0,25% по массе, по меньшей мере 0,3% по массе, по меньшей мере 0,35% по массе, по меньшей мере 0,4% по массе, по меньшей мере 0,45% по массе, по меньшей мере 0,5% по массе, по меньшей мере 0,55% по массе, по меньшей мере 0,6% по массе, по меньшей мере 0,65% по массе, по меньшей мере 0,7% по массе, по меньшей мере 0,75% по массе, по меньшей мере 0,8% по массе, по меньшей мере 0,85% по массе, по меньшей мере 0,9% по массе, по меньшей мере 0,95% по массе, по меньшей мере 1% по массе, по меньшей мере 1,25% по массе, по меньшей мере 1,5% по массе, по меньшей мере 1,75% по массе, по меньшей мере 2% по массе или по меньшей мере 2,25% по массе), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц. В некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество может иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц 2,5% по массе или менее (например, 2,25% по массе или менее, 2% по массе или менее, 1,75% по массе или менее, 1,5% по массе или менее, 1,25% по массе или менее, 1% по массе или менее, 0,95% по массе или менее, 0,9% по массе или менее, 0,85% по массе или менее, 0,8% по массе или менее, 0,75% по массе или менее, 0,7% по массе или менее, 0,65% по массе или менее, 0,6% по массе или менее, 0,55% по массе или менее, 0,5% по массе или менее, 0,45% по массе или менее, 0,4% по массе или менее, 0,35% по массе или менее, 0,3% по массе или менее, 0,25% по массе или менее, 0,2% по массе или менее, 0,15% по массе или менее, 0,1% по массе или менее, 0,09% по массе или менее, 0,08% по массе или менее, 0,07% по массе или менее, 0,06% по массе или менее, 0,05% по массе или менее, 0,04% по массе или менее, 0,03% по массе или менее или 0,02% по массе или менее), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS). В отдельных вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество может иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц менее чем 1%, менее чем 0,5%, менее чем 0,2%, менее чем 0,1%, менее чем 0,075% или менее чем 0,05%.

[0097] Основное поверхностно-активное вещество может иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество может иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц от 0,01% до 2,5% по массе (например, от 0,05% до 0,5% по массе), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

[0098] При присутствии, одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц по меньшей мере 0,001% по массе (например, по меньшей мере 0,005% по массе, по меньшей мере 0,01% по массе, по меньшей мере 0,02% по массе, по меньшей мере 0,03% по массе, по меньшей мере 0,04% по массе, по меньшей мере 0,05% по массе, по меньшей мере

0,06% по массе, по меньшей мере 0,07% по массе, по меньшей мере 0,08% по массе, по меньшей мере 0,09% по массе, по меньшей мере 0,1% по массе, по меньшей мере 0,15% по массе, по меньшей мере 0,2% по массе, по меньшей мере 0,25% по массе, по меньшей мере 0,3% по массе, по меньшей мере 0,35% по массе, по меньшей мере 0,4% по массе, по меньшей мере 0,45% по массе, по меньшей мере 0,5% по массе, по меньшей мере 0,55% по массе, по меньшей мере 0,6% по массе, по меньшей мере 0,65% по массе, по меньшей мере 0,7% по массе, по меньшей мере 0,75% по массе, по меньшей мере 0,8% по массе, по меньшей мере 0,85% по массе, по меньшей мере 0,9% по массе, по меньшей мере 0,95% по массе, по меньшей мере 1% по массе, по меньшей мере 1,25% по массе, по меньшей мере 1,5% по массе, по меньшей мере 1,75% по массе, по меньшей мере 2% по массе или по меньшей мере 2,25% по массе), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц. В некоторых вариантах осуществления одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц 2,5% по массе или менее (например, 2,25% по массе или менее, 2% по массе или менее, 1,75% по массе или менее, 1,5% по массе или менее, 1,25% по массе или менее, 1% по массе или менее, 0,95% по массе или менее, 0,9% по массе или менее, 0,85% по массе или менее, 0,8% по массе или менее, 0,75% по массе или менее, 0,7% по массе или менее, 0,65% по массе или менее, 0,6% по массе или менее, 0,55% по массе или менее, 0,5% по массе или менее, 0,45% по массе или менее, 0,4% по массе или менее, 0,35% по массе или менее, 0,3% по массе или менее, 0,25% по массе или менее, 0,2% по массе или менее, 0,15% по массе или менее, 0,1% по массе или менее, 0,09% по массе или менее, 0,08% по массе или менее, 0,07% по массе или менее, 0,06% по массе или менее, 0,05% по массе или менее, 0,04% по массе или менее, 0,03% по массе или менее, 0,02% по массе или менее, 0,01% по массе или менее или 0,005% по массе или менее), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS). В отдельных вариантах осуществления одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц менее чем 2%, менее чем 1,5%, менее чем 1%, менее чем 0,5%, менее чем 0,2%, менее чем 0,1%, менее чем 0,075%, менее чем 0,05% или менее чем 0,01%.

[0099] При присутствии, одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц от 0,001% до 2,5% по массе (например, от 0,001% до 1,5% по массе или от 0,05% до 0,5% по массе), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

[0100] В некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут

присутствовать в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS), комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества или их обоих при массовом отношении основного поверхностно-активного вещества к одному или нескольким вспомогательным поверхностно-активным веществам по меньшей мере 1:1 (например, по меньшей мере 2:1, по меньшей мере 2.5:1, по меньшей мере 3:1, по меньшей мере 4:1, по меньшей мере 5:1, по меньшей мере 6:1, по меньшей мере 7:1, по меньшей мере 8:1 или по меньшей мере 9:1). В некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут присутствовать в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS), комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества или их обоих при массовом отношении основного поверхностно-активного вещества к одному или нескольким вспомогательным поверхностно-активным веществам 10:1 или менее (например, 9:1 или менее; 8:1 или менее, 7:1 или менее, 6:1 или менее, 5:1 или менее, 4:1 или менее, 3:1 или менее, 2.5:1 или менее или 2:1 или менее).

[0101] Основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут присутствовать в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS), комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества или их обоих при массовом отношении в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут присутствовать в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS), комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества или их обоих при массовом отношении основного поверхностно-активного вещества к одному или нескольким вспомогательных поверхностно-активных веществ от 1:1 до 10:1 (например, 1:1 до 5:1).

[0102] В других вариантах осуществления одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ отсутствуют (т.е., основное поверхностно-активное вещество является единственным поверхностно-активным веществом, присутствующим в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества).

[0103] В некоторых вариантах осуществления общая концентрация всех поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS) (общая концентрация основного поверхностно-активного вещества и одного или нескольких вспомогательных поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)) может составлять по меньшей мере 0,01% по массе (например, по меньшей мере 0,02% по массе, по меньшей мере 0,03% по массе, по меньшей мере 0,04% по массе, по меньшей мере 0,05% по массе, по меньшей мере 0,06% по массе, по меньшей мере 0,07% по массе, по меньшей мере 0,08% по массе, по меньшей мере 0,09% по массе, по меньшей мере 0,1% по массе, по меньшей мере 0,15% по массе, по меньшей мере 0,2% по массе, по меньшей мере 0,25% по массе, по меньшей мере 0,3% по массе, по меньшей мере 0,35% по массе, по меньшей мере 0,4% по массе, по меньшей

мере 0,45% по массе, по меньшей мере 0,5% по массе, по меньшей мере 0,55% по массе, по меньшей мере 0,6% по массе, по меньшей мере 0,65% по массе, по меньшей мере 0,7% по массе, по меньшей мере 0,75% по массе, по меньшей мере 0,8% по массе, по меньшей мере 0,85% по массе, по меньшей мере 0,9% по массе, по меньшей мере 0,95% по массе, по меньшей мере 1% по массе, по меньшей мере 1,25% по массе, по меньшей мере 1,5% по массе, по меньшей мере 1,75% по массе, по меньшей мере 2% по массе, по меньшей мере 2,25% по массе, по меньшей мере 2,5% по массе, по меньшей мере 2,75% по массе, по меньшей мере 3% по массе, по меньшей мере 3,25% по массе, по меньшей мере 3,5% по массе, по меньшей мере 3,75% по массе, по меньшей мере 4% по массе, по меньшей мере 4,25% по массе, по меньшей мере 4,5% по массе или по меньшей мере 4,75% по массе), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS). В некоторых вариантах осуществления общая концентрация всех поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS) (общая концентрация основного поверхностно-активного вещества и одного или нескольких вспомогательных поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)) может составлять 5% по массе или менее (например, 4,75% по массе или менее, 4,5% по массе или менее, 4,25% по массе или менее, 4% по массе или менее, 3,75% по массе или менее, 3,5% по массе или менее, 3,25% по массе или менее, 3% по массе или менее, 2,75% по массе или менее, 2,5% по массе или менее, 2,25% по массе или менее, 2% по массе или менее, 1,75% по массе или менее, 1,5% по массе или менее, 1,25% по массе или менее, 1% по массе или менее, 0,95% по массе или менее, 0,9% по массе или менее, 0,85% по массе или менее, 0,8% по массе или менее, 0,75% по массе или менее, 0,7% по массе или менее, 0,65% по массе или менее, 0,6% по массе или менее, 0,55% по массе или менее, 0,5% по массе или менее, 0,45% по массе или менее, 0,4% по массе или менее, 0,35% по массе или менее, 0,3% по массе или менее, 0,25% по массе или менее, 0,2% по массе или менее, 0,15% по массе или менее, 0,1% по массе или менее, 0,09% по массе или менее, 0,08% по массе или менее, 0,07% по массе или менее, 0,06% по массе или менее, 0,05% по массе или менее, 0,04% по массе или менее, 0,03% по массе или менее или 0,02% по массе или менее), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS).

[0104] Общая концентрация всех поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS) (общая концентрация основного поверхностно-активного вещества и одного или нескольких вспомогательных поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)) может находиться в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления общая концентрация всех поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS) (общая концентрация основного поверхностно-активного вещества и одного или нескольких вспомогательных поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)) может составлять от 0,01% по массе до 5% по массе (например, от 0,01% до 2,5% по массе, от 0,01% до 1% по

массе или от 0,01% до 0,5% по массе).

[0105] В некоторых вариантах осуществления, когда закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) инжектируют в горизонтальную скважину, общая концентрация всех поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS) (общая концентрация основного поверхностно-активного вещества и одного или нескольких вспомогательных поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)) может составлять от 0,01% до 1,5% по массе, от 0,01% до 1% по массе или от 0,01% до 0,5% по массе).

[0106] В некоторых вариантах осуществления, когда закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) инжектируют в вертикальную скважину, общая концентрация всех поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS) (общая концентрация основного поверхностно-активного вещества и одного или нескольких вспомогательных поверхностно-активных веществ в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)) может составлять от 0,01% до 5% по массе, от 0,01% до 1% по массе, от 0,5% до 5% по массе, от 0,5% до 2,5% по массе, от 0,5% до 1,5% по массе, от 0,5% до 1% по массе, от 1% до 5% по массе, от 1% до 2,5% по массе, от или 1% до 1,5% по массе).

[0107] При присутствии, один или более соразтворителей могут иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц менее чем 2%, менее чем 1,5%, менее чем 1%, менее чем 0,5%, менее чем 0,2%, менее чем 0,1%, менее чем 0,075%, менее чем 0,05% или менее чем 0,01%. Например, один или более соразтворителей могут иметь концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц от 0,001% до 1,5% по массе (например, от 0,05% до 0,5% по массе), в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

[0108] После того как комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества был объединен с водным закачиваемым флюидом, закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может являться однофазным флюидом или может являться эмульсией в зависимости от количества масла в закачиваемом флюиде.

[0109] В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и посредством распространения закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS)) может содержать неионогенное поверхностно-активное вещество и анионогенное поверхностно-активное вещество (например, сульфонат или дисульфонат). В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и посредством распространения закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS)) может содержать неионогенное поверхностно-активное вещество и два или более анионогенных поверхностно-активных веществ (например, сульфонат или дисульфонат и карбоксилат). В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и посредством распространения закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS)) может содержать неионогенное поверхностно-активное вещество (например, C6-C16

алкилфенолэтоксилат или С6-С16:РО(0-25):ЕО(0-25), такое как С9-С11 этоксилированный спирт, С13 этоксилированный спирт, С6-С10 этоксилированный пропоксилированный спирт или С10-С14 этоксилированный спирт Гербе) и сульфатное поверхностно-активное вещество (например, С10-16 дисульфат или С16-28 внутренний олефинсульфонат (IOS)). В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и посредством распространения закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS)) может содержать неионогенное поверхностно-активное вещество (например, а С6-С16 алкилфенолэтоксилат или С6-16:РО(0-25):ЕО(0-25), такое как С9-С11 этоксилированный спирт, С13 этоксилированный спирт, С6-С10 этоксилированный пропоксилированный спирт или С10-С14 этоксилированный спирт Гербе), сульфатное поверхностно-активное вещество (например, С10-16 дисульфат или С16-28 внутренний олефинсульфонат (IOS)), и карбоксилатное поверхностно-активное вещество (например, С10-16 алкилполиглюкозидкарбоксилат или С22-С36 карбоксилат алкоксилированного спирта Гербе).

[0110] Характерные примеры вариантов осуществления включают закачиваемые флюиды с малым размером частиц (LPS), представленные в таблице ниже.

| Закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) | Поверхностно-активные вещества и дополнительные поверхностно-активные вещества в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)<br>(в массовых процентах) |
|--|--|
| 1  | 0,09% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,06% дисульфата   |
| 2  | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,1% карбоксилата<br>0,1% дисульфата  |
| 3  | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,075% карбоксилата<br>0,075% дисульфата   |
| 4  | 0,2% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,1% карбоксилата   |
| 5  | 0,2% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,033% карбоксилата<br>0,066% дисульфата  |
| 6  | 0,2% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,033% карбоксилата   |

|    |  |
|----|--|
|    | 0,066% дисульфоната  |
| 7  | 0,2% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% карбоксилата<br>0,05% олефинсульфоната  |
| 8  | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% карбоксилата<br>0,05% олефинсульфоната<br>0,05% алкилполиглюкозида   |
| 9  | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% карбоксилата<br>0,05% олефинсульфоната<br>0,1% алкилполиглюкозида   |
| 10 | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,07% карбоксилата<br>0,03% олефинсульфоната<br>0,1% алкилполиглюкозида  |
| 11 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,04% карбоксилата<br>0,05% олефинсульфоната<br>0,03% дисульфоната<br>0,1% алкилполиглюкозида                         |
| 12 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,04% карбоксилата<br>0,06% дисульфоната<br>0,1% алкилполиглюкозида   |
| 13 | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,15% алкоксилированного алкилфенола<br>0,1% олефинсульфоната<br>0,1% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе   |
| 14 | 0,125% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,175% алкоксилированного алкилфенола<br>0,1% олефинсульфоната<br>0,1% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе |
| 15 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта  |

|    |  |
|----|--|
|    | 0,2% алкоксилированного алкилфенола<br>0,1% олефинсульфоната<br>0,1% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе  |
| 16 | 0,12% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,22% алкоксилированного алкилфенола<br>0,08% олефинсульфоната<br>0,08% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе                       |
| 17 | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,15% алкоксилированного алкилфенола<br>0,08% олефинсульфоната<br>0,06% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,06% карбоксилата |
| 18 | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,15% алкоксилированного алкилфенола<br>0,05% олефинсульфоната<br>0,1% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,05% дисульфоната  |
| 19 | 0,5% олефинсульфоната<br>0,5% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,55% гликозидов или глюкозидов  |
| 20 | 0,5% олефинсульфоната<br>0,5% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,5% гликозидов или глюкозидов<br>0,25% алкоксилированного С6-С16 спирта                               |
| 21 | 0,5% олефинсульфоната<br>0,5% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,5% гликозидов или глюкозидов<br>0,5% алкоксилированного С6-С16 спирта                                |
| 22 | 0,5% олефинсульфоната<br>0,5% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>1% гликозидов или глюкозидов<br>0,5% алкоксилированного С6-С16 спирта                                  |
| 23 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,05% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе   |

|    |   |
|----|---|
|    | 0,05% гликозидов или глюкозидов<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 24 | 0,075% гликозидов или глюкозидов<br>0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 25 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% дисульфоната   |
| 26 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% дисульфоната<br>0,03% гидроксиалкила хлорида алкиламмония  |
| 27 | 0,03% олефинсульфоната<br>0,04% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,08% гликозидов или глюкозидов<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта |
| 28 | 0,4% олефинсульфоната<br>0,4% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,7% гликозидов или глюкозидов<br>0,5% алкоксилированного С6-С16 спирта     |
| 29 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,1% гликозидов или глюкозидов<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта  |
| 30 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,1% алкилполиглюкозида<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 31 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,1% гликозидов или глюкозидов<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта  |
| 32 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,1% алкилполиглюкозида<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 33 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,1% алкилполиглюкозида<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 34 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,05% гликозидов или глюкозидов   |

|    |  |
|----|--|
|    | 0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% карбоксилата   |
| 35 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,05% гликозидов или глюкозидов<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% карбоксилата          |
| 36 | 0,05% олефинсульфоната<br>0,05% алкилполиглюкозида<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта                                       |
| 37 | 0,06% олефинсульфоната<br>0,05% алкилполиглюкозида<br>0,04% алкоксилированного С6-С16 спирта                                       |
| 38 | 0,04% олефинсульфоната<br>0,08% гликозидов или глюкозидов<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,03% дисульфоната          |
| 39 | 0,035% олефинсульфоната<br>0,075% гликозидов или глюкозидов<br>0,05% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,04% дисульфоната        |
| 40 | 0,035% олефинсульфоната<br>0,07% гликозидов или глюкозидов<br>0,045% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% дисульфоната        |
| 41 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,1% дисульфоната   |
| 42 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,25% олефинсульфоната<br>0,5% гликозидов или глюкозидов<br>0,5% соразвителя |
| 43 | 0,075% алкоксилированного С12-С22 спирта<br>0,075% дисульфоната  |
| 44 | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната   |

|    |  |
|----|--|
| 45 | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната   |
| 46 | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,075% дисульфоната   |
| 47 | 0,075% дисульфоната<br>0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 48 | 0,0625% дисульфоната<br>0,0875% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 49 | 0,055% дисульфоната<br>0,095% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 50 | 0,075% дисульфоната<br>0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 51 | 1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,5% дисульфоната   |
| 52 | 1% алкоксилированного С6-С16 спирта  |
| 53 | 1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>2,25% сульфосукцината   |
| 54 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>2,25% сульфосукцината |
| 55 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>1% алкоксилированного алкилфенола<br>2,25% сульфосукцината   |
| 56 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>1% алкоксилированного С6-С16 спирта                          |
| 57 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>1% алкоксилированного алкилфенола                            |
| 58 | 0,65% карбоксилата<br>0,35% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 59 | 0,325% карбоксилата<br>0,925% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 60 | 0,25% олефинсульфоната<br>1,0% алкоксилированного С6-С16 спирта  |
| 61 | 0,15% олефинсульфоната   |

|    |   |
|----|---|
|    | 0,2% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,92% карбоксилата                                   |
| 62 | 0,65% карбоксилата<br>0,35% второго карбоксилата  |
| 63 | 0,65% карбоксилата<br>0,35% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>1% олефинсульфоната                       |
| 64 | 1% алкоксилированного спирта<br>1% олефинсульфоната   |
| 65 | 0,5% алкоксилированного спирта<br>0,5% олефинсульфоната<br>0,25% карбоксилата                             |
| 66 | 0,6% соразвителя<br>0,6% олефинсульфоната   |
| 67 | 0,6% соразвителя<br>0,3% дисульфоната<br>0,3% олефинсульфоната  |
| 68 | 0,6% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,6% дисульфоната                                    |
| 69 | 0,6% соразвителя<br>0,4% дисульфоната<br>0,2% олефинсульфоната  |
| 70 | 0,5% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,4% дисульфоната<br>0,3% олефинсульфоната                       |
| 71 | 1% алкоксилированного С6-С16 спирта   |
| 72 | 0,9% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,6% дисульфоната  |
| 73 | 0,4% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,35% дисульфоната<br>0,25% олефинсульфоната<br>0,5% соразвителя |
| 74 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,5% алкоксилированного С6-С16 спирта               |

|    |   |
|----|---|
|    | 0,35% дисульфоната<br>0,15% олефинсульфоната<br>0,35% сорастворителя  |
| 75 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,25% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,25% олефинсульфоната<br>0,25% сорастворителя  |
| 76 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,25% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,25% олефинсульфоната<br>0,25% алкоксилированного спирта   |
| 77 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,35% олефинсульфоната<br>0,5% алкоксилированного спирта  |
| 78 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,25% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,15% олефинсульфоната<br>0,1% дисульфоната<br>0,25% сорастворителя                                     |
| 79 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,25% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,25% олефинсульфоната<br>0,25% гликозидов или глюкозидов<br>0,25% сорастворителя<br>0,15% дисульфоната |
| 80 | 0,25% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,25% олефинсульфоната<br>0,5% гликозидов или глюкозидов<br>0,25% сорастворителя  |
| 81 | 0,15% алкоксилированного С12-С22 спирта   |
| 82 | 0,075% алкоксилированного С12-С22 спирта<br>0,075% дисульфоната   |
| 83 | 0,075% алкоксилированного С12-С22 спирта<br>0,075% дисульфоната   |

|     |  |
|-----|--|
| 84  | 0,075% алкоксилированного С12-С22 спирта<br>0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе    |
| 85  | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе   |
| 86  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната                         |
| 87  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната<br>0,05% сорастворителя |
| 88  | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% дисульфоната                                  |
| 89  | 1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,5% дисульфоната                                     |
| 90  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната                         |
| 91  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,125% дисульфоната                         |
| 92  | 0,075% алкоксилированного С12-С22 спирта<br>0,125% дисульфоната                              |
| 93  | 0,075% алкоксилированного С12-С22 спирта<br>0,075% дисульфоната                              |
| 94  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната                         |
| 95  | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,05% дисульфоната                            |
| 96  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната                         |
| 97  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,075% дисульфоната                               |
| 98  | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта Гербе<br>0,075% дисульфоната                         |
| 99  | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% дисульфоната                                  |
| 100 | 0,09% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,06% дисульфоната                                 |

|     |   |
|-----|---|
| 101 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,1% дисульфоната<br>0,1% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе   |
| 102 | 0,1% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,1% дисульфоната  |
| 103 | 0,65% карбоксилата алкоксилированного спирта Гербе<br>0,35% олефинсульфоната<br>0,33% алкоксилированного алкилфенола<br>0,5% соразтворителя<br>0,25% второго соразтворителя |
| 104 | 0,075% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,075% бензолсульфоновой кислоты, децил(сульфофенокси)-динатриевой соли  |
| 105 | 0,15% алкоксилированного С6-С16 спирта<br>0,05% бензолсульфоновой кислоты, децил(сульфофенокси)-динатриевой соли  |

[0111] В некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут быть добавлены к водному закачиваемому флюиду, чтобы образовывать закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS). Например, основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут быть предварительно смешаны в качестве компонентов комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества. В качестве альтернативы, основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут быть объединены с (например, последовательно добавлены к нему) водным закачиваемым флюидом, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS). В других вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество и/или одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут быть добавлены по отдельности или совместно к водному закачиваемому флюиду, для получения реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения в коллекторе. В некоторых вариантах осуществления основное поверхностно-активное вещество и одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ могут быть смешаны с одним или несколькими дополнительными компонентами перед объединением с водным закачиваемым флюидом.

[0112] Одно или более поверхностно-активных веществ, присутствующих в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и, в конечном счете, в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)), могут быть выбраны, чтобы

улучшить извлечение углеводородов. А именно, одно или более поверхностно-активных веществ могут улучшать извлечение углеводородов посредством увеличения водной стабильности закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) при температуре и минерализации коллектора, уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела (IFT) закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) с углеводородами в коллекторе, изменения (например, увеличения или уменьшения смачиваемости коллектора или любой их комбинации).

[0113] В некоторых вариантах осуществления одно или более поверхностно-активных веществ в однофазной жидком комплексе поверхностно-активного вещества (и в конечном счете в закачиваемом флюиде с малым размером частиц (LPS)) могут увеличивать водная стабильность закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) при температуре и минерализации коллектора. Водный стабильные растворы могут распространяться дополнительно в коллектор после инъекции по сравнению с инъекцией флюида, лишённого водной стабильности. В дополнение, вследствие того, что инжестрированные химикаты остаются в растворимых водных стабильных растворах, водные стабильные растворы не осаждают твердотельные частицы или фазу, отделенную пласта, которая может препятствовать или затруднять протекание флюида через коллектор. В качестве таковых, закачиваемые флюиды, которые проявляют водную стабильность при условиях коллектора, могут в значительной степени устранять образование повреждений, связанных с осаждением инжестрированных химикатов. Таким образом, извлечение углеводородов может быть облегчено посредством одного или нескольких поверхностно-активных веществ, присутствующих в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0114] В некоторых вариантах осуществления одно или более поверхностно-активных веществ в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и в конечном счете закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS)) могут уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела (IFT) закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) с углеводородами в коллекторе. Уменьшение поверхностного натяжения на границе раздела (IFT) может уменьшать давление, требуемое, чтобы доставить водный закачиваемый флюид в материнскую породу пласта. Кроме того, уменьшение поверхностного натяжения на границе раздела (IFT) уменьшает блокирование воды во время функционирования, способствуя протеканию углеводородов через разрывы и в скважину. Таким образом, извлечение углеводородов может быть облегчено посредством одного или нескольких поверхностно-активных веществ, присутствующих в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0115] В некоторых вариантах осуществления одно или более поверхностно-активных веществ в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и в конечном счете закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS)) могут изменять смачиваемость коллектора. В частности, в вариантах осуществления, где коллектор является смачиваемым нефтью или увлажненным, одно или более поверхностно-активных

веществ в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (и в конечном счете закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS)) может создавать коллектор более гидрофильный. Посредством увеличения сродства к воде коллектора, пласт будет поглощать инжектированный водный закачиваемый флюид в материнскую породу пласта, приводя к соответствующему потоку углеводорода от областей внутри пласта с задней стороны разрыва. Таким образом, извлечение углеводородов может быть облегчено посредством одного или нескольких поверхностно-активных веществ, присутствующих в комплексе однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0116] В некоторых вариантах осуществления одно или более поверхностно-активных веществ могут улучшать извлечение углеводородов посредством увеличения водной стабильности закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) при температуре и солености коллектора и уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела поверхностного натяжения на границе раздела (IFT) закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) с углеводородами в коллекторе. В некоторых вариантах осуществления одно или более поверхностно-активных веществ могут улучшать извлечение углеводородов посредством уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела (IFT) закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) с углеводородами в коллекторе и увеличения смачиваемости коллектора. В некоторых вариантах осуществления одно или более поверхностно-активных веществ могут улучшать извлечение углеводородов посредством увеличения водной стабильности закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) при температуре и солености коллектора и увеличения смачиваемости коллектора. В определенных вариантах осуществления одно или более поверхностно-активных веществ могут улучшать извлечение углеводородов посредством увеличения водной стабильности закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) при температуре и солености коллектора, уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела поверхностного натяжения на границе раздела (IFT) закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) с углеводородами в коллекторе и изменения смачиваемости коллектора.

#### СПОСОБЫ

[0117] Варианты осуществления способов выполнения операций обработки в нетрадиционном пласте посредством закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) будут теперь описаны. Закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть применен во время любой части (или во время завершения) операции обработки.

[0118] В некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть применен в увязке с завершением и/или операцией разрыва пласта. Например, закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть инжектирован в нетрадиционный подземный пласт, чтобы образовать и/или увеличить разрывы внутри пласта. В определенных вариантах осуществления операция разрыва пласта может содержать комбинирование комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, описанного в данном документе, с водным

закачиваемым флюидом, чтобы образовывать закачиваемый флюид с малым размером частиц; и инжектирование закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины и в нетрадиционный подземный пласт при достаточном давлении и при достаточной скорости для разрыва нетрадиционного подземного пласта. В некоторых вариантах осуществления ствол скважины является стволом скважины для гидравлического разрыва связанным со скважиной гидравлического разрыва, например, который может иметь лишь по существу вертикальную часть или по существу вертикальную часть и по существу горизонтальную часть ниже по существу вертикальной части. В некоторых вариантах осуществления операция разрыва пласта может быть выполнена в новой скважине (например, скважине, которая не была предварительно подвергнута разрыву пласта). В других вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть применен в операции разрыва пласта в существующей скважине (например, в операции повторного разрыва пласта).

[0119] В некоторых вариантах осуществления способ может содержать выполнение операции разрыва пласта в области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины. В некоторых вариантах осуществления способ может содержать выполнение операции разрыва пласта в области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины. В некоторых вариантах осуществления способ может содержать выполнение операции повторного разрыва пласта в предварительно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины. В некоторых вариантах осуществления способ может содержать выполнение операции повторного разрыва пласта в предварительно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины. В некоторых вариантах осуществления способ может содержать выполнение операции разрыва пласта в естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины (например, скважины, пробуренной при уплотнении первоначальной сетки размещения скважин. В некоторых вариантах осуществления способ может содержать выполнение операции разрыва пласта в естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины..

[0120] В случаях, когда способ образования трещин включает способы повторного образования трещин, предварительно разломленная область нетрадиционного коллектора может быть разорвана посредством любого подходящего типа операции разрыва пласта. Например, операция разрыва пласта может включать гидравлический разрыв, образование трещин при применении электродов, таких, как описано в патенте США № 9890627 (Номер дела патентного поверенного Т-9622А), патенте США № 9840898 (Номер дела патентного поверенного Т-9622В), публикации патента США № 2018/0202273 (Номер дела патентного поверенного Т-9622А-СІР) или образование трещин посредством любого другого подходящего оборудования или методологии. В некоторых вариантах осуществления способов операция разрыва пласта может дополнительно включать

добавление индикатора к закачиваемому флюиду с малым размером частиц перед введением закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт; извлечение индикатора из флюидов, полученных из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины, флюидов, извлеченных из различных стволов скважины, находящихся в соединении для движения флюидов с нетрадиционным подземным пластом, или любой их комбинации; и сравнение количества индикатора, извлеченного из полученных флюидов, с количеством индикатора, введенного в закачиваемый флюид с малым размером частиц. Индикатор может содержать индикатор для расклинивающего агента, индикатор для нефти, индикатор для воды или любую их комбинацию. Примеры индикаторов известны в данной области и описаны, например, в патенте США № 9914872 и статье «Ashish Kumar et al., Diagnosing Fracture-Wellbore Connectivity Using Chemical Tracer Flowback Data, URTeC 2902023, July 23-25, 2018, page 1-10, Texas, USA».

[0121] Закачиваемые флюиды с малым размером частиц (LPS) могут быть применены в различных моментах времени на протяжении операции разрыва пласта. Например, закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть применен в качестве закачиваемого флюида во время первой, средней или последней части процесса образования трещин или на протяжении всего процесса образования трещин. В некоторых вариантах осуществления процесс образования трещин может включать несколько стадий и/или подстадий. Например, процесс образования трещин может включать последовательное закачивание флюидов на разных стадиях, улучшая при каждой стадии различную систему водного закачиваемого флюида (например, посредством изменения свойств, таких как вязкость, химический состав и т.д.). Примеры процессов образования трещин этого типа описаны, например, в публикациях заявки на патент США №№ 2009/0044945 и 2015/0083420, каждая из которых включена настоящим в данный документ посредством ссылки во всей ее полноте.

[0122] В этих вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть применен в качестве закачиваемого флюида (необязательно с дополнительными компонентами) во время любой или всех из стадий и/или подстадий. Стадии и/или подстадии могут применять широкий интервал систем водного закачиваемого флюида, включая линейные гели, сшитые гели и воде с пониженным трением. Флюиды для гидравлического разрыва пласта в виде линейного геля составлены посредством широкого интервала различных полимеров на водной основе. Полимеры, которые обычно применяют, чтобы образовывать эти линейные гели включают гуар, гидроксипропилгуар (HPG), карбоксиметил HPG (СМHPG) и гидроксипропилцеллюлозу (HEC). Сшитые гелевые флюиды для гидравлического разрыва пласта применяют, например, боратные ионы, чтобы сшивать гидратированные полимеры и предоставлять увеличенную вязкость. Полимерами, наиболее часто применяемыми в этих флюидах, являются гуар и гидроксипропилгуар (HPG). Сшивание (поперечные связи), полученное посредством применения бората, является обратимым и инициируется посредством

изменения pH флюидной системы. Обратимая характеристика сшивания в боратных флюидах способствует их очистке более эффективным образом, приводя к хорошей восстановленной проницаемости и проводимости. Комплексы однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, описанные в данном документе, могут быть добавлены к любой системе этих водных закачиваемых флюидов.

[0123] В некоторых вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть объединен с водным закачиваемым флюидом в непрерывном процессе, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) (который затем закачивают). В других вариантах осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть периодически добавлен к водному закачиваемому флюиду, предоставляя тем самым закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) лишь во время частей желательных операций (например, во время одной или нескольких фаз или стадий операции разрыва пласта). Например, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть добавлен, когда инжектируется реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения, при инжектировании флюида для гидравлического разрыва пласта с расклинивающим агентом, во время промывки кислотой или при любой их комбинации. В определенном варианте осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества добавляют непрерывным образом к водному закачиваемому флюиду после инжектирования кислоты до завершения гидравлического разрыва и завершения обратного протекания флюида. При периодическом дозировании, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть добавлен к водному закачиваемому флюиду, например, один раз в час, один раз в каждые 2 часа, один раз в каждые 4 часа, один раз в каждые 5 часов, один раз в каждые 6 часов, дважды в день, один раз в день или один раз в два дня. В некоторых вариантах осуществления, при применении в операции разрыва пласта, закачиваемый флюид с малым размером частиц может иметь общую концентрацию поверхностно-активного вещества от 0,01% до 1% по массе, в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

[0124] В некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть применен в увязке с операцией стимулирования коллектора. В таких операциях, флюид может быть закачен, чтобы изменить смачиваемость имеющихся разрывов внутри пласта (без дополнительного образования трещин в пласте значительным образом посредством формирования новых разрывов внутри пласта и/или увеличения имеющихся разрывов внутри пласта). В таких операциях стимулирования, не применяют расклинивающий агент, и закачивание флюида в основном происходит при низком давлении.

[0125] В некоторых случаях, имеющиеся разрывы могут являться разрывами, происходящими естественным образом, присутствующими внутри пласта. Например, в некоторых вариантах осуществления пласт может содержать трещинный карбонат или трещинный песчаник. Присутствие или отсутствие разрывов, происходящих

естественным образом, внутри подземного пласта может быть определено при применении стандартных способов, известных в данной области, включающих сейсмометрические исследования, геологическое строение, выходы пластов на поверхность, отборы керна, каротаж, характеристика коллектора, включающая приготовление сеток, и т.д.

[0126] В некоторых вариантах осуществления способы для стимулирования нетрадиционного подземного пласта посредством флюида могут содержать введение описанного закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт; предоставление закачиваемому флюиду с малым размером частиц впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение заданного периода времени; и получение флюидов из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины. Закачиваемый флюид с малым размером частиц может содержать водный закачиваемый флюид и анионогенное поверхностно-активное вещество, содержащее гидрофобную хвостовую часть, содержащую от 6 до 60 атомов углерода. Закачиваемый флюид с малым размером частиц может иметь максимальный размер частиц менее чем 0,1 микрометра в диаметре при измерениях распределения частиц по размеру, выполненных при температуре и солености нетрадиционного подземного пласта. В этих способах, один и тот же ствол скважины может быть применен как для введения закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS), так и для получения флюидов из нетрадиционного подземного пласта. В этих способах, один и тот же ствол скважины может быть применен как для введения закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS), так и для получения флюидов из нетрадиционного подземного пласта. В некоторых вариантах осуществления введение закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) может увеличивать добычу углеводородов из одного и того же ствола скважины, из различных стволов скважины, находящихся в соединении для движения флюидов с нетрадиционным подземным пластом или любую их комбинацию.

[0127] В некоторых вариантах осуществления операция стимулирования может дополнительно содержать приготовление закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS). Например, в некоторых вариантах осуществления операция стимулирования может дополнительно содержать объединение комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, описанного в данном документе, с водным закачиваемым флюидом, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц.

[0128] В некоторых вариантах осуществления, при применении в операции стимулирования, закачиваемый флюид с малым размером частиц может иметь общую концентрацию поверхностно-активного вещества от 0,2% до 5% по массе, в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

[0129] В некоторых вариантах осуществления описанное введение закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт может содержать инжектирование закачиваемого флюида с малым размером частиц

через ствол скважины и в нетрадиционный подземный пласт при достаточном давлении и при достаточной скорости, чтобы стимулировать добычу углеводородов из разрывов, происходящих естественным образом в нетрадиционном подземном пласте.

[0130] Закачиваемому флюиду с малым размером частиц может быть предоставлена возможность впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта для изменения периодов времени в зависимости от природы материнской породы. В некоторых примерах, закачиваемому флюиду с малым размером частиц может быть предоставлена возможность впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение по меньшей мере одного дня (например, по меньшей мере двух дней, по меньшей мере трех дней, по меньшей мере четырех дней, по меньшей мере пяти дней, по меньшей мере шести дней, по меньшей мере одной недели, по меньшей мере двух недель, по меньшей мере трех недель, по меньшей мере одного месяца, по меньшей мере двух месяцев, по меньшей мере трех месяцев, по меньшей мере четырех месяцев или по меньшей мере пяти месяцев). В некоторых примерах, закачиваемому флюиду с малым размером частиц может быть предоставлена возможность впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение шести месяцев или менее (например, пяти месяцев или менее, четырех месяцев или менее, трех месяцев или менее, двух месяцев или менее, одного месяца или менее, трех недель или менее, двух недель или менее, одной недели или менее, шести дней или менее, пяти дней или менее, четырех дней или менее, трех дней или менее или двух дней или менее).

[0131] Закачиваемому флюиду с малым размером частиц может быть предоставлена возможность впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта для изменения периодов времени в зависимости от природы материнской породы. Впитывание может происходить во время стадии введения, между стадией введения и производственной стадией или при любой их комбинации. В некоторых примерах, закачиваемому флюиду с малым размером частиц может быть предоставлена возможность впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение по меньшей мере одного дня (например, по меньшей мере двух дней, по меньшей мере трех дней, по меньшей мере четырех дней, по меньшей мере пяти дней, по меньшей мере шести дней, по меньшей мере одной недели, по меньшей мере двух недель, по меньшей мере трех недель, по меньшей мере одного месяца, по меньшей мере двух месяцев, по меньшей мере трех месяцев, по меньшей мере четырех месяцев или по меньшей мере пяти месяцев). В некоторых примерах, закачиваемому флюиду с малым размером частиц может быть предоставлена возможность впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение шести месяцев или менее (например, пяти месяцев или менее, четырех месяцев или менее, трех месяцев или менее, двух месяцев или менее, одного месяца или менее, трех недель или менее, двух недель или менее, одной недели или менее, шести дней или менее, пяти дней или менее, четырех дней или менее, трех дней или менее или двух дней или менее).

[0132] В некоторых вариантах осуществления ствол скважины, применяемый при

операции стимуляции, может иметь лишь по существу вертикальную часть или по существу вертикальную часть и по существу горизонтальную часть ниже по существу вертикальной части.

[0133] В некоторых вариантах осуществления способы стимуляции, описанные в данном документе, могут содержать стимуляцию естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины (например, скважины, пробуренной при уплотнении первоначальной сетки размещения скважин). В некоторых вариантах осуществления способы стимуляции, описанные в данном документе, могут содержать стимуляцию естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины.

[0134] В некоторых вариантах осуществления способы стимуляции, описанные в данном документе, могут содержать стимуляцию предварительно разломленной или предварительно повторно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины (например, скважины, пробуренной при уплотнении первоначальной сетки размещения скважин). В некоторых вариантах осуществления способы стимуляции, описанные в данном документе, могут содержать предварительно разломленной или предварительно повторно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины.

[0135] Предварительная операция разрыва пласта может включать гидравлический разрыв, образование трещин при применении электродов, таких, как описано в патенте США № 9890627 (Номер дела патентного поверенного Т-9622А), патенте США № 9840898 (Номер дела патентного поверенного Т-9622В), публикации патента США № 2018/0202273 (Номер дела патентного поверенного Т-9622А-СІР) или образование трещин посредством любого другого подходящего оборудования или методологии. Предварительная операция повторного разрыва пласта может включать гидравлический разрыв, образование трещин при применении электродов, таких, как описано в патенте США № 9890627 (Номер дела патентного поверенного Т-9622А), патенте США № 9840898 (Номер дела патентного поверенного Т-9622В), публикации патента США № 2018/0202273 (Номер дела патентного поверенного Т-9622А-СІР) или повторного разрыва пласта посредством любого другого подходящего оборудования или методологии. В некоторых вариантах осуществления, после того как пласт, который имеет разрывы, такие как разрывы естественного происхождения, разрывы от операции разрыва, разрывы от операции повторного разрыва пласта или любую их комбинацию, разорванный пласт может быть стимулирован. Например, пласт может быть стимулирован после достаточного прошедшего времени после операции разрыва пласта посредством электродов или операции повторного разрыва пласта посредством электродов, выполненной в этом пласте таким образом, что электрические импульсы, примененные для разрыва или повторного разрыва этого пласта не влияют существенным образом на закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS).

[0136] В некоторых вариантах осуществления способов операция стимуляции

может дополнительно включать добавление индикатора к закачиваемому флюиду с малым размером частиц перед введением закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт; извлечение индикатора из флюидов, полученных из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины, флюидов, извлеченных из различных стволов скважины, находящихся в соединении для движения флюидов с нетрадиционным подземным пластом, или любой их комбинации; и сравнение количества индикатора, извлеченного из полученных флюидов, с количеством индикатора, введенного в закачиваемый флюид с малым размером частиц. Индикатор может быть любым подходящим индикатором, таким как индикатор для воды или индикатор для нефти.

[0137] Комплексы однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (а также результирующие закачиваемые флюиды с малым размером частиц (LPS)) могут быть оптимизированы для каждого нетрадиционного коллектор и/или для типа водного закачиваемого флюида. Например, комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть протестирован при характерных температуре и солености коллектора, и при характерном водном закачиваемом флюиде. Фактически природные флюиды коллектора могут также быть применены для тестирования композиции. В варианте осуществления комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества тестируют посредством определения среднего распределения частиц по размеру посредством динамического рассеяния света. В характерных вариантах осуществления среднее распределение частиц по размеру водного закачиваемого флюида уменьшается после добавления комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества. В вариантах осуществления, средний диаметр размера частиц закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) (водного закачиваемого флюида плюс комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества) составляет менее чем 0,1 микрометра. В варианте осуществления при тестировании при характерных температуре и солености коллектор, средний диаметр закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) составляет менее чем 0,1 микрометра. В характерных вариантах осуществления средний диаметр при измерении распределения частиц по размеру закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) составляет менее чем средний размер пор нетрадиционного коллектора материнской породы.

[0138] В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может иметь температуру по меньшей мере 75°F (24°C) (например, по меньшей мере 80°F (27°C), по меньшей мере 85°F (29°C), по меньшей мере 90°F (32°C), по меньшей мере 95°F (35°C), по меньшей мере 100°F (38°C), по меньшей мере 105°F (41°C), по меньшей мере 110°F (43°C), по меньшей мере 115°F (46°C), по меньшей мере 120°F (49°C), по меньшей мере 125°F (52°C), по меньшей мере 130°F (54°C), по меньшей мере 135°F (57°C), по меньшей мере 140°F (60°C), по меньшей мере 145°F (63°C), по меньшей мере 150°F (66°C), по меньшей мере 155°F (68°C), по меньшей мере 160°F (71°C), по меньшей мере 165°F (74°C), по меньшей мере 170°F (77°C), по меньшей мере 175°F (79°C), по меньшей мере

мере 180°F (82°C), по меньшей мере 190°F (88°C), по меньшей мере 200°F (93°C), по меньшей мере 205°F (96°C), по меньшей мере 210°F (99°C), по меньшей мере 215°F (102°C), по меньшей мере 220°F (104°C), по меньшей мере 225°F (107°C), по меньшей мере 230°F (110°C), по меньшей мере 235°F (113°C), по меньшей мере 240°F (116°C), по меньшей мере 245°F (118°C), по меньшей мере 250°F (121°C), по меньшей мере 255°F (124°C), по меньшей мере 260°F (127°C), по меньшей мере 265°F (129°C), по меньшей мере 270°F (132°C), по меньшей мере 275°F (135°C), по меньшей мере 280°F (138°C), по меньшей мере 285°F (141°C), по меньшей мере 290°F (143°C), по меньшей мере 295°F (146°C), по меньшей мере 300°F (149°C), по меньшей мере 305°F (152°C), по меньшей мере 310°F (154°C), по меньшей мере 315°F (157°C), по меньшей мере 320°F (160°C), по меньшей мере 325°F (163°C), по меньшей мере 330°F (166°C), по меньшей мере 335°F (168°C), по меньшей мере 340°F (171°C) или по меньшей мере 345°F (174°C)). В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может иметь температуру 350°F (177°C) или менее (например, 345°F (174°C) или менее, 340°F (171°C) или менее, 335°F (168°C) или менее, 330°F (166°C) или менее, 325°F (163°C) или менее, 320°F (160°C) или менее, 315°F (157°C) или менее, 310°F (154°C) или менее, 305°F (152°C) или менее, 300°F (149°C) или менее, 295°F (146°C) или менее, 290°F (143°C) или менее, 285°F (141°C) или менее, 280°F (138°C) или менее, 275°F (135°C) или менее, 270°F (132°C) или менее, 265°F (129°C) или менее, 260°F (127°C) или менее, 255°F (124°C) или менее, 250°F (121°C) или менее, 245°F (118°C) или менее, 240°F (116°C) или менее, 235°F (113°C) или менее, 230°F (110°C) или менее, 225°F (107°C) или менее, 220°F (104°C) или менее, 215°F (102°C) или менее, 210°F (99°C) или менее, 205°F (96°C) или менее, 200°F (93°C) или менее, 195°F (91°C) или менее, 190°F (88°C) или менее, 185°F (85°C) или менее, 180°F (82°C) или менее, 175°F (79°C) или менее, 170°F (77°C) или менее, 165°F (74°C) или менее, 160°F (71°C) или менее, 155°F (68°C) или менее, 150°F (66°C) или менее, 145°F (63°C) или менее, 140°F (60°C) или менее, 135°F (57°C) или менее, 130°F (54°C) или менее, 125°F (52°C) или менее, 120°F (49°C) или менее, 115°F (46°C) или менее, 110°F (43°C) или менее, 105°F (41°C) или менее, 100°F (38°C) или менее, 95°F (35°C) или менее, 90°F (32°C) или менее, 85°F (29°C) или менее или 80°F (27°C) или менее).

[0139] Нетрадиционный подземный пласт может иметь температуру в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может иметь температуру от 75°F до 350°F (примерно 24°C до 176°C), от 150°F до 250°F (примерно 66°C до 121°C), от 110°F до 350°F (примерно 43°C до 176°C), от 110°F до 150°F (примерно 43°C до 66°C), от 150°F до 200°F (примерно 66°C до 93°C), от 200°F до 250°F (примерно 93°C до 121°C), от 250°F до 300°F (примерно 121°C до 149°C), от 300°F до 350°F (примерно 149°C до 176°C), от 110°F до 240°F (примерно 43°C до 116°C) или от 240°F до 350°F (примерно 116°C до 176°C).

[0140] В некоторых вариантах осуществления соленость нетрадиционного подземного пласта может составлять по меньшей мере 5000 млн<sup>-1</sup> содержания

растворенных твердотельных веществ (TDS) (например, по меньшей мере 25000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 50000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 75000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 100000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 125000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 150000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 175000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 200000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 225000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS), по меньшей мере 250000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или по меньшей мере 275000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS)). В некоторых вариантах осуществления соленость нетрадиционного подземного пласта может составлять 300000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее (например, 275000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 250000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 225,000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 200000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 175000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 150000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 125000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 100000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 75000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее, 50000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее или 25000 млн<sup>-1</sup> от содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) или менее).

[0141] Соленость нетрадиционного подземного пласта может находиться в интервале от любой из минимальной величины, описанной выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления соленость нетрадиционного подземного пласта может составлять от 5000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) до 300000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) (например, от 100000 млн<sup>-1</sup> до 300000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS)).

[0142] В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может быть смачиваемым нефтью. В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может быть смачиваемым нефтью. В некоторых вариантах осуществления нетрадиционный подземный пласт может быть смачиваемым нефтью.

[0143] В некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть введен при давлении на устье скважины по меньшей мере 0 фунтов на квадратный дюйм (например, по меньшей мере 1000 фунтов на

квадратный дюйм (6,89 МПа), по меньшей мере 2000 фунтов на квадратный дюйм (13,8 МПа), по меньшей мере 3000 фунтов на квадратный дюйм (20,7 МПа), по меньшей мере 4000 фунтов на квадратный дюйм (27,6 МПа), по меньшей мере 5000 фунтов на квадратный дюйм (34,5 МПа), по меньшей мере 6000 фунтов на квадратный дюйм (41,4 МПа), по меньшей мере 7000 фунтов на квадратный дюйм (48,3 МПа), по меньшей мере 8000 фунтов на квадратный дюйм (55,2 МПа), по меньшей мере 9,000 фунтов на квадратный дюйм (62,1 МПа), по меньшей мере 10000 фунтов на квадратный дюйм (68,9 МПа), по меньшей мере 15000 фунтов на квадратный дюйм (103 МПа), по меньшей мере 20000 фунтов на квадратный дюйм (138 МПа) или по меньшей мере 25000 фунтов на квадратный дюйм (172 МПа)). В некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть введен при давлении на устье скважины 30000 фунтов на квадратный дюйм (207 МПа) или менее (например, 25000 фунтов на квадратный дюйм (172 МПа) или менее, 20000 фунтов на квадратный дюйм (138 МПа) или менее, 15000 фунтов на квадратный дюйм (103 МПа) или менее, 10000 фунтов на квадратный дюйм (68,9 МПа) или менее, 9000 фунтов на квадратный дюйм (62,1 МПа) или менее, 8000 фунтов на квадратный дюйм (55,2 МПа) или менее, 7000 фунтов на квадратный дюйм (48,3 МПа) или менее, 6000 фунтов на квадратный дюйм (41,4 МПа) или менее, 5000 фунтов на квадратный дюйм (34,5 МПа) или менее, 4000 фунтов на квадратный дюйм (27,6 МПа) или менее, 3000 фунтов на квадратный дюйм (20,7 МПа) или менее, 2000 фунтов на квадратный дюйм (13,8 МПа) или менее или 1000 фунтов на квадратный дюйм (6,89 МПа) или менее).

[0144] Закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть введен при давлении на устье скважины в интервале от любой из минимальных величин, указанных выше, до любой из максимальных величин, указанных выше. Например, в некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть введен при давлении на устье скважины от 0 фунтов на квадратный дюйм до 30000 фунтов на квадратный дюйм (207 МПа) (например, от 6000 фунтов на квадратный дюйм (41,4 МПа) до 30000 фунтов на квадратный дюйм (207 МПа) или от 5000 фунтов на квадратный дюйм (34,5 МПа) до 10000 фунтов на квадратный дюйм (68,9 МПа)). В некоторых вариантах осуществления флюид с малым размером частиц (LPS) может быть применен в операции стимулирования коллектора, и закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть введен при давлении на устье скважины от 0 фунтов на квадратный дюйм до 1000 фунтов на квадратный дюйм (6,89 МПа).

[0145] Примеры вариантов осуществления с применением закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) в ствол скважины будут описаны более подробно далее в данном документе при ссылках на прилагаемые чертежи, на которых показаны примеры вариантов осуществления закачивания закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) в ствол скважины. Закачивание, тем не менее, может быть выполнено многими различными способами и не должно истолковываться как ограниченное примерами вариантов осуществления, представленных в данном документе. Напротив, эти примеры

вариантов осуществления предоставляются таким образом, что это описание будет всесторонним и полным и будет полностью выражать пределы инжектирования закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) в нетрадиционный коллектор для для специалистов в данной области техники. Аналогичным образом, однако необязательно, элементы на различных фигурах обозначаются одинаковыми цифровыми обозначениями для согласованности.

[0146] Фиг. 2А-2С иллюстрируют пример закачивания при применении закачиваемого флюида с малым размером частиц (LPS) по данному изобретению. Комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества примешивают в водный закачиваемый флюид перед закачиванием в часть нетрадиционного коллектора, образуя закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS). Закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) затем закачивают в скважину при таком давлении, что закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) проникает в материнскую породу (Фиг. 2А перед закачиванием, Фиг. 2В после закачивания). Поскольку закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) не выделяется в осадок внутри нетрадиционного коллектора, нерастворимые частицы минимизированы. После образования трещин или стимулирования коллектора имеет место увеличенная пропускаемость и улучшенная производительность вследствие меньшего повреждения от захваченных частиц, которые осаждены из раствора (Фиг. 2С), по сравнению с тем, что может иметь место в пластах, обработанных закачиваемыми флюидами известного уровня техники (Фиг. 1С). Кроме того, в некоторых вариантах осуществления закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) проникает глубже в пласт материнской породы по сравнению с закачиваемыми флюидами известного уровня техники вследствие дополнения комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества.

[0147] Фиг. 3А является схематической иллюстрацией системы и способа 300А для получения закачиваемых флюидов с малым размером частиц (LPS) для применения в различных операциях, включающих образование трещин и/или заканчивание новых скважин при применении комплексов однофазного жидкого поверхностно-активного вещества. Закачиваемый флюид на водной основе предоставляют в узел 310. Узел 310 может иметь любое средство для предоставления достаточных количеств закачиваемого флюида на водной основе, например, для операции гидравлического разрыва пласта. В некоторых вариантах осуществления узел 310 содержит множество передвижных емкостей для хранения (обычно называемые как «цистерны с ингредиентами для приготовления жидкости разрыва»). Каждая цистерна с ингредиентами для приготовления жидкости разрыва содержит примерно 20000 галлонов (76 м<sup>3</sup>) закачиваемого флюида на водной основе и доставляется посредством грузового автомобиля. Закачиваемый флюид на водной основе подают в узел 320 гидратирования геля, чтобы смешивать и гидратировать полимер. Узел 320 гидратирования геля часто разделен на несколько секций гидратирования, чтобы обеспечивать полное гидратирование полимера. Насос 330 закачивает закачиваемый флюид на водной основе из узла 320 гидратирования геля к

смесителю 340. Расклинивающий агент из узла 350 для сохранения расклинивающего агента может быть доставлен к смесителю 340, где его смешивают с закачиваемым флюидом на водной основе. Суспензия, выпускаемая из смесителя 340, может быть рециркулирована посредством насоса 360 назад в смеситель, или закачиваемый флюид на водной основе может продолжать инъекцию по прежнему направлению.

[0148] Различные химикаты могут быть добавлены к закачиваемому флюиду на водной основе, чтобы улучшить рабочие характеристики операции разрыва пласта. Например, на Фиг. 3А, биоцид добавляют в закачиваемый флюид на водной основе в точке А; гелеобразующий агент, гелеобразующие стабилизаторы и буферы, ингибитор образования отложений и биоцид добавляют в точке В; понизитель трения, измельчитель, и поверхностно-активное вещество с буфером добавляют в точке С; и сшивающий агент добавляют в точке D. В других вариантах осуществления эти химикаты - или другие химикаты, такие как кислота, агент для регулирования рН, неэмульгирующий агент, ингибитор образования отложений, добавка для контроля железа, ингибитор коррозии, глиностабилизирующий агент, расклинивающий агент или любая их комбинация - могут быть введены в различных местах, чтобы получить закачиваемый флюид на водной основе для закачивания.

[0149] Комплекс 370 однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, содержащего основное поверхностно-активное вещество, объединяют с закачиваемым флюидом на водной основе после смесителя 340 и перед насосом 390 для разрыва пласта, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц. Объединение комплекса 370 однофазного жидкого поверхностно-активного вещества с закачиваемым флюидом на водной основе в нижнем течении смесителя 340 способствует избежанию пенообразования, которое является обычным явлением, происходящим в процессах смешивания, когда поверхностно-активные вещества могут вызывать или усиливать пенообразование. В альтернативных вариантах осуществления комплекс 370 однофазного жидкого поверхностно-активного вещества может быть добавлен в верхнем потоке смесителя 340. При этом, добавление противовспенивающего агента (например, химического пеногасителя) может быть выполнено, чтобы устранить и/или избежать пенообразования. Образец закачиваемого флюида с малым размером частиц может быть извлечен на пробоотборнике 380, чтобы подтвердить, что закачиваемый флюид с малым размером частиц отвечает техническим характеристикам флюида (например, вязкости, водной стабильности, концентрациям химреагентов). Закачиваемый флюид с малым размером частиц вводят в нетрадиционный подземный пласт 400 посредством ствола скважины 410 после нагнетания насосом 390 для разрыва пласта. Насос 390 для разрыва пласта является закачивающим узлом, который может доставлять закачиваемый флюид с малым размером частиц в ствол скважины 410 при достаточных скоростях и объемах, чтобы увеличивать давление в целевом местоположении (например, определенном расположением перфорационных отверстий обсадной колонны в стволе скважины 410) таким образом, что давление превосходит градиент давления гидравлического разрыва

пласта коллекторской породы, тем самым создавая или увеличивая разрывы 420 в материнской породе нетрадиционного подземного пласта 400. Ствол скважины 410 может включать один или более клапанов 430 на устье скважины ствола скважины 410. Клапаны 430 могут быть применены, чтобы останавливать протекание флюида между стволом скважины 410 и линией высокого давления, соединенного насоса 390 для разрыва пласта. Например, клапаны 430 могут быть закрыты после инжектирования закачиваемого под давлением флюида с малым размером частиц в ствол скважины 410 (например, чтобы изолировать флюид от противотока, когда создается противоток в стволе скважины 410 и направляется в противоточный резервуар (не показано)).

[0150] Фиг. 3В является схематической иллюстрацией системы и способа 300В для получения закачиваемых флюидов с малым размером частиц (LPS) для применения при стимулировании существующих скважин (т.е., когда образование трещин и/или завершение скважины уже имело место). При этом обычная система сопряжения смежных поверхностей, применяемая в устройстве и способе 300А, не требуется для получения малого размера частиц (LPS). Вместо этого, процесс упрощен, и комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества 370, содержащий основное поверхностно-активное вещество, является объединенным с закачиваемым флюидом на водной основе от узла 310, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц. Различные химикаты могут быть добавлены к закачиваемому флюиду на водной основе в точке А, чтобы улучшить рабочие характеристики операции стимулирования. Например, биоцид, ингибитор образования отложений, агент для регулирования рН, неэмульгирующий агент, добавку для контроля железа, ингибитор коррозии или любая их комбинация могут быть добавлены к закачиваемому флюиду на водной основе в точке А. В альтернативных вариантах осуществления эти химикаты могут быть предоставлены в комплексы однофазного жидкого поверхностно-активного вещества 370.

#### ПРИМЕРЫ

[0151] Данное изобретение будет описано более подробно ниже на конкретных примерах. Представленные ниже примеры представлены лишь в иллюстративных целях и не предназначены для ограничения изобретения каким-либо образом. Специалисты в данной области техники легко распознают множество не критических параметров, которые могут быть изменены или модифицированы, чтобы получить по существу такие же результаты.

#### ПРИМЕР 1

[0152] Как указано подробно ниже, три различные химические составы закачиваемого флюида были использованы: реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения, кислотная промывочная жидкость для предварительной обработки пласта, содержащая водный закачиваемый флюид с 15% хлористоводородной (HCl) кислоты и водный закачиваемый флюид с линейным гелем (разбавленный при 15 фунтов/млн. галлонов) с кросс-линкером. Стадии 4-9 примера операции разрыва пласта также содержат 100 меш расклинивающий агент и стадии 11-12 используют 40/70 меш

расклинивающий агент, покрытый отверждаемой смолой (CRC).

Таблица 1. Стадии примера операции разрыва пласта.

| Стадия | Водный закачиваемый флюид             | Расклинивающий агент | Скорость нагнетания (баррелей в минуту) | Время нагнетания (мин) |
|--------|---------------------------------------|----------------------|---|------------------------|
|        | Реагент на водной основе              |                      |   |                        |
| 1      | для снижения поверхностного натяжения | -                    | 5                                       | 2,4                    |
| 2      | 15% HCl кислоты                       | -                    | 15                                      | 3,2                    |
|        | Реагент на водной основе              |                      |   |                        |
| 3      | для снижения поверхностного натяжения | -                    | 40                                      | 7,7                    |
|        | Реагент на водной основе              |                      |   |                        |
| 4      | для снижения поверхностного натяжения | 100 меш              | 80                                      | 7,0                    |
|        | Реагент на водной основе              |                      |   |                        |
| 5      | для снижения поверхностного натяжения | 100 меш              | 80                                      | 8,6                    |
|        | Реагент на водной основе              |                      |   |                        |
| 6      | для снижения поверхностного натяжения | 100 меш              | 80                                      | 12,4                   |
|        | Реагент на водной основе              |                      |   |                        |
| 7      | для снижения поверхностного натяжения | 100 меш              | 85                                      | 14,5                   |
|        | Реагент на водной основе              |                      |   |                        |
| 8      | для снижения поверхностного натяжения | 100 меш              | 85                                      | 14,7                   |

|    |   |           |    |      |
|----|---|-----------|----|------|
|    | Реагент на водной основе                    |           |    |      |
| 9  | для снижения<br>поверхностного<br>натяжения | 100 меш   | 85 | 13,6 |
| 10 | 15# Линейный гель                           | 100 меш   | 85 | 13,8 |
| 11 | 15# Линейный гель                           | 40/70 CRC | 85 | 7,3  |
| 12 | 15# Линейный гель                           | 40/70 CRC | 85 | 16,4 |
| 13 | 15# Линейный гель                           |           | 85 | 0,6  |
|    | Реагент на водной основе                    |           |    |      |
| 14 | для снижения<br>поверхностного<br>натяжения |           | 85 | 3,1  |

[0153] Схематическая иллюстрация способа получения закачиваемых флюидов посредством комплексов однофазного жидкого поверхностно-активного вещества показана на Фиг. 3А. Кратким образом, водные закачиваемые флюиды получали обычным образом, и дополнительные материалы (например, гелеобразующий агент, расклинивающий агент) смешивали с водными закачиваемыми флюидами в смесителе. Комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества добавляли к водным закачиваемым флюидам ниже по потоку от смесительного узла, чтобы образовать закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS). После формирования, закачиваемый флюид с малым размером частиц (LPS) может быть введен под давлением через ствол скважины в нетрадиционный коллектор.

[0154] Отбор проб закачиваемых флюидов, применяемых в качестве водного базового флюида в этом примере, выполняли немедленно ниже по потоку от смесительного узла. За исключением стороны низкого давления манифольда для гидравлического разрыва, это является последним местом, в котором пробы могут быть собраны при низком давлении (примерно 100 фунтов на квадратный дюйм (689 кПа)) перед созданием давления до выше 8000 фунтов на квадратный дюйм (55 МПа). Пробы закачиваемого флюида извлекали из линии для отбора проб, соединенной с выходом манифольда смесительного узла. Первичными компонентами испытательной установки являлись горячая водная баня, термopара с цифровой индикацией, взвешивающая, перемешивающая и фильтрующая аппаратура.

[0155] Различные комплексы однофазного жидкого поверхностно-активного вещества испытывали в отношении совместимости с режимом обработки при завершении разрыва в примере нетрадиционного коллектора. Для того, чтобы охарактеризовать тестирование совместимости, требовались три различные химические составы закачиваемого флюида: реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения; низкомолекулярный полимерный, сшитый боратом, флюид для

гидравлического разрыва пласта, включающий песчаный расклинивающий агент; и кислотную промывочную жидкость для предварительной обработки пласта, содержащую водный закачиваемый флюид с 15% хлористоводородной (HCl) кислоты.

[0156] Предварительное грохочение для совместимости реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения.

Первую группу экспериментов предварительного грохочения выполняли при применении реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения от четвертой подстадии завершения. Составные части образца флюида включали: полимер для уменьшения трения, транспортированный в форме эмульсии, смесь поверхностно-активное вещество/растворитель, чтобы предотвращать образование эмульсии, и воду, нагнетаемую в месторождение (примерно  $7500 \text{ млн}^{-1}$  посредством рефрактометрии). Образец реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения имел консистенцию воды и являлся непрозрачным. Этот флюид не являлся водным стабильным флюидом при условиях окружающей среды и также оказался нестабильным при температуре коллектора (примерно  $75^\circ\text{C}$  или  $167^\circ\text{F}$ ).

[0157] Различные комплексы однофазного жидкого поверхностно-активного вещества были добавлены к реагенту на водной основе для снижения поверхностного натяжения образца при заданных концентрациях и нагреты в водяной бане до  $75^\circ\text{C}$  ( $167^\circ\text{F}$ ). Температура была установлена и отображена на водяной бане и была подтверждена при применении термопары с цифровой индикацией.

[0158] Три комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества с улучшенной прозрачностью образца нефилтрованного реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения при температуре коллектора (показано на Фиг. 4, слева направо: SPLC1, SPLC2, SPLC3, и только лишь реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения). Состав SPLC1 показал превосходные эксплуатационные качества по сравнению с группой образцов. SPLC2 также показал превосходные эксплуатационные качества. SPLC3 показал почти не уступающие эксплуатационные качества. Состав SPLC3 был несколько замутненным, и его эксплуатационные качества возможно было улучшить вследствие более высокого коэффициент разбавления, чем для других испытанных образцов. Составы SPLC1, 2 и 3 содержали дисульфонаты в качестве анионогенного поверхностно-активного вещества. Комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества (SPLC4) с внутренним олефинсульфонатом также успешно очищал нефилтрованный реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения при температуре коллектора (Фиг. 11).

Таблица 2. Состав четырех примеров комплексов однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, оцененных в данном документе.

| Пласт | Добавки (масс. %, желательные в закачиваемом флюиде)   |
|-------|--|
| SPLC1 | C9-11 этоксилированный спирт (1%)<br>бензолсульфоновая кислота, децил(сульфофеноксид)-динатриевая соль |

|       |   |
|-------|---|
|       | (0,5%)  |
| SPLC2 | C9-11 этоксилированный спирт (0,75%)<br>бензолсульфоновая кислота, децил(сульфофенокси)-динатриевая соль (0,75%)            |
| SPLC3 | C12-14 вторичный этоксилированный спирт (0,75%)<br>бензолсульфоновая кислота, децил(сульфофенокси)-динатриевая соль (0,75%) |
| SPLC4 | C12-14 вторичный этоксилированный спирт (0,075%)<br>C16-18 внутренний олефинсульфонат (IOS) (0,075%)                        |

[0159] Варианты осуществления этоксилированных спиртов, испытанных в этих примерах, находятся в интервале 8-20 этиленоксидных (EO) групп. Однако, в вариантах осуществления данного изобретения, этоксилированные спирты могут находиться в интервале 1-100 этиленоксидных (EO) групп.

[0160] SPLC1 испытывали дополнительно в отношении совместимости при увеличенной солености. Когда закачиваемый флюид перемещается в нисходящей скважине, через разрывы и от ствола скважины, он сталкивается с коллектором рассола. Это происходит также во время обратного потока. Минерализация воды пласта может превышать  $100000 \text{ млн}^{-1}$  растворенных твердотельных веществ (TDS). Эта увеличенная соленость ухудшает водную стабильность. Эксперименты выполняли, чтобы определить потенциальное воздействие увеличенной солености на SPLC1. Хлорид натрия (NaCl) добавляли к нефилтрованным образцам реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения, содержащим SPLC1 при его заданной концентрации и затем нагревали до  $75^\circ\text{C}$  ( $167^\circ\text{F}$ ). Результаты этого эксперимента по оценке восприимчивости показаны ниже на Фиг. 5.

[0161] Композиция SPLC1 предоставляла достаточную эластичность. Даже когда  $100000 \text{ млн}^{-1}$  NaCl (+10 масс.% NaCl) добавляли к раствору, приводя содержание растворенных твердотельных веществ (TDS) раствора к  $107500 \text{ млн}^{-1}$ , композиция SPLC1 оставалась водной стабильной композицией при  $75^\circ\text{C}$  ( $167^\circ\text{F}$ ). Где-то между  $107500 \text{ млн}^{-1}$  (+10 масс.% NaCl) и  $157500 \text{ млн}^{-1}$  (+15 масс.% NaCl), водная стабильность была утрачена, и раствор становился мутным по внешнему виду. В качестве попутного замечания, охлаждение образца  $157500 \text{ млн}^{-1}$  (+15 масс.% NaCl) до  $61^\circ\text{C}$  ( $142^\circ\text{F}$ ) возвращало водную стабильность образца.

[0162] Композицию SPLC1 испытывали дополнительно, чтобы исследовать, как поддерживается водная стабильность, когда заданная концентрация комплекса химреагентов была уменьшена. Результаты этого эксперимента показаны на Фиг. 6. SPLC1 разбавляли до 0,750 масс.% и 0,375 масс.% в нефилтрованном реагенте на водной основе для снижения поверхностного натяжения. При 0,750 масс.%, SPLC1 оставался водной стабильной композицией. Небольшое помутнение было проявлено, когда

концентрацию SPLC1 уменьшали до 0,375 масс.%.

[0163] Совместимость геля и кросс-линкера.

Следующий предварительно отсортированный гидрохимический состав являлся закачиваемым флюидом, чьи первичные дополнительные составные композиционные части являлись гелеобразующим агентом (НРАМ) и кросс-линкером. Подробный список составных компонентов является следующим:

Нефтяные дистилляты, Гелеобразующий агент

Неэмульгирующий агент

Персульфат аммония, Измельчитель

Борная кислота с этиленгликолем и моноэтаноламином, Сшивающий агент

Агент для регулирования pH

Вода, нагнетаемая в месторождение (примерно 7500 млн<sup>-1</sup> посредством рефрактометрии)

Чистый кварцевый песок 30/50 меш (300 мкм - 600 мкм), Расклинивающий агент

Выполнение испытаний на совместимость и водную стабильность совместно с флюидом для гидравлического разрыва пласта предоставило немало затруднений. Образец был чрезвычайно вязким, содержащим песок, полимер и активный сшивающий агент. Фотография отобранного образца показана ниже на Фиг. 7. Вследствие его вязкости и того факта, что полимер, содержащийся в образце являлся активным образцом сшитым, данный образец не мог быть отфильтрован. Испытание с нефилтрованным флюидом для гидравлического разрыва пласта выполняли при применении основных комплексов однофазного жидкого поверхностно-активного вещества, первоначально установленных для испытания совместимости реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения.

[0164] Несмотря на присутствие деградирующего полимера, процедура для предварительного грохочения комплексов однофазного жидкого поверхностно-активного вещества являлась плодотворной. Состав SPLC1 осветлял образец флюида для гидравлического разрыва пласта до некоторой степени выше контроля.

[0165] Совместимость 15% HCl кислоты.

Химическим составом последнего закачиваемого флюида, предварительно растриванного, являлась промывочная жидкость с 15% HCl кислоты. Каждая стадия завершения разрыва обычно начинается посредством кислотной промывочной жидкости для предварительной обработки пласта, чтобы способствовать разрыву пласта. Кислотная промывочная жидкость содержит следующие компоненты:

15% HCl кислоты

Ингибиторы образования отложений, коррозии и материалов биологического происхождения.

Уксусная кислота, добавка для контроля железа

Лимонная кислота, добавка для контроля железа

Неэмульгирующий агент

Вода, нагнетаемая в месторождение (примерно 7500 млн<sup>-1</sup> посредством рефрактометрии)

[0166] Целью этого испытания являлось определение, будет ли SPLC удален или вызывать осаждение в кислотной промывочной жидкости. На тот случай, если это происходит, в вариантах осуществления бикарбонатный буфер может быть добавлен, чтобы защитить комплекс SPLC от кислотной промывочной жидкости. Если комплекс SPLC химреагентов остается стабильным, тогда усложнение, связанное с буферным раствором, может не требоваться.

[0167] HCl поставляли на место при концентрации 20% и закачивали при концентрации 15%. Это означает, что после закачивания HCl является незначительно разбавленной рассолом на месте промысла. Это приводит к немного более чистому, однако все еще водному нестабильному закачиваемому флюиду. pH определяли при тестировании при приблизительно 1 pH. Эта чрезвычайно низкая величина pH может в конечном счете разделять молекулы поверхностно-активного вещества.

[0168] Наиболее нестабильным поверхностно-активным веществом в составе SPLC1 являются этоксилированные спирты. Этоксилированный спирт добавляли к 15% HCl кислоте при ее заданной концентрации. Образец затем нагревали до 75°C (167°F). После нагревания в течение 3 дней, химическую стабильность поверхностно-активного вещества испытывали при применении жидкостной хроматографии высокого разрешения (HPLC) и было показано, что отсутствует значительное ухудшение поверхностно-активного вещества при 15% HCl (Фиг. 13).

[0169] Состав SPLC1 проявлял превосходные эксплуатационные качества, когда он был предварительно отсортирован в отношении множества созданных химических комплексов, добавок и их комбинаций, которые испытывали в отношении совместимости и водной стабильности текучих сред, закачиваемых в месторождение. Тестирование на совместимость выполняли для трех инжектируемых в воде химических составов, присутствующих во время операции разрыва пласта. Дополнительные исследования восприимчивости состава SPLC1 показывают водную стабильность более чем 107500 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS) в реагенте на водной основе для снижения поверхностного натяжения. Совместное тестирование флюида для гидравлического разрыва пласта показало перспективные результаты для состава SPLC1. Данные для HPLC показали, что этоксилированный спирт в составе SPLC1 является химически стабильным при 15% HCl кислоты при повышенной температуре. Стабильность SPLC в кислоте устраняет необходимость в буферном растворе, который упрощает направленные операции. Кроме того, восприимчивость состава SPLC1 показала водную стабильность при концентрациях ниже 0,750%.

#### ПРИМЕР 2

[0170] Распределение частиц по размеру закачиваемых флюидов измеряли посредством анализатора размера частиц по дифракции лазерного излучения (Horiba la 300, минимальное измерение диаметра 0,1 мкм). Реагент на водной основе для снижения

поверхностного натяжения и реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс различные количества анионогенного поверхностно-активного вещества и/или неионогенных поверхностно-активных веществ измеряли после смешивания и оставления на протяжении ночи при 75°C (167°F).

[0171] Фиг. 8 показывает измерение размера частиц лишь образца реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения (сплошная линия со средним диаметром частиц примерно 13 мкм); реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения плюс 0,1% С9-11 этоксилированного спирта (неионогенного поверхностно-активного вещества) (пунктирная линия со средним диаметром частиц примерно 8,0 мкм); и реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения плюс 0,05% бензолсульфоновой кислоты, децил(сульфофенокси)-динатриевой соли (анионогенное поверхностно-активное вещество; сплошная линия, протянутая при 0 мкм, показывающая размер частиц раствора, являющийся меньше, чем минимум измерения 0,1 мкм диаметра прибора для измерения). Образец реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс анионогенное поверхностно-активное вещество не имел размеров частиц с диаметром более 0,1 мкм, величины, которая является наименьшим диаметром, подлежащим измерению прибором для измерения.

[0172] Фиг. 9 показывает результат измерения размера частиц лишь образца реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения (сплошная линия со средним размером частиц примерно 13 мкм); реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения плюс 0,1% С9-11 этоксилированного спирта и 0,05% бензолсульфоновой кислоты, децил(сульфофенокси)-динатриевой соли (неионогенного и анионогенного поверхностно-активного вещества; пунктирная прямолинейная линия через 0 мкм, показывающая размер частиц раствора менее чем минимум измерения 0,1 мкм диаметра прибора для измерения); и реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения плюс 0,075% С10 этоксилированного спирта Гербе и 0,075% бензолсульфоновой кислоты, децил(сульфофенокси)-динатриевой соли (неионогенное и анионогенное поверхностно-активное вещество; точечная линия, протянутая при 0 мкм, указывающая размер частиц раствора, являющийся меньше, чем минимум измерения 0,1 мкм диаметра прибора для измерения). Соответственно, оба реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс смеси анионогенного и неионогенного поверхностно-активного вещества приводят к результатам измерений размера частиц по меньшей мере менее чем 0,1 мкм.

[0173] Фиг. 10 показывает результат измерения размера частиц лишь образца реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения (сплошная линия со средним размером частиц примерно 13 мкм), реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс 0,075% С10 этоксилированного спирта Гербе (неионогенного поверхностно-активного вещества, пунктирная линия со средним диаметром частиц примерно 2,5 мкм); и реагента на водной основе для снижения

поверхностного натяжения для месторождения плюс 0,075% бензолсульфоновой кислоты, децил(сульфофенокси)-динатриевой соли (анионогенного поверхностно-активного вещества; сплошная линия, протянутая при 0 мкм, указывающая размер частиц раствора, составляющий менее чем минимум измерения 0,1 мкм диаметра прибора для измерения). Образец реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс анионогенное поверхностно-активное вещество не имел размеров частиц с диаметром более чем 0,1 мкм.

[0174] Фиг. 12 показывает результат измерения размера частиц лишь образца реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения для месторождения (сплошная линия со средним размером частиц примерно 13 мкм), реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс 0,075% C10 этоксилированного спирта Гербе и 0,075% C16-18 внутреннего олефинсульфоната (неионогенного поверхностно-активного вещества; сплошная линия, протянутая при 0 мкм, указывающая на размер частиц раствора, являющийся меньше, чем минимум измерения 0,1 мкм диаметра прибора для измерения). Смесь обоих реагентов на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс анионогенное поверхностно-активное вещество и смесь реагента на водной основе для снижения поверхностного натяжения плюс анионогенное-неионогенное поверхностно-активное вещество приводят при измерениях размера частиц к величине по меньшей мере менее чем 0,1 мкм.

### ПРИМЕР 3

[0175] Широкий образец выполняли в пяти горизонтальных скважинах в североамериканском нетрадиционном подземном пласте. Скважины имели предварительные разрывы и являлись производительными в течение 6-12 месяцев. Закачиваемый флюид с малым размером частиц инжестировали в четыре горизонтальные скважины, и водный закачиваемый флюид инжестировали в пятую горизонтальную скважину (т.е., пятая скважина была просто использована в качестве сравнительной скважины и не применяла закачиваемый флюид с малым размером частиц). Водный закачиваемый флюид, содержащий рассол, имеющий  $\sim 5000$  млн<sup>-1</sup> суммарно растворенных твердотельных веществ (флюиды для гидравлического разрыва пласта не были использованы, за исключением жидкого добавленного биоцида). Закачиваемый флюид с малым размером частиц был образован посредством комбинирования комплекса однофазного жидкого поверхностно-активного вещества с водным закачиваемым флюидом при применении устройства в наземном оборудовании, иллюстрированном на Фиг. 3В. Закачивание выполняли при низких расходах на протяжении нескольких дней при попытке не выполнения повторного разрыва любой из скважин. Проблем в отношении приемистости не было определено для любой из скважин во время инъекции. После закачивания и периода выдержки производство продолжалось.

[0176] Фиг. 14 предоставляет график производства флюида на уровне резервуарного парка, который охватывает пять горизонтальных скважин в этом примере. Точки представляют поток добытой неочищенной нефти, и сплошная линия представляет

кривую экстраполяции истощения, которая была выполнена для резервуарного парка перед инжектированием в этом примере. Новые скважины не были добавлены к коллекторному парку во время выполнения этого примера, и полагают, что дополнительно извлеченная нефть (представленная посредством площади между точками и кривой истощения экстраполяции) является результатом главным образом инжектированного флюида с малым размером частиц (LPS). Сравнительная скважина с инъекцией лишь рассола показала первоначальное небольшое увеличение в добыче нефти, однако степень добычи нефти начинала снижаться до величины, соответствующей кривой падения добычи скважины. При этом, четыре скважины с инжектированным закачиваемым флюидом с малым размером частиц (LPS) показали устойчивые увеличения в добыче нефти на протяжении срока наблюдения.

[0177] Фиг. 15 показывает соответствующие кривые индикатора для пяти скважин в этом примере. Сравнительная скважина с закачиванием рассола показана в виде сплошной линии, и скважины с закачиванием частиц малого размера (LPS) скважины показаны в виде пунктирных линий. Закачиваемый флюид для каждой скважины отслеживали посредством различных химических индикаторов с целью диагностирования и интерпретирования результатов производства флюида. Концентрации индикатора измеряли из образцов произведенных флюидов. Количество извлеченных химикатов в качестве индикатора, сравненное с общим инжектированным количеством для сравнительной скважины с инъекцией рассола, было значительно выше по сравнению с четырьмя скважинами с инъекцией флюида LPS (пара низкого давления). Полагают, что имелось меньше индикаторов, извлеченных из скважин при инжектировании флюидов с малым размером частиц (LPS), поскольку они имели более низкое поверхностное натяжение на границе раздела (поверхностное натяжение на границе раздела (IFT)) по сравнению с рассолом, предоставляющим им возможность введения в материнскую породу нетрадиционного подземного коллектора, и они также были в состоянии к изменению смачиваемости породы до более гидрофильного состояния, соответственно вытесняя дополнительную сырую нефть из областей внутри пласта к разрывам.

[0178] Описание и иллюстрирование одного или нескольких вариантов осуществления, предоставленные в этой заявке, не предполагают лимитирование или ограничение объема данного изобретения, как представлено в формуле изобретения, каким-либо образом. Варианты осуществления, примеры и подробности, предоставленные в этом описании, рассматриваются как достаточные, чтобы передавать обладание и предоставлять возможность другим сделать и применить лучший вариант заявленного изобретения. Заявленное изобретение не должно рассматриваться как ограниченное любыми вариантами осуществления, примерами или подробностям, предоставленными в этой заявке. Независимо от того, показано или описано в комбинации или отдельно, различные особенности (как структурные, так и методологические) предназначены являться селективно включенными или не включенными, чтобы создавать вариант осуществления с конкретной группой признаков. При предоставлении описания и

иллюстраций данной заявки специалист в данной области техники может предполагать вариации, модификации и альтернативные варианты осуществления, находящиеся в пределах сущности более широких аспектов заявленного изобретения и общей идеи изобретения, включенных в эту заявку, которые не отклоняются от общего объема. Например, такие другие примеры предполагают нахождение в пределах объема формулы изобретения, если они имеют конструктивные или методологические элементы, которые не отличаются от точных формулировок формулы изобретения, или если они включают эквивалентные конструктивные или методологические элементы с незначительными отличиями от точных формулировок формулы изобретения, и т.д. Все упомянутые здесь противопоставленные материалы включены здесь в прямой форме посредством ссылки.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ стимулирования нетрадиционного подземного пласта посредством флюида, включающий:

(а) введение закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт, причем закачиваемый флюид с малым размером частиц содержит водный закачиваемый флюид и неионогенное поверхностно-активное вещество, содержащее гидрофобную хвостовую часть, содержащую от 6 до 60 атомов углерода,

причем закачиваемый флюид с малым размером частиц имеет максимальный размер частиц менее чем 0,1 микрометра в диаметре при измерениях распределения частиц по размеру, выполненных при температуре и солености нетрадиционного подземного пласта.

2. Способ по п. 1, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C32:PO(0-65):EO(0-100).

3. Способ по любому из п.п. 1-2, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C30:PO(30-40):EO(25-35).

4. Способ по любому из п.п. 1-3, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C12:PO(30-40):EO(25-35).

5. Способ по любому из п.п. 1-2, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C30:EO(8-30).

6. Способ по любому из п.п. 1-2, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество содержит поверхностно-активное вещество на основе C9-11 этоксилированного спирта, при этом поверхностно-активное вещество на основе C9-11 этоксилированного спирта содержит смесь неионогенных поверхностно-активных веществ, которые имеют длину липофильной хвостовой цепи от 9 атомов углерода до 11 атомов углерода, с последующими повторяющимися звеньями этиленоксида (EO).

7. Способ по п. 6, в котором поверхностно-активное вещество на основе C9-11 этоксилированного спирта содержит от 1 до 100 повторяющихся звеньев EO.

8. Способ по любому из п.п. 1-7, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество имеет величину гидрофильно-липофильного баланса более чем 10.

9. Способ по любому из п.п. 1-8, в котором водный закачиваемый флюид содержит морскую воду, солоноватую воду, пресную воду, противоточную или пластовую воду, сточную воду, речную воду, озерную или прудовую воду, воду из водоносной области, рассол или любую их комбинацию.

10. Способ по любому из п.п. 1-9, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество имеет концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц менее чем 1%, менее чем 0,5%, менее чем 0,2%, менее чем 0,1%, менее чем 0,075% или менее чем 0,05% по массе, в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

11. Способ по любому из п.п. 1-10, в котором неионогенное поверхностно-активное вещество имеет концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц от 0,05%

до 0,5% по массе, в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

12. Способ по любому из п.п. 1-11, в котором закачиваемый флюид с малым размером частиц дополнительно содержит одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ.

13. Способ по п. 12, в котором одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ содержат анионогенное поверхностно-активное вещество.

14. Способ по п. 13, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C32:PO(0-65):EO(0-100)-карбоксилат.

15. Способ по любому из п.п. 13-14, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C30:PO(30-40):EO(25-35)-карбоксилат.

16. Способ по любому из п.п. 13-15, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C12:PO(30-40):EO(25-35)-карбоксилат.

17. Способ по любому из п.п. 13-14, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит разветвленный или неразветвленный C6-C30:EO(8-30)-карбоксилат.

18. Способ по п. 13, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже



где

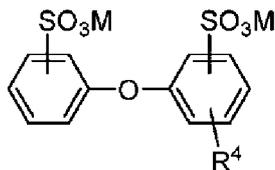
$R^1$  содержит разветвленную или неразветвленную, насыщенную или ненасыщенную, циклическую или нециклическую гидрофобную углеродную цепь, имеющую 6-32 атомов углерода, и атом кислорода, соединяющий  $R^1$  и  $R^2$ ;

$R^2$  содержит алкоксилированную цепь, содержащую по меньшей мере одну оксидную группу, выбранную из группы, состоящей из этиленоксида, пропиленоксида, бутиленоксида, и их комбинаций; и

$R^3$  содержит разветвленную или неразветвленную углеводородную цепь, содержащую 2-12 атомов углерода и от 2 до 5 карбоксилатных групп.

19. Способ по п. 13, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит C10-C30 внутренний олефинсульфонат, C8-C30 алкилбензолсульфонат (ABS), сульфосукцинатное поверхностно-активное вещество или любую их комбинацию.

20. Способ по п. 13, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит поверхностно-активное вещество, определенное формулой, приведенной ниже



где

$R^4$  является разветвленной или неразветвленной, насыщенной или ненасыщенной,

циклической или нециклической, гидрофобной углеродной цепью, имеющей 6-32 атомов углерода; и

М представляет противоион.

21. Способ по п. 13, в котором анионогенное поверхностно-активное вещество содержит дисульфонатное поверхностно-активное вещество.

22. Способ по п. 21, в котором дисульфонатное поверхностно-активное вещество содержит алкилдифенилоксид дисульфонат.

23. Способ по любому из п.п. 12-22, в котором одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ содержат неионогенное поверхностно-активное вещество.

24. Способ по любому из п.п. 12-23, в котором одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ содержат катионогенное поверхностно-активное вещество.

25. Способ по любому из п.п. 12-24, в котором одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ содержат цвиттер-ионное поверхностно-активное вещество.

26. Способ по любому из п.п. 12-25, в котором одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ имеют концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц менее чем 1%, менее чем 0,5%, менее чем 0,2%, менее чем 0,1%, менее чем 0,075% или менее чем 0,05%.

27. Способ по любому из п.п. 12-26, в котором одно или более вспомогательных поверхностно-активных веществ имеют концентрацию в закачиваемом флюиде с малым размером частиц от 0,05% до 0,5% по массе, в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

28. Способ по любому из п.п. 1-27, в котором закачиваемый флюид с малым размером частиц дополнительно содержит понизитель трения, гелеобразующий агент, сшивающий агент, измельчитель, агент для регулирования pH, неэмульгирующий агент, добавку для контроля железа, ингибитор коррозии, ингибитор образования отложений, биоцид, глиностабилизирующий агент, расклинивающий агент или любую их комбинацию.

29. Способ по любому из п.п. 1-28, в котором закачиваемый флюид с малым размером частиц дополнительно содержит химикат для изменения смачиваемости.

30. Способ по любому из п.п. 1-29, в котором комплекс однофазного жидкого поверхностно-активного вещества дополнительно содержит один или более соразтворителей.

31. Способ по п. 30, в котором один или более соразтворителей содержат C1-C5 спирт, этоксилированный C1-C5 спирт или любую их комбинацию.

32. Способ по любому из п.п. 1-31, в котором закачиваемый флюид с малым размером частиц имеет общую концентрацию поверхностно-активного вещества от 0,2% до 5% по массе, в расчете на общую массу закачиваемого флюида с малым размером частиц.

33. Способ по любому из п.п. 1-32, в котором закачиваемый флюид с малым размером частиц вводят при давлении на устье скважины от 0 фунтов на квадратный дюйм

до 30000 фунтов на квадратный дюйм (207 МПа).

34. Способ по п. 33, в котором закачиваемый флюид с малым размером частиц вводят при давлении на устье скважины от 6000 фунтов на квадратный дюйм (41 МПа) до 30000 фунтов на квадратный дюйм (207 МПа).

35. Способ по п. 34, в котором закачиваемый флюид с малым размером частиц вводят при давлении на устье скважины от 5000 фунтов на квадратный дюйм (34 МПа) до 10000 фунтов на квадратный дюйм (69 МПа).

36. Способ по любому из п.п. 1-35, в котором нетрадиционный подземный пласт имеет температуру от 75°F до 350°F (24-177 °C).

37. Способ по п. 36, в котором нетрадиционный подземный пласт имеет температуру от 150°F до 250°F (66-121 °C).

38. Способ по любому из п.п. 1-37, в котором нетрадиционный подземный пласт имеет соленость по меньшей мере 5000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS).

39. Способ по п. 38, в котором нетрадиционный подземный пласт имеет соленость по меньшей мере 100000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS).

40. Способ по любому из п.п. 38-39, в котором нетрадиционный подземный пласт имеет соленость от 100000 млн<sup>-1</sup> до 300000 млн<sup>-1</sup> содержания растворенных твердотельных веществ (TDS).

41. Способ по любому из п.п. 1-40, в котором нетрадиционный подземный пласт имеет проницаемость менее чем 25 миллидарси (мД).

42. Способ по п. 41, в котором нетрадиционный подземный пласт имеет проницаемость от 10 до 0,1 миллидарси (мД).

43. Способ по любому из п.п. 1-42, в котором нетрадиционный подземный пласт содержит смачиваемый нефтью коллектор.

44. Способ по любому из п.п. 1-42, в котором нетрадиционный подземный пласт содержит смачиваемый водой коллектор.

45. Способ по любому из п.п. 1-44, причем способ дополнительно включает:

(b) предоставление возможности закачиваемому флюиду с малым размером частиц впитывания в материнскую породу нетрадиционного подземного пласта в течение периода времени.

46. Способ по п. 45, причем способ дополнительно включает прерывание введения закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт перед выполнением стадии (b).

47. Способ по любому из п.п. 45-46, в котором период времени составляет от одного дня до шести месяцев.

48. Способ по любому из п.п. 45-47, в котором период времени составляет от двух недель до одного месяца.

49. Способ по любому из п.п. 1-48, дополнительно включающий:

добавление индикатора к закачиваемому флюиду с малым размером частиц перед

введением закачиваемого флюида с малым размером частиц через ствол скважины в нетрадиционный подземный пласт;

извлечение индикатора из флюидов, полученных из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины, флюидов, извлеченных из различных стволов скважины, находящихся в соединении для движения флюидов с нетрадиционным подземным пластом, или любой их комбинации; и

сравнение количества индикатора, извлеченного из полученных флюидов, с количеством индикатора, введенного в закачиваемый флюид с малым размером частиц.

50. Способ по любому из п.п. 1-49, в котором ствол скважины содержит вертикальную траекторию.

51. Способ по любому из п.п. 1-50, в котором ствол скважины содержит горизонтальную траекторию.

52. Способ по любому из п.п. 1-51, причем способ включает стимулирование естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины.

53. Способ по любому из п.п. 1-51, причем способ включает стимулирование естественно-трещиноватой области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины.

54. Способ по любому из п.п. 1-51, причем способ включает стимулирование предварительно разломленной или предварительно повторно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с новым стволом скважины.

55. Способ по любому из п.п. 1-51, причем способ включает стимулирование предварительно разломленной или предварительно повторно разломленной области нетрадиционного подземного пласта, соседней с существующим стволом скважины.

56. Способ по любому из п.п. 1-55, в котором нетрадиционный подземный пласт содержит естественно-трещиноватый карбонат.

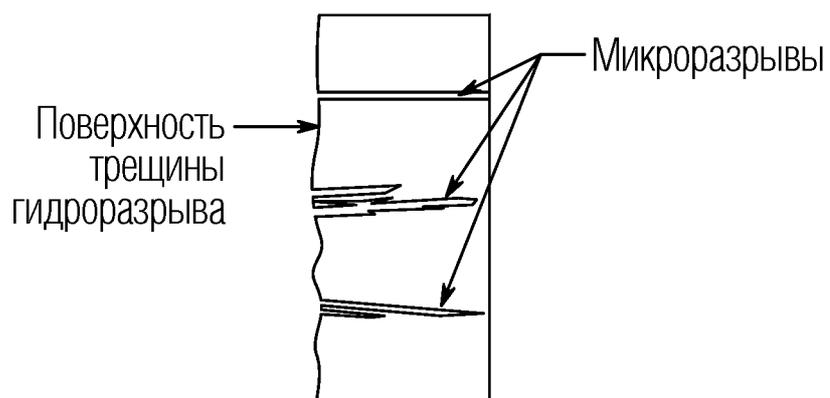
57. Способ по любому из п.п. 1-55, в котором нетрадиционный подземный пласт содержит естественно-трещиноватый песчаник.

58. Способ по любому из п.п. 1-56, причем способ дополнительно включает (с) получение флюидов из нетрадиционного подземного пласта через ствол скважины.

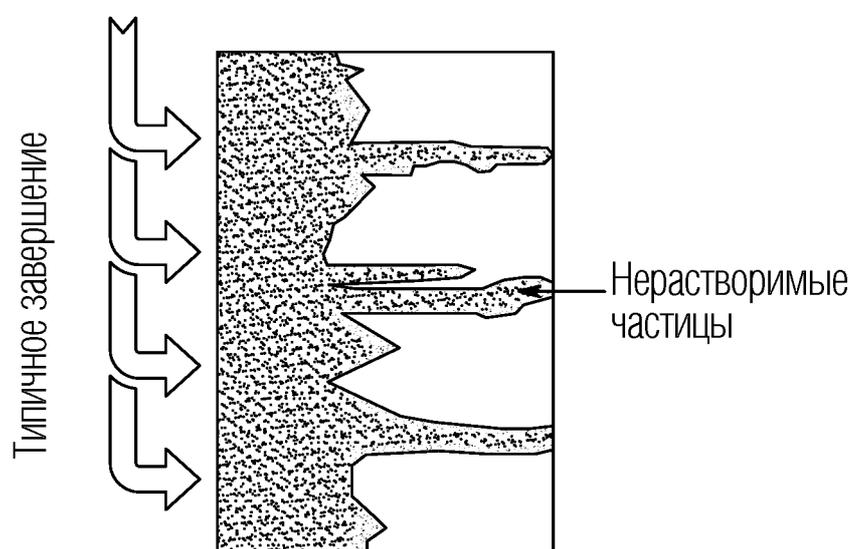
59. Способ по п. 58, в котором флюиды содержат углеводород.

По доверенности

1/10



ФИГ. 1А



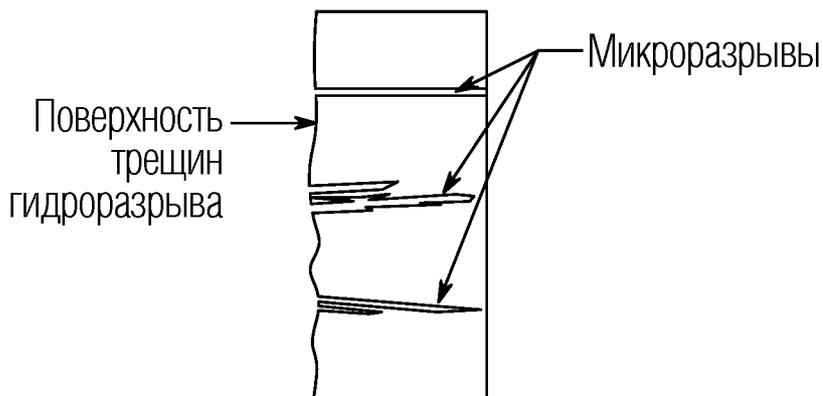
ФИГ. 1В

Встроенные частицы

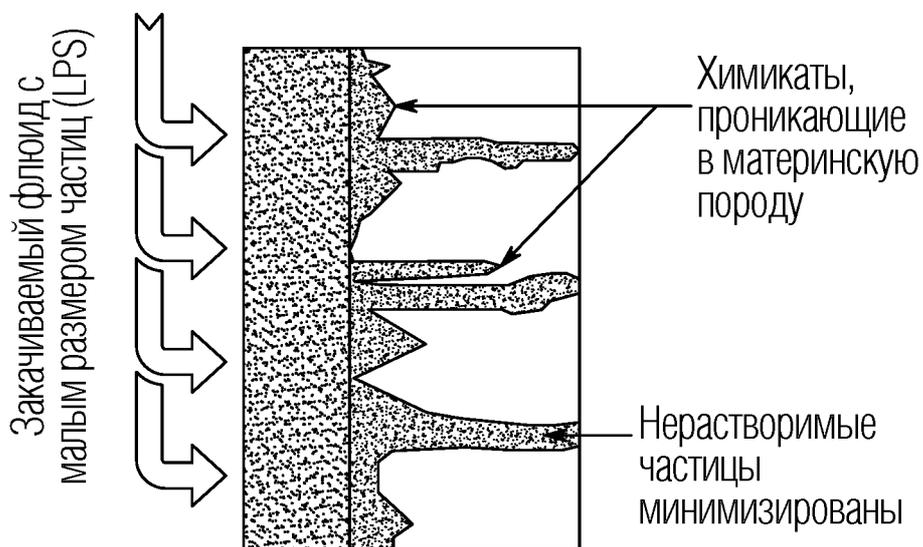


ФИГ. 1С

2/10



ФИГ. 2А

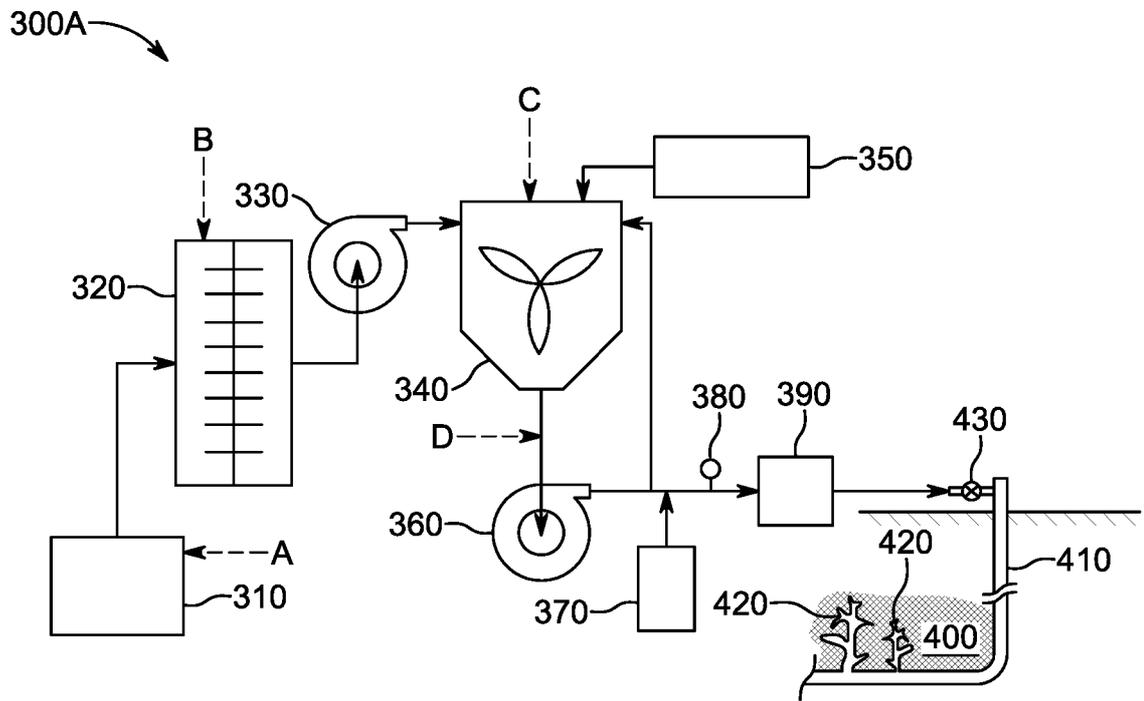


ФИГ. 2В

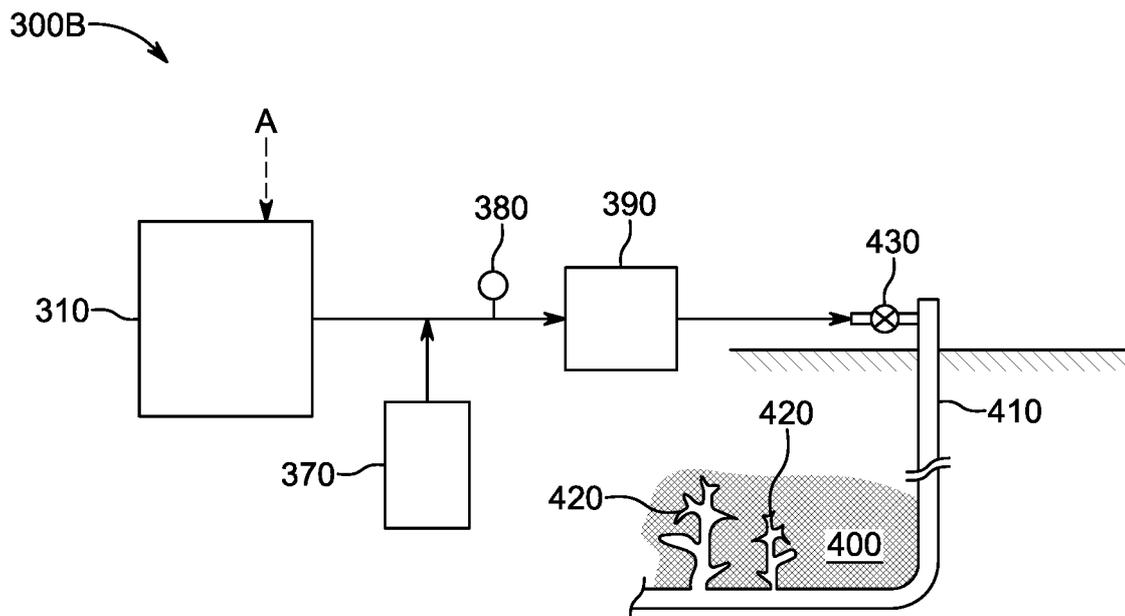
Увеличенная пропускная способность



ФИГ. 2С



ФИГ. 3А



ФИГ. 3В



Водная стабильность

ФИГ. 4

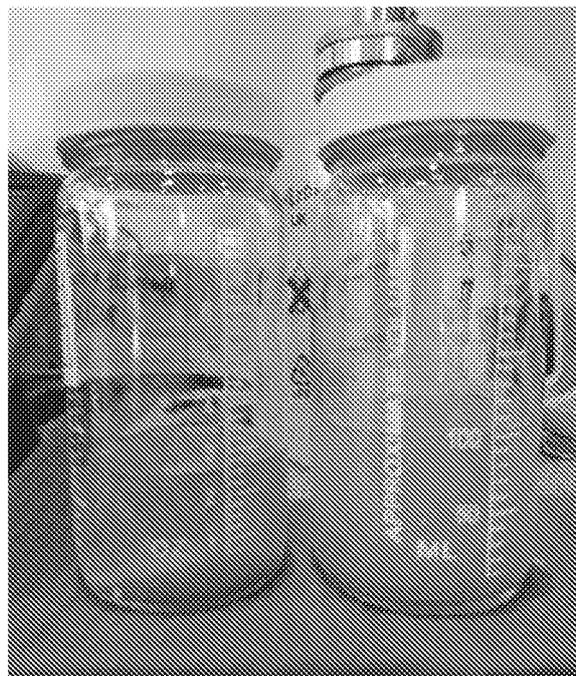


Водная стабильность

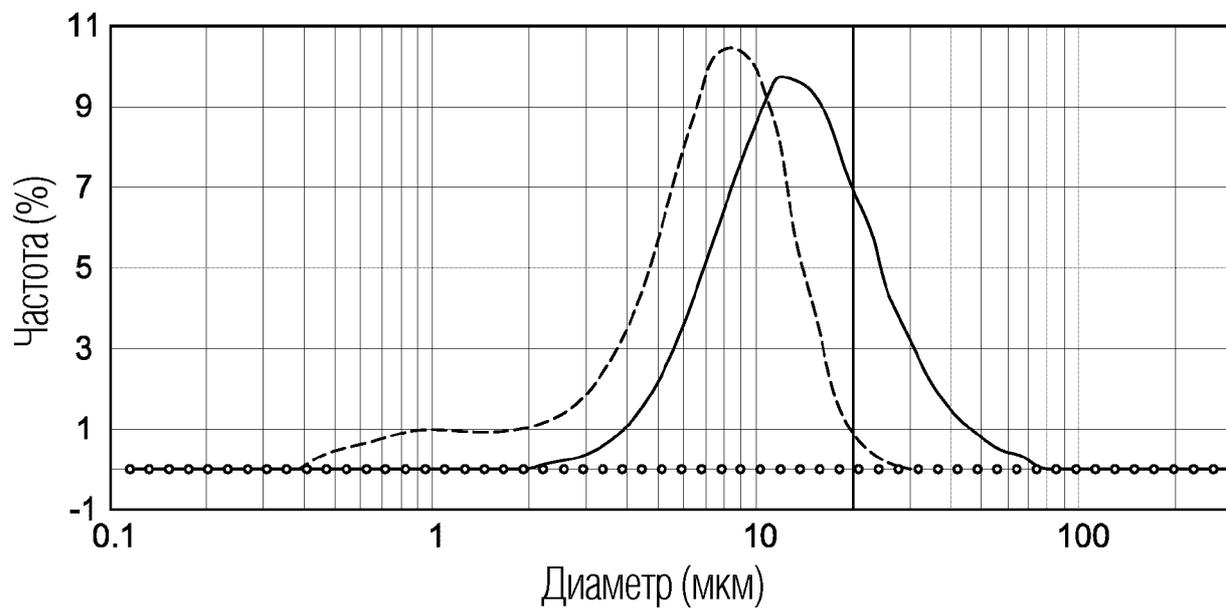
ФИГ. 5



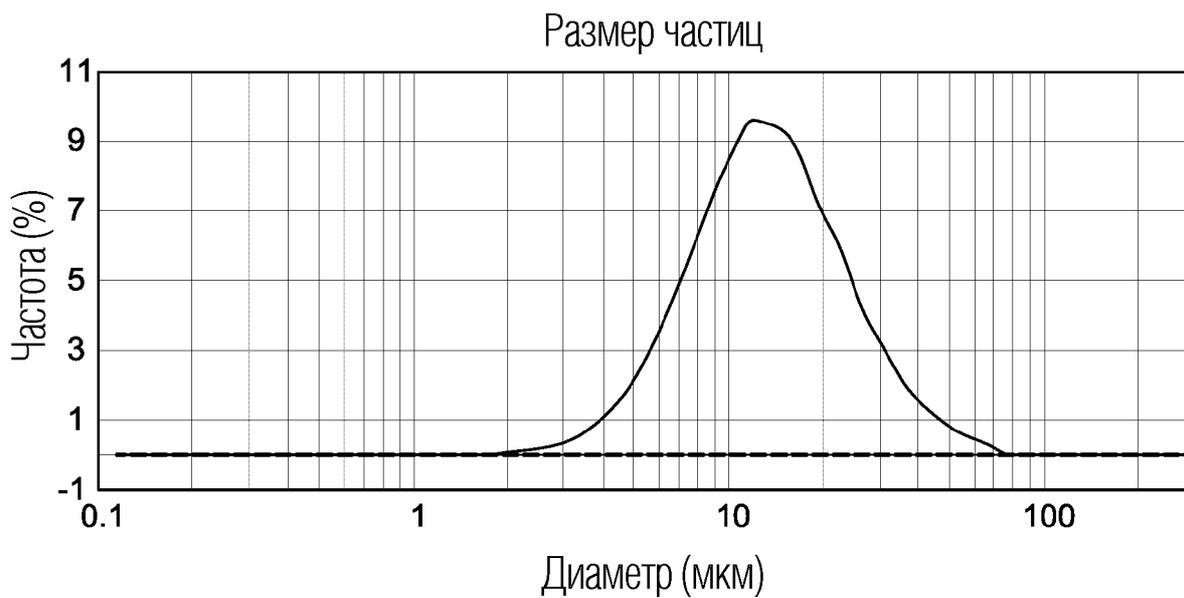
ФИГ. 6



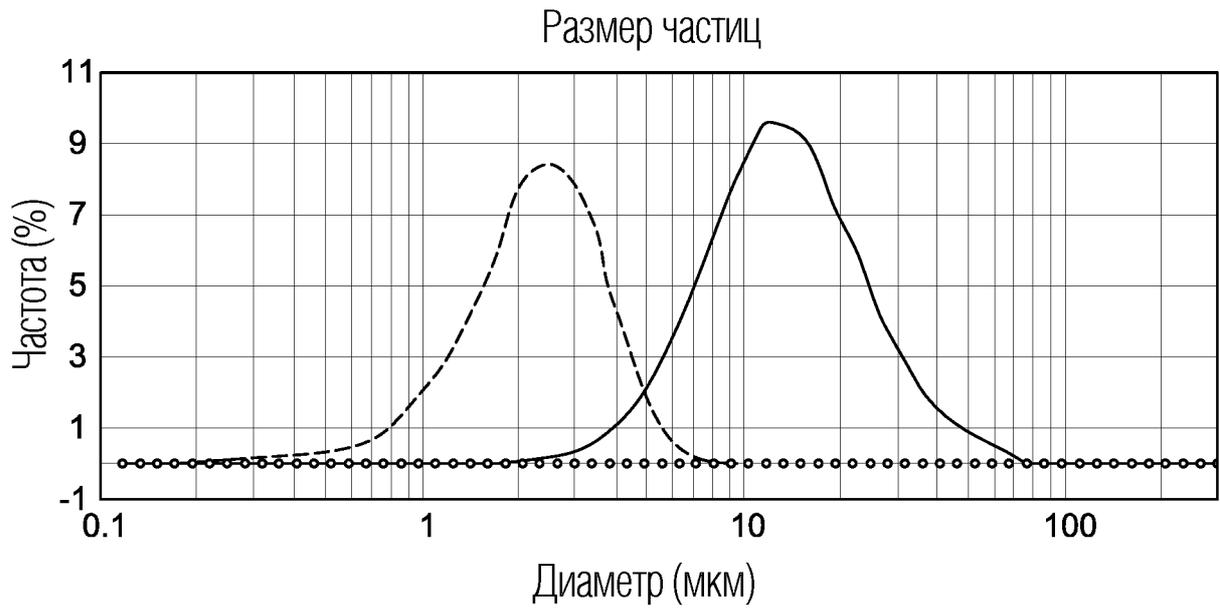
ФИГ. 7



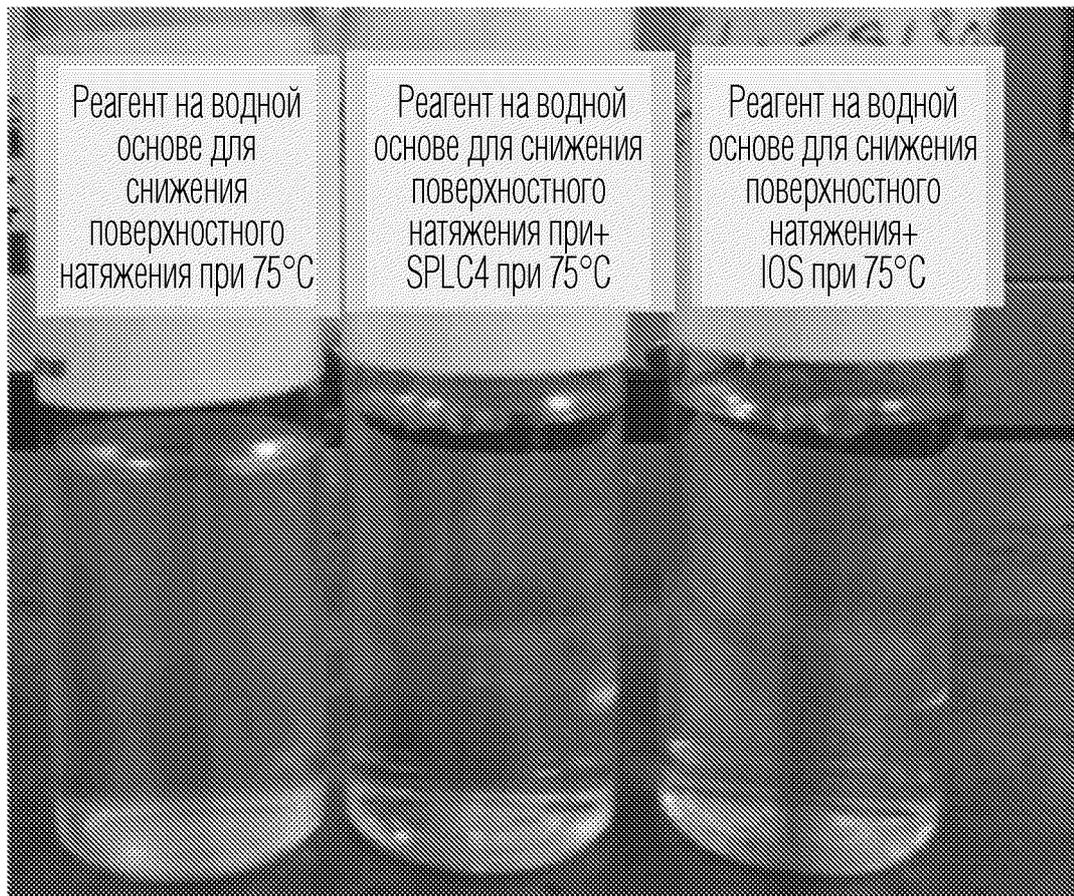
ФИГ. 8



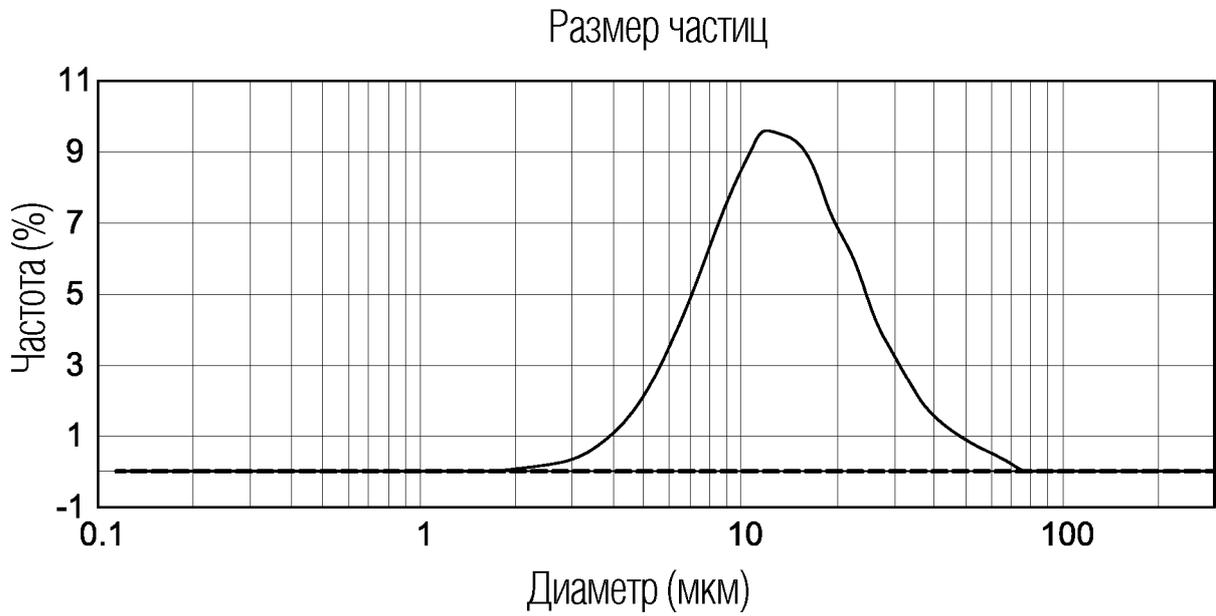
ФИГ. 9



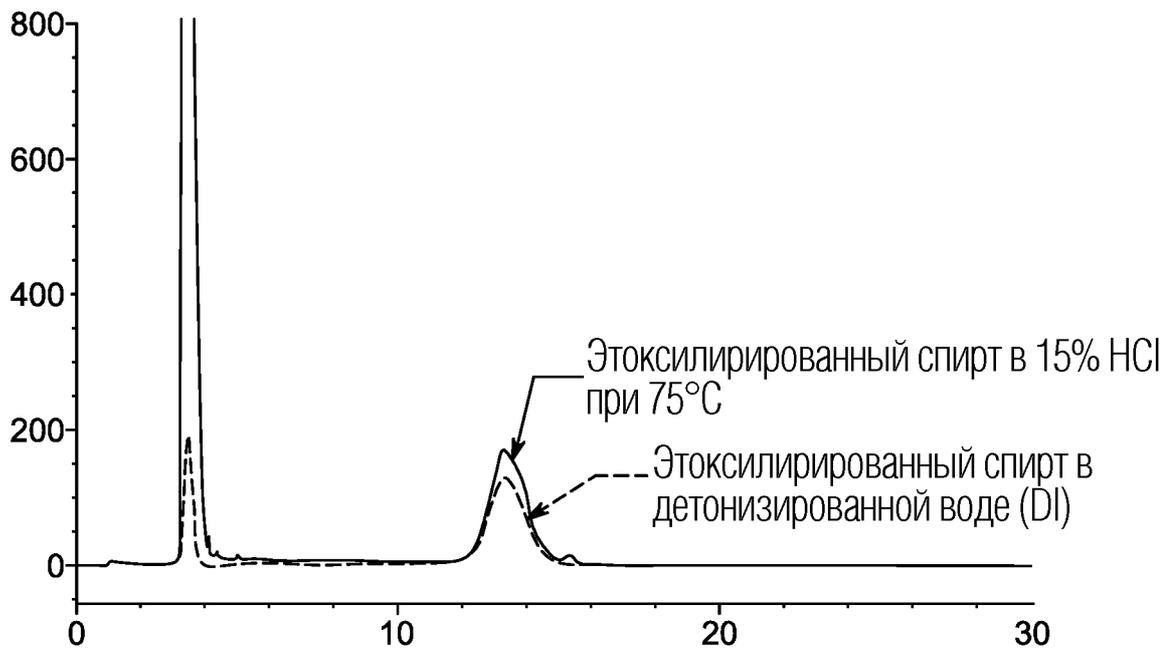
ФИГ. 10



ФИГ. 11

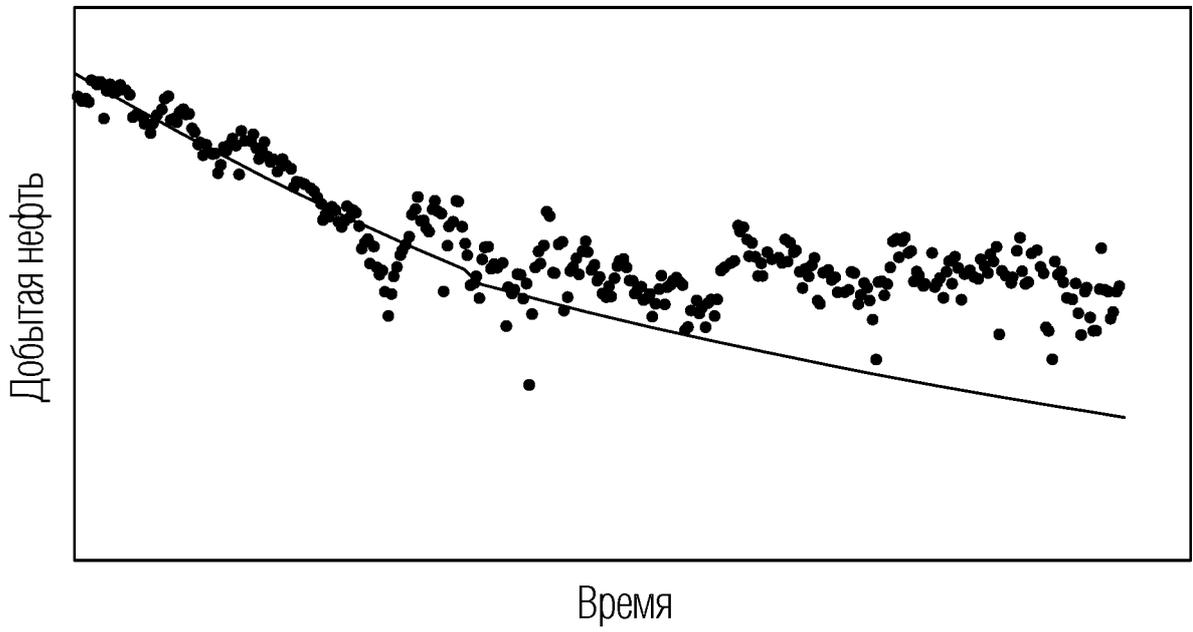


ФИГ. 12

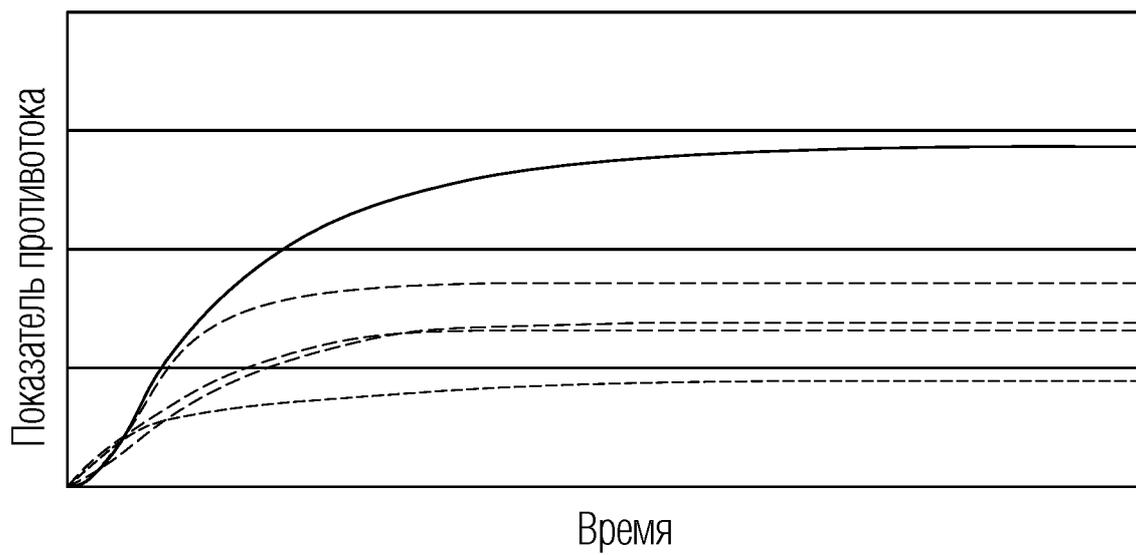


ФИГ. 13

10/10



ФИГ. 14



ФИГ. 15

**INTERNATIONAL SEARCH REPORT**

International application No  
PCT/US2018/044716

**A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER**  
 INV. C09K8/584      C09K8/60      C09K8/66      C09K8/72      C09K8/86  
 ADD.

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

**B. FIELDS SEARCHED**  
 Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)  
 C09K

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)  
 EPO-Internal, WPI Data, COMPENDEX, INSPEC

**C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT**

| Category* | Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages  | Relevant to claim No.              |
|-----------|---|------------------------------------|
| X         | LIN HE ET AL: "Interfacial sciences in unconventional petroleum production: from fundamentals to applications",<br>CHEMICAL SOCIETY REVIEWS,<br>vol. 44, no. 15,<br>1 January 2015 (2015-01-01), pages<br>5446-5494, XP055513422,<br>UK<br>ISSN: 0306-0012, DOI: 10.1039/C5CS00102A<br>page 5454 - page 5458; table 1<br>page 5463 - page 5464<br>-----<br>-/-- | 1-12,<br>26-28,<br>30-34,<br>49-79 |

Further documents are listed in the continuation of Box C.       See patent family annex.

\* Special categories of cited documents :

|   |   |
|---|---|
| <p>"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance</p> <p>"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date</p> <p>"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)</p> <p>"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means</p> <p>"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed</p> | <p>"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention</p> <p>"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone</p> <p>"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art</p> <p>"&amp;" document member of the same patent family</p> |
|---|---|

|  |  |
|--|--|
| Date of the actual completion of the international search<br><br>22 October 2018 | Date of mailing of the international search report<br><br>02/11/2018 |
|--|--|

|  |  |
|--|--|
| Name and mailing address of the ISA/<br>European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2<br>NL - 2280 HV Rijswijk<br>Tel. (+31-70) 340-2040,<br>Fax: (+31-70) 340-3016 | Authorized officer<br><br>Doslik, Natasa |
|--|--|

## INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No  
PCT/US2018/044716

| C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT |  |                                     |
|--|--|-------------------------------------|
| Category*  | Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages   | Relevant to claim No.               |
| X  | DONGMEI WANG ET AL: "Wettability Survey in Bakken Shale With Surfactant-Formulation Imbibition", SPE RESERVOIR EVALUATION AND ENGINEERING, vol. 15, no. 06, 1 December 2012 (2012-12-01), pages 695-705, XP055256946, US<br>ISSN: 1094-6470, DOI: 10.2118/153853-PA<br>page 695 - page 703; figures; tables<br>-----             | 1,2,8,<br>10-12,<br>26-34,<br>49-79 |
| X  | DONGMEI WANG ET AL: "Evaluation of Surfactants for Oil Recovery Potential in Shale Reservoirs", SPE SYMPOSIUM, 12-16 APRIL 2014, TULSA, OKLAHOMA, USA, vol. SPE-169085-MS, 12 April 2014 (2014-04-12), - 16 April 2014 (2014-04-16), XP055516468, DOI: 10.2118/169085-MS<br>ISBN: 978-1-61399-309-5<br>page 1 - page 11<br>----- | 1-79                                |
| X  | CHEGENIZADEH NEGIN ET AL: "Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery", PETROLEUM, vol. 3, no. 2, 1 June 2017 (2017-06-01), pages 197-211, XP055454870, ISSN: 2405-6561, DOI: 10.1016/j.petlm.2016.11.007<br>page 197 - page 209<br>-----  | 1-79                                |