

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **036986**(13) **B1**

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2021.01.25**

(51) Int. Cl. **C09K 8/40** (2006.01)

(21) Номер заявки  
**201892027**

(22) Дата подачи заявки  
**2016.03.02**

---

### (54) СПОСОБ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

---

(31) **14/643,117**

(56) US-A1-20110094746  
WO-A1-2012162117  
WO-A1-2010027366  
US-A1-20010022224  
US-A-5866517

(32) **2015.03.10**

(33) **US**

(43) **2019.03.29**

(86) **PCT/US2016/020431**

(87) **WO 2016/144645 2016.09.15**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**БЕЙКЕР ХЬЮЗ, Э ДЖИИ  
КОМПАНИ, ЛЛК (US)**

(72) Изобретатель:  
**Нельсон Скотт Грегори (US)**

(74) Представитель:  
**Веселицкий М.Б., Веселицкая И.А.,  
Кузенкова Н.В., Каксис Р.А., Белоусов  
Ю.В., Куликов А.В., Кузнецова Е.В.,  
Кузнецова Т.В., Соколов Р.А. (RU)**

(57) Способ цементирования ствола скважины, содержащей буровой раствор, включающий закачку цементного разделяющего флюида в ствол скважины для вытеснения бурового раствора; закачку цементной суспензии в ствол скважины после закачки цементного разделяющего флюида; отверждение цемента в суспензии для цементирования ствола скважины, в котором цементный разделяющий флюид содержит водный цементный разделяющий флюид-носитель и предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в водном цементном разделяющем флюиде-носителе, в количестве, эффективном для вытеснения бурового раствора во время цементирования, причем предварительно приготовленный синтетический полимер содержит сополимер (мет)акриламида с малеиновым ангидридом, винилацетатом, этиленоксидом, этиленгликолем, акрилонитрилом или их комбинацией, содержащей по меньшей мере один из вышеуказанных полимеров; поли(акриламид), имеющий сшивки, полученные из диакрилата полиэтиленгликоля; поли(акриловую) кислоту, имеющую сшивки, полученные из олигомера сложного винилового эфира; или поли(этиленгликоль), частично привитый натриевой солью поли(акриловой кислоты); и предварительно приготовленный синтетический полимер присутствует в цементном разделяющем флюиде в концентрации от 4,53 до 90,7 кг на 3785,41 л водного цементного разделяющего флюида-носителя.

**036986 B1**

**036986**

**B1**

### Уровень техники

Данный вариант осуществления изобретения относится к способу цементирования ствола скважины, их производства и способам применения.

Широко известны растворы для бурения (или "глинистые растворы"), применяемые при бурении подземных нефтяных и газовых скважин, которые также находят применение и в других процессах бурения. Растворы для бурения захватывают шлам и другие частицы, выходящие из-под долота, несут их через межтрубное пространство и дают возможность отделить их на поверхности, в то время как дисковое буровое долото охлаждается и очищается. Раствор для бурения также предназначен для уменьшения трения между бурильной колонной и боковыми стенками скважины, при этом прочность необсаженных участков ствола скважины сохраняется. Раствор для бурения разработан для предотвращения проникновения нежелательных притоков пластовых флюидов из проницаемых пород. Раствор для бурения также может использоваться для сбора и анализа проб, полученных из буровых отходов, образцов породы из скважины и электрокаротажа. Понятно, что термин "раствор для бурения", применяемый в данном документе, также охватывает понятия "буровые растворы для вскрытия пласта" и "растворы для заканчивания скважины".

Флюид для промывания скважин, напротив, является жидкостью, применяемой для физического отделения одной жидкости специального назначения от другой в процессе бурения. Цементный флюид для промывания скважины отделяет раствор для бурения от цемента в процессе цементирования скважины. Прототипы цементных флюидов для промывания скважин представлены как турбулентные жидкости для промывания скважин с низкой скоростью сдвига, что позволяет им вытеснять вязкий глинистый раствор для бурения из ствола скважины. Некоторые турбулентные цементные флюиды для промывания скважин имеют следующие недостатки: неустойчивость в рабочих условиях, особенно при более высоких температурах, поскольку они могут иметь место на дне ствола скважины. Другие цементные флюиды для промывания скважин позволяют жидкостям, которые предназначены для отделения, смешиваться один или несколько раз. В случае с отделением раствора для бурения от цемента такое единичное или повторное смешивание приводит к ухудшению процесса отделения, загрязнению глинистым раствором для бурения переднего края цемента или цементной суспензии, ограниченной способности перемещать глинистые растворы для бурения в стволе скважины и низкой степени эффективности вымывания глинистых растворов для бурения на водной основе. Обычно эти недостатки негативно сказываются на качестве процесса цементирования в стволе скважины, например вследствие неспособности должным образом удалить раствор для бурения показатели введенной цементной суспензии могут быть низкими с точки зрения ее способности скрепляться как с открытой поверхностью породы в просверленном стволе скважины, так и с системой труб, расположенной в стволе скважины.

Соответственно в данной области техники существует потребность в улучшении цементных флюидов для промывания скважины, которое преодолевает вышеупомянутые недостатки. В частности, остается потребность в цементном флюиде для промывания скважины, эффективно удаляющей частицы жидкостей, таких как глинистые растворы для бурения и жидкие загрязняющие частицы.

Способ цементирования ствола скважины, содержащий раствор для бурения, состоит из закачивания в ствол скважины цементного разделяющего флюида, описанного в данном документе, для вытеснения раствора для бурения; закачивания цементной суспензии в ствол скважины после закачивания цементного флюида для промывания скважины; отверждения цемента в суспензии для цементирования ствола скважины.

### Подробное описание сущности изобретения

Подробное описание одного или более примеров осуществления изобретения изложено в данном документе посредством примеров, а не ограничений.

Усовершенствованный способ цементирования скважины включает цементный разделяющий флюид для промывания скважин, который содержит предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в воде и стабильный при высоких температурах, который вытесняет буровой раствор, дополнительно включающий загрязняющие частицы. Не желая быть связанным соответствием какой-либо конкретной теории, считается, что предварительно приготовленный синтетический полимер включает новый способ наполнения частицами для создания цементного флюида для промывания скважины, что не соответствует общепринятым правилам в области цементирования. Поглощение воды приводит к набуханию предварительно приготовленного синтетического полимера, и в некоторых примерах осуществления изобретения он скапливается в гидратированном блоке разбухшего полимера. Набухший полимер способствует поглощению загрязняющих частиц цементным флюидом для промывания скважины. Таким образом, помимо переноса, транспортировки и перемещения твердых веществ, полученных из растворов для бурения, цементные флюиды для промывания скважины также могут удалять буровые шламы, например буровые шламы из слоя вырубленной породы на дне горизонтальных (боковых) стволов скважин. Эта способность особенно важна в горизонтальных стволах скважин. В дальнейшем автором изобретения было обнаружено, что использование предварительно приготовленного синтетического полимера в цементных флюидах для промывания скважины повышает уровень стабильности системы.

Цементный разделяющий флюид для промывания скважины содержит водный цементный флюид-

носитель для промывания скважины и предварительно приготовленный синтетический полимер. Полимер может присутствовать во флюиде-носителе в любой форме, включая частицы. В одном примере осуществления изобретения частицы полимера являются частицами набухшего полимера. Набухание частиц полимера может быть результатом поглощения воды частицами. Набухшие частицы полимера могут скапливаться в гидратированный блок, который содержит частицы набухшего полимера. В одном примере осуществления изобретения цементный разделяющий флюид для промывания скважины содержит гидратированный блок набухшего полимера, который включает предварительно приготовленный синтетический полимер.

Форма частиц полимера перед добавлением во флюид-носитель или после набухания не важна и может быть правильной или неправильной, например, частицы могут быть сферическими, овальными, многогранными, волокнистыми, скрученными или спелетенными. В одном примере осуществления изобретения частицы полимера в форме шариков имеют почти сферическую форму. Частицы могут дополнительно иметь поры или пустоты между полимерными цепями, которые пропускают внутрь полимера жидкости или другие частицы. Форма, размер, фракционный состав и концентрация полимерных частиц во флюиде-носителе должны быть достаточными для обеспечения эффективного вытеснения растворов для бурения и предпочтительно выбираются для улучшения процесса улавливания загрязняющих частиц цементным флюидом для промывания скважины. Например, не набухшие частицы могут иметь наибольший средний диаметр от около 150 до около 1000 мкм, предпочтительно от около 250 до около 800 мкм. Не набухшие частицы полимера (например, сухие частицы) в общем способны набухать. Набухание приводит к увеличению среднего диаметра частиц. Степень набухания частиц может составлять около от 1 до 20 раз, или около от 1 до 15 раз, около от 1,5 до 10 раз, основываясь на сравнении среднего самого большого диаметра набухшей полимерной частицы относительно среднего наибольшего диаметра той же частицы без набухания. В неограничивающем примере сухая полимерная частица со средним наибольшим диаметром около 200 мкм может набухать до размеров частицы со средним наибольшим диаметром около 2000 мкм.

В некоторых примерах осуществления изобретения по меньшей мере около 60%, предпочтительно по меньшей мере около 80%, более предпочтительно по меньшей мере около 95% набухшего полимера в цементном флюиде для промывания скважины составляет, может иметь средний наибольший диаметр от около 0,01 до около 100000 мкм, предпочтительно от около 0,1 до около 50000 мкм или от около 1 до 20000 мкм, более предпочтительно от около 100 до около 50000 мкм, от около 500 до около 12000 мкм или от около 2000 до около 8000 мкм. В других примерах осуществления изобретения по меньшей мере около 95%, и может иметь средний наибольший диаметр от около 100 до около 15000 мкм, более предпочтительно от около 500 до около 12000 мкм. По меньшей мере около 90% частиц полимера могут иметь средний наибольший диаметр от около 1 до около 20000 мкм, предпочтительно от 100 до 15000 мкм, более предпочтительно от около 500 до около 10000 мкм. По меньшей мере около 75% частиц полимера могут иметь средний наибольший диаметр от около 100 до около 15000 мкм, предпочтительно от 500 до 12000 мкм, предпочтительно от около 1000 до около 10000 мкм. По меньшей мере около 50% частиц полимера могут иметь средний наибольший диаметр от около 500 до около 12000 мкм, предпочтительно, от 1000 до 10000 мкм, предпочтительно от около 2000 до около 8000 мкм. По меньшей мере около 30% частиц полимера могут иметь средний наибольший диаметр от около 1000 до около 10000 мкм, предпочтительно от 2000 до 8000 мкм, более предпочтительно от около 2500 до около 7000 мкм.

Предварительно приготовленный синтетический полимер, который применяется в данном документе, может быть супервпитывающим полимером (СВП) и является сшитым, нейтральным, нейтрализованным или частично нейтрализованным полимером, который способен впитывать большое количество водосодержащих растворов, таких как вода, минерализованная вода, кислота или основание, набухает и образует гель или вязкий материал, который задерживает впитанную жидкость под воздействием определенного давления или определенной температуры. Супервпитывающий полимер может иметь внутренние сшивки, внешние сшивки, или соединение, содержащее по меньшей мере одно из вышеизложенного. Частицы супервпитывающего полимера - это частицы супервпитывающих полимеров или композиции супервпитывающего полимера. В данном документе аббревиатура СВП может использоваться вместо терминов "супервпитывающий полимер", "композиция супервпитывающего полимера" и "частицы или волокна" и т.п.

СВП содержит гидрофильную сшивку, которая удерживает большое количество водосодержащего раствора относительно массы СВП (например, в сухом состоянии СВП поглощает и удерживает количество воды, по весу равное или превышающее его собственный вес). СВ полимеры могут представлять собой различные синтетические органические полимеры, которые реагируют с водой или поглощают ее и набухают при контакте с водосодержащим флюидом. Примеры данных СВ полимеров включают сополимер (мет)акриламида с малеиновым ангидридом, винилацетатом, этиленоксидом, этиленгликолем, акрилонитрилом или их комбинацией, содержащей по меньшей мере один из вышеуказанных полимеров; поли(акриламид), имеющий сшивки, полученные из диакрилата полиэтиленгликоля; поли(акриловую кислоту), имеющую сшивки, полученные из олигомера сложного винилового эфира; или поли(этиленгликоль), частично привитый натриевой солью поли(акриловой кислоты) Предшествующее

включает сополимеры, например сополимеры (мет)акриламида с малеиновым ангидридом, винилацетатом, оксидом этилена, этиленгликолем, акрилонитрилом или комбинацией, содержащей по меньшей мере одно из вышеизложенного. Комбинация разных полимеров также может использоваться.

Предварительно приготовленные синтетические полимеры - это полимеры, полимеризированные из неионных, анионных или катионных мономеров, или комбинации, содержащие по меньшей мере одно из вышеизложенного. Полимеризация может производиться посредством свободнорадикальной полимеризации, полимеризации в растворе, гелевой полимеризации, эмульсионной полимеризации, дисперсионной полимеризации или суспензионной полимеризации. Более того, полимеризация может производиться в водной фазе, инвертной эмульсии или в инвертной суспензии.

Примеры неионных мономеров для производства предварительно приготовленных синтетических полимеров включают поли((мет)акриламид), представляющий собой сополимер метакриламида с малеиновым ангидридом, винилацетатом, оксидом этилена, этиленгликолем, акрилонитрилом, или комбинацию, включающую по меньшей мере одно из вышеизложенного.

В соответствии с примером осуществления изобретения, предварительно приготовленный синтетический полимер может содержать полиакриламид, имеющий сшивки, полученные из полиэтиленгликолевого диакрилата. В некоторых примерах осуществления супервпитывающий полимер содержит полиакриловую кислоту, где сшивки получены из олигомера винилового эфира. В другом примере осуществления изобретения супервпитывающий полимер - это поли(этиленгликоль), частично привитый натриевой солью поли(акриловой кислоты), который серийно производится компанией "Sigma Aldrich".

Кроме того, в предварительно приготовленном синтетическом полимере частицы полимера могут дополнительно содержать набухающий природный полимер, например природный полисахарид, такой как гуар, каррагенан, крахмал, целлюлоза, ксантановая камедь, агар, пектин, альгиновая кислота, трагакантовая камедь, плуран, геллановая камедь, камедь зерен тамаринда, кардлан, гуммиарабику, глюкоманнан, хитин, хитозан, гиалуроновую кислоту и т.п. Природные полисахариды, включенные в частицы, могут способствовать гидратации синтетического полимера. В другом или дополнительном варианте осуществления изобретения природный полимер может выполнять функцию понизителя трения. Таким образом, природный полимер может быть включен в качестве компонента цементного флюида для промывания скважины, т.е. добавляется отдельно от синтетических частиц. Весовое соотношение предварительно приготовленного синтетического полимера к природному полимеру, например гуаровой смоле или камедикаррагенана, может составлять от около 99:1 до около 80:20, например от около 97:3 до около 85:15, предпочтительно от около 95:5 до около 90:10.

В одном примере осуществления изобретения природный полимер является гуаровой смолой или каррагинаном, как описано, например, в японской патентной заявке № P2003-154262 А. Гуаровая смола может быть природной гуаровой смолой или обработанной ферментом гуаровой смолой, полученной посредством обработки натуральной гуаровой смолы галактозидазом, маннозидазом или другим ферментом. Гуаровая смола может также являться производной галактоманнана, полученной посредством обработки природной гуаровой смолы химическими веществами для введения карбоксильных групп, гидроксилалкильных групп, сульфатных групп, фосфатных групп и т.п. Каррагинан является ионным линейным полисахаридом, включающим повторяющиеся галактозные единицы, которые индивидуально могут быть сульфатированы или несulfатированы. Конкретные виды каррагинана включают каппу, йоту, лямбду и т.п. В некоторых вариантах осуществления изобретения применяется смесь видов каррагинана. В конкретном примере осуществления изобретения применяется каррагинан или материал, подобный каррагинану, который образует гель. Кроме натурального каррагинана, подходящие каррагинаны включают обработанные ферментом вещества натурального каррагинана или производные каррагинана, например вещества, полученные посредством обработки натурального каррагинана (например, химическим веществом) для введения функциональной группы (например, карбоксильной группы, гидроксилалкильной группы, сульфатной группы, фосфатной группы и т.п.).

Цементный разделяющий флюид для промывания скважины дополнительно содержит водный флюид-носитель, применяемый для переноса предварительно приготовленного синтетического полимера в желаемое место в стволе скважины и для набухания полимера. Водный флюид-носитель может быть пресной водой, минерализованной водой (например, морской водой), водной кислотой (например, минеральной кислотой или органической кислотой), водным основанием или комбинацией, содержащей по меньшей мере одно из вышеизложенного. Понятно, что полярные жидкости, такие как спирты и гликоли, могут быть использованы отдельно или вместе с водой во флюиде-носителе.

Минерализованной водой может быть, например, морская вода, пластовая вода, минерализованная вода для заканчивания скважин или комбинация, содержащая по меньшей мере одно из вышеизложенного. Свойства минерализованной воды могут зависеть от назначения и составляющих минерализованной воды. Морская вода, например, может содержать многочисленные компоненты, включая сульфат, бром и ничтожное количество металла, помимо обычных галогенсодержащих солей. Пластовую воду получают из коллектора (например, углеводородного коллектора) или из подземного водоёма - источника пресной воды или солоноватой воды. К пластовой воде также может относиться минерализованная вода в коллекторе, содержащая элементы: барий, стронций и тяжелые металлы. Кроме природной минерализованной

воды (например, морской воды и пластовой воды), минерализованную воду для заканчивания скважин можно синтезировать из пресной воды путем добавления различных солей, например хлорида калия  $KCl$ , хлорида натрия  $NaCl$ , хлорида цинка  $ZnCl_2$ , хлорида магния  $MgCl_2$  или хлорида кальция  $CaCl_2$ , чтобы увеличить плотность минерализованной воды, например, около 10,6 фунтов на галлон воды (около 1272 г/л), минерализованной хлоридом кальция  $CaCl_2$ . Минерализованная вода для заканчивания скважин обычно обеспечивает гидростатическое давление, оказывающее противодействие пластовым давлениям в скважине. Все вышеперечисленные виды минерализованной воды преобразуют посредством добавления одной или нескольких дополнительных солей. Перечень дополнительных солей, добавленных в минерализованную воду, включает хлорид натрия  $NaCl$ , хлорид калия  $KCl$ , бромид натрия  $NaBr$ , хлорид магния  $MgCl_2$ , хлорид кальция  $CaCl_2$ , бромид кальция  $CaBr_2$ , бромид цинка  $ZnBr_2$ , хлорид аммония  $NH_4Cl$ , формиат натрия, формиат цезия или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеизложенного. Соль может присутствовать в минерализованной воде в количестве от около 0,5 до около 50 мас.%, в частности от около 1 до около 40 мас.% и более конкретно от около 1 до около 25 мас.% в пересчете на массу жидкости.

Водный флюид-носитель может быть водной минеральной кислотой, включающей соляную кислоту, азотную кислоту, фосфорную кислоту, серную кислоту, борную кислоту, фтористоводородную кислоту, бромистоводородную кислоту, перхлорную кислоту или комбинацией, содержащей по меньшей мере одно из вышеизложенного. Жидкость может представлять собой водную органическую кислоту, включающую карбоновую кислоту, сульфоновую кислоту или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеизложенного. Иллюстративно карбоновая кислота содержит метановую кислоту, уксусную кислоту, хлоруксусную кислоту, дихлоруксусную кислоту, трихлоруксусную кислоту, трифторуксусную кислоту, пропионовую кислоту, масляную кислоту, щавелевую кислоту, бензойную кислоту, фталиевую кислоту (включая орто-, мета- и параизомеры) и т.п. Иллюстративно сульфоновые кислоты содержат  $C_1$ - $C_{20}$  алкилсульфоновую кислоту, где алкильная группа является разветвленной или неразветвленной и может замещаться или незамещаться, или  $C_3$ - $C_{20}$ -арил-сульфоновой кислотой, где арильная группа является моноциклической или полициклической и в некоторых случаях содержит от 1 до 3 гетероатомов (например, N, S или P). Алкилсульфоновые кислоты включают, например, метан-сульфоновую кислоту. Арилсульфоновые кислоты включают, например, бензолсульфоновую кислоту или толуолсульфоновую кислоту. В некоторых вариантах осуществления арильная группа может быть  $C_1$ - $C_{20}$  алкилзамещенной, т.е. является алкилариленовой группой или присоединяется к компоненту сульфоновой кислоты посредством  $C_1$ - $C_{20}$  алкиленовой группы (т.е. арилалкиленовой группы), где алкил или алкилен могут быть замещенными или незамещенными.

Цементный флюид для промывания скважины может дополнительно содержать другие известные компоненты, применяемые в цементных флюидах для промывания скважин, например загуститель, сшивающий агент с загустителем, агент для регулирования уровня pH, поверхностно-активное вещество, утяжелитель, смазывающее вещество, агент понижения водоотдачи, стабилизатор неустойчивых глин, биоцид, кислоту, антикоррозийную добавку, понизитель трения, поглотитель кислорода, агент контроля мелкодисперсных частиц продуктивной толщи, пенообразователь и стабилизатор геля. Вышеуказанные дополнительные компоненты выбраны во избежание придания неблагоприятных характеристик цементного флюида для промывания скважин, во избежание повреждения оборудования, находящегося в контакте с цементным флюидом для промывания скважины, и во избежание повреждения ствола скважины или подземного пласта.

Загуститель может быть природным полимером, такими как гуаровые камеди, гуаровые производные, такие как гидропропилгуар (ГПГ), карбоксиметилгуар (КМГ) и карбоксиметил гидроксипропилгуар (КМГПГ), высокомолекулярные, гидратируемые полисахариды, ксантановая смола (необязательно сшитая), галактоманнанные камеди, глюкоманнанные камеди, целлюлоза, производные целлюлозы, такие как гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), гидроксипропилцеллюлоза (ГПЦ) и карбоксиметилгидроксипропилцеллюлоза (КМГЭЦ); синтетические полимеры, такие как поли((мет)акриловая кислота), поли((мет)акриламиды), сополимеры (мет) акриловой кислоты и (мет)акриламида и  $C_1$ - $C_8$  алкилполи(мет)акрилатов; или глины, такие как бентонит, сепиолит и аттапульгит, и т.п.; или комбинация, содержащая по меньшей мере один из вышеизложенных загустителей.

Загуститель образует вязкий гель при контакте или из-за контакта с жидкостью цементного флюида для промывания скважины (или другими жидкостями, такими как вода, минерализованная вода или другая скважинная жидкость). В некоторых вариантах осуществления применяется комбинация жидкостей для образования цементного флюида для промывания скважины, первый флюид применяется для набухания предварительно приготовленного синтетического полимера, второй флюид - для загустевания цементного флюида для промывания скважин. Не желая быть связанным соответствием какой-либо конкретной теории, наличие загустителя в цементном флюиде для промывания скважин увеличивает вязкость и, таким образом, увеличивает способность поглощения частиц, снижает давление трения. Когда цементный флюид для промывания скважин является пеной, загуститель в дальнейшем стабилизирует пену. Выбор предварительно приготовленного синтетического полимера и загустителя позволяет изготавливать цементный флюид для промывания скважины, имеющий полезные реологические свойства,

такие как контролируемая вязкость и зарубаемость.

В одном примере осуществления изобретения сшивающие агенты загустителя включают, например, борат, титанат, цирконат, алюминат, хромат, описанные выше, или соединение, содержащее по меньшей мере одно из вышеизложенного.

Агент, регулирующий уровень pH, представляет собой органическое или неорганическое основание, органическую или неорганическую кислоту или буфер, который является любой подходящей комбинацией кислоты и основы. Иллюстративно неорганические основания включают те, которые представлены соединением  $\text{MOH}$ , где M представляет собой металл из группы 1 или 2 периодической таблицы, переходный металл или металл или полуметалл из групп 13, 14 или 15; карбонатной солью; бикарбонатной солью; или соединением, содержащим по меньшей мере одно из вышеизложенного. Иллюстративно неорганические кислоты включают соляную кислоту  $\text{HCl}$ , бромоводород  $\text{HBr}$ , фторбормую кислоту, серную кислоту, азотную кислоту, уксусную кислоту, метановую кислоту, метансульфоновую кислоту, пропионовую кислоту, хлоруксусную или дихлоруксусную кислоту, лимонную кислоту, гликолевую кислоту, молочную кислоту или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеизложенного. Конкретные примеры агентов регулирования уровня pH, особенно те, которые применяются в сочетании с боратными сшивающими агентами, включают гидроксиды и карбонаты щелочных металлов и щелочно-земельных металлов, такие как гидроксид натрия и карбонат натрия, оксиды металлов, такие как оксид магния, сесквикарбонат натрия и амины, такие как гидроксиалкиламины, анилины, пиридины, пиримидины, хинолины и пирролидины и карбоксилаты, такие как ацетаты и оксалаты.

В примерах осуществления изобретения, где два флюида для промывания скважины или два раствора применяют последовательно, первый может служить ведущим утяжеленным флюидом, содержащим один или более утяжелителей. Утяжелители представляют собой высокоспецифичные тяжелые и тонкоизмельченные твердые материалы, применяемые для увеличения плотности, например кварцевая мука, летучая зола, карбонат кальция, барит, гематит, илемит, сидерит и т.п.

Поверхностно-активные вещества могут увеличить сочетаемость цементного флюида для промывания скважины и раствора для бурения. Поверхностно-активное вещество может быть анионным, катионным, цвиттерионным или неионными. Другими полезными поверхностно-активными веществами являются те, которые имеют боковые цепи из поли(алкиленгликоля), жирные кислоты или фторированные группы, такие как перфторированные  $\text{C}_{1-4}$ -сульфоновые кислоты, привитые к полимерному каркасу. Полимерный каркасы включают каркасы основанные на полиэфире, поли(мет)акрилате, полистироле, поли(стирол-мет)акрилате, поликарбонате, полиамиде, полиимиде, полиуретане, поливиниловоом спирте или сополимере, содержащем по меньшей мере один из вышеупомянутых полимерных каркасов.

Иллюстративно катионные поверхностно-активные вещества включают  $\text{C}_1$ - $\text{C}_{18}$  алкил или арил, первичные, вторичные или третичные амины, алканоламиды, четвертичные соли аммония, алкилированный имидазолий и соли пиридиния. Дополнительные примеры катионного поверхностно-активного вещества включают соли первичного или третичного алкиламина, такие как, например, хлорид моностеарил аммония, дистеарил аммоний хлорид, тристеарил аммоний хлорид; четвертичные соли алкиламмония, такие как, например, моностеарил триметил аммоний хлорид, дистеарилдиметил аммоний хлорид, стеарил диметил бензил аммоний хлорид, моностеарил-бис (полиэтокси) метил аммоний хлорид; алкилпиридиниевые соли, такие как, например, хлорид N-цетилпиридиния, хлорид N-стеарилпиридиния; N,N-диалкилморфолиниевые соли; амиды жирных кислот, такие как, например, полиэтиленполиамин; и т.п.

Иллюстративно анионные поверхностно-активные вещества включают  $\text{C}_1$ - $\text{C}_{60}$  карбоксилаты,  $\text{C}_1$ - $\text{C}_{20}$  алкилсульфаты,  $\text{C}_1$ - $\text{C}_{20}$ -алкилсульфонаты, жирные кислоты, сульфосукцинаты,  $\text{C}_1$ - $\text{C}_{20}$ -фосфонаты или моно- или ди-( $\text{C}_1$ - $\text{C}_{20}$  алкил) фосфатные эфиры. Иллюстративно анионные поверхностно-активные вещества включают анионные поверхностно-активные вещества, имеющие карбоксильную группу, такую как натриевая, калиевая или аммониевая соль ( $\text{C}_1$ - $\text{C}_{20}$  алкил) карбоновой кислоты, натриевая, калиевая или аммониевая соль ( $\text{C}_7$ - $\text{C}_{20}$  алкилбензол) карбоновая кислота, натрий, калий или аммониевую соль (окси ( $\text{C}_{1-4}$ -алкилен) ( $\text{C}_1$ - $\text{C}_{12}$  алкил) эфир алкилкарбоновой кислоты, натриевую, калиевую или аммониевую соли N-ацилсаркозиновой кислоты, натриевую, калиевую или аммониевую соль N-ацилглутаминовой кислоты и т.п.

Неионными поверхностно-активными веществами могут быть, например, сложные эфиры и сложные полиэфиры жирных кислот до 22 атомов углерода, такие как стеариновые кислоты, поли (алкиленгликоли), такие как поли (этиленоксид), поли (пропиленоксид) и их блок и случайные поли (этиленоксид-пропиленоксид) сополимеры, такие как те, которые продаются под торговой маркой "PLURONIC" by "BASF". Другие поверхностно-активные вещества включают полисилоксаны, такие как гомополимеры или сополимеры поли (диметилсилоксана), включая те, которые имеют функционализированные концевые группы, и т.п., этоксилированные жирные спирты, алкилфенольные полиэтоксилаты, сложные эфиры глицерина, сложные эфиры гликолей, простые полиэфиры, алкилполигликозиды, аминоксиды или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного. Конкретные примеры неионных поверхностно-активных веществ включают жирные спирты (например, цетиловый спирт, стеариловый спирт, цетостеариловый спирт, олеиловый спирт и т.п.); алкиловые эфиры полиоксиэтиленгликоля (например, монодециловый эфир октаэтиленгликоля, монододециловый эфир пентаэтиленгликоля и т.п.);

алкиловые эфиры полиоксипропиленгликоля (например, простые мононильные эфиры бутапропиленгликоля); глюкозидные алкиловые эфиры (например, децилглюкозид, лаурилглюкозид, октилглюкозид); простые полиоксиэтиленгликоль-октилфеноловые эфиры (например, Triton X-100 (октилфенолэтоксилат)); простые полиоксиэтиленгликольалкилфеноловые эфиры (например, нооксинол-9); глицеридовые алкиловые эфиры (например, глицериллаурат); полиоксиэтиленгликолевые сложные эфиры сорбитана (например, полисорбаты, такие как монолаурат сорбитана, монопальмитат сорбитана, моностеарат сорбитана, тристеарат сорбитана, моноолеат сорбитана и т.п.); сложные эфиры сорбитана алкила (например, монолаурат полиоксиэтиленсорбитана, монопальмитат полиоксиэтиленсорбитана, моностеарат полиоксиэтиленсорбитана, моноолеат полиоксиэтиленсорбитана и т.п.); кокамид-этанолamines (например, кометамидмоноэтаноламин, кокамиддиэтаноламин и т.п.); аминоксиды (например, додецилдиметиламиноксид, тетрадецилдиметиламиноксид, гексадецилдиметиламиноксид, октадециламиноксид и т.п.); полиэтоксифирированные амины (например, полиэтоксифирированный талловый амин); полиоксиэтиленалкиловые простые эфиры, такие как полиоксиэтиленстеариловый эфир; простые полиоксиэтиленалкиленовые эфиры, такие как полиоксиэтиленовый олеиловый эфир; полиоксиалкиленовые алкилфениловые эфиры, такие как полиоксиэтилен нонилфениловый эфир; полиоксиалкиленгликоли, такие как полиоксипропиленполиоксиэтиленгликоль; полиоксиэтиленмоноалкаты, такие как полиоксиэтиленмоностеарат; бисполиоксиэтиленалкиламины, такие как бисполиоксиэтиленстеариламин; бисполиоксиэтиленалкиламины, такие как бисполиоксиэтиленстеариламид; алкиламиноксиды, такие как N,N-диметилалкиламиноксид; и т.п.

Цвиттерионные поверхностно-активные вещества (которые включают катионную и анионную функциональную группу на одной и той же молекуле) включают, например, бетаины, такие как карбоксилаты алкил аммония (например,  $(\text{CH}_3)_3\text{N}^+\text{CH}(\text{R})\text{COO}^-$  или сульфонаты (сульфобетаины), такие как  $\text{RN}^+(\text{CH}_3)_2(\text{CH}_2)_3\text{SO}_3^-$ , где R - алкильная группа. Примеры включают: n-додецил-N-бензил-N-метилглицин  $[\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{N}^+(\text{CH}_2\text{C}_6\text{H}_5)(\text{CH}_3)\text{CH}_2\text{COO}^-]$ , N-аллил N-бензил N-метилтаурины  $[\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{N}^+(\text{CH}_2\text{C}_6\text{H}_5)(\text{CH}_3)\text{CH}_2\text{CH}_2\text{SO}_3^-]$ .

В одном примере осуществления изобретения поверхностно-активное вещество является вязкоупругим поверхностно-активным веществом, способным образовывать вязкоупругие жидкости в меньшей концентрации. Это специфическое реологическое свойство в основном связано с типами скопления частиц поверхностноактивных веществ, которые присутствуют в жидкостях. В жидкостях с низкой вязкостью молекулы поверхностно-активного вещества объединяются в сферические мицеллы, тогда как в вязкоупругих жидкостях присутствуют и запутываются длинные мицеллы, которые могут быть описаны как червеобразные, нитевидные или стержнеобразные мицеллы. Вязкоупругие поверхностно-активные вещества обычно являются ионными, в том числе катионными, анионными или цвиттерионными. Если поверхностно-активное вещество является катионным, оно связано с отрицательным противоионом, который может быть неорганическим анионом, таким как сульфат, нитрат, перхлорат или галогенид, такой как хлор  $\text{Cl}^-$ , бром  $\text{Br}^-$ , или ароматическим органическим анионом, таким как салицилат, нафталинсульфонат, p- и m-хлорбензоаты, 3,5-, 3,4- и 2,4-дихлорбензоаты, t-бутил и этилфенат, 2,6- и 2,5-дихлорфенаты, 2,4,5-трихлорфенат, 2,3,5,6-тетрахлорфенат, p-метилфенат, m-хлорфенат, 3,5,6-трихлорпиридинат, 4-амино-3,5,6-трихлорпиридинат, 2,4-дихлорфеноксиацетат. Если поверхностно-активное вещество является анионным, оно связано с положительным противоионом, например с натрием  $\text{Na}^+$  или калием  $\text{K}^+$ . Если поверхностно-активное вещество является цвиттерионным, оно связано с положительным противоионом, например с хлором  $\text{Cl}^-$ , натрием  $\text{Na}^+$  или калием  $\text{K}^+$ . Вязкоупругое поверхностно-активное вещество описано в патентах США №7081439 и №7279446.

Цементный разделяющий флюид для промывания скважины может иметь форму геля, жидкости или пены. Несущую жидкость можно вспенить при помощи жидкого углеводорода, или газа, или сжиженного газа, такого как азот или диоксид углерода. Жидкость можно дополнительно вспенивать за счет включения не газообразного вспенивающего агента. Негазообразный вспенивающий агент может быть амфотерным, катионным или анионным. Подходящие амфотерные вспенивающие агенты включают алкилбетаины, алкилсульфатаины и алкилкарбоксилаты. Подходящие анионные вспенивающие агенты могут включать сульфаты алкилового эфира, этоксилированные эфирные сульфаты, сложные эфиры фосфатов, фосфаты алкилового эфира, сложные эфиры этоксилированных спиртов, алкилсульфаты и альфа-олефинсульфонаты. Подходящие катионные вспенивающие агенты могут включать четвертичные соли  $\text{C}_1\text{-C}_{20}$  алкилового аммония,  $\text{C}_1\text{-C}_6$  алкилбензильные четвертичные соли аммония и четвертичные соли аммония  $\text{C}_1\text{-C}_{20}$  алкиламидоамины. Система вспенивания по большей части применяется в при гидроразрыве низкого давления или в чувствительных к воде образованиях.

Смазочные материалы сводят к минимуму трение и включают такие материалы как полиакриламид, дистиллят нефти, гидроочищенный легкий дистиллят нефти, короткоцепочечный спирт (например, метанол) или полиол (например, этиленгликоль или глицерин поли-изобутилметакрилат, полиметилметакрилат, полиизобутилен, гуар, гуаровые производные, полисахарид, такой как целлюлоза и крахмал, и полиэтиленоксид, или можно использовать комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеизложенного.

Агенты контроля потери жидкости - это обычно водорастворимые полимеры, такие как гуаровые

камеди, поли(этиленмин), производные целлюлозы и полистиролсульфонат. В некоторых примерах осуществления изобретения один и тот же полимер функционирует как загуститель и как агент контроля потери жидкости.

Стабилизатор глины предотвращает набухание глины в скважине при контакте с цементным флюидом для промывания скважин или при приложенном давлении гидроразрыва и является, например, четвертичным амином, минерализованной водой (например, минерализованной водой с хлоридом калия), хлоридом холина, хлоридом тетраметиламмония и т.п.

Биоцид предотвращает попадание микроорганизмов (например, бактерий) в скважину путем устранения или уменьшения количества бактерий в цементном флюиде для промывания скважины, что приводит к уменьшению образования, например, газа с высоким содержанием серы. Примеры биоцидов включают альдегиды, такие как глутаровый альдегид, окисляющие биоциды, такие как гипохлорит (гипохлорит кальция и гипохлорит лития), перуксусная кислота, моноперсульфат калия, пероксимоносульфат калия, бромхлордиметилгидантоин, дихлорэтилметилгидантоин, хлоризоцианурат, трихлоризоциануровые кислоты, дихлоризоциануровые кислоты, хлорированные гидантоины и стабилизированный гипобромид натрия, активированный бромид натрия, бромированные гидантоины, диоксид хлора, озон, неорганические персульфаты, такие как персульфат аммония, или пероксиды, такие как перекись водорода и органические пероксиды, и неокисляющие биоциды, такие как дибромнитифлопропионамид, тиоцианометилтиобензолазол, метилдитиокарбамат, тетрагидродиметилладиадианион, оксид трибутилолова, бромнитропропандиол, бромнитростирол, метиленибистиоцианат, хлорметилизолазолон, метилизотиазолон, бензизолазолон, додецилгуанидин гидрохлорид, полигексаметиленбигуанид, тетраakis (гидроксиметил) фосфонийсульфат, глутаровый альдегид, алкилдиметилбензиламмонийхлорид, дидецилдиметиламмонийхлорид, поли (оксиэтилен- (диметилимино) этилен (диметилимино) этилендихлорид), децилтиоэтанамин, тербутилазин, четвертичные соли аммония (например, с жирной алкильной группой и тремя металльными группами) и соли четвертичного фосфония, имеющие металльные группы, гидроксиметильные группы или арильные группы. Конкретные примеры биоцидов включают формальдегид, глиоксаль, фурфурол, акролеин, метакролеин, пропиональдегид, ацетальдегид, кротональдегид, пиридиниевые биоциды, хлорид бензалкония, цетримид, хлорид цетилтриметиламмония, хлорид бензетония, хлорид цетилпиридиния, амфенат хлорфеноция, ацетат деквалиния, хлорид деквалиния, домифен бромид, ацетат лауролиния, хлорид метилбензотония, хлорид миристил-гамма-пиколиния, хлорид ортофония, хлорид трихлوبيона, алкилдиметилбензиламмонийхлорид, кокодиамин, дазомет, 1-(3-хлораллил-1)-хлорид-3,5,7-триаза-1-азониядамантан или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеизложенного. В одном примере осуществления изобретения биоцид инкапсулирован или покрыт оболочкой.

Цементный флюид для промывания скважины предварительно смешивают или закачивают без смешивания, т.е. закачивают "на лету", когда составляющие элементы цементного флюида для промывания скважин смешиваются во время закачивания в скважину. Порядок добавления может варьироваться, а время закачивания может быть прежним или меняться.

Различные свойства цементных флюидов для промывания скважин могут варьироваться и могут регулироваться в соответствии с параметрами контроля скважины и совместимости с конкретным раствором для бурения и цементной суспензией, с которой он связан. В одном примере осуществления изобретения цементный флюид для промывания скважин содержит предварительно приготовленный синтетический полимер в количестве от около 0,453 до около 90,7 кг (от около 1 до около 200 фунтов) на 3785,41 л (1000 галлонов) водного флюида для промывания скважин, предпочтительно от около 4,53 до около 45,3 кг на 3785,41 л водного флюида для промывания скважин, более предпочтительно от около 13,6 до около 27,2 кг на 3785,41 л водного цементного флюида.

Как было указано выше, не желая быть связанным соответствием какой-либо конкретной теории, считается, что цементные флюиды для промывания скважин содержащие предварительно приготовленный синтетический полимер, и в частности предварительно приготовленный синтетический полимер в форме частиц, реализуют новый способ упаковки частиц для создания цементного флюида для промывания скважины, что не соответствует общепринятым правилам в области цементирования. Таким образом, не обязательно, чтобы жидкость имела характеристики турбулентного потока, особенно если концентрация предварительно приготовленного синтетического полимера высока. В одном примере осуществления изобретения предварительно приготовленный синтетический полимер является первичным компонентом из материалов цементного флюида для промывания скважины (за исключением флюида-носителя). В данном примере осуществления изобретения набухшие частицы полимера могут формировать гидратированный блок в цементном флюиде для промывания скважины, который удаляет глинистый раствор для бурения и частицы, такие как буровой шлам из межтрубного пространства, сам или в сочетании с другими разделительными и поглощающими системами перед добавлением цементной суспензии.

С другой стороны, флюид для промывания скважины может состоять из тонкого турбулентного потока жидкости для промывания скважины, если предварительно приготовленный синтетический полимер присутствует в малой концентрации, по существу, в качестве небольшой добавки для улучшения характеристик обычного флюида для промывания скважины. Он также может быть основным компонентом в процессе образования СВП, образования блока частиц в доставке цементного флюида для промывания



скважины, которая устраняет глинистый раствор для бурения и частицы, такие как буровой шлам, из межтрубного пространства, сам или в сочетании с другими разделительными и поглощающими системами перед добавлением цементной суспензии.

Как правило, в способе цементирования скважины цементный флюид для промывания скважины применяется для вытеснения растворов для бурения, и предпочтительно для дальнейшего удаления нефти и твердых частиц из ствола скважины и с его поверхности. Способ включает закачивание, обычно нагнетание, в ствол скважины цементного флюида для промывания скважины при давлении, достаточном для вытеснения раствора для бурения. Можно использовать один или несколько цементных флюидов или растворов для промывания скважины. В предпочтительном варианте осуществления изобретения растворы для бурения вытесняются вместе с твердыми частицами, такими как твердые частицы раствора для бурения и буровые шламы. Затем в ствол скважины закачивают цементную суспензию (в некоторых случаях с "первой суспензией" или "второй суспензией"). Цементную суспензию можно вводить между проницаемой/разрывающейся цементной пробкой и сплошной верхней цементной пробкой, установленной на дне скважины. Затем цементной суспензии дают возможность затвердеть и образовать цементную пробку в межтрубном пространстве ствола скважины, что предотвращает поток пластовых флюидов между двумя или более проницаемыми геологическими породами, которые находятся под неравномерным пластовым давлением. Как известно специалистам в данной области техники, в вышеприведенном описании цементирования скважины существует высокая степень вариативности (например, установка большого количества пробок на дне скважины, градуирующаяся плотность жидкости и т.д.), также на цементирование может влиять цементный флюид для промывания скважины, описанный в данном документе.

Скважина может быть вертикальной, отклоненной и горизонтальной.

Использование цементного флюида для промывания скважины дает ряд преимуществ. Жидкости стабильны при высоких температурах в стволе скважины, например до температуры, составляющей около 350°F. В некоторых вариантах осуществления жидкости стабильны при температуре от около 80 до около 350°F (от около 67 до около 177°C) или от около 80 до около 250°F (от около 27 до около 121°C). Цементные флюиды для промывания скважины совместимы как с раствором для бурения, так и с цементными суспензиями, с которыми они взаимодействуют. Кроме того, цементные флюиды для промывания скважин могут более эффективно удалять растворы для бурения и загрязняющие частицы из стволов скважин, например частицы раствора для бурения, буровой шлам и частицы пластовой породы, занесенные в буровую скважину из слабых образований, например сланцевые частицы, частицы древесного камня, частицы песчаника, частицы карбоната и т.п. Флюиды для промывания скважины могут дополнительно подавлять смешивание растворов для бурения и цементных суспензий по сравнению с турбулентными потоками флюидов для промывания скважины.

Способы и композиции дополнительно имеют преимущества улучшенного цементирования путем уменьшения количества растворов для бурения, загрязняющих частиц и других загрязнений перед введением цементной суспензии. Понятно, что нет необходимости в полном удалении растворов для бурения или всех загрязняющих частиц, чтобы данный способ считался успешным. Успех достигается, если большее количество растворов для бурения, частиц и загрязняющих частиц удаляется с использованием цементного флюида для промывания скважины, чем если бы она не использовалась. Как правило, конечно, предпочтительно удалить настолько большое количество растворов для бурения, загрязнителей и обломков породы, насколько возможно.

Все диапазоны, упомянуты в данном документе, включают конечные результаты, и конечные результаты могут независимо комбинироваться друг с другом. Диапазоны являются непрерывным и, таким образом, включает каждое значение и подгруппу, содержащие по меньшей мере одно из вышеизложенного в диапазоне. Используемый в данном документе термин "комбинация" включает в себя смеси, совокупности, сплавы, продукты реакции и т.п. Термин "(мет)акрил" включает как акрил, так и метакрил. Используемый в данном документе термин "комбинация, содержащая по меньшей мере одно из вышеперечисленных" относится к комбинации, содержащей по меньшей мере одно из названных составляющих, компонентов, соединений, или элементов, необязательно с аналогичным не названным компонентом, соединением или элементом.

Использование единственного числа и подобных ссылок в контексте описания изобретения (особенно в контексте следующей формулы изобретения) должно толковаться как для единственного, так и для множественного числа, если нет иных обозначений, указанных в данном документе или явно противоречащих контексту. "Или" означает "и/или". Следует также отметить, что термины "первый", "второй", "первичный", "вторичный" и т.д., упомянутые в данном документе, не обозначают никакого порядка, количества или важности, а скорее используются для выделения одного элемента из другого. Примеры осуществления изобретения используют по отдельности или в сочетании.

Все ссылки включены в данный документ путем ссылки.

Хотя описаны конкретные варианты осуществления, альтернативы, модификации, изменения, улучшения и существенные эквиваленты, которые являются или могут быть непредвиденными в на-

стоящее время, могут возникнуть у заявителей или других специалистов в данной области. Соответственно прилагаемая формула изобретения заявлена и может претерпеть изменения, предназначена для охвата всех таких альтернатив, изменений, модификаций, улучшений и существенных эквивалентов.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ цементирования ствола скважины, содержащей буровой раствор, включающий закачку цементного разделяющего флюида в ствол скважины для вытеснения бурового раствора; закачку цементной суспензии в ствол скважины после закачки цементного разделяющего флюида; отверждение цемента в суспензии для цементирования ствола скважины, в котором цементный разделяющий флюид содержит
  - водный цементный разделяющий флюид-носитель;
  - предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в водном цементном разделяющем флюиде-носителе, в количестве, эффективном для вытеснения бурового раствора во время цементирования, причем предварительно приготовленный синтетический полимер содержит сополимер (мет)акриламида с малеиновым ангидридом, винилацетатом, этиленоксидом, этиленгликолем, акрилонитрилом или их комбинацией, содержащей по меньшей мере один из вышеуказанных полимеров;
  - поли(акриламид), имеющий сшивки, полученные из диакрилата полиэтиленгликоля;
  - поли(акриловую кислоту), имеющую сшивки, полученные из олигомера сложного винилового эфира; или
  - поли(этиленгликоль), частично привитый натриевой солью поли(акриловой кислоты); и
  - предварительно приготовленный синтетический полимер присутствует в цементном разделяющем флюиде в концентрации от 4,53 до 90,7 кг на 3785,41 л водного цементного разделяющего флюида-носителя.
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что вытеснение бурового раствора дополнительно включает вытеснение загрязняющих частиц, находящихся в стволе скважины.
3. Способ по п.2, отличающийся тем, что загрязняющие частицы содержат частицы бурового раствора, бурового шлама, частиц пластовой породы: частиц сланца, частиц древесного камня, частиц песка, частиц карбоната, или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного.
4. Способ по п.1, дополнительно включающий закачку второго цементного разделяющего флюида в ствол скважины после закачки первого разделяющего флюида с последующей закачкой цементной суспензии, при этом цементный разделяющий флюид является первым цементным разделяющим флюидом.
5. Способ по п.1, отличающийся тем, что ствол скважины, является вертикальным стволом скважины или горизонтальным стволом скважины.
6. Способ по п.1, отличающийся тем, что цементный флюид стабилен при температуре от 80°F (27°C) до 350°F (177°C).
7. Способ по п.1, отличающийся тем, что флюид-носитель содержит пресную воду, соленую воду, водный раствор кислоты, водный раствор основания или комбинацию, содержащую по меньшей мере один из вышеуказанных компонентов.
8. Способ по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер стабилен при температуре до включительно 350°F (177°C).
9. Способ по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер присутствует в форме частиц, включающих полимер.
10. Способ по п.1, отличающийся тем, что частицы являются набухшими и по меньшей мере около 50% частиц полимера имеют средний наибольший диаметр от 500 до 12000 мкм.
11. Способ по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер присутствует в цементном разделяющем флюиде в концентрации от 4,53 до 45,3 кг на 3785,41 л водного цементного разделяющего флюида-носителя, более предпочтительно от 13,6 до 27,2 кг на 3785,41 л водного цементного разделяющего флюида-носителя.
12. Способ по п.1, дополнительно включающий гуар, каррагинан или комбинацию, содержащую по меньшей мере один из вышеуказанных полимеров.
13. Способ по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер содержится в виде гидратированного блока набухших частиц полимера.
14. Способ по п.1, отличающийся тем, что цементным разделяющим флюидом является пена.
15. Способ по п.1, отличающийся тем, что цементный разделяющий флюид дополнительно включает борат, титанат, цирконат, алюминат, хромат в качестве поверхностных сшивающих агентов или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного.



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2