

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036934**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.01.18

(21) Номер заявки
201892024

(22) Дата подачи заявки
2016.03.02

(51) Int. Cl. **C09K 8/42** (2006.01)
C09K 8/473 (2006.01)
E21B 33/13 (2006.01)

**(54) РАСТВОРЫ ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ ЦЕМЕНТА В СТВОЛАХ СКВАЖИН, СПОСОБЫ
ПРОИЗВОДСТВА И СПОСОБЫ ПРИМЕНЕНИЯ**

(31) **14/643,138**

(32) **2015.03.10**

(33) **US**

(43) **2019.03.29**

(86) **PCT/US2016/020429**

(87) **WO 2016/144644 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)**

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

(57) Флюид для изоляции цемента, применяемый в стволе скважины, содержит водный носитель флюида и предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в носителе флюида, в количестве, эффективном для отделения цементной суспензии от другого раствора для бурения, присутствующего в стволе скважины во время процесса цементирования. Способ цементирования ствола скважины, включающий раствор для бурения, состоит из закачивания флюида для изоляции цемента, описанного здесь, в ствол скважины; закачивания цементной суспензии в ствол скважины и затвердевания цемента в суспензии для цементирования ствола скважины.

B1**036934****036934****B1**

Перекрестная ссылка на родственные заявки

Данная заявка испрашивает приоритет согласно предварительной заявке на патент США № 14/643138, поданной 10 марта 2015 г., содержание которой полностью включено в настоящую заявку посредством ссылки.

Уровень техники

Данный вариант осуществления изобретения относится к растворам для отделения цемента в стволах скважин, способам их производства и способам применения, включающим по меньшей мере одно из вышеизложенного.

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 режущие 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 здесь, также охватывает понятия "буровые растворы для вскрытия пласта" и "растворы для заканчивания скважины".

Установка цементных пробок в нефтяных или газовых скважинах является обычной практикой в данной области техники. Как правило, одной из целей установки цементной пробки является обеспечение прочности и эффективного уплотнения в определенном месте ствола скважины, преимущественно не на дне ствола скважины. В другом варианте применения цементная пробка, известная как отклоняющий клин, предназначена для установки внутри скважины в нужном месте. После того как цемент затвердеет, предполагается, что бурение начинается с использования отклоняющего клина, который считается точкой ствола скважины, где произведено искусственное отклонение долота, и, таким образом, определяется направление ствола скважины. Соответственно цемент вводится в нужное место в скважине в виде суспензии, которая затем образует цементную пробку. При введении относительно небольшого количества цементной суспензии по отношению к большому объему раствора для бурения необходимо учитывать проектные факторы, такие как плотность и реологические свойства как цемента, так и раствора для бурения, размер отверстия и угол отверстия, включая вертикальные и горизонтальные направления скважины, а также отклонения.

Цементные флюиды для промывания скважин и системы улавливания цемента применяются для облегчения отделения раствора для бурения от цементной суспензии. Поскольку цементные суспензии обычно плотнее растворов для бурения, более легкий раствор для бурения имеет тенденцию мигрировать вверх и просачиваться через цементную суспензию. В то же время по мере ее введения более тяжелая цементная суспензия имеет тенденцию к падению в стволе скважин. Это явление известно как перемещение флюидов с разной плотностью в стволе скважины. Перемещение флюидов с разной плотностью, в конечном итоге, может привести к тому, что цементная пробка не схватится в предполагаемом месте, а последующее смещение флюидов, из которых изготовлена пробка, в скважине будет иметь пагубные последствия для предполагаемых характеристик данного цемента. Обычно в случае с отклоняющим клином большое количество цементных пробок помещается в ствол скважины, до тех пор пока попытка установки пробки не будет успешной. Из-за неэффективного цементировании пробки могут возникнуть задержки в бурении и заканчивании скважины длительностью в много часов или дней.

Известные цементные флюиды для промывания скважин могут иметь недостатки, такие как неустойчивость в рабочих условиях, особенно при более высоких температурах, поскольку они могут находиться на дне ствола.

Соответственно в данной области техники существует потребность во флюиде скважины, который преодолевает вышеупомянутые недостатки использования цементных флюидов для промывания скважин и который применяется для отделения цементных суспензий. Было бы особенно полезно, если бы флюиды скважин были стабильными при высоких температурах.

Краткое описание сущности изобретения

Флюид для изоляции цемента, применяемый в стволе скважины, содержит водный флюид-носитель и предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в флюиде-носителе, в количестве, эффективном для изоляции цементной суспензии из другого раствора для бурения, присутствующего в стволе скважины во время цементировании.

Способ цементировании ствола скважины, содержащей раствор для бурения, состоит из закачивания флюида для изоляции цемента, описанной здесь, в ствол скважины; закачивания цементной суспензии в ствол скважины и затвердевания цемента в суспензии для цементировании ствола скважины.

Подробное описание сущности изобретения

Подробное описание одного или более примеров осуществления изобретения изложено здесь посредством примеров, а не ограничений.

Усовершенствованный способ цементирования скважины включает флюид для изоляции цемента, который содержит предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в воде и стабильный при высоких температурах. Этот флюид для изоляции цемента эффективно предотвращает перемещение флюидов с разной плотностью в стволе скважины. Не желая быть связанным соответствием какой-либо конкретной теории, считается, что предварительно приготовленный синтетический полимер включает новый способ улавливания частиц путем создания изолирующего флюида для изоляции цемента, который функционирует иначе, чем традиционные буферные системы. Поглощение воды приводит к набуханию предварительно приготовленного синтетического полимера, и в некоторых примерах осуществления изобретения он скапливается в водосодержащий блок разбухшего полимера. Набухающий полимер более эффективно предотвращает смешивание флюидов с цементной суспензией в стволе скважины и, таким образом, способствует помещению цементной суспензии и цементной пробки в нужном месте. Кроме того, составы, указанные в данном документе, уменьшают время образования цемента путем предотвращения или минимизации риска.

Подробное описание сущности изобретения

Подробное описание одного или более примеров осуществления изобретения изложено здесь посредством примеров, а не ограничений.

Усовершенствованный способ цементирования скважины включает флюид для изоляции цемента, который содержит предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в воде и стабильный при высоких температурах. Этот флюид для изоляции цемента эффективно предотвращает перемещение флюидов с разной плотностью в стволе скважины. Не желая быть связанным соответствием какой-либо конкретной теории, считается, что предварительно приготовленный синтетический полимер включает новый способ улавливания частиц путем создания изолирующего флюида для изоляции цемента, который функционирует иначе, чем традиционные буферные системы. Поглощение воды приводит к набуханию предварительно приготовленного синтетического полимера, и в некоторых примерах осуществления изобретения он скапливается в водосодержащий блок разбухшего полимера. Набухающий полимер более эффективно предотвращает смешивание флюидов с цементной суспензией в стволе скважины и, таким образом, способствует помещению цементной суспензии и цементной пробки в нужном месте. Кроме того, составы, указанные в данном документе, уменьшают время образования цемента путем предотвращения или минимизации риска катастрофического отказа из-за загрязнения цементной пробки. Эта способность особенно важна в вертикальных стволах скважин. В дальнейшем автором изобретения было обнаружено, что использование предварительно приготовленного синтетического полимера во флюидах для отделения цемента повышает уровень стабильности флюида для изоляции цемента. Следующим преимуществом является тот признак, что флюиды стабильны, особенно когда они находятся на дне ствола скважины, где температура выше. Эти признаки приводят к повышению эффективности отделения флюидов в стволе скважины, что влияет на улучшение размещения цементной пробки в предполагаемом месте в стволе скважины. Таким образом, составы преимущественно улучшают общее качество процесса цементирования пробки в стволе скважины.

Флюид для изоляции цемента содержит носитель флюида и предварительно приготовленный синтетический полимер. Полимер может присутствовать в носителе флюида 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 водосодержащий блок, который содержит частицы набухшего полимера. В одном примере осуществления изобретения флюид для изоляции цемента содержит водосодержащий блок набухшего полимера, который содержит предварительно приготовленный синтетический полимер.

Форма частиц полимера перед добавлением в носитель флюида или после набухания не важна и может быть постоянной или непостоянной, например частицы могут быть сферическими, овальными, многогранными, волокнистыми, скрученными или сплетенными. 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 флюиды или другие частицы. Форма, размер, фракционный состав и концентрация полимерных частиц в носителе флюида должны быть достаточными для обеспечения эффективного смещения растворов для бурения и предпочтительно выбираются для улучшения процесса улавливания загрязняющих частиц в цементном флюиде для промывания скважины. Например, ненабухшие частицы могут иметь средний наибольший диаметр от около 150 до около 1000 мкм, предпочтительно от около 150 до около 800 мкм. Ненабухшие 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 10 раз, или около от 1 до 15 раз, около от 1,5 до 10 раз, основываясь на сравнении среднего самого большого диаметра набухающей полимерной частицы относительно среднего наибольшего диаметра той же частицы без набухания. В неограничивающем примере сухая полимерная частица со средним наибольшим диаметром около 100 мкм может набухать до размеров частицы со средним наибольшим диаметром около 1000 мкм.

В некоторых примерах осуществления изобретения процент набухшего полимера в цементном флюиде для промывания скважины составляет по меньшей мере около 60%, предпочтительно по меньшей мере около 80%, более предпочтительно по меньшей мере около 95% и 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 10000 мкм, более предпочтительно от около 100 до около 50000 мкм, от около 500 до около 12000 мкм или от около 1000 до около 8000 мкм. В других примерах осуществления изобретения процент набухшего полимера в цементном флюиде для промывания скважины составляет 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 10000 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 1000 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 1000 до 8000 мкм, более предпочтительно от около 1500 до около 7000 мкм.

Предварительно приготовленный синтетический полимер, который применяется здесь, может быть супервпитывающим полимером (СВП) и является сшитым, нейтральным, нейтрализованным или частично нейтрализованным полимером, который способен впитывать большое количество водосодержащих флюидов, таких как вода, минерализованная вода, кислота или основание, и образует гель или вязкий материал, который задерживает впитанный флюид под воздействием определенного давления или определенной температуры. Супервпитывающий полимер может иметь внутренние сшивки, внешние сшивки или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного. Частицы супервпитывающего полимера - это частицы супервпитывающего полимера или соединения супервпитывающего полимера. В данном документе аббревиатура СВП может использоваться вместо терминов: супервпитывающий полимер, соединение супервпитывающего полимера и частицы или волокна (и т.п.).

СВП содержит гидрофильную сшивку, которая удерживает большое количество водосодержащего флюида относительно массы СВП (например, в сухом состоянии СВП поглощает и сохраняет количество воды, которое по весу равно или превышает его собственный вес). СВ-полимеры могут представлять собой различные синтетические органические полимеры, которые реагируют на воду или поглощают ее и набухают при контакте с водным флюидом. Неограничивающие примеры данных СВ-полимеров включают поли(гидроксис₁₋₈алкил(мет)акрилат, такой как (2-гидроксиэтилакрилат), поли(мет)акриламид, поли(винилпирролидон), поли(винилацетат) и т.п. Предшествующее включает сополимеры, например сополимеры (мет)акриламида с малеиновым ангидридом, винилацетатом, оксидом этилена, этиленгликолем, акрилонитрилом, или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного. Комбинация разных полимеров также может использоваться.

Предварительно приготовленные синтетические полимеры - это полимеры, полимеризованные из неионных, анионных или катионных мономеров, или комбинация, содержащая по меньшей мере одно из вышеуказанного.

Полимеризация может производиться посредством свободнорадикальной полимеризации, полимеризации в растворе, гелевой полимеризации, эмульсионной полимеризации, дисперсионной полимеризации или суспензионной полимеризации. Более того, полимеризация производится в водной фазе, инвертной эмульсии или инвертной суспензии.

Примеры неионных мономеров для производства предварительно приготовленных синтетических полимеров включают (мет)акриламид, алкилзамещенные (мет)акриламиды, аминоклзамещенные (мет)акриламиды, алкиламин алкилзамещенные (мет)акриламиды, виниловый спирт, винилацетат, аллиловый спирт, С₁₋₈алкил(мет)акрилаты, гидроксис₁₋₈алкил(мет)акрилаты, такие как гидроксис₁₋₈алкил(мет)акрилат, N-винилформамид, N-винилацетамид и (мет)акрилонитрил. Применяемый в данном документе поли((мет)акриламид) содержит полимеры, содержащие частицы, полученные из (мет)акриламидов, алкилзамещенных (мет)акриламидов, таких как N-С₁₋₈алкил (мет)акриламиды и N,N-ди(С₁₋₈алкил)(мет)акриламиды, аминоклзамещенные (мет)акриламиды, N,N-ди(амино С₁₋₈алкил)замещенные (мет)акриламиды и (N,N-диалкиламино) алкилзамещенные (мет)акриламиды, такие как (N,N-ди(С₁₋₈алкил)амино)(С₁₋₈алкил)(мет)акриламиды. Отдельные примеры вышеизложенных мономеров включают метакриламид, N-метилакриламид, N-метилметакриламид, N,N-диметилакриламид, N-этилакриламид, N,N-диэтилакриламид, N-циклогексилакриламид, N-бензилакриламид, N,N-диметиламинопропилакриламид, N,N-диметиламиноэтилакриламид, N-тетрбутилакриламид или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного. В одном примере осуществления изобретения поли((мет)акриламид) - это сополимер метакриламида с малеиновым ангидридом, винилацетатом, оксидом этилена, этиленгликолем, акрилонитрилом или комбинация, содержащая по меньшей мере одно из вышеуказанного.

Примеры анионных мономеров включают этиленненасыщенные анионные мономеры, содержащие

кислотные группы, например карбоксильную группу, сульфогруппу, фосфоновую группу, ее соль, соответствующий ангидрид или ацилгалогенид или комбинацию, содержащую по меньшей мере одну из вышеуказанных кислотных групп. Например, анионным мономером может быть (мет)акриловая кислота, этакриловая кислота, малеиновая кислота, малеиновый ангидрид, фумаровая кислота, итаконовая кислота, α -хлоракриловая кислота, β -цианакриловая кислота, β -метилакриловая кислота, α -фенилакриловая кислота, β -акрилоилоксипропионовая кислота, сорбиновая кислота, α -хлорсорбиновая кислота, 2'-метилизохроновая кислота, коричная кислота, п-хлоркоричная кислота, β -стеариновая кислота, цитраконовая кислота, мезаконовая кислота, глутаконовая кислота, аконитовая кислота, 2-акриламидо-2-метилпропан сульфоновая кислота, аллилсульфоновая кислота, винилсульфоновая кислота, аллилфосфоновая кислота, винилфосфоновая кислота или комбинация, содержащая по меньшей мере одно из вышеуказанных.

Примеры катионных мономеров включают N,N-ди(C₁₋₈алкиламино)(C₁₋₈алкил) (мет)акриламиды (например, N,N-диметиламиноэтилакрилат и N,N-диметиламиноэтилметакрилат), (где аминогруппа кватернизирована до, например, четвертичной формы метилхлорида, диаллилдиметиламмонийхлорида или любого из вышеуказанных алкилзамещенных(мет)акриламидов, и диалкиламиноалкилзамещенные(мет)акриламиды, такие как (N,N-ди(C₁₋₈алкил)амино) C₁₋₈алкилакриламид и их четвертичные формы, такие как хлорид акриламидопропилтриметиламмония.

В одном примере осуществления изобретения предварительно приготовленный синтетический полимер является амфотерным, содержащим как катионные заместители, так и анионные заместители. Катионные заместители и анионные заместители встречаются в различных стехиометрических пропорциях, например, соотношение около 1:1, или один мономер может присутствовать в более высоком стехиометрическом количестве, чем другой мономер. Типичные амфотерные полимеры включают терполимеры неионных мономеров, анионные мономеры и катионные мономеры.

Предварительно приготовленный синтетический полимер может содержать множество сшивок между полимерными цепями полимера. Сшивки могут быть ковалентными и являются результатом сшивания полимерных цепей с использованием сшивающего агента. Сшивающий агент может быть этиленненасыщенным мономером, который содержит, например, два участка этиленовой ненасыщенности (т.е. две этиленненасыщенные двойные связи), этиленненасыщенную двойную связь и функциональную группу, которая является реакционноспособной по отношению к функциональной группе (например, по отношению к амидной группе) полимерной цепи полимера или нескольким функциональным группам, которые реагируют на функциональные группы полимерных цепей полимера. Степень сшивания может быть выбрана для контроля степени набухания полимера. Например, степень сшивания может быть использована для контроля количества впитываемой текучей среды или контроля объема расширения полимера.

Иллюстративно сшивающие агенты включают диакриламид или метакриламид диамина, такого как диакриламид пиперазина; сложный эфир акрилата или метакрилата ди-, три-, тетрагидроксисоединения, включая этиленгликольдиакрилат, полиэтиленгликольдиакрилат, триметилпропантриметакрилат, этоксилированный триметилпропантриакрилат, этоксилированный пентаэритриттетраакрилат и тому подобное; дивинил или диаллил, разделенные азогруппой, такой как диаллиламид 2,2'-азобиса (изомасляная кислота) или винил или аллиловый эфир ди- или трифункциональной кислоты. Дополнительные сшивающие агенты включают водорастворимые диакрилаты, такие как поли(этиленгликоль)диакрилат (например, ПЭГ(полиэтиленгликоль) 200 диакрилат или ПЭГ (полиэтиленгликоль) 400 диакрилат), и полифункциональные виниловые производные полиспирта, такие как этоксилированный (9-20) триметилпропантриакрилат. Другие примеры сшивающего агента включают алифатические ненасыщенные амиды, такие как метилен-бис-акриламид или этилен-бис-акриламид; алифатические сложные эфиры полиолов или алкоксиллированные полиолы с этиленненасыщенными кислотами, такие как ди(мет)акрилаты или три(мет)акрилаты бутандиола, этиленгликоля, полигликоли, триметилпропан; ди- и триакриловые сложные эфиры триметилпропана (который является оксиалкилированным (например, этоксилированным) с алкиленоксидом, таким как этиленоксид); акрилатные и метакрилатные сложные эфиры глицерина или пентаэритрита; акрилатные и метакрилатные сложные эфиры глицерина и пентаэритрита, оксиэтилированные, например, этиленоксид; аллильные соединения (такие как аллил(мет)акрилат, алкоксиллированный аллил(мет)акрилат, реагирующий, например, с этиленоксидом, триаллилциануратом, триаллилизоциануратом, диаллиловым эфиром малеиновой кислоты, сложными полиаллиловыми эфирами, тетрааллилоксиэтан, триаллиламин, тетрааллилэтилендиамин, диолы, полиолы, гидроксиаллильные или акрилатные соединения и аллиловые эфиры фосфорной кислоты или фосфористой кислоты); или мономеры, которые способны к сшиванию, такие как N-метилольные соединения ненасыщенных амидов, такие как метакриламид или акриламид, и эфиры, полученные из них. Комбинация сшивающих агентов также может использоваться.

Если предварительно приготовленный синтетический полимер находится в форме частицы, частица содержит поверхностную сшивку, внешнюю к внутренней части частицы. Поверхностные сшивки могут быть результатом добавления поверхностного сшивающего агента к суперпоглощающей полимерной

частице и последующей термообработки. Поверхностные сшивки могут увеличить плотность поперечной связи частицы вблизи ее поверхности относительно плотности поперечного сечения внутренней части частицы. Поверхностные сшивающие агенты также могут обеспечить частицу химическим свойством, чего супервпитывающий полимер не имел перед поверхностным сшиванием, и могут контролировать химические свойства частицы, например гидрофобность, гидрофильность и адгезию супервпитывающего полимера по отношению к другим материалам, например минералам (например, силикатам), или по отношению к другим химическим веществам, например нефтяным соединениям (например, углеводородам, асфальтенам и т.п.).

Поверхностные сшивающие агенты имеют по меньшей мере две функциональные группы, которые являются реакционноспособными с группой полимерных цепей, например любой из вышеуказанных сшивающих агентов или сшивающие агенты, имеющие реакционноспособные функциональные группы, такие как кислота (включая карбоксильную, сульфоновую и фосфорную кислоты и соответствующие анионы), амид, спирт, амин или альдегид. Иллюстративно поверхностными сшивающими агентами являются полиолы, полиамины, полиаминоалкоголи и алкиленкарбонаты, такие как этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, полиэтиленгликоль, глицерин, полиглицерин, пропиленгликоль, диэтанолламин, триэтанолламин, полипропиленгликоль, блок-сополимеры этиленоксида и пропиленоксида, сложные эфиры сорбита жирных кислот, этоксилированные эфиры сорбита жирных кислот, триметилолпропан, этоксилированный триметилолпропан, пентаэритрит, этоксилированный пентаэритрит, поливиниловый спирт, сорбит, этиленкарбонат, пропиленкарбонат и соединения, содержащие по меньшей мере одно из вышеуказанных.

Дополнительные поверхностные сшивающие агенты включают борат, титанат, цирконат, алюминат, хромат или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного. Борные сшивающие агенты включают борную кислоту, тетраборат натрия, инкапсулированные бораты и т.п. Борные сшивающие агенты могут использоваться с буферами и агентами для регулирования уровня pH, включая гидроксид натрия, оксид магния, сесквикарбонат натрия и карбонат натрия, амины (такие как гидроксиалкиламины, анилины, пиридины, пиримидины, хинолины, пирролидины и карбоксилаты, такие как ацетаты и оксалаты), задерживающие агенты, включая сорбит, альдегиды, глюконат натрия и т.п. Циркониевые сшивающие агенты, например лактаты циркония (например, натриевый лактат циркония), триэтанолламины, 2,2'-иминодиэтанол или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанных. Титанатовые сшивающие агенты могут содержать, например, лактаты, триэтанолламины и т.п.

Предварительно приготовленный синтетический полимер включает повторяющиеся звенья, содержащие акрилат, акриламид, винилпирролидон, виниловый эфир (например, винилацетат), виниловый спирт, его производное или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанных. В соответствии с примером осуществления изобретения предварительно приготовленный синтетический полимер может содержать полиакриламид, имеющий сшивки, полученные из диакрилата полиэтиленгликоля. В некоторых примерах осуществления супервпитывающий полимер содержит полиакриловую кислоту, где сшивки получены из олигомера сложного 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, пльоран, желлановая камедь, смолы камеди тамаринда, кармана, гуммиарабика, глюкоманнана, хитина, хитозана, гиалуроновой кислоты и т.п. Природные полисахариды, включенные в частицы, могут способствовать гидратации синтетического полимера. В ином варианте, или дополнительно, природный полимер может выполнять функцию понизителя трения. Таким образом, природный полимер может быть включен в качестве компонента цементного флюида для промывания скважины, который добавляется отдельно от синтетических частиц. Весовое соотношение предварительно приготовленного синтетического полимера к природному полимеру, т.е. гуаровая смола или камедь каррагенана, 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 № P2003-154262A. Гуаровая смола может быть природной гуаровой смолой или обработанной ферментом гуаровой смолой, полученной посредством обработки натуральной гуаровой смолы галактозидазой, маннозидазой 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 несульфатированы. Конкретные виды каррагинана включают каппу, йоту, лямбду и т.п. В некоторых вариантах осуществления применяется смесь видов каррагинана. В конкретном примере осуществления изобретения применяется каррагинан или материал, подобный каррагинану,

который образует гель. Кроме натурального каррагинана подходящие каррагинаны содержат 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.).

Флюид для изоляции цемента может дополнительно содержать водный носитель флюида для переноса предварительно приготовленного синтетического полимера в желаемое место в стволе скважины и для набухания полимера. Водный носитель флюида 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 вышеуказанных. Понятно, что другие полярные флюиды, 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 вышеуказанного. 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 водоема - 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 закачивания 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, минерализованной хлоридом кальция $CaCl_2$. Минерализованная вода для заканчивания скважин обычно обеспечивает гидростатическое давление, оказывающее противодействие пластовым давлениям в скважине. Все вышеупомянутые виды минерализованной воды могут быть модифицированы посредством добавления одной или нескольких дополнительных солей. Дополнительные соли, добавленные в минерализованную воду, включают 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 вышеуказанного. Соль может присутствовать в минерализованной воде в количестве от около 0,5 до около 50% массовой доли, в частности от около 1 до около 40% массовой доли и более конкретно от около 1 до около 25% массовой доли в пересчете на массу флюида.

Водный носитель флюида может быть водной минеральной кислотой, содержащей соляную кислоту, азотную кислоту, фосфорную кислоту, серную кислоту, борную кислоту, фтористоводородную кислоту, бромистоводородную кислоту, перхлорную кислоту или соединение, содержащее по меньшей мере одно из вышеуказанных. Флюид может представлять собой водную органическую кислоту, содержащую карбоновую кислоту, сульфоновую кислоту или соединение, содержащее по меньшей мере одно из вышеуказанных. Иллюстративно карбоновая кислота включает 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 пара-изомеры) и т.п. Иллюстративно сульфоновые кислоты включают C_{1-20} алкилсульфоновую кислоту, где алкильная группа является разветвленной или неразветвленной и может замещаться или не замещаться, или C_{3-20} -арилсульфоновую кислоту, где арильная группа является моноциклической или полициклической и необязательно содержит гетероатомы 1-3 (например, N, S или P). Алкилсульфоновые кислоты включают, например, метансульфоновую 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. представляет собой алкилариленовую группу или присоединена к компоненту сульфоновой кислоты посредством C_1 - C_{20} алкиленовой группы (т.е. арилалкиленовой группы), где алкил или алкилен могут быть замещенными или незамещенными.

Флюид для изоляции цемента 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, кислота, антикоррозийная добавка, понизитель трения, поглотитель кислорода, агент контроля мелкодисперсных частиц продуктивной толщи, пенообразователь и стабилизатор геля. Вышеуказанные дополнительные компоненты выбраны во избежание придания неблагоприятных характеристик цементным флюидам для промывания скважин, во избежание повреждения оборудования, находящегося в контакте с соединением, и во избежание повреждения ствола скважины или подземного пласта. Кроме того, вышеуказанные дополнительные компоненты выбраны с целью предотвратить формирование цементной пробки или

схватывание цементной пробки, например, путем гидратации, гелеобразования или комбинации, содержащей по меньшей мере одно из вышеуказанного.

Загуститель может быть природным полимером, таким как гуаровые камеди, гуаровые производные, такие как гидропропилгуар (ГПГ), карбоксиметилгуар (КМГ) и карбоксиметил гидроксипропилгуар (КМПГ), высокомолекулярные, гидратируемые полисахариды, ксантановая смола (необязательно сшитая), галактоманнанные камеди, глюкоманнанные камеди, целлюлоза, производные целлюлозы, такие как гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), гидроксипропилцеллюлоза (ГПЦ) и карбоксиметилгидроксипропилцеллюлоза (КМПГЭЦ); синтетические полимеры, такие как поли((мет)акриловая кислота), поли((мет)акриламиды), сополимеры(мет)акриловой кислоты и (мет)акриламида и C_{1-8} алкилполи(мет)акрилатов; или глины, такие как бентонит, сепиолит и аттапульгит и т.п.; или комбинация, содержащая по меньшей мере один из вышеуказанных загустителей.

Загуститель образует вязкий гель при контакте или из-за контакта с соединениями, упомянутыми в настоящем документе, или такими флюидами, как вода, минерализованная вода или другой скважинный флюид. В некоторых вариантах осуществления применяется комбинация флюидов, например первый флюид применяется для набухания предварительно приготовленного синтетического полимера, а 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, таким образом, увеличивает способность частей соединения образовывать суспензию и снижает давление трения. Когда флюид для промывания скважин является пеной, загуститель в дальнейшем стабилизирует пену. Выбор предварительно приготовленного синтетического полимера и загустителя позволяет изготавливать цементные флюиды для промывания скважин, имеющие 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 комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного.

Агент, регулирующий уровень pH, представляет органическое или неорганическое основание, органическую или неорганическую кислоту или буфер, который является любым подходящим соединением кислоты и основания. Иллюстративно неорганические основания включают те, которые представлены соединением 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; карбонатную соль; бикарбонатную соль или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеизложенного. Иллюстративно неорганические кислоты включают соляную кислоту HCl , бромоводород 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 соединение, содержащее по мере одно из вышеуказанных. Конкретные примеры агентов регулирования уровня pH, особенно те, которые применяются в сочетании с боратными сшивающими агентами, включают гидроксиды и карбонаты щелочных металлов и щелочноземельных 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.

Утяжелители представляют собой высокоспецифичные тяжелые и тонкоизмельченные твердые материалы, применяемые для увеличения плотности, например кварцевая мука, песок, летучая зола, карбонат кальция, барит, гематит, илемит, сидерит и т.п. Предпочтительные утяжелители - песок и кварцевая мука.

Поверхностно-активные вещества могут увеличить сочетаемость цементного флюида для промывания скважин, цементной пробки или раствора для бурения. Поверхностно-активное вещество может быть анионным, катионным, цвиттерионным или неионным. Другими полезными поверхностно-активными веществами являются те, которые имеют боковые цепи из поли(алкиленгликоля), жирные кислоты или фторированные группы, такие как перфторированные C_{1-4} -сульфоновые кислоты, привитые к полимерному каркасу. Полимерные каркасы включают каркасы, в основе которых поли(мет)акрилат, полистирол, поли(стирол(мет)акрилат), поликарбонат, полиамид, полиимид, полиуретан, поливиниловый спирт или сополимер, содержащий по меньшей мере один из вышеупомянутых полимерных каркасов.

Иллюстративно катионные поверхностно-активные вещества включают C_{1-8} 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 C_{1-60} карбоксилаты,

C_{1-20} алкилсульфаты, C_{1-20} алкилсульфонаты, жирные кислоты, сульфосукцинаты, C_{1-20} фосфонаты или моно- или ди(C_{1-20} алкил)фосфатные эфиры. Иллюстративно анионные поверхностно-активные вещества включают анионные поверхностно-активные вещества, имеющие карбоксильную группу, такие как натриевая, калиевая или аммониевая соли (C_{1-20} алкил)карбоновой кислоты, натриевая, калиевая или аммониевая соли (C_{7-20} алкилбензол)карбоновой кислоты, натриевая, калиевая или аммониевая соли поли(окси(C_{1-4} алкилен)(C_{1-12} алкил)алкилкарбоновой кислоты, натриевая, калиевая или аммониевая соли N-ацилсаркозиновой кислоты, натриевая, калиевая или аммониевая соли 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 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, алкилполиглицозиды, 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 моноильные эфиры бутапропиленгликоля); глюкозидные алкиловые эфиры (например, децилглюкозид, лаурилглюкозид, октилглюкозид); простые полиоксиэтиленгликоль-октилфеноловые эфиры (например, Triton X-100 (октилфенолэтоксилат)); простые полиоксиэтиленгликоль-алкилфеноловые эфиры (например, ноноксинол-9); глицериловые 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.); кокамидэтанолamines (например, кометамидмоноэтанолamin, кокамиддиэтанолamin и т.п.); аминоксиды (например, додецилдиметиламиноксид, тетрадецилдиметиламиноксид, гексадецилдиметиламиноксид, октадециламиноксид и т.п.); полиэтоксилированные амины (например, полиэтоксилированный талловый амин); полиоксиэтиленалкиловые простые эфиры, такие как полиоксиэтиленстеариловый эфир; простые полиоксиэтиленалкиленовые от около 10 до около 100 фунтов (от около 4.5 до около 45 кг) на тысячу галлонов водного цементного флюида-носителя (около 4000 л), более предпочтительно от около 30 до около 60 фунтов (от около 13.5 до около 27 кг) на тысячу галлонов (около 4000 л) водного цементного флюида-носителя.

Флюид для изоляции цемента 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.

В способе цементирования ствола скважины, содержащей раствор для бурения, способ включает, в общих чертах, закачивание флюида для изоляции цемента в ствол скважины, закачивание цементной суспензии в ствол скважины (в некоторых случаях с добавлением "первой порции цемента" или "второй порции цемента") и затвердевание цемента в суспензии в стволе скважины. Цементный флюид для промывания ствола скважины применяют для удержания цементной пробки и предотвращения перераспределения плотности: более тяжелой цементной суспензии с более легким раствором для бурения после введения цементной суспензии. Обычно флюид для изоляции цемента закачивается перед цементной суспензией, но также вышеупомянутый флюид для изоляции цемента применяют для отделения цементной суспензии от растворов для бурения, вводимых позже, отдельно или в комбинации с первым флюидом для отделения цемента. Таким образом, в другом примере осуществления изобретения способ включает в себя закачку первого цементного флюида для промывания ствола скважины в ствол скважины. Затем в скважину закачивают цементную суспензию с последующей закачкой второго флюида для изоляции цемента. Поскольку первый и второй флюиды для изоляции цемента контактируют с цементной суспензией с двух сторон, суспензия зажимается между первым и вторым цементными флюидами для промывания скважины. Первый и второй флюиды для изоляции цемента могут быть одинаковыми или отличаться. Таким образом, в предпочтительном примере осуществления изобретения способ включает закачку цементного буферного флюида для вытеснения бурового раствора, последующую закачку флюида для изоляции цемента и последующую закачку цементной суспензии.

Затем цементной суспензии дают возможность затвердеть, схватиться, отстояться, высохнуть и т.п. предпочтительно путем гидратации или гелеобразования с образованием цементной пробки в кольцевом пространстве ствола скважины, что предотвращает поток пластовых флюидов между двумя или более

проницаемыми геологическими породами, которые существуют с неравномерным пластовым давлением.

Раствор для бурения может быть глинистым раствором, водой, минерализованной водой, цементным флюидом для промывки скважин или любым другим флюидом, пригодным для использования в стволе скважины. Цемент может быть любым дихлорфеноксиацетатом. Если поверхностно-активное вещество является анионным, оно связано с положительным противоионом, например натрием Na^+ или калием K^+ . Если поверхностно-активное вещество является цвиттерионным, оно связано как с отрицательным, так и с положительным противоионом, например хлором Cl^- , натрием Na^+ или калием K^+ . Вязкоупругое поверхностно-активное вещество описано в патентах США №№ 7081439 и 7279446.

Флюид для изоляции цемента может иметь форму геля, жидкости или пены. Несущий флюид можно вспенить при помощи жидкого углеводорода или газа, или сжиженного газа, такого как азот или диоксид углерода. Флюид можно дополнительно вспенивать за счет включения негазообразного вспенивающего агента. Негазообразный вспенивающий агент может быть амфотерным, катионным или анионным. Подходящие амфотерные вспенивающие агенты включают алкилбетаины, алкилсультаины 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 алкилового аммония, алкилбензильные четвертичные соли аммония и четвертичные соли аммония алкиламидамина. Система вспенивания по большей части применяется 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 нефтяной дистиллят, короткоцепочечный спирт (например, метанол) или полиол (например, этиленгликоль или глицерин полиизобутилметакрилат, полиметилметакрилат, полиизобутилен, гуар, гуаровые производные, применяют полисахарид, такой как целлюлоза и крахмал, и полиэтиленоксид или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного.

Агенты контроля потери жидкости - это обычно водорастворимые полимеры, такие как гуаровые камеди, полиэтиленмин, 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 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 внедрение микроба (например, бактерий) в скважину путем устранения или уменьшения количества бактерий в цементном флюиде для промывания скважин, что приводит к уменьшению образования, например, газа с высоким содержанием серы. Примеры биоцидов включают альдегиды, такие как глутаровый альдегид, окисляющие биоциды, такие как гипохлориты (например, гипохлорит калия и гипохлорит лития), перуксусная кислота, моноперсульфат калия, пероксимоносульфат калия, бромхлордиметилгидантоин, дихлорэтилметилгидантоин, хлоризоцианурат, трихлоризоциануровые кислоты, дихлоризоциануровые кислоты, хлорированные гидантоины и т.п., 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 неокислительные биоциды, такие как дибромнитрифлопропионамид, тиоцианометилтиобензолазол, метилдитиокарбамат, тетрагидродиметилладиадианион, оксид трибутилолова, бромнитропропандиол, бром нитростирол, метиленибистиоцианат, хлорметилизолазолон, метилизотиазолон, бензизолазолон, додецилгуанидингидрохлорид, полигексаметиленбигуанид, сульфат тетракис(гидроксиметил)фосфония, глутаровый альдегид, алкилдиметилбензиламмоний хлорид, дидецилдиметиламмоний хлорид, поли[оксипропилен(диметилимино)этилен(диметилимино)этилендихлорид], децилтиоэтанамин, тербутилазин, четвертичные соли аммония (например, с жирной алкильной группой и тремя металльными группами) и четвертичные соли 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 лауролина, хлорид метилбензотония, хлорид миристил-гамма-пиколиния, хлорид ортофония, хлорид трихлорбиона, алкилдиметилбензиламмонийхлорид, кокодиамин, дазомет, 1-(3-хлор)-хлорид-3,5,7-триаза-1-азониядамантан или соединение, содержащее по меньшей мере одно из вышеизложенного. В одном примере осуществления изобретения биоцид инкапсулирован или покрыт оболочкой.

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 1 до 150 фунтов (от около 0.45 до 67.5 кг) на тысячу галлонов (около 4000 л) водного цементного флюида-носителя для промывания скважин, предпочтительно от око-

ло 10 до около 100 фунтов (от около 4.5 до около 45 кг) на тысячу галлонов водной цементного флюида-носителя (около 4000 л), более предпочтительно от около 30 до около 60 фунтов (от около 13.5 до около 27 кг) на тысячу галлонов (около 4000 л) водного цементного флюида-носителя.

Флюид для изоляции цемента 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.

В способе цементирования ствола скважины, содержащей раствор для бурения, способ включает, в общих чертах, закачивание флюида для изоляции цемента в ствол скважины, закачивание цементной суспензии в ствол скважины (в некоторых случаях с добавлением "первой порции цемента" или "второй порции цемента") и затвердевание цемента в суспензии в стволе скважины. Цементный флюид для промывания ствола скважины применяют для удержания цементной пробки и предотвращения перераспределения плотности: более тяжелой цементной суспензии с более легким раствором для бурения после введения цементной суспензии. Обычно флюид для изоляции цемента закачивается перед цементной суспензией, но также вышеупомянутый флюид для изоляции цемента применяют для отделения цементной суспензии от растворов для бурения, вводимых позже, отдельно или в комбинации с первым флюидом для отделения цемента. Таким образом, в другом примере осуществления изобретения способ включает в себя закачку первого цементного флюида для промывания ствола скважины в ствол скважины. Затем в скважину закачивают цементную суспензию с последующей закачкой второго флюида для изоляции цемента. Поскольку первый и второй флюиды для изоляции цемента контактируют с цементной суспензией с двух сторон, суспензия зажимается между первым и вторым цементными флюидами для промывания скважины. Первый и второй флюиды для изоляции цемента могут быть одинаковыми или отличаться.

Затем цементной суспензии дают возможность затвердеть, схватиться, отстояться, высохнуть и т.п. предпочтительно путем гидратации или гелеобразования с образованием цементной пробки в кольцевом пространстве ствола скважины, что предотвращает поток пластовых флюидов между двумя или более проницаемыми геологическими породами, которые существуют с неравномерным пластовым давлением.

Раствор для бурения может быть глинистым раствором, водой, минерализованной водой, цементным флюидом для промывки скважин или любым другим флюидом, пригодным для использования в стволе скважины. Цемент может быть любым цементирующим материалом, который схватывается и затвердевает при взаимодействии с водой и подходит для образования заданного цементного раствора в скважине, включая растворы для изоляции труб и бетоны. Подходящие гидравлические цементы, включая растворы для изоляции труб и бетоны, содержат те, которые обычно применяются в среде ствола скважины, например, такие как содержащие кальций, алюминий, кремний, кислород или серу. Такие гидравлические цементы включают, но не ограничиваются следующим: портландцементы, цементы пуццоланы, гипсовые цементы, цементы с высоким содержанием глинозема, цементы с кремнеземом и цементы с высокой щелочностью. Портландцементы особенно полезны. В некоторых вариантах осуществления, портландцементы, которые пригодны для использования, классифицируются как цементы класса A, B, C, G и H в соответствии с Американским Институтом Нефти (API Specification for Materials and Testing for Well Cements). Применяемые здесь цементы включают в себя различные бетоны с дальнейшим добавлением скопления частиц, например грубые частицы гравия или измельченных пород, таких как кремний, кварцит, гранит, или мелких частиц, таких как песок или дробленый песок. Цементные суспензии могут дополнительно содержать другие компоненты, которые применяют в цементировании, например ускоритель, чтобы уменьшить время схватывания цемента, замедлитель, чтобы продлить время схватывания, агент контроля потери жидкости, модифицирующий агент для снижения плотности, пенообразующий агент для снижения плотности, утяжелитель для увеличения плотности, диспергатор для снижения вязкости, другие средства контроля потери жидкости, тиксотропные агенты, закупоривающий агент (например, гильсонит или целлофановые хлопья) или комбинации, содержащие по меньшей мере одно из вышеуказанных. Портландцементы являются предпочтительными.

Цементную суспензию можно использовать для образования скважинных составляющих, включая различные оболочки, уплотнения, пробки, набивки, вкладыши и т.п. В одном примере осуществления изобретения составляющее - пробка, включая временную цементную пробку, постоянную цементную пробку, или цементный отклоняющий клин. Отклоняющий клин применяют как точку в вертикальном стволе скважины, где произведено отклонение в направлении бурения.

Как известно специалистам в данной области техники, в вышеприведенном описании цементирования скважины существует высокая степень вариативности (например, установка большого количества пробок на дне скважины, градуирующиеся плотности флюидов и т.п.), на которые влияет использование флюида для изоляции цемента, описанного в данном документе. Скважина может быть вертикальной, отклоненной и горизонтальной, предпочтительной является вертикальная скважина.

Использование флюидов для отделения цемента дает ряд преимуществ. Композиции стабильны при высоких температурах в стволе скважины. Одним из преимуществ флюидов для отделения цемента является подавление или минимизация смешивания и повторного смешивания раствора для бурения и цементных суспензий, перемещения флюидов с разной плотностью и загрязнения глинистыми растворами передним краем цементной суспензии. Другими преимуществами являются повышение эффективности отделения по отношению к отделению флюидов в стволе скважины, что приводит к ускоренному и уп-

рощенному размещению цементной пробки в необходимом месте ствола скважины. Кроме того, составы, указанные в данном документе, уменьшают время схватывания цемента и предотвращают или минимизируют риск неспособности схватывания цементной пробки. Таким образом, составы преимущественно улучшают общее качество процесса цементирования пробки в стволе скважины.

Способы и соединения, указанные в данном документе, также имеют преимущества улучшенного цементирования пробки, путем эффективного отделения цементной суспензии от глинистого раствора для бурения (или другого раствора для бурения) при наличии цементного флюида для промывания скважины. Понятно, что нет необходимости в полном отделении растворов для бурения и цементных суспензий, чтобы данный способ считался успешным. Успех достигается, если цементная суспензия схватывается более легко, надежно и менее подвержена воздействию внешних факторов, когда она размещается с использованием флюидов для отделения цемента, нежели при отсутствии данного флюида. Как правило, конечно, желательно вводить цементную суспензию с наименьшим воздействием внешних факторов в месте, где она размещена.

Все множество значений осуществления изобретения, упомянутое в данном документе, включая конечный результат, и конечные результаты могут независимо сочетаться друг с другом. Множество значений является непрерывным и, таким образом, включает каждое значение и подгруппу, содержащие по меньшей мере одно из вышеуказанных в множестве. Применяемый здесь термин "комбинация" включает в себя смеси, совокупности, сплавы, продукты реакции и тому подобное. Термин "(мет)акрил" включает как акрил, так и метакрил. Применяемый здесь термин "комбинация, содержащая по меньшей мере одно из вышеперечисленных" относится к комбинации, содержащей по меньшей мере один из названных составляющих, компонентов, соединений или элементов, необязательно с аналогичным компонентом, соединением или неназванным элементом. Использование терминов в единственном числе 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 здесь 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 применяются для выделения одного элемента из другого. Примеры осуществления изобретения применяют по отдельности или в сочетании.

Все ссылки включены сюда путем ссылки.

Хотя описаны конкретные варианты осуществления изобретения, альтернативы, модификации, изменения, улучшения и существенные эквиваленты, которые являются или могут быть непредвиденными в данное 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. Флюид для изоляции цемента, применяемый в стволе скважины, содержащий водный флюид-носитель и
 - предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в флюиде-носителе, в количестве, эффективном для изоляции цементной суспензии от другого бурового раствора, присутствующего в стволе скважины во время цементирования,
 - предварительно приготовленный синтетический полимер содержит сополимер (мет)акриламида с одним или более следующих соединений: малеиновый ангидрид, винилацетат, этиленоксид, этиленгликоль или акрилонитрил;
 - 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 в флюиде для изоляции цемента находится в концентрации от 1 до 150 фунтов (от 0.45 до 67.5 кг) на тысячу галлонов (4000 л) водного флюида-носителя для изоляции цемента.
2. Флюид для изоляции цемента 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.
3. Флюид для изоляции цемента по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер стабилен при температуре до включительно 177°C.
4. Флюид для изоляции цемента по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер содержит поли(этиленгликоль), частично привитый натриевой солью поли(акриловой кислоты).
5. Флюид для изоляции цемента по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный

синтетический полимер присутствует в виде частиц, содержащих полимер.

6. Флюид для изоляции цемента по п.1, отличающийся тем, что частицы являются набухшими и по меньшей мере 50% частиц полимера имеют средний наибольший диаметр от 500 до 12000 мкм.

7. Флюид для изоляции цемента по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер в флюиде для изоляции цемента находится в концентрации от 10 до 100 фунтов (от 4.5 до 45 кг) на тысячу галлонов (4000 л) водного флюида-носителя для изоляции цемента.

8. Флюид для изоляции цемента по п.1, дополнительно содержащий гуар, каррагенан или комбинацию, содержащую по меньшей мере одно из вышеуказанного.

9. Флюид для изоляции цемента по п.1, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер содержится в виде гидратированного блока набухших частиц полимера.

10. Способ цементирования ствола скважины, содержащей буровой раствор, включающий

закачку флюида для изоляции цемента в ствол скважины;

закачку цементной суспензии в ствол скважины и

отверждение цемента в суспензии для цементирования ствола скважины,

флюид для изоляции цемента, применяемый в стволе скважины, содержит

водный флюид-носитель; и

предварительно приготовленный синтетический полимер, набухающий в флюиде-носителе, в количестве, эффективном для изоляции цементной суспензии от другого бурового раствора, присутствующего в стволе скважины во время цементирования,

предварительно приготовленный синтетический полимер содержит гомополимер (мет)акриламида или сополимер (мет)акриламида с одним или более следующих соединений: малеиновый ангидрид, винилацетат, этиленоксид, этиленгликоль или акрилонитрил;

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 в флюиде для изоляции цемента находится в концентрации от 1 до 150 фунтов (от 0.45 до 67.5 кг) на тысячу галлонов (4000 л) водного флюида-носителя для изоляции цемента.

11. Способ по п.10, отличающийся тем, что закачка цементной суспензии осуществляется после закачки флюида для изоляции.

12. Способ по п.10, дополнительно включающий закачку цементного буферного флюида для вытеснения бурового раствора; последующую закачку флюида для изоляции цемента и последующую закачку цементной суспензии.

13. Способ по п.11, дополнительно включающий закачку второго флюида для изоляции цемента после закачки цементной суспензии.

14. Способ по п.10, отличающийся тем, что флюид для изоляции цемента предотвращает перераспределение плотности между цементной суспензией и буровым раствором или цементной суспензией и флюидом в стволе скважины.

15. Способ по п.10, отличающийся тем, что ствол скважины является вертикальным стволом скважины.

16. Способ по п.10, отличающийся тем, что синтетический полимер содержит поли(акриламид), имеющий сшивки, полученные из диакрилата полиэтиленгликоля.

17. Способ по п.10, отличающийся тем, что синтетический полимер содержит поли(акриловую кислоту), имеющую сшивки, полученные из олигомера сложного винилового эфира.

18. Способ по п.10, отличающийся тем, что синтетический полимер содержит поли(этиленгликоль), частично привитый натриевой солью поли(акриловой кислоты).

19. Способ по п.10, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер в флюиде для изоляции цемента находится в концентрации от 10 до 100 фунтов (от 4.5 до 45 кг) на тысячу галлонов (4000 л) водного флюида-носителя для изоляции цемента.

20. Способ по п.10, отличающийся тем, что предварительно приготовленный синтетический полимер в флюиде для изоляции цемента находится в концентрации от 30 до 60 фунтов (от 13.5 до 27 кг) на тысячу галлонов (4000 л) водного флюида-носителя для изоляции цемента.

21. Способ по п.10, отличающийся тем, что флюид для изоляции закачивают после закачивания цементной суспензией.

