

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **037172**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.02.15

(21) Номер заявки
201391740

(22) Дата подачи заявки
2012.05.18

(51) Int. Cl. **C09K 8/502** (2006.01)
C09K 8/504 (2006.01)
E21B 33/12 (2006.01)
E21B 43/04 (2006.01)

(54) **СКВАЖИННЫЙ ФЛЮИД, ИСПОЛЬЗУЕМЫЙ С РАЗБУХАЮЩИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ**

(31) **61/488,425; 61/589,571**

(32) **2011.05.20; 2012.01.23**

(33) **US**

(43) **2014.06.30**

(86) **PCT/US2012/038494**

(87) **WO 2012/162117 2012.11.29**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
Эм-Ай Эл. Эл. Си. (US)

(72) Изобретатель:
**Люстер Марк, Оффенбахер Мэттью
(US)**

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

(56) **US-A1-2008041589
US-A1-2007027245
US-A1-2008125335**

(57) Способ заканчивания скважины может включать закачивание скважинного флюида в скважину, скважинного флюида, содержащего основную жидкость, и утяжелитель, имеющий d_{90} менее 20 мкм; где способ также может включать контакт скважинного флюида с разбухающим элементом в скважине и возможность разбухания разбухающего элемента.

B1

037172

037172

B1

При заканчивании скважин в формациях в скважине в различных целях используются различные флюиды. Обычно скважинные флюиды используются для: смазки и охлаждения режущих поверхностей буровой коронки при обычном бурении или при вскрытии пласта (т.е. бурении целевого нефтеносного пласта), транспортировки выбуренной породы (кусков породы, отделенных при воздействии зубьев буровой коронки) на поверхность, управления давлением пластового флюида для предотвращения выбросов, поддержания стабильности скважины, взвешивания твердых материалов в скважине, минимизации потерь флюида и стабилизации пласта, в котором бурится скважина, разрыва пласта вблизи скважины, перемещения флюида в скважине посредством другого флюида, очистки скважины, испытания скважины, передачи гидравлической мощности буровой коронке, установки на место пакера, ликвидации или подготовки скважины к ликвидации или обработки скважины или пласта другим образом.

Скважинные флюиды или буровые растворы могут включать базовую жидкость, представляющую собой обычно воду, соляное или минеральное масло, или синтетическое соединение. Утяжелители раствора (наиболее часто используется сульфат бария или барит) могут добавляться для повышения плотности, и глины, такие как бентониты, могут добавляться для облегчения удаления выбуренной породы из скважины и для формирования фильтрационной корки на стенках скважины. В скважинные флюиды, выполняющие специальные функции, могут добавляться другие присадки. Например, поверхностно-активные вещества, включая лигносульфонаты и лигниты, используются для сохранения жидкого состояния бурового раствора.

Скважинные флюиды также способствуют стабильности скважинного ствола и управляют потоком газа, нефти или воды из пор пласта для предотвращения, например, потока, или в нежелательных случаях, выброса флюидов из пласта или сжатия формаций под давлением. Столб флюида в стволе скважины создает гидростатическое давление, пропорциональное глубине скважины и плотности флюида. Пласты с высоким давлением могут потребовать применения флюидов с плотностью приблизительно 10 фунтов на галлон, а в некоторых случаях - 21 или 22 фунтов на галлон.

Растворы на нефтяной основе (РНО) использовались благодаря своей универсальности относительно плотности, ингибирования, снижения трения и реологических свойств, желательных для скважинных флюидов. Буровая индустрия использовала растворы на водной основе (РВО) благодаря их низкой стоимости. Буровой раствор и выбуренная порода из скважин, которые бурятся с использованием РВО, могут легко утилизироваться на площадке в большинстве береговых мест. РВО и выбуренная порода также могут выгружаться с платформ во многих водах США при условии, что они отвечают требованиям по ограничению сброса сточных вод, стандартам по сбросу и другим разрешительным условиям.

Одна конкретная категория скважинных флюидов или флюидов для вскрытия пласта включает флюиды кольцевого пространства или пакерные флюиды, которые закачиваются в кольцевые пространства в скважине, например (1) между стенкой скважины или одной или более обсадными колоннами трубы, входящей в скважину, или (2) между примыкающими концентрическими колоннами трубы, входящей в скважину, или (3) в одно или оба кольцевых пространства А или В в скважине, содержащей, по меньшей мере, кольцевые пространства А и В с одной или более внутренними колоннами трубы, входящей в эту скважину, которые могут проходить параллельно или номинально параллельно друг другу и могут быть или могут не быть концентрическими или номинально концентрическими относительно внешней обсадной колонны, или (4) в одно или более кольцевых пространств А, В или С в скважине, включающей, по меньшей мере, кольцевые пространства А, В и С с одной или более внутренними колоннами трубы, входящей в указанную скважину, которые могут проходить параллельно или номинально параллельно друг другу и могут быть или могут не быть концентрическими или номинально концентрическими относительно внешней обсадной колонны. Альтернативно, указанные одна или более колонн трубы могут просто проходить через канал или внешнюю трубу (внешние трубы) для соединения одной или более скважин с другой скважиной или проходить от одной или более скважин к центру сбора или переработки; а указанный флюид кольцевого пространства может находиться в указанном канале или трубе (трубах), но снаружи относительно указанных одной или более колонн трубы.

Такие пакерные флюиды в первую очередь используются для защиты обсадной колонны, но также используются для создания гидростатического давления для выравнивания давления относительно пласта, для понижения давлений на уплотнительных элементах или пакерах или для ограничения дифференциального давления, действующего на ствол скважины, обсадную колонну и эксплуатационную насосно-компрессорную колонну для предотвращения смятия скважины, и/или облегчения контроля скважины в случае утечки в эксплуатационной насосно-компрессорной колонне или когда пакер не обеспечивает герметичность или смещен. В то время как пакерные жидкости имеют состав для выполнения таких функций, твердые утяжелители, которые часто используются в других скважинных флюидах, не используются в пакерных флюидах вследствие их оседания, в частности, потому, что пакерные жидкости часто остаются в кольцевом пространстве в течение продолжительного периода времени без циркуляции. Дополнительно к выполнению указанных выше традиционных функций для пакерных элементов, которые активируются пакерным флюидом или флюидом кольцевого пространства, флюид должен иметь состав с учетом этого дополнительного условия.

Другая категория скважинных флюидов или флюидов для вскрытия пласта включает флюиды от-

крытого ствола для необсаженных частей скважины. Флюиды закачиваются в вертикальную или крутую наклонную часть скважины, где пласт, используемый для производства или закачивания, часто остается под воздействием во время производства или закачивания и/или может включать какие-либо из следующих элементов: разбухающие пакеры, наружные пакеры обсадной колонны, перфорированная эксплуатационная колонна, фильтр для предотвращения поступления песка в скважину, базовая труба, и/или выбранные регуляторы притока, которые могут включать или могут не включать измерительные индикаторы, линии управления и даже погружные насосы. Часто флюид открытого ствола закачивается в открытый ствол предварительно и предназначен для облегчения установки вышеупомянутых элементов. В примере разбухающих пакеров/полимеров флюид открытого ствола может способствовать расширению пакера/полимера, таким образом обеспечивая барьер для управления давлением, движением флюидов и повышению целостности нижнего оборудования.

Соответственно существует необходимость улучшения скважинных флюидов для обеспечения их достаточной плотности и соответствия условиям, необходимым для использования флюидов с пакерными элементами и/или разбухающими полимерами, применяемыми в скважинах и открытых стволах.

Сущность изобретения

В одном аспекте варианты воплощения, представленные в данном документе, относятся к способу заканчивания скважины, который включает закачивание скважинного флюида в скважину, скважинного флюида, содержащего основную жидкость; и утяжелители с d_{90} менее 20 мкм; где способ также включает контакт скважинной жидкости с разбухающим элементом в скважине; и обеспечение разбухания разбухающего элемента.

В другом аспекте варианты воплощения, представленные в данном документе, относятся к способу активации разбухающего элемента, который включает закачивание скважинного флюида в скважину через подземный пласт, скважинного флюида, содержащего непрерывную водную фазу с содержанием растворенной соли не более 10 мас.%; и утяжелители с d_{90} менее 20 мкм; где способ также включает контакт скважинной жидкости с разбухающим элементом в скважине; и обеспечение разбухания разбухающего элемента.

Эта сущность изобретения предназначена для представления выбора концепций, которые дополнительно описываются ниже в подробном описании изобретения. Эта сущность изобретения не предназначена ни для идентификации ключевых или существенных характеристик заявляемого предмета изобретения, ни для использования для ограничения объема заявляемого предмета изобретения. Другие аспекты и преимущества изобретения будут очевидны из следующего описания и прилагаемой формулы изобретения.

Краткое описание чертежей

Фиг. 1 показывает изометрический вид типовой системы, в которой может быть использован уплотняющий элемент.

Фиг. 2 показывает схему типовой системы, в которой варианты воплощения, отображающие различные слои, были испытаны во время экспериментального исследования примеров.

Фиг. 3 показывает схему типовой системы, в которой варианты воплощения, отображающие различные размеры, были измерены во время экспериментального исследования примеров.

Фиг. 4 представляет собой график зависимостей вертикального разбухания в процентах от периода замачивания для одного или более вариантов воплощений.

Фиг. 5 представляет собой график зависимостей горизонтального разбухания в процентах от периода замачивания для одного или более вариантов воплощений.

Фиг. 6 представляет собой график зависимостей вертикального разбухания в процентах от активности воды для одного или более вариантов воплощений.

Подробное описание

Варианты воплощения, представленные в данном документе, относятся к скважинным флюидам (и к способам использования таких скважинных флюидов) для различных операций по заканчиванию скважин. В частности, варианты воплощения настоящего изобретения относятся к скважинным флюидам, используемым в областях применения с высокой плотностью для активации разбухающих полимерных композиций разбухающего элемента. Разбухающий элемент (и, таким образом, скважинные флюиды настоящего изобретения) может быть использован в областях применения системы разбухающего пакера, таких как, но не ограничиваясь этим, заканчивание скважины, глушение или ликвидация скважины, изолирование зон скважины, компартиментализация продуктивного пласта или сегментирование скважины.

Как сказано выше, скважинные флюиды по настоящему изобретению могут использоваться для активации разбухающей полимерной композиции, помещенной в скважину в качестве пакерного элемента, в скважинный фильтр, заполненный гравием, или в других применениях, обсуждаемых в данном документе. Для разбухающей композиции может использоваться вода или нефтепродукт, и разбухающая композиция разбухает при диффузии воды или углеводородов в разбухающий материал. Однако любой тип или любая комбинация материалов, разбухающих при контакте с любым типом жидкости, может использоваться с сохранением принципов этого изобретения.

Таким образом, скважинные флюиды по настоящему изобретению могут включать несколько компонентов: непрерывную фазу (т.е. немасляную или масляную жидкость), выбранную на основании типа разбухающей композиции, для обеспечения достаточного количества флюида для свободной диффузии в полимер для его разбухания, и утяжелитель, имеющий достаточно меньший диапазон и/или распределение размеров частиц, чем утяжелители марки API (Американский институт нефти). В то время как утяжелители традиционно не используются в пакерных флюидах, настоящее изобретение выявило, что скважинные флюиды по настоящему изобретению могут содержать такой твердообразный компонент с меньшим диапазоном размеров частиц, и тогда плотность флюида может быть достигнута без значительного осаждения утяжелителя. При использовании в данном документе термин "тонкоизмельченный" относится к частицам, имеющим меньший диапазон размеров частиц по сравнению с утяжелителями марки API. Пригодные диапазоны, соответствующие этой классификации, включают частицы с размерами в микронном или субмикронном диапазонах, подробно обсуждаемых ниже.

Дополнительно в конкретном варианте воплощения, в котором используются композиции, разбухающие под воздействием воды, тонкоизмельченные утяжелители могут быть, в частности, пригодными для утяжеления водных флюидов, имеющих достаточно низкую соленость (дополнительно подробно обсуждаемую ниже), и тогда можно достигнуть как достаточной плотности, так и высокого содержания свободной воды (т.е. достаточного количества молекул воды для обеспечения разбухания разбухающего элемента). В то время как многие композиции, разбухающие под воздействием воды, рассматриваются как работоспособные при использовании любых водных флюидов, включая морскую воду, авторы настоящего изобретения обнаружили, что лучшее разбухание может быть достигнуто посредством снижения солености и повышения содержания свободной воды в водном флюиде, используемом с разбухающими элементами. Дополнительное обсуждение компонентов скважинного флюида приводится ниже.

Как сказано выше, скважинный флюид может использоваться для активации разбухающей пакерной системы или других разбухающих элементов. Разбухающие пакерные системы включают разбухающую композицию, которая может использоваться для заполнения пространства в скважине. Разбухающая пакерная система может состоять только из разбухающей композиции. Но в некоторых вариантах воплощения разбухающая пакерная система включает разбухающую композицию, используемую в качестве инструментального компонента в операциях по заканчиванию скважины, где пакерный элемент помещается в продуктивном интервале скважины для обеспечения кольцевой изоляции между верхней и нижней секциями скважины. Часто разбухающая композиция помещается на основной трубе, трубехвостовике или даже обсадной колонне. Разбухание композиции может быть инициировано в любое время, но в некоторых вариантах воплощения композиции разбухает, по меньшей мере, после установки оборудования в скважине.

Кроме того, разбухающими композициями являются такие композиции, которые разбухают или расширяются при воздействии на них конкретного вещества или веществ, таких как вода или углеводороды, до размеров, превышающих размеры предварительного разбухшего элемента. Основная жидкость скважинного флюида, используемая в сочетании с разбухающими композициями, абсорбируется разбухающим пакером благодаря диффузии. Вследствие хаотического теплового движения атомов жидкости флюид диффундирует в пакер. Когда пакер оборачивается вокруг внешнего периметра трубчатого элемента, результатом разбухания является увеличение первоначального внешнего диаметра разбухающего пакера. Флюид может продолжать диффундировать в пакер, что приводит к разбуханию пакерного элемента до достижения внутреннего диаметра обсадной колонны или открытого ствола скважины, и пакерный элемент будет продолжать разбухать до тех пор, пока внутренние напряжения внутри пакерного материала не достигнут равновесного состояния. Т.е. давление разбухания повышается, пока не прекратится диффузия. В частности, разбухающий элемент может разбухать, по меньшей мере, достаточно для того, чтобы разбухающий элемент обеспечил уплотняющий барьер в кольцевом пространстве, такой как дифференциально уплотняющий кольцевой барьер, который создается между верхней и нижней секциями скважины. Необязательно, разбухающий пакер может быть использован для создания барьера между назначенными секциями открытого ствола для обеспечения выборочной изоляции во время или после заканчивания. В вариантах воплощения толщина разбухающего элемента может повышаться по меньшей мере на 5%, по меньшей мере на 10%, по меньшей мере на 15%, по меньшей мере на 20%, по меньшей мере на 25%, по меньшей мере на 50%. Часто разбухающий элемент может ограничиваться расширением только в радиальном направлении, но в других вариантах воплощения разбухающий элемент может расширяться как в радиальном, так и в осевом направлении.

Другие варианты воплощения могут включать разбухающий элемент в пакер-пробке, являющейся инструментом, который может быть помещен и установлен в скважине для изоляции нижней части скважины от верхней части скважины.

В соответствии со способом использования разбухающий пакер или другой элемент, такой как пакер-пробка, может быть установлен в части скважины. Несомненно, в скважине можно помещать более одного разбухающего элемента. Также в частях скважины может быть помещена комбинация разбухающих пакеров и/или пакер-пробок. Затем флюид для разбухания закачивается в кольцевое пространство непосредственно или через насосно-компрессорную колонну или обсадную колонну. Флюид для разбу-

хания может контактировать с разбухающим элементом пакера или пакер-пробки, что приводит к тому, что разбухающий элемент начинает разбухать. Флюид для разбухания может оставаться в контакте с разбухающим элементом в течение времени, достаточного для разбухания и расширения разбухающего элемента до размеров, достаточных для герметизации кольцевого пространства.

Разбухающие композиции, используемые в способах по настоящему изобретению, могут образовываться из различных материалов, которые достаточно разбухают или расширяются в присутствии воды или углеводов. Пригодные материалы, разбухающие под воздействием воды, включают полимеры на основе акриловой кислоты, полимеры на основе карбоксиметилцеллюлозы, глинистые минералы с высоким коэффициентом разбухания, малеиновый ангидрид изобутилена, полимеры на основе оксида полиэтилена, привитые сополимеры на основе циклической кислоты поливинилового спирта, натриевый бентонит (монтмориллонит), привитые сополимеры на основе крахмального полиакрилонитрила, сополимеры на основе винилацетата-акрилата и их комбинации. Более обобщенно, они также могут включать САП (сверхабсорбирующий полимер) или гидрогели.

Пригодные материалы, разбухающие под воздействием углеводов (нефтепродукты и/или газ), включают, но не ограничиваются этим, натуральные каучуки, нитриловые каучуки, гидрогенизированный нитриловый каучук, акрилат-бутадиеновые каучуки, полиакрилатные каучуки, изопреновые каучуки, хлоропеновые каучуки, бутиловые каучуки (IIR), бромбутилкаучуки (BIIR), хлорбутилкаучуки (CIIR), хлорированные полиэтилены (CM/CPE), неопреновые каучуки (CR), стирол-бутадиен-сополимерные каучуки (SBR), сульфонатные полиэтилены (CSM), этиленакрилаткаучуки (EAM/AEM), эпихлоргидрин-этиленоксидные сополимеры (CO, ECO), этиленпропиленовые каучуки (EPM и EDPM), этиленпропилендиеновые тройные каучуки (EPT), этиленвинилацетатный сополимер, акрилонитрилбутадиеновые каучуки, гидрогенизированные акрилонитрилбутадиеновые каучуки (HNBR), кремнефтористые каучуки (FVMQ), кремнийорганические каучуки (VMQ), поли 2,2,1-бициклопентаны (полинорборнен) и алкилстиролы. В то время как конкретная химия применяется без ограничений в настоящих способах, разбухающие композиции, обычно используемые в разбухающих пакерных элементах, включают разбухающие эластомеры.

Примеры материалов, пригодных для использования в качестве элементов, разбухающих под воздействием воды, включают, но не ограничиваются этим, эластомеры, такие как нитрил, HNBR, фторэластомеры, или эластомеры на основе акрилата или их предшествующие продукты, при добавлении в различных количествах в полимер этиленпропилендиенового мономера (EPDM) или его предшествующую мономерную смесь, вместе с достаточным количеством ((от приблизительно 1 до 10 мас.ч. (м.ч.) на 100 мас.ч. каучука)) ненасыщенной органической кислоты, ангидрида или их соли, такой как малеиновая кислота, необязательно в комбинации с достаточным количеством (от приблизительно 1 до 10 мас.ч.) неорганического агента разбухания, такого как карбонат натрия, могут образовывать эластомер, разбухающий под воздействием воды и имеющий низкий коэффициент разбухания под воздействием нефтепродукта.

Конкретными примерами материалов, разбухающих под воздействием воды, являются нитрил, смешанный с солью гидрогеля, EPDM или другие разбухающие эластомеры, доступные в нефтеперерабатывающей промышленности. В других вариантах воплощения могут использоваться дополнительные разбухающие материалы, такие как сверхпоглощающий полиакриламид или модифицированный сшитый поли(мет)акрилат. Разбухающие композиции также могут включать покрытия, включая органические покрытия, например РЕЕК, нитрил или другие пластики, и неорганические материалы, например соль (CaCl₂), которые легко растворяются в кислотах. Покрытия могут применяться для управления воздействием воды или других веществ, вызывающих разбухание, на разбухающий эластомер или для обеспечения полной изоляции разбухающего эластомера до удаления покрытия химическим, механическим или термическим способом в требуемый момент времени.

Как сказано выше, для активации разбухающей композиции скважинный флюид может включать основную жидкость (включая масляные или немасляные жидкости). При использовании в данном документе основная жидкость представляет собой компонент флюида, который обеспечивает способность скважинного флюида смачивать поверхность водой или нефтепродуктом. Часто основная жидкость может быть основным компонентом жидкой части скважинного флюида. Основная жидкость, используемая в скважинном флюиде, может быть масляной (неводной) или немасляной (водной) жидкостью. Однако в конкретных вариантах воплощения может потребоваться немасляная (водная) жидкость. Дополнительно объем настоящего изобретения также включает то, что может использоваться комбинация масляной и немасляной жидкостей, такая как эмульсия. В некоторых вариантах воплощения непрерывная фаза может быть немасляной с необязательной масляной внутренней фазой или жидкость может полностью состоять из немасляной жидкости без содержания какой-либо масляной жидкости. В других вариантах воплощения непрерывная фаза может быть масляной с необязательной немасляной внутренней фазой или жидкость может полностью состоять из масляной жидкости без содержания какой-либо немасляной жидкости.

Масляные флюиды могут представлять собой жидкость, в некоторых вариантах воплощения - природное или синтетическое масло и в некоторых вариантах воплощения масляный флюид выбирается из

группы, включающей соляровое масло; минеральное масло; синтетическое масло, такое как гидрогенизированные или негидрогенизированные олефины, включая поли-альфа-олефины и подобные, полидиорганосилоксаны, силоксаны или органосилоксаны, эфиры жирных кислот, конкретно неразветвленные, разветвленные и циклические алкилэфиры жирных кислот, их смеси и подобные соединения, известные специалистам в этой области, и их смеси.

Немасляные флюиды, используемые в составе скважинного флюида, представленного в данном документе, могут представлять собой жидкость и в некоторых вариантах воплощения - водную жидкость (т.е. наличие воды в системе). В некоторых вариантах воплощения немасляной флюид может быть выбран из группы, включающей пресную воду; морскую воду; воду, содержащую органические и/или неорганические растворенные соли; жидкости, содержащие водорастворимые органические соединения; и их комбинации. Например, водный флюид может содержать смеси требуемых солей и пресную воду. Пресная вода, как указано в данном документе, представляет собой воду, содержащую менее 0,05 мас.% солей, растворенных в ней. Солоноватая вода, как указано в данном документе, представляет собой воду, содержащую от 0,5 до 3 мас.% солей, растворенных в ней. Соленая вода, как указано в данном документе, представляет собой воду, содержащую от 3 до 5 мас.% солей, растворенных в ней. Соляной раствор, как указано в данном документе, представляет собой воду, содержащую более 5 мас.% солей, растворенных в ней.

Соли, растворенные в воде, могут включать, но не ограничиваются этим, щелочной металл и/или щелочноземельные галоиды, гидроксиды или, например, карбоксилаты. В различных вариантах воплощения скважинного флюида, представленного в данном документе, соляной раствор может включать морскую воду, водные растворы, в которых концентрация соли ниже, чем в морской воде, или водные растворы, в которых концентрация соли выше, чем в морской воде. Соли, которые могут быть обнаружены в морской воде, включают, но не ограничиваются этим, натрий, кальций, алюминий, магний, калий, стронций, литий, хлориды, бромиды, карбонаты, йодиды, хлораты, броматы, формиаты, нитраты, оксиды, фосфаты, сульфаты, силикаты и фториды. Соли, которые могут использоваться в данном водном флюиде, включают одну или более солей, присутствующих в природной морской воде, или какие-либо другие органические или неорганические растворенные соли. Дополнительно водные флюиды, которые могут быть использованы в скважинных флюидах, представленных в данном документе, могут быть природными или синтетическими соляными растворами, при намного более простом составе синтетических растворов. В одном варианте воплощения плотность скважинного флюида может управляться повышением концентрации соли в соляном растворе (вплоть до насыщения). В конкретном варианте воплощения соляной раствор может включать такие соли, как галоид или карбоксилат одно- или двухвалентных катионов металлов, таких как цезий, калий, кальций, цинк и/или натрий. Конкретные примеры таких солей включают, но не ограничиваются этим, NaCl, CaCl₂, NaBr, CaBr₂, ZnBr₂, NaHCO₂, KHCO₂, KCl, NH₄Cl, CsHCO₂, MgCl₂, MgBr₂, KH₃C₂O₂, KBr, NaNH₃C₂O₂ и их комбинации.

Однако в конкретных вариантах воплощения водный флюид, используемый в непрерывной фазе (и без какой-либо внутренней масляной фазы) с материалом, разбухающим под воздействием воды, может иметь значительно более низкое и управляемое содержание соли по сравнению с соляными растворами, традиционно используемыми в составе скважинных флюидов. Например, содержание соли в водных флюидах, как правило, может находиться в диапазоне от приблизительно 0 до приблизительно 10 мас.%; и в конкретных вариантах воплощения флюид может включать меньше 6 мас.% соли. Таким образом, водный флюид, используемый в таких вариантах воплощения, может включать флюиды, классифицированные выше как пресная вода, солоноватая вода, соленая вода или даже соляной раствор (с управляемым содержанием соли), но в конкретных вариантах воплощения может включать пресную воду, солоноватую воду и/или соленую воду. В других вариантах воплощения содержание соли может быть таким, что молярность соли в водной жидкости может находиться, как правило, в диапазоне от приблизительно 0 до приблизительно 2 М; однако флюид может включать менее 1,5 М в более конкретном варианте воплощения.

Термин "активность воды" (a_w) описывает (равновесное) количество воды, доступное для гидратации материалов, таких как разбухающий элемент. При добавлении растворяющихся веществ, таких как соли, в воду некоторое количество молекул воды взаимодействует с такими растворяющимися веществами (и поверхностями) и недоступно для других взаимодействий гидратации. Таким образом, значение активности воды, равное единице, указывает на чистую воду, в то время как нулевая активность указывает на полное отсутствие "свободных" молекул воды. Активность воды вычисляется как результат деления давления пара жидкости на давление пара чистой воды при такой же температуре, в большинстве случаев комнатной температуре. В некоторых вариантах воплощения водные флюиды, используемые в вариантах воплощения, представленных в данном документе, могут иметь активность воды (a_w) по меньшей мере 0,8, по меньшей мере 0,85, по меньшей мере 0,87, по меньшей мере 0,9, по меньшей мере 0,92, по меньшей мере 0,94, по меньшей мере 0,96, по меньшей мере 0,97 или по меньшей мере 0,98, до 1,0, вычисленную при 25°C и 1 атм. В других вариантах воплощения может использоваться активность воды (a_w) в диапазоне от приблизительно 0,927 до приблизительно 1, или от приблизительно 0,943 до приблизительно 0,994, или, более конкретно, выше чем приблизительно 0,957, вычисленная при 25°C и 1

атм. Авторы настоящего изобретения выявили, что активность воды (описывающая равновесие или количество воды, доступной для гидратации или инициирования разбухания разбухающих пакеров) должна быть достаточно высокой для более быстрой и более эффективной (герметизирующая способность) активации разбухающих пакеров. Активность воды может поддерживаться при регулировании плотности скважинного флюида. Плотность может регулироваться посредством добавления воды, тонкоизмельченных утяжелителей, присадок или их комбинаций.

В дополнение к основной жидкости скважинные флюиды по настоящему изобретению также могут включать утяжелитель для обеспечения требуемой плотности для конкретной скважины. Плотность флюида также может быть повышена использованием утяжелителя. Утяжелители, используемые в некоторых вариантах воплощения, представленных в данном документе, могут включать различные неорганические соединения, хорошо известные специалистам в данной области. В некоторых вариантах воплощения утяжелитель может быть выбран из одного или более материалов, включающих, например, сульфат бария (барит), карбонат кальция (кальцит), доломит, ильменит, гематит или другие железные руды, оливин, сидерит, оксид марганца и сульфат стронция. В конкретном варианте воплощения может быть использован карбонат кальция или другой растворимый в кислоте утяжелитель.

Специалист в данной области знает, что выбор конкретного материала может значительно зависеть от плотности материала, как правило, самая низкая вязкость скважинного флюида при какой-либо конкретной плотности получается при использовании частиц с самой высокой плотностью. В некоторых вариантах воплощения утяжелитель может образовываться из частиц, состоящих из материала с удельным весом по меньшей мере 2,3; по меньшей мере 2,4 в других вариантах воплощения; по меньшей мере 2,5 в других вариантах воплощения; по меньшей мере 2,6 в других вариантах воплощения и по меньшей мере 2,68 в других вариантах воплощения. Утяжелители с более высокой плотностью также могут быть использованы при удельном весе приблизительно 4,2, 4,4 или даже 5,2. Например, утяжелитель, образованный из частиц с удельным весом по меньшей мере 2,68, может позволить создать скважинные флюиды для соответствия большинству требований к плотности при достаточно низкой объемной доле частиц для обеспечения прокачиваемости флюида. Однако другие соображения могут влиять на выбор продукта, такие как стоимость, доступность на месте, энергозатраты, требуемые для измельчения, и возможность удаления остаточных твердых материалов и фильтровального осадка из скважины. В конкретных вариантах воплощения скважинный флюид может создаваться с использованием карбоната кальция или другого растворимого в кислоте материала.

Утяжелители могут образовываться частицами любого размера (и гранулометрического состава), но некоторые варианты воплощения могут включать утяжелители, имеющие меньший диапазон размеров частиц по сравнению с утяжелителями марки API, которые, как правило, могут быть отнесены к тонкоизмельченным утяжелителям. Такие утяжелители могут иметь частицы, как правило, микронного (или мельче) диапазона, включая субмикронные частицы в наноразмерном диапазоне.

В некоторых вариантах воплощения средний размер частиц (d_{50} , размер, при котором 50% частиц меньше) утяжелителей может находиться в диапазоне от нижнего предела более 5, 10, 30, 50, 100, 200, 500, 700 нм, 0,5, 1, 1,2, 1,5, 3, 5 или 7,5 мкм до верхнего предела менее 500, 700 нм, 1, 3, 5, 10, 15, 20 мкм, где частицы могут находиться в диапазоне от любого нижнего предела до любого верхнего предела. В других вариантах воплощения d_{90} (при котором размер 90% частиц меньше) утяжелителей может находиться в диапазоне от нижнего предела больше 20, 50, 100, 200, 500, 700 нм, 1, 1,2, 1,5, 2, 3, 5, 10 или 15 мкм до верхнего предела менее 30, 25, 20, 15, 10, 8, 5, 2,5, 1,5, 1 мкм, 700, 500 нм, где частицы могут находиться в диапазоне от любого нижнего предела до любого верхнего предела. Описанные выше диапазоны частиц могут быть достигнуты измельчением материалов до требуемого размера частиц или осаждением материала способом восходящей сборки. Осаждение таких материалов описывается в патенте США № 2010/009874, который переуступается настоящему патентообладателю и включен в данный документ посредством ссылки. Специалист в данной области должен понять, что в зависимости от способа обеспечения гранулометрического состава утяжелитель может иметь гранулометрический состав частиц, отличающийся от мономодального распределения. Т.е. утяжелитель может иметь распределение размеров частиц, которое в различных вариантах воплощения может быть мономодальным, которое может быть или может не быть Гауссовым распределением, бимодальным или полимодальным.

В одном варианте воплощения утяжелитель имеет такой гранулометрический состав, что частицы, имеющие диаметр менее 1 мкм, составляют от 0 до 15 об.%; частицы, имеющие диаметр между 1 и 4 мкм, составляют от 15 до 40 об.%; частицы, имеющие диаметр между 4 и 8 мкм, составляют от 15 до 30 об.%; частицы, имеющие диаметр между 8 и 12 мкм, составляют от 5 до 15 об.%; частицы, имеющие диаметр между 12 и 16 мкм, составляют от 3 до 7 об.%; частицы, имеющие диаметр между 16 и 20 мкм, составляют от 0 до 10 об.%; частицы, имеющие диаметр выше 20 мкм, составляют от 0 до 5 об.%. В другом варианте воплощения утяжелитель имеет такой гранулометрический состав, что кумулятивное объемное распределение следующее: менее 10% или частицы меньше 1 мкм; менее 25% в диапазоне от 1 до 3 мкм; менее 50% в диапазоне от 2 до 6 мкм; менее 75% в диапазоне от 6 до 10 мкм и менее 90% в диапазоне от 10 до 24 мкм.

Использование утяжелителей, имеющих такие гранулометрические составы, было представлено в

опубликованных патентных заявках США № 2005/0277553 и № 2010/0009874, которые переуступаются патентообладателю настоящей заявки и включены в этот документ посредством ссылки. Частицы с такими распределениями размеров могут быть получены любыми способами, известными в данной области.

В некоторых вариантах воплощения утяжелители включают диспергированные твердые коллоидные частицы со средним диаметром (d_{50}) менее 10 мкм, которые покрыты органофильным полимерным дефлокулянтном или диспергатором. В других вариантах воплощения утяжелители включают диспергированные твердые коллоидные частицы со средним диаметром (d_{50}) менее 8 мкм, которые покрыты полимерным дефлокулянтном или диспергатором; менее 6 мкм в других вариантах воплощения; менее 4 мкм в других вариантах воплощения и менее 2 мкм в других вариантах воплощения. Мелкий размер частиц приведет к образованию суспензий или взвесей, которые покажут пониженную тенденцию к образованию отложений или осадков, и полимерный диспергатор на поверхности частиц может управлять взаимодействиями между частицами и, таким образом, приведет к более низкому реологическому профилям. Комбинация мелких размеров частиц и управление коллоидными взаимодействиями позволяют согласовать между собой две цели - более низкую вязкость и минимальный осадок.

В некоторых вариантах воплощения утяжелители могут не содержать покрытия. В других вариантах воплощения утяжелители могут быть покрыты органофильным слоем, таким как диспергатор, включая карбоновые кислоты с молекулярной массой по меньшей мере 150 Да, такие как олеиновая кислота и многоосновные жирные кислоты, алкилбензоловые сульфокислоты, алкановые сульфокислоты, линейная альфа-олефиновая сульфокислота и их соли щелочноземельных металлов. Дополнительные примеры пригодных диспергаторов могут включать полимерное соединение, такое как сложный эфир полиакрилата, содержащий по меньшей мере один мономер, выбранный из мономеров стеарилметакрилата, бутилакрилата и акриловой кислоты. Типовой полимерный диспергатор может иметь среднюю молекулярную массу от приблизительно 10000 до приблизительно 200000 Да и от приблизительно 17000 до приблизительно 30000 Да в более конкретном варианте воплощения. Специалист в данной области поймет, что мономеры другого акрилата или другой ненасыщенной карбоновой кислоты (или их эфиры) могут быть использованы для достижения в основном таких же результатов, как представлено в данном документе.

Когда покрытый диспергатором тонкоизмельченный утяжелитель предназначен для использования с флюидами на водной основе, растворимый в воде полимер с молекулярной массой по меньшей мере 2000 Да может использоваться в конкретном варианте воплощения. Примеры таких растворимых в воде полимеров могут включать гомополимер или сополимер какого-либо мономера, выбранного из акриловой кислоты, итаконовой кислоты, малеиновой кислоты или ангидрида, гидроксипропилакрилатовой винилсульфокислоты, акриламида-2-пропансульфокислоты, стироловой сульфокислоты, акрилфосфатных сложных эфиров, метилвинилового эфира, винулацетата и их солей.

Полимерный диспергатор может иметь среднюю молекулярную массу от приблизительно 10000 до приблизительно 300000 Да в одном варианте воплощения, от приблизительно 17000 до приблизительно 40000 Да в другом варианте воплощения и приблизительно 200000-300000 Да в еще другом варианте воплощения. Специалист в данной области поймет, что когда диспергатор добавляется в утяжелитель во время процесса измельчения, могут использоваться полимеры с промежуточной молекулярной массой (10000-300000 Да).

В вариантах воплощения покрытые утяжелители могут образовываться с использованием процесса сухого покрытия или процесса мокрого покрытия. Утяжелители, пригодные для использования в других вариантах воплощения, представленных в данном документе, могут включать утяжелители, представленные в опубликованных патентных заявках США №№ 2004/0127366, 2005/0101493, 2006/0188651, 2008/0064613 и патентах США №№ 6586372 и 7176165, каждый из которых включен в данный документ посредством ссылки.

Зернистые материалы, как указано в данном документе (т.е. покрытые и/или непокрытые утяжелители) могут добавляться в скважинный флюид в качестве утяжелителя в сухом виде или в виде суспензии как водная среда или как органическая жидкость. Как известно, органическая жидкость может иметь характеристики, требуемые для добавок в скважинные флюиды на водной основе.

Учитывая это, масляный флюид может иметь кинематическую вязкость менее 10 сСт (10 мм²/с) при 40°C и для обеспечения безопасности температуру вспышки выше 60°C. Пригодные масляные жидкости включают, например, соляровое масло, минеральные или белые масла, n-алканы или синтетические масла, такие как альфа-олефиновые масла, эфирные масла, смеси этих жидкостей, а также другие подобные жидкости, известные специалистам в области бурения или другого образования скважинного флюида. В одном варианте воплощения требуемый гранулометрический состав достигается посредством мокрого измельчения крупнозернистых материалов в требуемой жидкости-носителе.

В одном варианте воплощения скважинный флюид может иметь плотность выше 8,8 фунтов на галлон. В другом варианте воплощения плотность скважинного флюида в некоторых вариантах воплощения находится в диапазоне от приблизительно 6 до приблизительно 18 фунтов на галлон.

Дополнительно в зависимости от типа материала и/или используемого для него покрытия тонкоиз-

мельченые утяжелители могут классифицироваться как смачиваемые водой или смачиваемые маслом, что может повлиять на совместимость с основной жидкостью. Однако тонкоизмельченные утяжелители независимо от их классификации могут использоваться как с флюидом на водной основе, так и с флюидом на масляной основе при использовании соответствующих присадок. Например, объем настоящего изобретения также включает то, что водоотталкивающее покрытие (первый диспергатор) может использоваться для тонкоизмельченных утяжелителей (приводя к смачиванию частиц маслом), и затем дополнительное поверхностно-активное вещество или диспергатор (второй диспергатор) могут быть добавлены в скважинный флюид для перевода частиц из категории смачиваемых маслом в категорию смачиваемых водой. Такие диспергаторы могут включать любые поверхностно-активные вещества, которые растворяются в воде и имеют гидрофильный баланс (HLB) выше 8 или 9, и также могут включать длинноцепные спирты и/или взаимные растворители. Примеры таких поверхностно-активных веществ могут включать, но не ограничиваются этим, полиглюкоциды, этоксилированные спирты, неионные, ионные, анионные или катионные. В некоторых вариантах воплощения диспергатор представляет собой алкиловый полиглюкоцидный диспергатор, такой как ECF-1841, производимый M-I LLC (Хьюстон, Техас).

Для приготовления скважинных флюидов, представленных в данном документе, могут использоваться традиционные способы, аналогично обычному использованию для приготовления традиционных скважинных флюидов на водной и масляной основе. В одном варианте воплощения требуемое количество основной жидкости и пригодное количество одного или более тонкоизмельченных утяжелителей, как описывается выше, смешиваются вместе, а остальные компоненты скважинного флюида добавляются последовательно при непрерывном перемешивании.

Другие добавки, которые могут быть включены в скважинные флюиды, представленные в данном документе, включают, например, утяжелители, органофильные глины, загустители, понизители фильтрации, поверхностно-активные вещества, диспергаторы, агенты, снижающие межфазное натяжение, буферы pH, взаимные растворители, разбавители, разжижающие агенты и чистящие агенты. Добавление таких агентов должно быть хорошо известно специалистам в области составления скважинных флюидов и буровых растворов.

Для демонстрации варианта воплощения заканчивания скважины с разбухающей пакерной системой кольцевой герметизирующий элемент (пакер) устанавливается в скважине. На фиг. 1 показан вариант воплощения кольцевого герметизирующего элемента 100, включающего части, выполненные из разбухающей композиции. Герметизирующий элемент 100 включает опорный элемент 110, имеющий внешний разбухающий элемент 120, расположенный по внешнему диаметру. Опорный элемент 110 может также иметь внутренний разбухающий элемент 130, расположенный по внутреннему диаметру. Опорный элемент 110 может иметь сквозные отверстия 115, позволяющие внешнему разбухающему элементу 120 соединяться с внутренним разбухающим элементом 130.

Внешний разбухающий элемент 120 может быть расположен вокруг опорного элемента 110 и конфигурироваться для зацепления со стенкой скважины или другой конструкцией, расположенной вокруг внешнего разбухающего элемента 120. Внутренний разбухающий элемент 130 может конфигурироваться для разбухания в пределах опорного элемента 110 вокруг трубчатого или другого объекта, по меньшей мере, частично расположенного в пределах опорного элемента 110. Разбухающие элементы 120, 130 соединяются, позволяя герметизирующему элементу 100 выдерживать дифференциальное давление. Разбухающие элементы 120, 130 могут быть изготовлены из разбухающей композиции.

После установки герметизирующего элемента 100 в скважине вокруг насосно-компрессорной или бурильной колонны образуется скважинный флюид смешиванием основной жидкости и утяжелителей вместе с другими добавками, обеспечивающими надлежащие реологические свойства, требуемые для скважины. Затем скважинный флюид закачивается в ствол скважины (непосредственно в кольцевое пространство или через насосно-компрессорную колонну) и контактирует с разбухающими элементами, расположенными в скважине (предварительно или впоследствии). Флюид может диффундировать в разбухающие элементы 120, 130, которые разбухают до тех пор, пока внутренние напряжения внутри полимера не достигнут равновесия. Т.е. давление разбухания повышается до тех пор, пока не прекратится диффузия. При этом дифференциально уплотняющий кольцевой барьер создается между верхней и нижней секциями скважины.

При использовании в данном документе термин "скважина" включает по меньшей мере один ствол, пробуренный в подземной формации, которая может быть нефтеносным резервуаром или примыкать к нефтеносному резервуару. Скважина может иметь вертикальные и горизонтальные участки и может быть прямой, искривленной или разветвленной. Скважина может иметь открытый или обсаженный ствол. В скважине с открытым стволом насосно-компрессорная колонна, которая позволяет закачивать флюиды в скважину или удалять их из скважины, устанавливается в скважине. При обсаженном стволе в скважине устанавливается обсадная колонна, и насосно-компрессорная колонна может быть расположена в обсадной колонне. Кольцевое пространство представляет собой пространство между двумя концентрическими объектами, в котором может протекать флюид, например между скважиной и обсадной колонной или между обсадной и насосно-компрессорной колонной.

Кольцевые герметизирующие элементы, пригодные для использования в других вариантах вопло-

шения, представленных в данном документе, могут включать, но не ограничиваются этим, элементы, представленные в опубликованных патентных заявках США №№ 2007/0151724, 2007/0205002, 2008/0308283, патентах США №№ 7143832 и 7849930, каждый из которых включен в данный документ посредством ссылки во всей своей полноте. Герметизирующие элементы также могут использоваться в комбинации с какими-либо другими инструментами, где требуется изоляция сегментов скважины.

Демонстрируемый вариант воплощения, являясь одним примером многих потенциальных применений, предоставляется в целях пояснения. Многие типы областей применения, использующие различное оборудование для заканчивания, гравийные экраны и ориентации скважины, могут выиграть при использовании описанной разбухающей пакерной системы. В другом варианте воплощения заканчивания скважины пакер может быть включен в пакер узла экрана для заканчивания открытой скважины для использования разбухающего пакера для достижения зональной изоляции и блокирования потенциального нежелательного проникновения флюида, как описано в опубликованной патентной заявке США № 2007/0151724, которая включена в данный документ посредством ссылки во всей своей полноте.

Примеры

Смешанные в различных пропорциях образцы включали следующие компоненты: FLO-VIS™ PLUS, загуститель на основе ксантановой смолы, доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас); POWERVIS™, линейный биополимер, доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас); DUAL-FLO™ HT является модифицированным крахмалом, доступным от M-I LLC (Хьюстон, Техас); SAFE-CARB® 10, утяжелитель на основе карбоната кальция, доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас); SAFE-CARB® 2, утяжелитель на основе карбоната кальция, доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас); EMI-2180, тонкоизмельченный утяжелитель на основе карбоната кальция, имеющий $d_{90} \sim 10$ мкм, $d_{50} \sim 4$ мкм и d_{10} (размер, при котором 10% частиц меньше) $\sim 1,5$ мкм и покрытый органофильным покрытием, выполненным из мономеров стеарилметакрилата, бутилакрилата и акриловой кислоты, доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас); ECF-1841, поверхностно-активное вещество, содержащее полиглюкоцидный спирт (или алкилэфир кукурузного сахара) и цитрусовое масло, доступное от M-I LLC (Хьюстон, Техас); и ECF-2122, противовспенивающая присадка на основе силиконового масла, содержащая силиконовое масло с кремнеземом, полигликоль и полимер силоксанполиалкиленоксида (<5%), доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас). NaCl (при 5%) и кальцинированная сода были включены в некоторые составы.

Четыре системы по 12 фунтов на галлон на водной основе включали сравнительный пример 1) 0,5 фунт/баррель FLO-VIS™ PLUS и SAFE-CARB® 10 в качестве утяжелителя в пресной воде; пример 2) 0,5 фунт/баррель FLO-VIS™ PLUS и смесь из 50% SAFE-CARB® 2, 50% SAFE-CARB® 10 в качестве утяжелителей в 5% NaCl; пример 3) 0,5 фунт/баррель POWERVIS™ и смесь из 50% SAFE-CARB® 2, 50% SAFE-CARB® 10 в качестве утяжелителей в 5% NaCl; пример 4) 0,5 фунт/баррель FLO-VIS™ PLUS и EMI-2180 в качестве утяжелителя в пресной воде. Составы примеров показаны в табл. 1.

Таблица 1

Составы разбухающих систем 12 фунт/галлон

Добавка на окончательный баррель	Сравнительный пример 1	2	3	4
Вода, баррель	0,75	0,74	0,74	0,7
Кальцинированная сода, фунт	1	1	1	1
FLO-VIS™ PLUS, фунт	0,5	0,5		0,5
POWERVIS™, фунт			0,5	
DUAL-FLO™ HT, фунт		4	4	4
NaCl, фунт		14	14	
SAFE-CARB® 2, фунт		112,5	112,5	
SAFE-CARB® 10, фунт	230	112,5	112,5	
EMI-2180, фунт				245
ECF-1841, фунт				10
ECF-2122, фунт				0,25

Смешивание было выполнено при приблизительно комнатной температуре, реологические свойства были получены при температуре приблизительно 120°F, как показано в табл. 2.

Таблица 2

Реология разбухающих систем 12 фунт/галлон

Показания вискозиметра FANN 35	Сравнительный пример 1	2	3	4
600 об/мин	35	75	206	64
300 об/мин	24	54	160	40
200 об/мин	19	45	140	31
100 об/мин	14	35	116	20
6 об/мин	7	19	74	5
3 об/мин	5	17	71	4
10 с/10 мин гель	5/5	23/25	72/79	5/7
Пластическая вязкость, сПуаз	11	21	46	24
Предел текучести, фунт/100 фут ²	13	33	114	16

Пример 3 был исключен из матрицы испытаний вследствие его несовместимости с высокой нагрузкой твердых частиц. Оставшиеся составы были помещены в камеры печи и были подвергнуты статическому старению в течение 1, 7 и 30 суток при 265°F для оценки характеристик осаждения. После статического старения каждая камера была сфотографирована, и ясная фаза флюида была измерена для каждого образца. Измерение осаждения твердых частиц было выполнено извлечением 10 мл проб с верхнего, среднего и нижнего слоев с использованием шприца с длинной иглой, с взвешиванием каждой пробы. Слои флюида показаны на фиг. 2, и результаты измерений показаны в табл. 3-5.

Таблица 3

Характеристики сепарации разбухающих систем 12 фунт/галлон через 24 ч

Характеристики осаждения	Сравнительный пример 1	2	4
Осветленный слой, (дюймы)	1,25	0,625	0,25
Резистивный слой, (дюймы)	1,5	1,325	не измер.
Плотность верхнего слоя, уд. вес	1,014	1,084	1,125
Плотность среднего слоя, уд. вес	1,584	1,394	1,461
Плотность нижнего слоя, уд. вес	1,637	1,474	1,458

Таблица 4

Характеристики сепарации разбухающих систем 12 фунт/галлон через 7 суток

Характеристики осаждения	Сравнительный пример 1*	2	4
Осветленный слой, (дюймы)	-	0,625	0,25
Резистивный слой, (дюймы)	-	1,75	не измер.
Плотность верхнего слоя, уд. вес	-	1,15	1,36
Плотность среднего слоя, уд. вес	-	1,33	1,34
Плотность нижнего слоя, уд. вес	-	1,41	1,38

* - камера контрольной пробы протекла, и данные получены не были.

Таблица 5

Характеристики сепарации разбухающих систем 12 фунт/галлон через 30 суток

Характеристики осаждения	Сравнительный пример 1*	2	4
Осветленный слой, (дюймы)	1,875	0,625	0,1875
Резистивный слой, (дюймы)	1,75	1,375	не измер.
Плотность верхнего слоя, уд. вес	1,064	1,074	1,354
Плотность среднего слоя, уд. вес	1,574	1,284	1,424
Плотность нижнего слоя, уд. вес	1,574	1,374	1,464

Зонд был помещен в флюид для определения какого-либо твердого осадка. В то время как какое-либо уплотнение не наблюдалось, присутствовало незначительное сопротивление в некоторых образцах, относящиеся к резистивному слою в табл. 3-5. Как показано выше, данные указывают, что пример 4 предоставляет мельчайшее изменение синергиза и плотности.

Затем, образцы были смешаны при различных плотностях, зависящих от количества утяжелителя. Составы для примеров показаны в табл. 6.

Таблица 6

Составы разбухающих систем 12 фунт/галлон

Добавка на окончательный баррель	5	6	7	8	9
Вода, баррель	0,547	0,621	0,583	0,496	0,459
Кальцинированная сода, фунт	1	1	1	1	1
FLO-VIS™ PLUS, фунт	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
DUAL-FLO™ HT, фунт	4	4	4	4	4
EMI-2180, фунт	380	313	347	415	448
ECF-1841, фунт	10	10	10	15	20
ECF-2122, мл	~1	~1	~1	~1	~1
Вес продукта, фунт	395,5	328,5	362,5	435,5	468,5
Требуемая конечная плотность, фунт/галлон	14	13	13,5	14,5	15

Смешивание было выполнено при приблизительно комнатной температуре, реологические свойства были получены при температуре приблизительно 120°F, как показано в табл. 7.

Таблица 7

Реология разбухающих систем

Показания вискозиметра FANN 35	5	6	8
600 об/мин	56	67	ТТМ*
300 об/мин	36	43	209
200 об/мин	30	33	162
100 об/мин	21	22	109
6 об/мин	6	7	36
3 об/мин	5	6	35
Пластическая вязкость, сПуаз	20	24	-
Предел текучести, фунт/100 фут2	16	19	-
10"	5	5	31
10'	6	6	58

* - ТТМ означает "Слишком малый для измерения".

Для оценки активности воды относительно свойств разбухания разбухающего материала, разбухающий материал (эластомерный пакер FREECAP®, доступный от TAM International, Inc., Хьюстон, Техас), имеющий предел номинального разбухания 2,5 мас.% NaCl, был разрезан на небольшие образцы для испытаний. 14 образцов флюида включали следующие компоненты: пресная вода; EMI-2180, тонкоизмельченный утяжелитель, доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас), смешанный с водой для получения требуемой плотности; концентрат WARP, коллоидная суспензия тонкоизмельченного барита с высокой плотностью в соляном растворе с низкой соленостью, доступный от M-I LLC (Хьюстон, Техас); LVT-200, минеральное масло, доступное от GEO Drilling Fluids (Бейкерсфилд, Калифорния); и NaCl и CaCl₂, смешанные в различных пропорциях с пресной водой. Флюиды были смешаны в соответствии с таблицей соляного раствора в руководстве по флюидам для заканчивания M-I SWACO. Свойства флюидов в примерах показаны в табл. 8.

Таблица 8

Составы и свойства флюидов

Образец №	Испытуемый образец	Плотность, фунт/галлон	Активность воды (расчетная)
9	Пресная вода	8,33	1
10	LVT-200	6,88	~0
11	EMT-2180	12,0	~1
12	Концентрат WARP	14,0	~1
13	2,7 масс. % NaCl	8,5	0,98
14	6,0 масс. % NaCl	8,7	0,96
15	9,2 масс. % NaCl	9,2	0,9
16	17,1 масс. % NaCl	9,4	0,87
17	25,7 масс. % NaCl	10,0	0,75
18	5,3 масс. % CaCl ₂	8,7	0,96
19	9,4 масс. % CaCl ₂	9,0	0,95
20	16,9 масс. % CaCl ₂	9,6	0,87
21	26,0 масс. % CaCl ₂	10,4	0,73
22	39,9 масс. % CaCl ₂	11,8	0,39

Образцы разбухающего материала были герметично закрыты вместе с флюидами в стеклянных сосудах и подвергнуты статическому старению при температуре 180°F. Измерения с точностью 0,01 мм с использованием цифрового 6" толщиномера General были выполнены через 1, 3, 7 суток. Образец минерального масла для обеспечения безопасности был испытан при температуре окружающей среды. Измерения были выполнены по верху образца и по вертикали - см. фиг. 3. Предполагается, что вертикальные измерения более точные вследствие трудности горизонтальных измерений из-за неравномерного разбухания.

Разбухание началось в течение часов после начала испытаний. Образец после помещения плавал в 39,9 мас.% CaCl₂. Также это наблюдалось для концентрата WARP. Через некоторое время произошла дегидратация, наиболее видимая в образцах WARP. Образец возвращен назад в флюид, и испытание продолжалось. В среде скважины пакерный элемент будет оставаться погруженным, и давление флюида предотвратит дегидратацию при этой температуре. Табл. 9 и 10 демонстрируют разбухание, измеренное вертикально и горизонтально соответственно.

Таблица 9

Разбухание (вертикальные измерения)

Образец №	Испытуемый образец	Начальное измерение мм	1 сутки, мм	3 суток, мм	7 суток, мм
9	Пресная вода	16,14	24,49	36,31	42,19
10	LVT-200	15,85	16,81	17,23	17,71
11	EMT-2180	16,12	30,29	29,52	37,10
12	Концентрат WARP	16,36	21,18	31,42	26,22
13	2,7 масс. % NaCl	16,20	23,39	26,34	28,52
14	6,0 масс. % NaCl	16,08	21,81	24,24	24,86
15	9,2 масс. % NaCl	15,97	21,31	23,54	24,36
16	17,1 масс. % NaCl	16,00	21,14	22,43	23,97
17	25,7 масс. % NaCl	16,15	20,49	30,98	21,42
18	5,3 масс. % CaCl ₂	16,04	18,65	19,41	20,52
19	9,4 масс. % CaCl ₂	15,84	18,40	19,20	19,99
20	16,9 масс. % CaCl ₂	16,46	17,98	18,55	18,95
21	26,0 масс. % CaCl ₂	16,09	16,70	16,74	17,00
22	39,9 масс. % CaCl ₂	16,03	16,37	16,38	16,20

Таблица 10

Разбухание (горизонтальные измерения)					
Образец №	Испытуемый образец	Начальное измерение мм	1 сутки, мм	3 суток, мм	7 суток, мм
9	Пресная вода	26,64	46,38	50,34	53,04
10	LVT-200	29,04	29,46	29,52	30,00
11	EMI-2180	25,84	33,90	49,18	48,67
12	Концентрат WARP	28,02	34,12	36,70	38,70
13	2,7 масс. % NaCl	28,82	38,67	41,35	43,58
14	6,0 масс. % NaCl	29,02	35,24	38,48	40,32
15	9,2 масс. % NaCl	26,60	21,10	34,33	35,60
16	17,1 масс. % NaCl	28,09	32,59	35,36	37,30
17	25,7 масс. % NaCl	25,79	28,45	20,88	32,63
18	5,3 масс. % CaCl ₂	27,98	29,13	30,05	30,59
19	9,4 масс. % CaCl ₂	26,62	27,26	28,13	28,60
20	16,9 масс. % CaCl ₂	26,72	27,31	27,91	27,95
21	26,0 масс. % CaCl ₂	28,71	28,61	28,97	29,51
22	39,9 масс. % CaCl ₂	29,10	28,92	28,81	28,84

Фиг. 3 и 4 графически демонстрируют процентное разбухание систем с пресной водой, EMI-2180, концентратом WARP и 2,7% NaCl, который показывает самое большое разбухание. Как ожидалось, высокая соленость (пониженная активность воды) уменьшила способность пакерных элементов к разбуханию. Тенденции разбухания ясно демонстрируют эффективность флюидов EMI-2180 и концентрата WARP, особенно при высоких плотностях, где единственной альтернативой был бы только соляной раствор с высокой соленостью. Фиг. 6 показывает корреляцию между активностью воды и вертикальным разбуханием. Флюиды, имеющие активность воды, близкую к 1, обеспечивают разбухание более 100%.

Преимущественно варианты воплощения настоящего изобретения для скважинного флюида могут использоваться при заканчивании скважины. Традиционно, требования к скважинным флюидам при заканчивании включают использование флюидов с высокой плотностью. Однако при использовании тонкоизмельченных утяжелителей для повышения плотности плотность скважинного флюида повышается с обеспечением количества свободной воды, достаточного для активации разбухающих композиций. При использовании флюидов по настоящему изобретению используется система флюида, более совместимая с фильтром, и забивка фильтра может быть минимизирована. Кроме того, флюиды по настоящему изобретению могут повышать гидравлические свойства связанного оборудования и понижать требования к нему. Дополнительно могут быть исключены затраты, связанные с соляными растворами высокой плотности, включая удаление в отходы.

В то время как изобретение было описано относительно ограниченного количества вариантов воплощения, специалисты в данной области, получающие преимущества от данного изобретения, определяют то, что могут быть продуманы другие варианты воплощения, которые не отклоняются от объема изобретения, как указано в данном документе. Соответственно объем изобретения должен ограничиваться только прилагаемой формулой изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ заканчивания скважины, включающий

закачивание скважинного флюида в скважину, содержащую, в случае скважины с открытым стволом, насосно-компрессорную колонну или, в случае обсаженной скважины, обсадную колонну и насосно-компрессорную колонну в обсадной колонне, причем скважина снабжена изолирующим скважинным устройством, содержащим разбухающий элемент, содержащий разбухающий под действием воды эластомер, расположенный на внешнем периметре трубчатого элемента, где разбухающий под действием воды эластомер выбирают из группы, состоящей из нитрила, HNBR, фторэластомеров или эластомеров на основе акрилата,

причем скважинный флюид включает

основную жидкость, имеющую непрерывную водную фазу с содержанием растворенной соли не более 10 мас.%; и

утяжелитель, имеющий d_{90} менее 20 мкм, покрытый первым диспергатором, выбранным из группы, состоящей из олеиновой кислоты, многоосновных жирных кислот, алкилбензоловых сульфокислот, алкановых сульфокислот, линейных альфа-олефиновых сульфокислот, их солей щелочноземельных метал-

лов, сложных эфиров полиакрилата и фосфолипидов;

в котором при контакте скважинного флюида с указанным скважинным устройством для изоляции, расположенным в скважине, для изолирования одной части скважины от другой происходит разбухание разбухающего под действием воды элемента, входящего в состав указанного скважинного устройства;

причем утяжелитель добавляют к скважинному флюиду в количестве, достаточном для увеличения плотности скважинного флюида до более чем 8,8 фунтов на галлон.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что разбухающая пакерная система имеет внешний разбухающий элемент и/или внутренний разбухающий элемент.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что растворенные соли выбираются из группы, состоящей из NaCl, CaCl₂, NaBr, CaBr₂, ZnBr₂, NaHCO₃, KHCO₃, KCl, NH₄Cl, CsHCO₃, MgCl₂, MgBr₂, KH₃C₂O₂, KBr, NaH₃C₂O₂ и их комбинаций.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что утяжелитель выбирают из группы, состоящей из барита, карбоната кальция, доломита, ильменита, гематита, оливина, сидерита, оксида марганца, гаусманита и сульфата стронция.

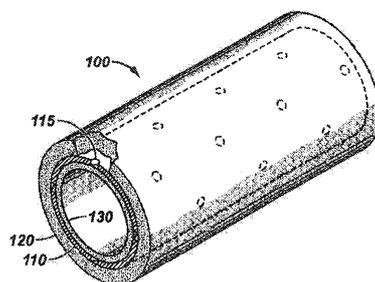
5. Способ по п.1, отличающийся тем, что утяжелитель имеет размер частиц d_{90} менее чем приблизительно 10 мкм.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что утяжелитель имеет размер частиц d_{90} менее чем приблизительно 5 мкм.

7. Способ по п.1, отличающийся тем, что основную жидкость выбирают из группы, состоящей из масляной жидкости и немасляной жидкости.

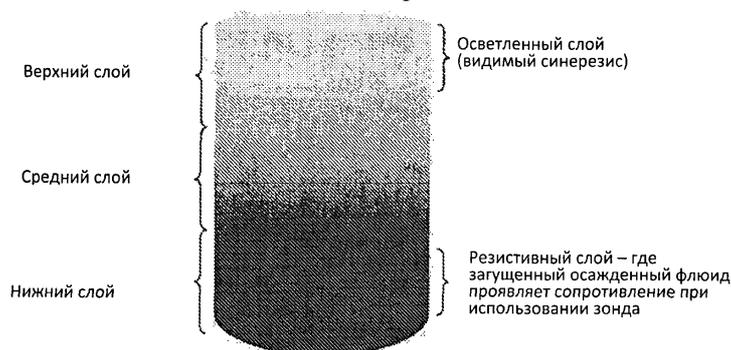
8. Способ по п.1, отличающийся тем, что скважинный флюид дополнительно содержит второй диспергатор.

9. Способ по п.1, отличающийся тем, что дополнительно включает добавление утяжелителя в скважинный флюид в количестве, достаточном для повышения плотности скважинного флюида до более чем 8,8 фунтов на галлон, где скважинный флюид имеет концентрацию растворенной соли менее 2 М.



Фиг. 1

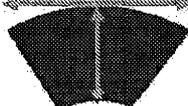
Схема измерений



Фиг. 2

Измерения

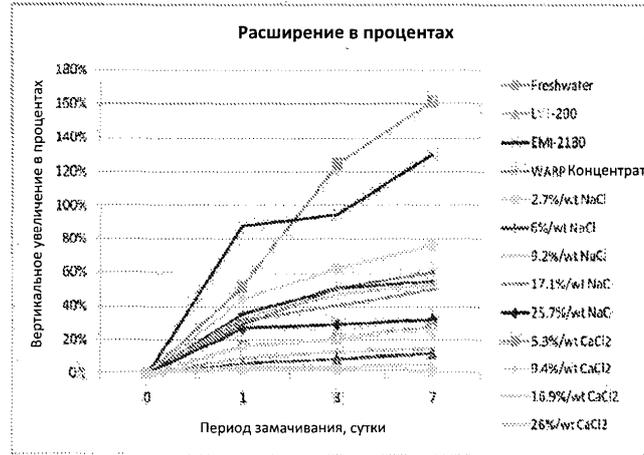
Измерение по верху



Вертикальное измерение

Фиг. 3

Горизонтальное линейное расширение



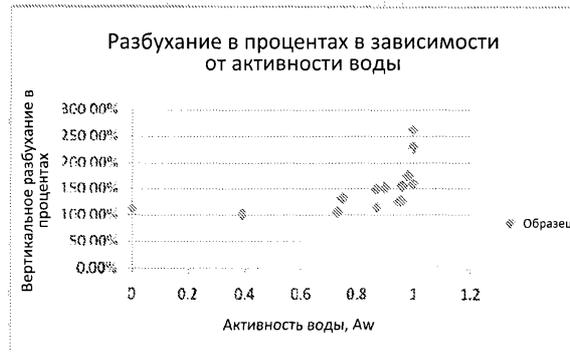
Фиг. 4

Горизонтальное линейное расширение



Фиг. 5

Зависимость разбухания в процентах от активности воды



Фиг. 6

