

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039514**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.02.04

(51) Int. Cl. *E21B 43/25* (2006.01)

(21) Номер заявки
201892725

(22) Дата подачи заявки
2017.05.26

(54) **СПОСОБ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ В СКВАЖИНЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ЕМКОСТИ С ПОЛОЖИТЕЛЬНЫМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ДАВЛЕНИЕМ**

(31) **1609285.0**

(56) US-A-2008156482
US-A1-2003056952
US-A-2619180
US-A1-2015159480

(32) **2016.05.26**

(33) **GB**

(43) **2019.05.31**

(86) **PCT/GB2017/051516**

(87) **WO 2017/203286 2017.11.30**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**МЕТРОЛЬ ТЕКНОЛОДЖИ
ЛИМИТЕД (GB)**

(72) Изобретатель:
**Росс Шон Комптон, Джарвис Лесли
Дейвид (GB)**

(74) Представитель:
Носырева Е.Л. (RU)

(57) Способ проведения операций в скважине, включающий опускание аппарата (60a), имеющего емкость (68a) с объемом газа под давлением выше, чем в окружающей части скважины. Скважина изолирована, и беспроводной сигнал управления, такой как электромагнитный и акустический сигнал, отправляют для управления узлом (62a) клапана для выборочного обеспечения или предотвращения выхода текучей среды из части емкости (68a) через канал (61a). Некоторое количество сжатого газа может само выталкиваться в окружающую часть скважины или оно может быть использовано для вытеснения из емкости текучей среды, такой как кислота.

039514
B1

039514
B1

Настоящее изобретение относится к способу проведения операций в скважине.

В нефтегазовой промышленности скважины или стволы скважин, как правило, сверлят по множеству причин, в частности, для выполнения функции скважины с целью добычи углеводородов, а также функций испытательных скважин, наблюдательных скважин или нагнетательных скважин.

В отдельных случаях может быть необходимо доставлять текучую среду в скважину. Например, может проводиться кислотная обработка, при которой химическое вещество, как правило на основе хлороводородной кислоты, применяют в скважине для удаления закупок или препятствования образованию закупок или возможных закупок, таких как отложение, в скважине. Ее также могут использовать для обработки перфорационных отверстий в скважине.

Для проведения кислотной обработки текучую среду могут накачивать с поверхности через трубу. Однако это не всегда способствует точному направлению текучей среды в определенную область скважины или требуемый пласт.

Для более точной доставки текучей среды в требуемую область скважины можно использовать гибкую трубу. Например, в скважину может быть установлена гибкая труба диаметром 2 дюйма. Затем вещество для кислотной обработки закачивают вниз по трубе и выпускают в скважину в надлежущей области.

В то время как это в целом соответствует требованиям, авторы настоящего изобретения заметили, что доставка текучих сред таким способом может быть капиталоемкой, требуя значительных затрат времени и больших объемов текучей среды. При эксплуатации часто требуется много тысяч футов гибкой трубы (в зависимости от глубины скважины). Более того, процесс спуска гибкой трубы, доставки текучей среды, а затем вывода гибкой трубы занимает много времени. Иногда гибкая труба не может пройти к частям скважины вследствие конфигурации компоновки низа бурильной колонны и не может доставить текучую среду в конкретную область назначения.

В скважину могут подавать и ряд других текучих сред, например жидкость для гидравлического разрыва.

Гидроразрыв пласта и различные испытания давлением, такие как испытание на приемистость в интервале и испытание на проницаемость, также могут быть осуществлены за счет использования давления, прикладываемого с поверхности. Однако определенные части скважины могут быть изолированы от поверхности или может не существовать возможности изолирования определенных частей скважины от других частей, пока сохраняется соединение под давлением с поверхностью.

Авторы настоящего изобретения стремятся смягчить один или несколько недостатков известного уровня техники.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения представляют способ проведения операций в скважине, включающий:

- (a) предоставление аппарата, содержащего емкость, имеющую объем по меньшей мере 1 л и не более 1600 л; канал для обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между частью емкости и окружающей частью скважины; узел механического клапана, имеющий запирающий элемент, выполненный с возможностью перемещения для выборочного обеспечения или предотвращения, непосредственно или опосредованно, выхода текучей среды из по меньшей мере части емкости через канал; механизм управления для управления узлом механического клапана, содержащий устройство связи, выполненное с возможностью приема сигнала управления для перемещения запирающего элемента;
- (b) предоставление текучей среды, содержащей газ в по меньшей мере части емкости, причем указанная часть имеет объем по меньшей мере 1 л;
- (c) сжатие газа до давления по меньшей мере 1000 фунтов/кв.дюйм и его поддержание под указанным давлением в течение по меньшей мере одной минуты;
- (d) спуск аппарата в скважину так, что аппарат находится в по меньшей мере 100 м под поверхностью скважины; затем
- (e) изолирование канала аппарата от поверхности скважины;
- (f) отправку сигнала управления на устройство связи по меньшей мере частично посредством беспроводного сигнала управления, переданного в по меньшей мере одной из следующих форм: электромагнитной (ЭМ), акустической, индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных импульсов давления; затем
- (g) перемещение запирающего элемента в ответ на указанный сигнал управления для обеспечения возможности выпуска по меньшей мере части текучей среды из емкости; и при этом
- (h) часть емкости с указанным газом имеет давление по меньшей мере на 100 фунтов/кв.дюйм больше, чем окружающая часть скважины, непосредственно до перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления.

Таким образом, комбинация сигнала управления и емкости согласно настоящему изобретению предоставляет способ удобного проведения операций в скважине рядом разных способов. Если запирающий

элемент открывается для обеспечения выхода текучей среды из емкости после изолирования канала аппарата от поверхности скважины, может возникнуть скачок давления, который может провести операцию в скважине. Этой операцией может быть очистка, впрыскивание, гидроразрыв пласта или другой процесс.

В первом варианте осуществления текучие среды доставляют в скважину или пласт. Это может включать обработку скважины/коллектора, такую как кислотная обработка, и может устранять необходимость в опускании гибкой трубы.

В другом варианте осуществления могут быть проведены различные испытания, такие как испытание давлением, испытание на проницаемость и испытание на приемистость в интервале.

Некоторые другие полезные операции согласно настоящему изобретению более детально описаны ниже.

Давление газа может облегчать указанное выпускание текучей среды из емкости.

Этап (b) (предоставление газа, например, азота) может быть выполнен до этапа (d) (спуск аппарата), и таким образом аппарат опускают в скважину с емкостью, имеющей указанный газ. Подобным образом, этап (c) (сжатие газа) также может быть выполнен перед этапом (d) (спуск аппарата).

Поэтому этап (b) часто выполняют над поверхностью скважины, на ней или рядом с ней (в пределах 20 м). Если водоотделяющая колонна присоединяет скважину к платформе, этап (b) может быть выполнен на верхнем конце водоотделяющей колонны или рядом с ним (в пределах 20 м).

Альтернативно емкость может быть заполнена газом, находясь в скважине, как правило, в по меньшей мере 20 м или по меньшей мере 100 м от поверхности скважины, например, если находится в месте, где она будет использована. Это можно осуществить, например, путем использования гибкой трубы и даже с осуществлением герметизации на месте, с использованием давления, прикладываемого через скважинную текучую среду. Таким образом, в определенных способах процедура может включать сохранение газа на некоторое время, когда вы не хотите или не можете использовать гибкую трубу в скважине. В ряде случаев гибкая труба может находиться в скважине с другой основной целью, так что она может быть использована для нагнетания давления в емкости.

Независимо от положения аппарата при сжатии газа на этапе (c), давление можно получить из области рядом с аппаратом или над ним, в отличие от давления в скважине из коллектора.

На этапе (c) давление поддерживают в течение более чем минуты (что значительно дольше, чем моментальное повышение давления), и могут поддерживать в течение по меньшей мере пяти минут или часто и дольше.

На этапе (b) текучая среда может представлять собой исключительно газ или может быть смесью жидкости и газа. Указанная часть текучей среды, выпущенная на этапе (g) (которая, как правило, не является всей текучей средой в емкости), может быть исключительно жидкостью или газом, или смесью, но обычно содержит жидкость.

Текучая среда может представлять собой смесь разных веществ.

На этапе (c) газ может быть сжат до давления по меньшей мере 1500 фунтов/кв.дюйм, необязательно по меньшей мере 2000 фунтов/кв.дюйм, по меньшей мере 3000 фунтов/кв.дюйм или по меньшей мере 5000 фунтов/кв.дюйм.

На этапе (d) аппарат может находиться более чем в 250 м под поверхностью скважины или более чем в 500 м. В некоторых вариантах осуществления аппарат может быть установлен в центральном стволе уже существующего трубчатого элемента в скважине, а не в уже существующее кольцевое пространство в скважине. Кольцевое пространство может быть образовано между аппаратом и уже существующим трубчатым элементом в скважине.

Скважина может быть изолирована от поверхности скважины (этап (e)) до или после отправки сигнала управления на устройство связи (этап (f)).

Весь аппарат, а не только канал аппарата, может быть изолирован от поверхности скважины.

Изолирование канала аппарата от поверхности скважины означает предотвращение гидродинамической связи или сообщения по текучей среде между каналом и поверхностью скважины.

Изолирование может быть достигнуто за счет использования инфраструктуры скважины и изолирующих компонентов. Изолирующие компоненты включают пакеры, пробки, такие как мостовые пробки, и/или клапаны. В отличие от этого инфраструктура скважины содержит цемент в кольцевом пространстве, обсадной колонне и/или других трубчатых элементах. В определенных вариантах осуществления более одного изолирующего компонента могут изолировать канал аппарата от поверхности скважины. Например, пакер может быть предоставлен в кольцевом пространстве, а клапан может быть предоставлен в центральной насосно-компрессорной трубе, и вместе они изолируют канал аппарата от поверхности скважины. В таких случаях самая верхняя граница участка скважины, который содержит канал аппарата, ограничена самым верхним изолирующим компонентом.

Изолирование канала аппарата от поверхности скважины представляет собой изолирование участка скважины, содержащего нисходящую скважину канала таким образом, что самый верхний изолирующий компонент на этом изолированном участке скважины находится на расстоянии по меньшей мере 100 м от поверхности скважины, необязательно по меньшей мере 250 м или по меньшей мере 500 м.

Канал аппарата находится, как правило, на расстоянии по меньшей мере 100 м от самого верхнего изолирующего компонента на этом же участке скважины. В определенных вариантах осуществления канал аппарата находится на расстоянии не более 500 м от самого верхнего изолирующего компонента на этом же участке скважины, необязательно не более 200 м от него.

Скважина, или участок скважины, могут быть закрыты в нисходящей скважине до перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления.

Этап изолирования канала аппарата от поверхности скважины может включать закрытие, по меньшей мере, участка скважины. Например, скважина может быть закрыта над каналом аппарата, что изолирует канал аппарата от поверхности скважины.

В других вариантах осуществления, по меньшей мере, участок скважины может быть закрыт независимо от этого этапа изолирования, например, под аппаратом, или скважина может быть закрыта ранее.

Изолирование канала аппарата от поверхности скважины, и необязательно закрытие скважины, может уменьшить объем, открытый для действия аппарата, который тогда сосредотачивает выпущенную текучую среду на намеченной области.

Изолирующие компоненты могут представлять собой верхние изолирующие компоненты, а нижние изолирующие компоненты могут быть использованы для изолирования участка скважины от следующего участка под ним.

Таким образом, варианты осуществления настоящего изобретения обеспечивают выпускание текучих сред в нижнем изолированном участке скважины, где ранее это не представлялось возможным, удобным и действительно безопасным способом с использованием обычных средств, таких как линии гидравлического управления, связанные с поверхностью.

Разность давлений между емкостью и окружающей областью скважины до перемещения запирающего элемента для обеспечения выхода текучей среды может составлять по меньшей мере 500 фунтов/кв.дюйм, иногда по меньшей мере 2000 фунтов/кв.дюйм или по меньшей мере 5000 фунтов/кв.дюйм.

Скважина может представлять собой эксплуатационную скважину. Устройство уплотнения кольцевого пространства

Аппарат может быть предоставлен в скважине под устройством уплотнения кольцевого пространства, при этом устройство уплотнения кольцевого пространства входит в контакт с внутренней поверхностью обсадной колонны или стволом скважины в скважине и находится по меньшей мере на 100 м ниже поверхности скважины.

В определенных вариантах осуществления устройство уплотнения кольцевого пространства представляет собой один из изолирующих компонентов.

Соединитель обычно также предоставляют для присоединения аппарата к устройству уплотнения кольцевого пространства, при этом соединитель находится над аппаратом и под устройством уплотнения кольцевого пространства.

Сигнал управления может быть отправлен из области над устройством уплотнения кольцевого пространства на аппарат в области под устройством уплотнения кольцевого пространства.

Устройство уплотнения кольцевого пространства может находиться на глубине по меньшей мере 300 м от поверхности скважины. Поверхность скважины представляет собой верхнюю часть самой верхней обсадной колонны скважины. Ссылки на "обсадную колонну" включают "потайную колонну", если не заявлено иное.

Устройство уплотнения кольцевого пространства представляет собой устройство, которое обеспечивает уплотнение между двумя трубчатыми элементами (или трубчатым элементом и стволом скважины), такое как элемент пакера или уплотнительный узел с полированным седлом.

Элемент пакера может представлять собой часть пакера, мостовой пробки или подвески потайной колонны, особенно пакера или мостовой пробки.

Пакер содержит элемент пакера, наряду с верхним трубчатым элементом пакера и нижним трубчатым элементом пакера и корпусом, на котором установлен элемент пакера.

Пакер может быть постоянным или временным. Временные пакеры, как правило, являются извлекаемыми и спускаются с колонной и извлекаются также с колонной. Постоянные пакеры, с другой стороны, как правило, должны оставаться в скважине (хотя их можно извлечь позже).

Устройство уплотнения кольцевого пространства может управляться беспроводным способом.

Герметизирующая часть устройства уплотнения кольцевого пространства может быть эластомерной, неэластомерной и/или металлической.

Может быть непросто управлять давлением в области под устройством уплотнения кольцевого пространства между обсадной трубой/стволом скважины и внутренней насосно-компрессорной трубой или испытательной колонной, особенно независимо от столба текучей среды во внутренней насосно-компрессорной трубе. Таким образом, в вариантах осуществления настоящего изобретения может быть обеспечена определенная степень управления давлением в данной области посредством комбинации емкости и сигнала управления.

Аппарат может быть предоставлен под устройством уплотнения кольцевого пространства (или другим барьером) и необязательно испытание давлением проводят из-под него, когда выпускают текучую

среду. Таким образом, в таких вариантах осуществления можно более эффективно испытывать скважинные барьеры, такие как пробки, со стороны пробки, которая с большей вероятностью будет подвержена давлению, которому она должна противостоять при последующей эксплуатации. Современные способы имеют более низкое качество, поскольку они испытывают барьеры сверху, что менее соответствует нагрузкам, которым они предназначены противостоять. Под указанным (первым) барьером может находиться второй барьер. Например, первый барьер может быть цементным барьером, т.е. содержать цемент или быть выполненным из него, а второй барьер может содержать мостовую пробку, и испытание под повышенным давлением может быть проведено в отношении обоих барьеров.

В определенных вариантах осуществления текучая среда для глушения может находиться внутри насосно-компрессорной трубы в скважине над устройством уплотнения кольцевого пространства до активации аппарата.

Соединитель

Соединитель представляет собой механическое соединение (в отличие от беспроводного соединения) и может содержать, по меньшей мере частично, трубное соединение, например, некоторые секции насосно-компрессорной трубы или бурильной трубы. Он может содержать одно или более из скважинных перфораторов, держателей для манометра, переходников, переводников и клапанов. Соединитель может содержать резьбовое соединение или состоять из него. Соединитель не состоит только из проводочного каната и, как правило, не содержит его.

Как правило, соединитель содержит средство для соединения с устройством уплотнения кольцевого пространства, такие как резьба или защелки.

Соединитель может быть расположен в пределах той же обсадной колонны, к которой присоединено устройство уплотнения кольцевого пространства.

Соединитель может содержать пробку, например, в насосно-компрессорной трубе (которая отделена от устройства уплотнения кольцевого пространства, которое также может содержать пробку).

Датчики

Аппарат и/или скважина (над и/или особенно под устройством уплотнения кольцевого пространства) может содержать по меньшей мере один датчик давления. Датчик давления может быть расположен под устройством уплотнения кольцевого пространства и может образовывать часть аппарата или может не образовывать его часть. Он может быть соединен (физическим или беспроводным способом) с беспроводным передатчиком, и данные могут быть переданы с беспроводного передатчика в область над устройством уплотнения кольцевого пространства или, в других случаях, к поверхности. Данные могут быть переданы по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов, в особенности акустической и/или электромагнитной, как описано выше в настоящем документе.

Такие беспроводные соединения с малым радиусом действия могут быть улучшены за счет электромагнитной связи в диапазоне ОНЧ.

Необязательно аппарат содержит индикатор объема или уровня, такой как индикатор "полный"/"пустой" или пропорциональный индикатор, размещенный для определения объема или уровня текучей среды в емкости. Также, как правило, предусматриваются средства выведения данных из индикатора объема. Аппарат может содержать манометр, размещенный для измерения внутреннего давления в емкости. Устройство связи может быть выполнено с возможностью отправки сигналов от манометра беспроводным способом.

Предпочтительно могут быть предоставлены, по меньшей мере, датчики температуры и давления. Могут быть предоставлены различные датчики, включая датчики ускорения, вибрации, крутящего момента, движения, перемещения, излучения, шума, магнитного поля, коррозии; для идентификации текучей среды, такой как вынос гидрата, парафина и песка; и для определения свойств текучей среды, таких как (но без ограничения) плотность, обводненность, например, за счет емкости и проводимости, коррозия, pH и вязкость. Дополнительно датчики могут быть выполнены с возможностью подачи сигнала или параметра, регистрируемого за счет включения подходящих передатчиков и механизмов. Датчики также могут определять состояние других частей аппарата или другого оборудования в скважине, например расположение запирающего элемента или вращение двигателя.

После работы устройства данные с датчика давления, и необязательно других датчиков могут быть использованы, по меньшей мере частично, для определения того, нужно ли проводить и как лучше оптимизировать обработку скважины/коллектора, такую как кислотная обработка, гидроразрыв пласта, операция минигидроразрыва пласта и/или испытание скважины.

Группа дискретных датчиков температуры или распределенный датчик температуры может быть предоставлен (например, спущен) вместе с аппаратом. Таким образом, необязательно он может быть расположен под устройством уплотнения кольцевого пространства. Эти датчики температуры могут держаться в трубном канале небольшого диаметра (например, $\frac{1}{4}$ дюйма) и могут быть соединены с передатчиком или приемопередатчиком. При необходимости может быть предоставлено любое количество канатов, содержащих дополнительные группы датчиков температуры. Эта группа датчиков температуры и комплексная система могут быть расположены на расстоянии таким образом, что группа датчиков тем-

пературы, расположенных в трубном канале, может быть выровнена вдоль пласта, например каналов связи; либо, например, преимущественно параллельно скважине, либо в форме спирали.

Канал(ы) связи может представлять собой перфорационные отверстия, выполненные в скважине и окружающей породе скважинным перфоратором. В некоторых случаях для создания канала(ов) связи использование скважинного перфоратора не требуется. Например, скважина может представлять собой скважину с необсаженным стволом и/или может содержать сетчатый фильтр/гравийные фильтры, муфту с щелевидными отверстиями или потайную колонну с щелевидными отверстиями, или она может быть перфорирована заранее. В настоящем документе упоминания термина "канал(ы) связи" включают все подобные примеры, в которых предоставляется доступ к пласту, причем он не ограничен перфорационными отверстиями, выполненными скважинными перфораторами.

Группа дискретных датчиков температуры может быть частью аппарата или может быть отделена от него.

Датчики температуры могут представлять собой электронные датчики или оптоволоконный кабель.

Таким образом, в этом случае дополнительная группа датчиков температуры может предоставлять данные из участка(ов) канала связи и сигнализировать, если, например, каналы связи заблокированы/закупорены. Группа датчиков температуры в трубном канале также может обеспечить явное указание на поток текучей среды, в частности, когда аппарат активирован. Таким образом, например, может быть получено больше информации о реагировании каналов связи: верхняя область каналов связи может быть открыта, а оставшаяся область может быть заблокирована, и это может быть определено за счет локальной температуры вдоль ряда датчиков температуры.

Такие датчики температуры также можно использовать до, во время и после проведения операций и, следовательно, использовать для проверки эффективности проведения операций аппаратом.

Более того, в некоторых вариантах осуществления множество емкостей, разнесенных в продольном направлении, активируются последовательно, и группа датчиков температуры используется для получения доступа к образованному вследствие этого потоку из каналов связи.

Данные могут быть выведены от датчика(ов) давления до, во время и/или после перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления. Выведение данных означает их доставку на поверхность.

Данные могут быть выведены от датчика(ов) давления до, во время и/или после активации скважинного перфоратора в скважине.

Выведенные данные могут представлять собой данные в реальном времени/текущие данные и/или статистические данные.

Данные могут быть выведены множеством способов. Например, они могут быть переданы беспроводным способом в реальном времени или позднее, необязательно в ответ на команду передачи. Или данные могут быть выведены посредством зонда, спускаемого в скважину на проволочном канале/гибкой трубе или подъемнике; при этом зонд может необязательно быть объединен с запоминающим устройством физическим или беспроводным способом.

Запоминающее устройство

Аппарат, особенно датчики, может содержать запоминающее устройство, которое может хранить данные для их выведения в более поздний период. Запоминающее устройство в некоторых обстоятельствах также может быть извлечено и данные могут быть выведены после извлечения.

Запоминающее устройство может быть выполнено с возможностью хранения информации в течение по меньшей мере одной минуты, необязательно по меньшей мере одного часа, более желательно по меньшей мере одной недели, предпочтительно по меньшей мере одного месяца, более предпочтительно по меньшей мере одного года или более пяти лет.

Запоминающее устройство может быть частью датчика(ов). Если они не являются единым целым, запоминающее устройство и датчики могут быть присоединены друг к другу любым подходящим способом, необязательно беспроводным способом или физически присоединены друг к другу с помощью провода. Индуктивная связь также является одним из вариантов.

Беспроводные соединения с малым радиусом действия могут быть улучшены за счет электромагнитной связи в диапазоне ОНЧ.

Свойства емкости

Аппарат может быть продолговатой формы. Он может иметь форму трубы. Как правило он имеет цилиндрическую форму.

Тогда как размер емкости может изменяться в зависимости от свойств скважины, емкость, как правило, может иметь объем по меньшей мере 50 литров (л), необязательно по меньшей мере 100 л. Емкость может иметь объем не более 1000 л, как правило, не более 500 л, необязательно не более 200 л.

На этапе (b) часть емкости, имеющая текучую среду, содержащую газ, может быть размером со всю емкость или может иметь объем по меньшей мере 25 л, необязательно по меньшей мере 50 л или по меньшей мере 100 л. Она может быть менее 500 л или менее 250 л, или менее 100 л.

Таким образом, аппарат может содержать трубу/трубчатый элемент (или переводник в части трубы/трубчатого элемента), вмещающий емкость и другие компоненты, или даже емкость может быть вы-

полнена из трубчатых элементов, таких как насосно-компрессорная труба, бурильная труба, потайная колонна или обсадная колонна, соединенные вместе. Трубчатые элементы могут содержать секции, длина каждой из которых составляет от 3 до 14 м, в целом от 8 до 12 м, а номинальный внешний диаметр составляет от 2 ³/₈ дюйма (или 2 ⁷/₈ дюйма) до 7 дюймов.

Помимо узла механического клапана емкость может содержать дренажный клапан. Например, он может быть расположен на расстоянии от узла механического клапана для обеспечения более быстрого слива текучей среды при возвращении аппарата на поверхность.

Емкость может содержать некоторое количество пропеллента, такого как порошки на основе нитроцеллюлозы. Это может способствовать выводу текучей среды из емкости.

Вспомогательные емкости

В дополнение к емкости (далее иногда называемой "основной емкостью") могут быть предоставлены одна или более вспомогательных емкостей, причем необязательно каждая содержит соответствующие устройства управления, осуществляющие управление связью по текучей среде между соответствующей вспомогательной емкостью и окружающей частью скважины или другой частью аппарата.

К устройствам управления вспомогательными емкостями могут относиться насосы, механические клапаны и/или защелки в сборе.

Поршень может быть расположен в одной или более из вспомогательных емкостей. В некоторых вариантах осуществления он может выполнять функцию клапана.

В качестве альтернативы плавающий поршень может косвенно управляться устройством управления, таким как клапан. В некоторых вариантах осуществления поршень может непосредственно управляться защелкой в сборе. Защелка в сборе может управлять плавающим поршнем: она может удерживать плавающий поршень на месте, противодействуя действию других сил (например, давлению в скважине), причем она высвобождается в ответ на команду от механизма управления.

Таким образом, вспомогательная емкость может иметь узел механического клапана (такой как описанный в настоящем документе), защелку в сборе или насос, который обеспечивает регулирование сообщения по текучей среде между этой вспомогательной емкостью и окружающей частью скважины. Устройство управления может быть предусмотрено в канале или не быть предусмотрено в нем.

Таким образом, может быть предусмотрена одна, две, три или более трех вспомогательных емкостей. Дополнительные устройства управления для вспомогательных емкостей могут перемещаться или не перемещаться в ответ на (частично, по меньшей мере) беспроводной сигнал управления, но вместо этого могут реагировать на параметр или временную задержку. Каждое устройство управления для соответствующей вспомогательной емкости может работать независимо. Для передачи сигнала управления на множество устройств управления может использоваться общее устройство связи.

Содержимое емкостей может смешиваться или может не смешиваться в выпускном отверстии. Например, в одной емкости может содержаться полимер, а во второй емкости - сшиватель, причем при смешении во время использования в скважине образуется гель или иное схватываемое/отверждаемое вещество. Емкости могут быть выполнены разными способами, например, иметь разные объемы или штуцеры и т.п.

Емкости могут иметь другое внутреннее давление по сравнению с давлением окружающей части скважины. Если давление меньше, чем в окружающей части скважины, их называют емкостями "с отрицательным дифференциальным давлением", а если давление больше, чем в окружающей части скважины, их называют емкостями "с положительным дифференциальным давлением". Дополнительно или альтернативно они могут содержать насос.

Таким образом, могут быть предоставлены вспомогательная емкость(и) с отрицательным дифференциальным давлением, с положительным дифференциальным давлением и/или управляемая насосом, а также связанные с ними вспомогательный канал и устройство управления, причем каждая вспомогательная емкость(и) предпочтительно имеет объем по меньшей мере один или по меньшей мере 5 л. При эксплуатации вспомогательные емкости могут иметь давление, которое ниже/выше давления окружающей части скважины, обычно в течение по меньшей мере одной минуты до необязательной активации устройства управления в ответ на сигнал управления. Таким образом, текучие среды, окружающие вспомогательную емкость, могут быть втянуты (для емкостей с отрицательным дифференциальным давлением или управляемых насосом), необязательно быстро, или вытолкнуты (для емкостей с положительным дифференциальным давлением или управляемых насосом).

Таким образом, может быть предоставлено множество основных и/или вспомогательных емкостей или аппаратов, каждый из которых имеет разные функции, при этом основная емкость имеет положительное дифференциальное давление, а одна или более вспомогательных емкостей могут иметь отрицательное дифференциальное давление и одна или более вспомогательных емкостей могут быть управляемыми насосом.

Это может быть полезным, например, для частичной очистки фильтрационной корки с использованием емкости с отрицательным дифференциальным давлением до применения кислотной обработки на перфорационных отверстиях с использованием емкости с положительным дифференциальным давлением. В качестве альтернативы, при проведении операций в коротком интервале поверхностный барьер

может быть удален из интервала посредством кислоты, выпущенной из емкости с положительным дифференциальным давлением, и затем аппарат, содержащий насос, может быть использован для закачивания текучей среды в интервал.

Текучая среда из первой камеры в емкости может переходить в другую для смешения до выпуска/удаления.

Обработка скважины/коллектора

Таким образом, в определенных вариантах осуществления емкость содержит химическую или другую текучую среду, такую как кислота, предназначенную для доставки.

Могут быть проведены "кислотные" обработки, такие как "кислотная очистка" или "кислотная инъекция". Эта кислота может содержать хлороводородную кислоту или другие кислоты или химические вещества, используемые для таких так называемых кислотных обработок. Обработка химической текучей средой/текучей средой для обработки может представлять собой обработку или доставку в скважину или пласт текучих сред, таких как ингибитор отложений, метанол/гликоль; или доставку гелеобразующих или истирающих материалов, например трехфтористого брома, жидкости для гидравлического разрыва или вещества для химической или кислотной обработки.

Кислотная очистка, как правило, обрабатывает поверхность ствола скважины или может обрабатывать отложение в пределах ствола скважины. Кислоты можно направлять к особым каналам связи, которые повреждены, например, с использованием отверстий в трубе.

Традиционный процесс подготовки и обработки кислотой, проводимый с поверхности, занимает много времени и поэтому является дорогостоящим. Вместо традиционной кислотной обработки для уменьшения количества обломков может быть выполнен способ согласно настоящему изобретению. Термин "обломки" может включать обломки в перфорациях и/или ухудшение эксплуатационных характеристик пласта, такое как фильтрационная корка.

Также можно устанавливать химические барьеры или предшественники химического барьера, например, материал типа цемента. В качестве альтернативы цементу могут использоваться затвердевающий заменитель цемента, такой как эпоксины и смолы, или незатвердевающий заменитель цемента, такой как Sandaband™. Упоминания цемента в настоящем документе включают такие заменители цемента.

Преимуществом таких вариантов осуществления является возможность размещать химические вещества в частях скважины, в которых их невозможно разместить, или надежно разместить, с использованием обычных средств.

Свойства клапана

Запирающий элемент может быть выполнен с возможностью закрытия канала в первом положении и открытия канала во втором положении. Таким образом, как правило, в первом положении запирающий элемент изолирует емкость от окружающей части скважины, и, как правило, во втором положении запирающий элемент обеспечивает возможность выхода текучей среды из емкости.

Во втором положении может быть обеспечена возможность гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между частью емкости и окружающей частью скважины.

Канал может содержать трубу с множеством отверстий. Отверстия, например по меньшей мере три, могут быть разнесены друг от друга в том же направлении, что и скважина, например, в направлении по существу параллельном скважине, или в форме спирали, при этом форма имеет ось, также по существу параллельную скважине. Труба может представлять собой трубу малого диаметра (например, наружный диаметр составляет $1/4$ - $3/4$ дюйма), которая может проходить по каналам связи. Внешний/внутренний поворотный золотник или другие средства могут быть использованы для выборочного открытия или закрытия отверстий.

В нем может быть множество запирающих элементов, необязательно управляющих каналами разных размеров и/или в разных местах. Каждый из разных запирающих элементов может находиться под независимым управлением, или две или более групп отверстий могут находиться под управлением отдельных клапанов. Например, группы отверстий могут быть предусмотрены на отдельной трубе, при этом каждая группа находится под управлением одного клапана. Затем способ может направлять текучую среду в конкретную область.

Один запирающий элемент (например, меньший) можно открыть и изменение давления отслеживать с помощью информации с манометра, находящегося внутри или снаружи аппарата, при этом второй запирающий элемент (например, больший) можно открыть, например, на оптимальный период времени и/или на оптимальную величину на основе информации, полученной, например, с манометра.

После выпуска текучая среда часто будет изменять объемы вследствие другого давления и температуры в скважине. Сразу же после выпуска она может иметь объем в окружающей части скважины по меньшей мере 1 необязательно по меньшей мере 5 л или по меньшей мере 10 л скважинной текучей среды. Следовательно, выпущенная текучая среда может вытеснять по меньшей мере 1 л, необязательно по меньшей мере 5 л или по меньшей мере 10 л скважинной текучей среды.

Аппарат может содержать штуцер.

Штуцер может быть выполнен как одно целое с узлом механического клапана или может находиться на пути потока, содержащем канал и узел механического клапана.

Площадь штуцера может составлять менее 100 мм^2 , обычно менее 10 мм^2 , необязательно менее 1 мм^2 .

В определенных вариантах осуществления размер площади поперечного сечения для обеспечения возможности выхода текучей среды может быть достаточно малым, например $0,1-0,25 \text{ см}^2$, так чтобы эффективно заслонять выход текучей среды.

Запирающий элемент может выполнять функцию штуцера. Если обеспечивается множество запирающих элементов, могут быть предусмотрены штуцеры множества разных размеров. Таким образом, в определенных вариантах осуществления узел механического клапана содержит регулируемый запирающий элемент, который сам может выполнять функцию штуцера и действительно может быть отрегулирован на месте (т.е. в скважине). Например, может быть использован штуцерный диск, который может быть установлен с возможностью вращения с отверстиями разного размера для обеспечения регулируемых запирающих средств.

Запирающий элемент может иметь множество положений и может перемещаться из закрытого положения в открытое или может иметь промежуточные положения между ними. В более широком смысле запирающий элемент можно вновь переместить в положение, в котором он находился изначально, или в следующее положение, которое может быть более открытым или более закрытым, или частично открытым/закрытым положением. Это, как правило, происходит в ответ на получение устройством связи дополнительного сигнала управления (или это может быть командой в исходном сигнале). Следовательно, необязательно запирающий элемент может вновь перемещаться для препятствования выходу текучей среды из емкости. Например, расход можно остановить или снова возобновить (необязательно до выравнивания давления между емкостью и скважиной), или изменить, и необязательно управление этим может частично происходить в ответ на параметр или временную задержку.

Узел механического клапана содержит сплошной запирающий элемент. Узел механического клапана, как правило, имеет впускное отверстие, седло клапана и механизм уплотнения. Седло и механизм уплотнения могут содержать единый компонент (например, шланговую задвижку или механически разрывную мембрану). Средства активации включают пружину, давление (например, запасенное, накачанное, скважинное), соленоиды, винтовые шпиндели/приводы и двигатели.

Подходящие узлы механического клапана могут выбрать из группы, включающей: задвижки, шаровые краны, конусные краны, регулирующие клапаны, цилиндрические краны, поршневые клапаны, электромагнитные клапаны, мембранные клапаны, дисковые клапаны, игольчатые клапаны, шланговые задвижки, золотниковые клапаны и скользящие или поворотные муфты.

Более предпочтительным узлом механического клапана согласно настоящему изобретению является узел клапана, который может быть выбран из группы, включающей задвижки, шаровые краны, конусные краны, регулирующие клапаны, цилиндрические краны, поршневые клапаны, электромагнитные клапаны, дисковые клапаны, игольчатые клапаны и скользящие или поворотные муфты.

В частности, особенно предпочтительными являются узлы поршневых, игольчатых и золотниковых клапанов.

Узел клапана может содержать пружинный механизм, который в одном открытом положении выполняет функции регулируемого клапана сброса давления.

Запирающий элемент может быть приведен в действие по меньшей мере одним из (i) двигателя и привода, (ii) пружины, (iii) разности давлений, (iv) электромагнита и (v) винтового шпинделя.

Узел механического клапана может быть расположен на одном конце аппарата. Однако он может быть расположен в центральной части аппарата. Он может быть предусмотрен на каждом конце.

Механизм управления может быть выполнен с возможностью перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления при выполнении определенного условия, например при достижении определенного давления или после временной задержки. Таким образом, сигнал управления, вызывающий ответную реакцию в виде движения запирающего элемента, может зависеть от определенных параметров, причем разные сигналы управления могут быть отправлены в зависимости от подходящих параметров для конкретных скважинных условий.

Запирающим элементом можно управлять прямо или косвенно. В определенных вариантах осуществления запирающий элемент управляется непосредственно механизмом управления электромеханическим или электрогидравлическим способом посредством перемещения. Альтернативно запирающий элемент может представлять собой часть клапана сброса давления и быть выполнен для перемещения в ответ на сигнал управления при воздействии заранее определенной разности давлений после активации сигналом управления механизма управления, такого как открытие регулирующего клапана, которое создает разность давлений.

Плавающий поршень

Емкость может иметь плавающий поршень, разделяющий две секции емкости, которые называют в настоящем документе камерой для текучей среды и приводной камерой, при этом камера для текучей среды находится в связи с каналом, а приводная камера на противоположной стороне плавающего поршня не находится в связи с каналом. Как правило, плавающий поршень имеет динамическое уплотнение относительно внутренней части емкости.

В определенных вариантах осуществления запирающий элемент может содержать плавающий поршень. В таких вариантах осуществления площадь поперечного сечения для обеспечения возможности выхода текучей среды может быть разной, например, по меньшей мере 16 см², необязательно по меньшей мере 50 см² или по меньшей мере 100 см². Как правило, она составляет не более 250 см² или не более 200 см².

В других вариантах осуществления узел клапана и плавающий поршень представляют собой отдельные устройства аппарата.

Приводная камера, как правило, содержит сжатый газ, чтобы приводить в движение плавающий поршень для выталкивания текучих сред из камеры для текучей среды со стороны канала плавающего поршня, необязательно при активации устройства управления поршнем.

Поэтому приводная камера обычно представляет собой ту часть емкости, которая имеет давление по меньшей мере на 100 фунтов/кв.дюйм больше, чем окружающая часть скважины, непосредственно до перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления.

В определенных вариантах осуществления плавающий поршень перемещается, когда клапан на канале работает и изменяет давление на любой стороне поршня.

Однако в других вариантах осуществления для плавающего поршня может быть предоставлено устройство управления поршнем. Зачастую это узел механического клапана, предоставленный на стороне поршня, которая не находится в связи с каналом, и по существу изолирует приводную камеру от указанной стороны поршня. Таким образом, если он находится в закрытом положении, он по существу сопротивляется давлению, оказываемому на плавающий поршень. Альтернативно устройство управления поршнем может представлять собой запорный механизм для удержания плавающего поршня на месте с противодействием силе газа в приводной камере, пока его не активируют для освобождения для обеспечения возможности перемещения поршня.

Таким образом, в ответ на сигнал управления механизм управления может управлять устройством управления поршнем, и плавающий поршень перемещается, что выталкивает текучие среды из камеры для текучей среды в окружающую часть скважины.

Преимуществом такого варианта осуществления является то, что может быть проще спроектировать аппарат на основе определенных пространственных ограничений и/или для конкретных скважинных приложений.

Короткий интервал

Устройство уплотнения кольцевого пространства может представлять собой первое устройство уплотнения кольцевого пространства.

Канал может быть расположен между двумя частями указанного или другого устройства уплотнения кольцевого пространства (или двух устройств уплотнения кольцевого пространства), и запирающий элемент перемещают в ответ на сигнал управления для воздействия давлением в емкости на смежную скважину/коллектор с целью проведения процедуры в коротком интервале.

Как правило, части двух отдельных устройств уплотнения кольцевого пространства разнесены друг от друга и используются для определения короткого интервала. Однако может быть использовано одно устройство уплотнения кольцевого пространства, и канал предоставлен между двумя частями одного устройства уплотнения кольцевого пространства.

Устройства уплотнения кольцевого пространства, используемые в процедуре короткого интервала, как правило, содержат элемент пакера. Части элементов пакера могут быть выполнены из надувных пакеров, особенно для применений в необсаженных скважинах.

Следовательно, способ, описанный в настоящем документе, может быть использован для проведения в интервале испытаний на приемистость, проницаемость, обработки скважины/коллектора, гидроразрыва пласта, минигидроразрыва пласта или подобных испытаний/процедур, которые могут требовать приложения давления между двумя устройствами уплотнения кольцевого пространства. Датчики необязательно записывают давление. В предпочтительных вариантах осуществления давление в емкости освобождается постепенно в течение нескольких секунд (например, 5-10 с) или дольше (например, от 2 мин до 6 ч) или даже очень медленно (например, 1-7 дней). Таким образом, функциональные возможности штуцера являются чрезвычайно практичными.

Таким образом, может присутствовать второе устройство уплотнения кольцевого пространства под первым (или дополнительным) устройством уплотнения кольцевого пространства, где, по меньшей мере, канал аппарата расположен под первым/дополнительным устройством уплотнения кольцевого пространства и над вторым устройством уплотнения кольцевого пространства. Весь аппарат может быть расположен над вторым устройством уплотнения кольцевого пространства. Управление этим вторым устройством уплотнения кольцевого пространства может осуществляться беспроводным образом. Таким образом, оно может растягиваться и/или сжиматься под воздействием беспроводных сигналов.

Короткий интервал, т.е. расстояние между двумя устройствами уплотнения кольцевого пространства, может составлять менее 30 м, необязательно менее 10 м, необязательно менее 5 м или менее 2 м, менее 1 м или менее 0,5 м. Эти расстояния измеряются от самой нижней точки верхнего элемента пакера (первого) устройства уплотнения кольцевого пространства до самой верхней точки нижнего элемент па-

кера второго устройства уплотнения кольцевого пространства. Таким образом, это может ограничивать объем, и, следовательно, аппарат является более эффективным, когда канал открывается в ограниченный объем.

Аппарат может представлять собой часть колонны, которая содержит буровое долото. Устройства уплотнения кольцевого пространства могут быть установлены на указанной колонне и активированы для зацепления с внешней обсадной колонной скважины или стволом скважины.

Процедура в коротком интервале особенно полезна в необсаженной скважине, т. е. на необсаженном участке скважины.

В определенных вариантах осуществления такое испытание может предоставить предварительное указание на ответ коллектора на операцию закачивания/гидро разрыва пласта и может снизить требования для проведения более широкомасштабной операции закачивания/гидро разрыва пласта.

Испытание в коротком интервале (одно или более) может быть проведено во время выполнения обычного испытания в верхней или нижней зоне, например, испытания пласта на трубах (ИПТ).

Аппарат подходит как для необсаженных, так и для перфорированных участков и может быть опущен с перфоратором или без него.

Добавление насоса

Насос может быть предоставлен для нагнетания или повторного нагнетания давления в емкости, например, для повторения процедуры.

Электронные устройства

Аппарат может содержать по меньшей мере одну батарею, необязательно перезаряжаемую батарею. Батарея может представлять собой по меньшей мере одно из следующего: высокотемпературная батарея, литиевая батарея, литиевая оксигалогенидная батарея, литий-тионилхлоридная батарея, литий-сульфурилхлоридная батарея, литий-фторуглеродная батарея, литий-диоксид-марганцевая батарея, литий-ионная батарея, батарея из литиевого сплава, натриевая батарея и батарея из натриевого сплава. Высокотемпературные батареи выполнены с возможностью работы при температуре более 85°C, иногда более 100°C. Система батарейного питания может содержать первую батарею и дополнительные резервные батареи, которые включаются после длительного периода нахождения в скважине. Резервные батареи могут содержать батарею, в которой электролит удерживается в резервуаре и взаимодействует с анодом и/или катодом при достижении действующей батареей порогового напряжения или уровня использования.

Механизм управления, как правило, представляет собой электронный механизм управления. Устройство связи, как правило, представляет собой электронное устройство связи.

Батарея и необязательно элементы электронной схемы управления могут быть заменены без извлечения трубчатых элементов. Они могут быть заменены, например, за счет использования, проволочного каната или гибкой трубы. Батарея может быть расположена в боковом кармане.

Аппарат, особенно механизм управления, предпочтительно содержит микропроцессор. Электронные устройства в аппарате, необходимые для питания различных компонентов, таких как микропроцессор, системы управления и связи и необязательно клапан, предпочтительно представляют собой электронные устройства с низким энергопотреблением. Электронные устройства с низким энергопотреблением могут включать такие особенности, как низковольтные микроконтроллеры и использование режимов "ожидания" на время отключения большинства электронных систем, и низкочастотный генератор, например, 10-100 кГц, например работающий на частоте 32 кГц генератор, используемый для поддержания временных параметров системы и функций "пробуждения". Синхронизированные беспроводные методы связи с малым радиусом действия (например, электромагнитная связь в диапазоне ОНЧ) могут быть использованы между разными компонентами системы для сведения к минимуму времени, в течение которого отдельные компоненты должны находиться в рабочем состоянии, и, следовательно, максимально увеличить время режима "ожидания" и экономию энергии.

Электронные устройства с низким энергопотреблением способствуют долгосрочному использованию различных компонентов аппарата. Механизм управления может быть выполнен с возможностью управления сигналом управления больше, чем через 24 ч после спуска в скважину, необязательно более 7 дней, более 1 месяца, более 1 года или не более 5 лет. Он может быть выполнен с возможностью нахождения в спящем режиме до и/или после активации.

Сигналы

Беспроводной сигнал управления передается по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных пульсаций давления; и в настоящем документе ссылки на "беспроводной" относятся к указанным формам, если не указано иное.

Сигналы могут представлять собой сигналы с данными или командами, которые не обязательно должны иметь одинаковую беспроводную форму. Соответственно варианты, изложенные в настоящем документе для разных типов беспроводных сигналов, применяются независимо к сигналам с данными и командами. Сигналы управления могут управлять скважинными устройствами, включая датчики. Дан-

ные от датчиков могут передаваться в ответ на сигнал управления. Более того, параметры сбора и/или передачи данных, такие как скорость сбора и/или передачи или разрешение, могут изменяться за счет использования подходящих сигналов управления.

Устройство связи может включать устройство беспроводной связи. В альтернативных вариантах осуществления устройство связи представляет собой устройство проводной связи, при этом беспроводной сигнал передается в другие части скважины.

Кодированные импульсы давления

Импульсы давления предусматривают способы передачи сообщения из скважины/ствола скважины или в нее/в него, из по меньшей мере одного из дополнительных местоположений в скважине/стволе скважины или в него, и из поверхности скважины/ствола скважины за счет использования изменений положительного и/или отрицательного давления и/или изменений расхода текучей среды в трубчатом элементе и/или кольцевом пространстве.

Кодированные импульсы давления представляют собой такие импульсы давления, в которых схема модуляции была использована для кодирования команд и/или данных посредством изменений давления или расхода, и преобразователь в скважине/стволе скважины используют для обнаружения и/или генерирования изменений, и/или электронную систему в скважине/стволе скважины используют для кодирования и/или декодирования команд и/или данных. Таким образом, импульсы давления, использующиеся с электронными устройствами сопряжения в скважине/стволе скважины, в настоящем документе называются кодированными импульсами давления. Преимуществом кодированных импульсов давления, как определено в настоящем документе, является тот факт, что они могут быть отправлены на электронные устройства сопряжения и могут обеспечивать более высокую скорость передачи данных и/или широкую полосу пропускания, чем импульсы давления, отправляемые на механические устройства сопряжения.

Если для передачи сигналов управления используют кодированные импульсы давления, могут использоваться различные схемы модуляции для кодирования сигналов управления, такие как изменение давления или скорость изменения давления, амплитудная манипуляция (АМн), фазово-импульсная модуляция (ФИМ), широтно-импульсная модуляция (ШИМ), частотная манипуляция (ЧМн), фазовая манипуляция (ФМн), амплитудная манипуляция (АКМ), также могут использоваться комбинации схем модуляций, например, АМн-ФИМ-ШИМ. Скорости передачи данных в схемах модуляций для кодированных импульсов давления в целом являются низкими, как правило, менее 10 бит/с, и могут быть менее 0,1 бит/с.

Кодированные импульсы давления могут быть возбуждены в неподвижных или подвижных текучих средах и могут быть зарегистрированы путем прямого или косвенного измерения изменений давления и/или расхода. Текучие среды включают жидкости, газы и многофазные текучие среды, при этом они могут представлять собой неподвижные текучие среды для управления и/или, в определенных вариантах осуществления, текучие среды, добываемые из скважины или закаченные в нее.

Сигналы: общие сведения

Предпочтительно беспроводные сигналы представляют собой сигналы, способные проходить через изолирующие компоненты или барьер, такой как пробка или указанное устройство уплотнения кольцевого пространства, когда они зафиксированы на месте. Таким образом, предпочтительно беспроводные сигналы передаются по меньшей мере в одной из следующих форм:

электромагнитной, акустической и посредством индуктивно связанных трубчатых элементов.

Электромагнитные/акустические сигналы и кодированные импульсы давления используют скважину, ствол скважины или пласт в качестве среды передачи. Электромагнитный/акустический сигнал или сигнал давления может быть отправлен из скважины или с поверхности. Если электромагнитный/акустический сигнал передается из скважины, он может проходить через любое устройство уплотнения кольцевого пространства, однако в некоторых вариантах осуществления он может проходить непрямым путем, например, вокруг любого устройства уплотнения кольцевого пространства.

Электромагнитные и акустические сигналы особенно предпочтительны, поскольку они могут проходить через/сквозь устройство уплотнения кольцевого пространства без применения специальной системы из индуктивно связанных трубчатых элементов, и при передаче данных объем информации, который может быть передан, как правило, выше по сравнению с кодированными пульсациями давления, что в особенности касается данных из скважины.

Следовательно, устройство связи может представлять собой устройство акустической связи, а беспроводной сигнал управления представляет собой акустический сигнал управления и/или устройство связи может представлять собой устройство электромагнитной связи, а беспроводной сигнал управления представляет собой электромагнитный сигнал управления.

Аналогично, применяемые передатчики и приемники соответствуют типу применяемых беспроводных сигналов. Например, при использовании акустических сигналов используются акустический передатчик и приемник.

При использовании индуктивно связанных трубчатых элементов, как правило, предоставляется по меньшей мере десять, как правило, намного больше, отдельных секций индуктивно связанных трубчатых элементов, которые присоединяются друг к другу при эксплуатации, например, для создания колонны

индуктивно связанных трубчатых элементов. Они имеют единую проводку и могут быть образованными трубчатыми элементами, такими как насосно-компрессорная труба, бурильная труба или обсадная колонна. На каждом соединении между смежными секциями присутствует индуктивная связь. Индуктивно связанные трубчатые элементы, пригодные для использования, могут быть предоставлены компанией NOV под наименованием Intellipipe®.

Таким образом, электромагнитные/акустические сигналы или сигналы давления могут быть переданы на относительно дальнее расстояние в качестве беспроводных сигналов, отправлены по меньшей мере на 200 м, необязательно больше чем на 400 м или дальше, что является очевидным преимуществом по сравнению с другими сигналами малого радиуса действия. В вариантах осуществления, включающих индуктивно связанные трубчатые элементы, это преимущество/эффект обеспечивается за счет сочетания единой проводки и индуктивных связей. Пройденное расстояние может быть значительно большим в зависимости от длины скважины.

Данные и команды, содержащиеся в сигнале, могут быть ретранслированы или переданы другими средствами. Таким образом, беспроводные сигналы могут быть преобразованы в другие типы беспроводных или проводных сигналов и необязательно ретранслированы, посредством подобных или других средств, таких как гидравлическая, кабельная или оптоволоконная линии. В одном варианте осуществления сигналы могут быть переданы посредством кабеля на первое расстояние, например более 400 м, а затем переданы посредством акустической или электромагнитной связей на меньшее расстояние, такое как 200 м. В другом варианте осуществления они передаются на расстояние 500 м за счет использования кодированных импульсов давления, а затем на 1000 м за счет использования гидравлической линии.

Таким образом, хотя наряду с беспроводными средствами могут использоваться проводные средства для передачи сигнала, в предпочтительных конфигурациях преимущественно используется беспроводная связь. Таким образом, хотя расстояние, пройденное сигналом, зависит от глубины скважины, зачастую беспроводной сигнал, включая ретрансляторы, но не включая любую проводную передачу, проходит более 1000 или более 2000 м. В предпочтительных вариантах осуществления также присутствуют сигналы, передаваемые беспроводными сигналами (включая ретрансляторы, но не включая проводные средства), на по меньшей мере половину расстояния от поверхности скважины до аппарата.

В одной скважине могут быть использованы разные беспроводные сигналы для сообщений, проходящих от скважины к поверхности, и сообщений, проходящих от поверхности в скважину.

Таким образом, беспроводной сигнал может быть отправлен непосредственно или опосредовано на устройство связи, например, за счет использования ретрансляторов в скважине над и/или под любым устройством уплотнения кольцевого пространства. Беспроводной сигнал может быть отправлен с поверхности или с зонда на проволочном канате/гибкой трубе (или подъемнике) из любой точки скважины необязательно над любым устройством уплотнения кольцевого пространства. В определенных вариантах осуществления зонд может быть расположен относительно близко к любому устройству уплотнения кольцевого пространства, например менее чем в 30 м от него или менее чем в 15 м.

Акустические сигналы

Акустические сигналы и связь могут включать передачу посредством вибраций структуры скважины, которая включает трубчатые элементы, обсадную колонну, потайную колонну, бурильную трубу, утяжеленные бурильные трубы, насосно-компрессорную трубу, гибкую трубу, насосную штангу, скважинные приборы; передачу посредством текучей среды (также посредством газа), включая передачу через текучие среды в необсаженных участках скважины, по трубчатым элементам и в кольцевых пространствах; передачу через неподвижные или подвижные текучие среды; механическую передачу через проволочный канат, тросовый канат или гибкую штангу; передачу через землю; передачу через устьевое оборудование. Предпочтительными являются связь посредством структуры и/или по текучей среде.

Акустическая передача может происходить на инфразвуковой (< 20 Гц), звуковой (20 Гц - 20 кГц) и ультразвуковой (20 кГц - 2 МГц) частотах. Предпочтительно акустическая передача является звуковой (20 Гц - 20 кГц).

Акустические сигналы и сообщения могут включать способы частотной манипуляции (ЧМн) и/или фазовой манипуляции (ФМн), и/или улучшенные варианты этих способов, такие как квадратурная фазовая манипуляция (КФМн) или квадратурная амплитудная модуляция (КАМн), и предпочтительно включают методы расширения спектра. Как правило, они адаптированы для автоматической настройки частот и способов акустической передачи сигналов для соответствия скважинным условиям.

Акустические сигналы и сообщения могут быть однонаправленными или двунаправленными.

Для отправки и/или получения сигнала могут быть использованы пьезоэлектрический преобразователь с подвижной катушкой или магнитострикционные преобразователи.

Электромагнитные сигналы

Электромагнитная (ЭМ) (иногда также называемая квазистатической (КС)) беспроводная связь, как правило, осуществляется в следующих частотных диапазонах (выбраны на основании характеристик прохождения):

суб-КНЧ (крайне низкие частоты) < 3 Гц (как правило, выше 0,01 Гц);

КНЧ от 3 до 30 Гц;
 СНЧ (сверхнизкая частота) от 30 до 300 Гц;
 УНЧ (ультранизкая частота) от 300 до 3 кГц; и
 ОНЧ (очень низкая частота) от 3 до 30 кГц.

Исключением из перечисленных выше частот является ЭМ связь, в которой в качестве волновода используется труба, в особенности, но не исключительно, в тех случаях, когда труба заполнена газом, в таком случае, как правило, можно использовать частоты от 30 кГц до 30 ГГц, в зависимости от размера трубы, текучей среды в трубе и дальности связи. Текучая среда, содержащаяся в трубе, предпочтительно является непроводящей. В патенте США № 831549 описана телеметрическая система, предусматривающая передачу в гигагерцевом диапазоне по трубчатому волноводу, заполненному газом.

Для передачи сообщений из скважины к поверхности предпочтительными являются суб-КНЧ и/или КНЧ (например, на расстояние более 100 м). Для более локальных связей, например, менее 10 м, предпочтительной является ОНЧ. Номенклатура, используемая для этих диапазонов, определена Международным союзом электросвязи (ITU).

Электромагнитная связь может включать передачу данных посредством одного или более из следующего: подачи модулированного тока на продолговатый элемент и использования земли в качестве возврата; передачи тока в одном трубчатом элементе и обеспечения пути возврата во втором трубчатом элементе; использования второй скважины как части пути тока; передачи в ближнем поле или дальнем поле; создания токовой петли в части металлоконструкции скважины с целью создания разности потенциалов между металлоконструкцией и землей; использования разнесенных контактов для создания электрического дипольного излучателя; использования тороидального трансформатора для подачи тока в металлоконструкцию скважины; использования изолирующего переводника; использования рамочной антенны для создания модулированного переменного во времени магнитного поля для локальной передачи или передачи через пласт; передачи в пределах обсадной колонны скважины; использования продолговатого элемента и земли в качестве коаксиальной линии передачи; использования трубчатого элемента в качестве волновода; передачи за пределами обсадной колонны скважины.

Особенно пригодным является подача модулированного тока на продолговатый элемент и использование земли в качестве обратного пути; создание токовой петли в части металлоконструкции скважины для создания разности потенциалов между металлоконструкцией и землей; использование разнесенных контактов для создания электрического дипольного излучателя; и использование тороидального трансформатора для подачи тока в металлоконструкцию скважины.

Для эффективного управления током и ориентирования его направления может быть использован ряд разных методов. Например, это может быть одно или более из следующего: использование изолирующего покрытия или распорок на трубчатых элементах скважины; выбор текучих сред для управления или цементов в пределах или за пределами трубчатых элементов для обеспечения электрической проводимости в трубчатых элементах или их изоляции; использование тороидального сердечника с высокой магнитной проницаемостью для создания индуктивности и, следовательно, импеданса; использование изолированного провода, кабеля или изолированного продолговатого проводника в части пути передачи или антенны; использование трубчатого элемента в качестве кругового волновода; использование частотных диапазонов СВЧ (от 3 до 30 ГГц) и УВЧ (от 300 МГц до 3 ГГц).

Дополнительно предоставляются подходящие средства получения переданного сигнала, при этом они могут предусматривать обнаружение прохождения тока; обнаружение разности потенциалов; использование дипольной антенны; использование рамочной антенны; использование тороидального трансформатора; использование детектора Холла или подобного детектора магнитного поля; использование участков металлоконструкции скважины в качестве дипольной антенны.

Словосочетание "продолговатый элемент", использующийся в рамках электромагнитной передачи, также может означать любой продолговатый электрический проводник, включая потайную колонну; обсадную колонну; насосно-компрессорную трубу или трубчатый элемент; гибкую трубу; насосную штангу; проволочный канат; бурильную трубу; тросовый канат или гибкую штангу.

Средства передачи сигналов в пределах скважины с помощью электропроводной обсадной колонны раскрыты в патенте США № 5394141 автором Soulier и патенте США № 5576703 автором MacLeod и соавторами, причем оба эти патента включены в настоящий документ посредством ссылки во всей своей полноте. Передатчик, содержащий генератор и усилитель мощности, присоединен к разнесенным контактам на первом участке внутри обсадной колонны с конечным удельным сопротивлением для создания электрического диполя за счет разности потенциалов, созданной током, протекающим между контактами, в качестве основной нагрузки на усилитель мощности. Эта разность потенциалов создает электрическое поле за пределами диполя, которое может быть обнаружено посредством второй пары разнесенных контактов и усилителя на втором участке вследствие протекания результирующего тока в обсадную колонну, либо на поверхности между устьем скважины и заземляющим контрольным электродом.

Ретранслятор

Ретранслятор содержит приемопередатчик (или приемник), который может принимать сигнал, и усилитель, который может усиливать сигнал для приемопередатчика (или передатчика) с целью его пе-

редачи далее.

Может присутствовать по меньшей мере один ретранслятор. По меньшей мере один ретранслятор (и приемопередатчики и передатчики, связанные с аппаратом или расположенные на поверхности) может быть выполнен с возможностью передачи сигнала на расстояние по меньшей мере 200 м через скважину. Один или более ретрансляторов могут быть выполнены с возможностью передачи на расстояние более 300 или более 400 м.

Для акустической связи могут быть предоставлены более пяти или более десяти ретрансляторов в зависимости от глубины скважины и расположения аппарата.

Для электромагнитных связей требуется меньшее количество ретрансляторов. Например, может быть предоставлен только один ретранслятор. Таким образом, необязательно электромагнитный ретранслятор (и приемопередатчики или передатчики, связанные с аппаратом или расположенные на поверхности) могут быть выполнены с возможностью передачи на более 500 или более 1000 м.

В некоторых областях скважины передача может быть более затруднена, например, при передаче через пакер. В этом случае ретранслированный сигнал может проходить более короткое расстояние. Однако, если предоставляется множество акустических ретрансляторов, предпочтительно по меньшей мере три из них выполнены с возможностью передачи сигнала на по меньшей мере 200 м вглубь скважины.

Индуктивно связанные трубчатые элементы также можно оснастить ретранслятором, например, на каждые 300-500 м скважины.

Ретрансляторы могут удерживать по меньшей мере часть данных для последующего извлечения в подходящие запоминающие средства.

Принимая во внимания эти факторы, а также свойства скважины, ретрансляторы могут быть размещены в скважине соответствующим образом.

Сигнал управления может по существу вызвать немедленную активацию или может быть приспособлен для активации аппарата после временной задержки и/или при соблюдении других условий, таких как определенное изменение давления.

Другие свойства аппарата

В дополнение к сигналу управления аппарат может содержать запрограммированные последовательности действий, например открытие и повторное закрытие клапана или изменение положения запирающего элемента, на основе параметров, например, времени, обнаружения или необнаружения давления или обнаружения определенной текучей среды или газа. Например, при определенных условиях аппарат может выполнять определенные этапы последовательно: каждый последующий этап выполняется автоматически. Это может быть преимущественным в случаях, когда задержка на ожидание сигнала для продолжения работы может уменьшить эффективность процесса.

Аппарат может содержать механизм для его ориентирования в окружном направлении. Также могут быть предоставлены сопла для направления его воздействия в направлении каналов связи, например.

Как правило канал расположен на боковой поверхности аппарата, хотя в определенных вариантах осуществления канал может быть расположен на торцевой поверхности.

Клапан одностороннего действия, если он предоставлен, может препятствовать прохождению текучей среды в емкость.

Испытание барьера

Аппарат может быть предоставлен под барьером (таким как определенные устройства уплотнения кольцевого пространства, описанные в настоящем документе), и под ним в скважине могут быть проведены операции по осуществлению испытания давлением, когда подают текучую среду. Повышенное давление, вызванное подачей текучей среды в эту область, нагружает барьер и поэтому может быть использовано для испытания барьера. Действительно, оно воздействует на него в направлении, в котором он должен противостоять положительному давлению и, следовательно, более оптимальном направлении для проведения испытания, по сравнению с испытанием его сверху.

Таким образом, в некоторых способах необязательно должна присутствовать связь между пластом и скважиной. Например, испытание давлением может быть проведено в закрытой области в скважине, например, между барьерами или устройствами уплотнения кольцевого пространства, т.е. каналы связи в скважине между барьерами или двумя устройствами уплотнения кольцевого пространства и смежным пластом отсутствуют.

Например, мостовая пробка или цементная пробка более низкого барьера, как правило, установлена в скважине для выполнения функций основного барьера для коллектора и подвержена с более низкой стороны давлению коллектора. Затем немного выше располагается вспомогательный барьер, как правило, еще одна мостовая пробка или цементная пробка. Подобный вспомогательный барьер может быть испытан снизу в соответствии с процедурами, изложенными в настоящем документе.

Это сравнимо с известными способами уменьшения гидростатического напора над таким барьером. Это известное испытание является затратным по времени и во время его убирает защитный барьер гидростатического напора, ухудшая управление скважиной.

Аппарат может быть подвешен на вспомогательном барьере.

Барьер может быть поставлен после того, как аппарат установлен в скважину и заряжен.

Может быть предоставлена одна или более вспомогательных емкостей с отрицательным дифференциальным давлением, описанных выше в настоящем документе. Это можно использовать для проведения испытания под отрицательным давлением на барьерах или втягивания, по меньшей мере частично, объема текучей среды, добавленного из основной емкости, после завершения испытания, во время которого была добавлена текучая среда.

Массив дискретных датчиков температуры может быть установлен в участке между барьерами или в форме кольца или спирали над или под барьерами для того, чтобы помочь идентифицировать местоположение любой обнаруженной утечки.

Нагнетательное средство

В определенных вариантах осуществления, включая те, которые используются для такого испытания барьера, аппарат, как ни странно, может иметь локальное нагнетательное средство, несмотря на то, что при испытаниях барьера давление, окружающее аппарат, увеличивается за счет подачи текучих сред аппаратом в эту область.

Нагнетательное средство содержит клапан, управляющий каналом. В предпочтительных вариантах осуществления присутствует газ, отделенный от текучей среды, предназначенной для подачи с помощью плавающего поршня в емкости. Клапан открывают, когда давление, окружающее аппарат, выше давления газа. Таким образом его нагнетают. Затем нагнетенный газ изолируют в аппарате посредством клапана и могут использовать, когда окружающие условия в скважине имеют более низкое давление. Тогда газ воздействует на текучую среду, которую необходимо подать в окружающую часть скважины, чтобы подавать ее.

Канал можно использовать как для подачи текучей среды, так и для нагнетания газа. Альтернативно могут быть предоставлены отдельные каналы. Таким образом, канал может представлять собой первый канал, и второй канал может быть предоставлен в аппарате между емкостью и окружающей частью скважины, при этом первый и второй каналы разделены в пределах аппарата плавающим поршнем. Если предоставлены два канала, клапан может представлять собой клапан одностороннего действия, так что при его открытии он обеспечивает гидродинамическую связь и сообщение по текучей среде от скважины в емкость, но препятствует такому сообщению из емкости в скважину. В закрытом положении он препятствует сообщению в обоих направлениях.

В определенных вариантах осуществления газ сжимают даже еще сильнее за счет приложения давления с поверхности скважины или места рядом с ней (до постановки барьера), так что нагнетательное средство обеспечивает возможность более сильного сжатия газа. Затем сжатый газ изолируют посредством закрытия клапана.

Давление газа также можно увеличить за счет использования температуры скважины.

Установка

Устройство уплотнения кольцевого пространства может находиться или не находиться в скважине.

В определенных вариантах осуществления аппарат может быть установлен вместе с устройством уплотнения кольцевого пространства или после предоставления устройства уплотнения кольцевого пространства в скважине после проведения предыдущей операции. В первом случае он может быть предоставлен на той же колонне, что и устройство уплотнения кольцевого пространства, и установлен в скважине вместе с ней. Во втором случае он может быть переустановлен в скважину необязательно под устройством уплотнения кольцевого пространства. В этом последнем примере он, как правило, может быть присоединен к пробке или подвеске, при этом пробка или подвеска, в свою очередь, присоединены непосредственно или опосредованно, например трубчатыми элементами, к устройству уплотнения кольцевого пространства. Пробка может представлять собой мостовую пробку, барьер, устанавливаемый в зафиксированном на проволочном канате трубчатом элементе/бурильной трубе, инструмент для закрытия или стопорную пробку, такую как пробка для цементирования. Пробка может представлять собой временную или постоянную пробку.

Также в скважину может быть предоставлен аппарат, затем устройство уплотнения кольцевого пространства доставлено и установлено на нем сверху и затем после спуска устройства уплотнения кольцевого пространства выполняют способ, описанный в настоящем документе.

Емкость может быть герметизирована на поверхности и затем доставлена в скважину. Термин "на поверхности" в контексте настоящего документа, как правило, обозначает внешнюю часть скважины, хотя она может быть герметизирована, находясь неглубоко в скважине, например, не более 30 м от поверхности скважины, что является верхней частью самой верхней обсадной колонны скважины. Таким образом, аппарат перемещают с поверхности и размещают в скважине с герметизированной емкостью до перемещения запирающего элемента. В зависимости от конкретного варианта осуществления и способа установки он может быть спущен в скважину без устройства уплотнения кольцевого пространства или с устройством уплотнения кольцевого пространства, уже расположенным сверху, или перемещен мимо ранее установленного устройства уплотнения кольцевого пространства.

В определенных вариантах осуществления весь аппарат может быть расположен под устройством уплотнения кольцевого пространства, а не часть аппарата.

Канал аппарата может быть расположен в пределах 100 м канала связи между скважиной и коллек-

тором, необязательно в пределах 50 или 30 м. Если присутствует более одного канала связи, ближайший канал связи используют для определения расстояния от канала аппарата. Таким образом, необязательно канал в емкости может быть расположен на расстоянии ниже каналов связи в скважине. Это может способствовать перемещению обломков из канала(ов) связи, чтобы помочь их очищать.

В определенных вариантах осуществления аппарат может быть спущен на колонне трубчатых элементов, такой как испытательная колонна, колонна заканчивания, колонна для консервации, колонна для ликвидации, бурильная колонна, насосно-компрессорная колонна, обсадная колонна или потайная колонна. В качестве альтернативы аппарат также может быть доставлен в скважину на проволочном канате или гибкой трубе (или подъемнике). Аппарат может составлять единой целое с колонной.

Аппарат, как правило, присоединяют к трубчатому элементу до начала его работы. Таким образом, хотя он может быть спущен в скважину различными средствами, такими как проволочный канат или насосно-компрессорная труба, во время его нахождения в скважине он, как правило, присоединен к трубчатому элементу, такому как насосно-компрессорная труба или обсадная колонна, до начала его работы. Это обеспечивает вариативность операций, проводимых в скважине.

Соединение может быть выполнено любым подходящим средством, например быть обеспечено резьбой, зажимом, защелкой и т.д. на трубчатом элементе. Таким образом, соединение между трубчатыми элементами, как правило, принимает на себя часть веса аппарата, хотя это не всегда происходит в горизонтальных скважинах.

Аппарат может быть предоставлен вблизи от самого нижнего конца самой нижней обсадной колонны или потайной колонны или на нем. Емкость может быть образована, по меньшей мере частично, обсадной колонной или потайной колонной. Следовательно, самая нижняя часть емкости может находиться в 100 м от забоя скважины и, на самом деле, может представлять собой дно обсадной колонны.

Установка колонны может быть проведена как часть любой подходящей операции в скважине, включая операцию бурения, испытания скважины, торпедирования и подземного ремонта, заканчивания, капитального ремонта, консервации и/или ликвидации.

Колонна может содержать скважинные перфораторы, в частности спускаемые по насосно-компрессорной трубе перфораторы. Перфораторы могут быть выполнены с возможностью беспроводной активации, например посредством беспроводных, особенно электромагнитных и/или акустических, сигналов.

В этом случае может отсутствовать непосредственный доступ ниже перфораторов к нижней зоне(-ам). Таким образом, при спуске с такой колонной в вариантах осуществления настоящего изобретения предлагаются средства проведения операций в такой зоне.

Множество аппаратов, описанных в настоящем документе, может работать на одной и той же колонне. Например, они могут быть разнесены и размещены в пределах одного участка или изолированных участков. Таким образом, аппарат могут спустить в скважину со множеством изолированных участков, смежных разным зонам. Если канал аппарата изолирован от поверхности скважины, поток может продолжаться из отдельной зоны, которая не находится в гидродинамической связи с каналом и не изолирована от поверхности скважины.

Аппарат может быть сброшен со связанной с ним несущей колонной после открытия запирающего элемента или по любой другой причине (например, отсутствие необходимости и возможности или целесообразности возвращать его на поверхность). Таким образом, не всегда есть необходимость возвращать его на поверхность.

Может быть применено множество вариантов расположения аппарата в скважине. Аппарат может быть расположен по существу в центре скважины.

Альтернативно аппарат может быть выполнен как кольцевой инструмент для обеспечения возможности прохождения потока скважины через внутренний трубчатый элемент до изолирования скважины, после снятия изоляции или из другой секции, поэтому емкость образуют в кольцевом пространстве между двумя трубами и поток скважины может проходить через внутреннюю трубу.

В других вариантах осуществления аппарат может быть смещен в пределах скважины, например, прикреплен/зафиксирован на внешней части трубы или установлен со смещением в пределах трубы. Таким образом, он может быть выполнен так, что аппарат или иные объекты (или поток текучей среды) могут беспрепятственно проходить через отверстие трубы. Например, он может иметь диаметр 1% дюйма и быть расположен со смещением внутри внешней трубы с внутренним диаметром 4 дюйма. Следовательно, мимо него может пройти один или более аппаратов на проволочном канате, а также поток текучей среды.

Аппарат может быть спущен в скважину в качестве постоянного аппарата, созданного для того, чтобы оставаться в скважине, или спущен в скважину в качестве извлекаемого аппарата, созданного для того, чтобы извлекаться из скважины.

Очистка и испытание

Способ согласно настоящему изобретению может представлять собой способ проведения операций в скважине для ее очистки от некоторого количества обломков, например, посредством кислотной обработки. Это может улучшить поток скважины после снятия изоляции от поверхности и/или может быть

использовано для очистки части скважины до или после перфорирования или в другое время.

В определенных вариантах осуществления аппарат может быть использован для создания динамического избыточного давления для препятствования, подавления и/или обращения оседания и частичного отверждения скважинных текучих сред в частях скважины, особенно кольцевом пространстве.

Аппарат может быть использован для проведения испытания на приемистость в интервале, испытания давлением, испытания на проницаемость, операции гидроразрыва пласта или минигидроразрыва пласта, исследований на сообщаемость, таких как гидропрослушивание или испытание на интерференцию, доставки химических веществ или обработки скважины/коллектора, такой как кислотная обработка.

Гидропрослушивание представляет собой исследование, при котором импульс давления подают в пласт возле одной скважины/изолированного участка скважины и регистрируют в другой "наблюдательной" скважине или отдельном изолированном участке той же скважины, и данные о том, была ли зарегистрирована волна давления в наблюдательной скважине или изолированном участке и в какой степени, являются важными в отношении сообщаемости под давлением коллектора между скважинами/изолированными участками. Такая информация может быть полезной по ряду причин, например, для определения наилучшей стратегии для извлечения текучих сред из коллектора.

Испытание на интерференцию подобно гидропрослушиванию, однако при его проведении исследуют долгосрочные воздействия на наблюдательную скважину/изолированный участок после добычи (или закачки) в отдельной скважине или изолированном участке.

В таком исследовании сообщаемости скважина, в которой проводили операции согласно вариантам осуществления настоящего изобретения, представляет собой наблюдательную скважину/изолированный участок. Таким образом, в способе, описанном в настоящем документе, частью исследования сообщаемости может быть отслеживание изменений давления в скважине.

Однако в определенных вариантах осуществления способ проведения операций в скважине может быть связан со скважиной, в частности с изолированным участком, откуда импульсы отправляются с использованием аппарата. Например, в многоствольной скважине аппарат может отправлять импульс давления из одного бокового ствола той же скважины в другой. Боковые стволы (или основной ствол) скважин, которые изолированы друг от друга, называют в настоящем документе отдельными изолированными участками.

Проведение операций может включать изменение давления и закачивание текучих сред. Способ проведения операций в скважине может представлять собой способ по меньшей мере частичной очистки скважины, необязательно для подготовки к испытанию.

Таким образом, согласно второму аспекту настоящего изобретения предлагается способ проведения процедуры или испытания скважины, включающий

осуществление способа проведения операций в скважине, как описано в настоящем документе;

проведение процедуры/испытания в скважине, причем процедура/испытание включает одно или более из следующего: захват изображения, исследования на сообщаемость, такие как гидропрослушивание или испытание на интерференцию, исследование методом восстановления давления, исследование методом понижения уровня, испытание пласта на трубах (ИПТ), расширенное испытание скважины (РИС), процедура гидроразрыва пласта или минигидроразрыва пласта, испытание давлением, испытание на приток, обработка скважины/коллектора, такая как кислотная обработка, испытание на проницаемость, процедура закачивания, операция заполнения гравийной набивкой, операция перфорирования, установка колонны, капитальный ремонт, консервация и ликвидация.

Испытание, как правило, проводят в скважине до извлечения аппарата из скважины, если его извлекают из скважины.

Варианты осуществления указанного второго аспекта могут улучшить гидродинамическую связь или сообщение по текучей среде вдоль поверхности пласта и улучшить результаты испытаний.

Способ проведения испытания/процедуры в скважине также может включать перфорирование скважины. Однако способ согласно настоящему изобретению может не зависеть от работы перфораторов. Скважины могут быть необсаженными и/или заранее перфорированными.

Таким образом, способ согласно настоящему изобретению может улучшать надежность и/или качество данных, полученных от последующих испытаний. Аппарат можно использовать для очистки окружающей области, например, посредством выталкивания чистой текучей среды, перед захватом изображений.

Согласно третьему аспекту настоящего изобретения представляют способ проведения операций в скважине, включающий

предоставление аппарата в скважине, причем аппарат содержит

емкость, имеющую объем по меньшей мере 10 л и содержащую газ или сжиженный газ под давлением по меньшей мере 1000 фунтов/кв. дюйм;

канал для обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между частью емкости и окружающей частью скважины;

узел механического клапана, имеющий запирающий элемент, выполненный с возможностью перемещения для выборочного обеспечения или предотвращения, непосредственно или опосредованно, вы-

хода текучей среды из по меньшей мере части емкости через канал;

механизм управления для управления узлом механического клапана, содержащий устройство связи, выполненное с возможностью приема сигнала управления для перемещения запирающего элемента;

отправку сигнала управления на устройство связи, по меньшей мере частично, посредством беспроводного сигнала управления, переданного по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной (ЕМ), акустической, индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных импульсов давления;

перемещение запирающего элемента в ответ на указанный сигнал управления;

обеспечение возможности выхода газа из указанных газа или сжиженного газа в емкости, из емкости для уменьшения гидростатического напора в скважине.

Таким образом, в вариантах осуществления согласно третьему аспекту настоящего изобретения канал изолированного аппарата не обязательно изолирован от поверхности скважины. Тем не менее, в более широком смысле предпочтительные и необязательные признаки, описанные выше относительно более ранних аспектов настоящего изобретения, представляют собой независимо предпочтительные и необязательные признаки третьего аспекта настоящего изобретения, если не указано иначе, и не повторяются здесь для краткости.

Например, пропеллент может быть использован в вариантах осуществления согласно третьему аспекту настоящего изобретения.

Для запуска фонтанирования скважины гидростатический напор должен быть меньше, чем давление в скважине. Для снижения гидростатического напора соответственно часто используется гибкая труба и осуществляется циркуляция газа. Однако существует возможность снижения гидростатического напора посредством заполнения насосно-компрессорной трубы газом без использования гибкой трубы.

Варианты осуществления настоящего изобретения могут быть использованы для снижения гидростатического напора посредством отведения газа из емкости. Более того, отведение газа может быть активировано при заранее определенном давлении после активации сигналом управления и предпочтительно осуществлено управляемым образом в течение контролируемого периода времени. Преимущества могут включать большее снижение гидростатического напора и/или устранение необходимости в использовании гибкой трубы, что является затратным по времени и дорогостоящим.

Поэтому текучая среда из емкости предпочтительно является газом (или сжиженным газом), хотя возможно наличие некоторого количества жидкости. Таким образом, предпочтительно по меньшей мере 80 об.% текучей среды является газом (как правило, при стандартных температуре и давлении), более вероятно по меньшей мере 90 об.% или по меньшей мере 95 об.%. Предпочтительным газом является азот.

Таким образом, в определенных вариантах осуществления согласно третьему аспекту и необязательно другим аспектам настоящего изобретения может присутствовать газ под высоким давлением, например, более 2500, 5000, 10000 фунтов/кв.дюйм, который постепенно выходит необязательно через штуцерный клапан и может быть предоставлена возможность выпускать газ в столб текучей среды для снижения гидростатического напора, чтобы способствовать фонтанированию скважины, особенно запускать фонтанирование скважины. Таким образом, в определенных вариантах осуществления могут быть предоставлены функциональные возможности для добычи без траты времени и средств на опускание гибкой трубы. Это может быть под устройством уплотнения кольцевого пространства, и необязательные признаки, описанные выше, для устройства уплотнения кольцевого пространства и его связи с аппаратом являются необязательными признаками согласно третьему аспекту настоящего изобретения.

В ряде случаев в газовой скважине протекание в определенных нижних каналах связи может быть ограничено жидкостью, лежащей поперек скважины, тогда как газ добывают из области над этой жидкостью. Давления под жидкостью недостаточно для преодоления гидростатического напора жидкости и газа над ней. Соответственно, поток газа из указанного нижнего канала связи может быть остановлен. Варианты осуществления настоящего изобретения могут быть использованы для предоставления дополнительного напора для преодоления гидростатического напора в таком случае и способствования добыче газа из нижних каналов связи.

Пропеллент

Согласно четвертому аспекту настоящего изобретения представляют способ проведения операций в скважине, включающий:

(а) предоставление аппарата, содержащего

емкость, имеющую объем по меньшей мере 1 л и не более 1600 л;

канал для обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между частью емкости и окружающей частью скважины;

узел механического клапана, имеющий запирающий элемент, выполненный с возможностью перемещения для выборочного обеспечения или предотвращения, непосредственно или опосредованно, выхода текучей среды из по меньшей мере части емкости через канал;

механизм управления для управления узлом механического клапана, содержащий устройство связи, выполненное с возможностью приема сигнала управления для перемещения запирающего элемента;

- (b) предоставление пропеллента по меньшей мере в часть емкости;
 - (c) активацию пропеллента для производства газа под давлением по меньшей мере 1000 фунтов/кв.дюйм;
 - (d) спуск аппарата в скважину так, что аппарат находится по меньшей мере в 100 м под поверхностью скважины; затем
 - (e) отправку сигнала управления на устройство связи, по меньшей мере, частично посредством беспроводного сигнала управления, переданного по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной (ЕМ), акустической, индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных импульсов давления; затем
 - (f) перемещение запирающего элемента в ответ на указанный сигнал управления для обеспечения возможности выпуска по меньшей мере части газа или жидкости из емкости;
- при этом емкость имеет давление по меньшей мере на 100 фунтов/кв.дюйм больше, чем окружающая часть скважины, непосредственно до перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления.

Канал аппарата может быть изолирован от поверхности. Скважина может быть закрыта, как описано в вариантах осуществления предыдущих аспектов настоящего изобретения.

Этапы (b)-(f) могут быть проведены в различных порядках, как подробно описано выше относительно первого аспекта настоящего изобретения.

В более широком смысле, предпочтительные и необязательные признаки, описанные выше, относительно предыдущих аспектов настоящего изобретения представляют собой независимо предпочтительные и необязательные признаки относительно четвертого аспекта настоящего изобретения, если не указано иначе, и не повторяются здесь для краткости.

Пропеллент может представлять собой низкоэнергетическое взрывчатое вещество. Подходящими пропеллентами являются порошки на основе нитроцеллюлозы.

Дополнительная информация

Скважина может представлять собой подводную скважину. Беспроводные связи могут быть особенно полезными для подводных скважин, поскольку проведение кабелей в подводные скважины может быть сложнее по сравнению с подземными скважинами. Скважина может представлять собой наклонную или горизонтальную скважину и варианты осуществления настоящего изобретения могут быть особенно подходящими для таких скважин, поскольку благодаря им можно избежать проведения проволочного каната, кабелей или гибкой трубы, которые могут быть сложно или невозможно использовать в таких скважинах.

Упоминания в настоящем документе скважинных перфораторов включает перфорационные пуансоны или буры, причем все они используются для создания пути потока между пластом и скважиной.

Окружающая часть скважины представляет собой часть скважины, которая окружает канал, непосредственно до перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления.

Если запирающий элемент находится в таком положении в течение достаточного периода времени (который может составлять менее секунды), давление между внутренней частью емкости и окружающей частью скважины может выравниваться в отсутствие других сил. Тем не менее, в определенных вариантах осуществления запирающий элемент может быть перемещен в первое или следующее, закрытое положение перед выравниванием давления.

Объемом емкости является ее вместимость по текучей среде.

Приемопередатчики, которые имеют функциональные возможности передачи и приема, могут быть использованы вместо передатчиков и приемников, описанных в настоящем документе.

Если не указано иное, любые упоминания в настоящем документе термина "заблокированный" или "разблокированный" могут означать частичную блокировку и частичную разблокировку.

Все давления, указанные в настоящем документе, являются абсолютными давлениями, если не указано иное.

Скважина зачастую является, по меньшей мере, частично вертикальной скважиной. Тем не менее, она может представлять собой наклонную или горизонтальную скважину. Упоминания таких терминов, как "над" и "под", когда они применяются относительно наклонных или горизонтальных скважин, должны рассматриваться как их эквиваленты в скважинах с вертикальной ориентацией. Например, термин "над" означает ближе к поверхности скважины через скважину.

Термин "зона" определяют в настоящем документе как пласт, смежный с самым нижним барьером или устройством уплотнения кольцевого пространства или находящийся под ними, или часть пласта, смежная со скважиной, которая частично изолирована между барьерами или устройствами уплотнения кольцевого пространства и которая имеет или будет иметь по меньшей мере один канал связи (например, перфорационное отверстие) между скважиной и окружающим пластом, между барьерами или устройствами уплотнения кольцевого пространства. Таким образом, каждый дополнительный барьер или устройство уплотнения кольцевого пространства, установленные в скважине, образуют отдельную зону, кроме областей между двумя барьерами или устройствами уплотнения кольцевого пространства (например, двойным барьером), где нет каналов связи к окружающему пласту и их формирование не предполагается.

Термин "текучая среда для глушения" означает любую текучую среду, иногда также называемую "утяжеленной текучей средой для глушения", которая используется для обеспечения гидростатического напора, как правило, достаточного для преодоления давления коллектора.

Варианты осуществления настоящего изобретения будут далее описаны только на примерах со ссылками на сопроводительные фигуры, на которых:

на фиг. 1 показан схематический вид первого аппарата, который может быть использован в способе согласно настоящему изобретению;

на фиг. 2 показан схематический вид второго аппарата, содержащего плавающий поршень, который может быть использован в способе согласно настоящему изобретению;

на фиг. 3 показан схематический вид третьего аппарата, содержащего приводную камеру, которая может быть использована в способе согласно настоящему изобретению;

на фиг. 4 показан схематический вид скважины с множеством зон, демонстрирующий один аспект настоящего изобретения;

на фиг. 5 показан схематический вид еще одной скважины, демонстрирующий дополнительные аспекты настоящего изобретения;

на фиг. 6 показан схематический вид еще одной скважины, демонстрирующий дополнительный вариант осуществления настоящего изобретения, в котором часть обсадной колонны образует емкость;

на фиг. 7 показан альтернативный аппарат, имеющий нагнетательное средство для использования с вариантами осуществления настоящего изобретения; и

на фиг. 8 показан вид спереди варианта осуществления узла клапана для использования с различными аппаратами при выполнении способа согласно настоящему изобретению.

На фиг. 1 показан аппарат 60a в соответствии с настоящим изобретением в форме модифицированной трубы, содержащей боковое отверстие 61a, клапан 62a, механизм управления, содержащий устройство 66a управления клапаном и беспроводной передатчик (или приемник) 64a, батарею 63a и емкость 68a. При использовании между емкостью 68a и окружающей частью скважины существует избыточное давление.

Батарея 63a служит для питания аппарата 60a после его опускания в скважину.

Клапан 62a выполнен с возможностью изолирования отверстия 61a для герметизации емкости 68a от окружающей части скважины в закрытом положении и обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между частью емкости 68a и окружающей частью скважины посредством отверстия 61a в открытом положении.

Компоненты механизма управления (передатчик 64a и устройство 66a управления клапаном, которое управляет клапаном 62a), как правило, располагают смежно друг другу или близко друг к другу, как показано; однако они могут быть разнесены.

В некоторых вариантах осуществления емкость 68a заполнена газом, таким как азот. В таких вариантах осуществления газ герметизируют в емкости на поверхности до опускания в скважину.

В альтернативном варианте аппарат 60a может быть использован для снижения гидростатического напора столба текучей среды в скважине, для того чтобы способствовать запуску потока текучей среды из скважины. Клапан 62a открывают и газу позволяют выходить с надлежащей скоростью, которая снижает гидростатический напор. В таких вариантах осуществления может быть устранена необходимость в опускании гибкой трубы. Например, в некоторых обстоятельствах такой способ может помогать запускать эксплуатационную скважину.

На фиг. 2 показан вариант осуществления аппарата 60b. На фиг. 2 показан аппарат 60b, содержащий отверстие 61b, штуцер 76b, емкость 68b с секцией 70b приводной камеры и плавающий поршень 74b, который отделяет основную секцию 67b для выпуска текучей среды емкости 68b от секции 70b приводной камеры.

Отверстие 61b разветвляется на две разные линии 61b' и 61b'', управляемые клапанами 62b' и 62b'' соответственно. Каждая линия 61b' и 61b'' присоединяется к отдельной выпускной трубе 135, 136.

В зависимости от положения запирающих элементов (не показаны) клапанов 62b' и 62b'' выборочно обеспечивается гидродинамическая связь и сообщение по текучей среде между частью емкости 68b и окружающей частью скважины. Клапаны 62b' и 62b'' выполнены с возможностью изолирования линий 61b' и 61b'' отверстия 61b, чтобы герметизировать емкость 68b от окружающей части скважины, в закрытом положении и обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между частью емкости 68b и окружающей частью скважины посредством отверстия 61b в открытом положении.

Клапаны 62b' и 62b'' находятся под управлением устройства 66b управления клапаном. Аппарат 60b также содержит устройство связи в форме передатчика 64b, присоединенного к устройству 66b управления клапаном, которое выполнено с возможностью приема беспроводного сигнала управления. При использовании клапаны 62b' и 62b'' перемещают из закрытого положения в открытое положение в ответ на сигнал управления.

Аппарат 60b также содержит батарею 63b для питания электронных устройств, таких как передатчик 64b и устройство 66b управления клапаном. Отдельные батареи могут быть предоставлены для каждого питаемого энергией компонента.

Плавающий поршень 74b содержит кольцевое уплотнение 75b, расположенное вокруг плавающего поршня 74b и находящееся в контакте с внутренней поверхностью емкости 68b.

Настоящий вариант осуществления предназначен для выталкивания содержимого секции 67b для выпуска текучей среды емкости 68b в скважину вследствие избытка давления в емкости 68b по сравнению со скважиной. Приводная камера 70b содержит газ (введенный через заливной канал, не показан), который может расширяться при падении давления, вызванном открытием клапанов 62b' и/или 62b'', и таким образом перемещает плавающий поршень 74b к отверстию 61b для выталкивания, по меньшей мере, некоторой части содержимого секции 67b для выпуска текучей среды емкости 68b.

На устройство 66b управления клапаном отправляют сигнал, который дает клапанам 62b' и/или 62b'' команду открыться. Как только один или оба клапана 62b' и 62b'' открываются, газ в приводной камере 70b может расширяться. Это расширение заставляет плавающий поршень 74b перемещаться по направлению вверх, тем самым выталкивая жидкость из секции 67b для выпуска текучей среды емкости 68b вверх по направлению к штуцеру 76b. Затем жидкость в секции 67b для выпуска текучей среды выталкивается из отверстия 61b со скоростью, определяемой площадью поперечного сечения штуцера 76b. В определенных вариантах осуществления штуцер 76b и клапаны 62b' и 62b'' могут быть объединены для создания изменяемого штуцера. Также клапаны 62b' и 62b'' можно открывать и закрывать множество раз для выпуска содержимого в течение определенного периода времени.

Секция 67b для выпуска текучей среды емкости 68b заполнена жидкостью, такой как хлороводородная кислота, так что кислотную обработку, которую иногда называют "кислотной очисткой", можно проводить для очистки или обработки внутренней поверхности скважины. В некоторых вариантах осуществления штуцер 76b может быть выполнен как единое целое с клапанами 62b' и/или 62b''.

На фиг. 3 показан дополнительный вариант осуществления аппарата 160. Аппарат 160 содержит много общих признаков с предыдущими вариантами осуществления. Однако в отличие от вариантов осуществления, показанных на фиг. 1 и 2, на фиг. 3 показан аппарат 160, в котором регулирующий клапан 162 расположен в центральной части аппарата между секцией 167 для выпуска текучей среды и приводной камерой 170, которые обе находятся в емкости 168. Настоящий вариант осуществления предназначен для выталкивания текучих сред из секции 167 для выпуска текучей среды в скважину посредством механического регулирующего клапана 162, который опосредованно обеспечивает выход текучей среды из канала 161 вследствие избытка давления в приводной камере 170 или препятствует ему.

Плавающий поршень 174 расположен в секции 167 для выпуска текучей среды емкости 168 над регулирующим клапаном 162. Приводная камера 170 находится под таким давлением, что в ней давление выше, чем в окружающей части скважины.

Дополнительный обратный клапан (не показан) может быть предусмотрен рядом со штуцером 176 для предотвращения смешения текучих сред с текучими средами из скважины. Однако даже без подобного обратного клапана поршень не перемещается при закрытом регулирующем клапане 162 и, следовательно, смешение почти не происходит.

При использовании последовательность начинается с того, что регулирующий клапан 162 находится в закрытом положении и плавающий поршень 174 расположен вблизи нижней части (как показано) емкости 168. Затем на устройство 166 управления клапаном отправляется сигнал, который дает регулирующему клапану 162 команду на открытие. Как только регулирующий клапан 162 открывается, избыток давления в приводной камере 170 перемещает поршень 174 вверх и выталкивает текучую среду из секции 167 для выпуска текучей среды емкости в окружающую часть скважины. Скорость, с которой текучая среда из секции 167 для выпуска текучей среды выталкивается в скважину, определяется штуцером 176.

На фиг. 4 показана скважина 114 с несколькими продуктивными интервалами, содержащая подвеску 129 потайной колонны и потайную колонну 112, и два набора аппаратов, которым присвоены номера 60a' и 60a'', в отдельных секциях. Это может быть аппарат 60a, описанный выше, или же другие варианты осуществления 60b или 160, также описанные выше.

Держатели 140, 141 и 146 прибора предоставлены в каждой секции, а также над устройством уплотнения кольцевого пространства в форме элемента 122а пакера. Каждый держатель прибора содержит датчик 142, 143 и 148 давления соответственно и беспроводной ретранслятор 144, 145 и 149 соответственно. Данные от датчика(ов) давления могут быть переданы беспроводным способом на поверхность, например, посредством акустических или электромагнитных сигналов, для наблюдения.

Манометры могут отслеживать давление внутри емкостей. Более того, манометры или другие устройства могут получать питание от батарей.

Аппарат 60a' также содержит выпускную трубу 135, которая имеет множество отверстий или выпускных отверстий 137, через которые текучая среда может быть выпущена в смежную верхнюю потайную колонну 154a с щелевидными отверстиями.

Выпускная труба 135 и отверстия 137 могут направлять текучую среду из емкости в нескольких местах и могут находиться под управлением клапана 62a, как показано. Существует ряд других вариантов: эта труба может быть использована на нижнем участке вместо продемонстрированного положения, или в дополнение к нему, и отдельные клапаны могут быть использованы для управления текучей средой через

отверстия 137.

Скважина 114 имеет собственный скважинный аппарат 110, который содержит два устройства уплотнения кольцевого пространства в форме двух элементов 122a и 122b пакера, которые разделяют скважину на множество участков. Первый, верхний участок содержит верхний элемент 122a пакера, верхний золотниковый клапан 134a, управляемый беспроводным способом, верхний аппарат 60a' и верхнюю потайную колонну 154a с щелевидными отверстиями. Золотниковый клапан 134a и пакер 122a представляют собой изолирующие компоненты, которые изолируют канал аппарата 60a' от поверхности скважины.

Второй нижний участок содержит нижний элемент 122b пакера, нижний золотниковый клапан 134b, управляемый беспроводным способом, нижний аппарат 60a" и нижнюю потайную колонну 154b с щелевидными отверстиями. Для этого второго участка золотниковый клапан 134b и пакер 122b представляют собой изолирующие компоненты, которые изолируют канал аппарата 60a" от поверхности скважины.

Более того, они также выполняют функцию нижних изолирующих компонентов для первого, верхнего участка.

Потайные колонны 154a, 154b с щелевидными отверстиями создают каналы связи между внутренним пространством потайной колонны 112 и смежным пластом.

Изолирование участков друг от друга обеспечивает полезные функциональные возможности для проведения операций в каждой смежной зоне отдельно, хотя это не является необходимым признаком настоящего изобретения. Например, клапан 134a в верхнем участке может быть закрыт для изолирования верхнего аппарата 60a' от поверхности скважины, тогда как поток продолжается из зоны, смежной со вторым нижним участком.

Скважина 114 дополнительно содержит пакер, такой как разбухающий пакер 128, между внешней поверхностью потайной колонны 112 и окружающей частью пласта. Верхний трубчатый элемент 118 и нижний трубчатый элемент 116 являются неразрывными и соединены с потайной колонной 112 посредством верхнего элемента 122a пакера и нижнего элемента 122b пакера. Части верхнего трубчатого элемента 118 и нижнего трубчатого элемента 116, таким образом, служат в качестве соединителей для соединения верхнего аппарата 60a' и нижнего аппарата 60a" с элементами 122a, 122b пакера соответственно.

При использовании скважина 114 проходит из нижней потайной колонны 154b с щелевидными отверстиями и в нижний трубчатый элемент 116 через нижний золотниковый клапан 134b. Поток продолжается через нижний трубчатый элемент 116 мимо нижнего элемента 122b пакера, верхнего аппарата 60a' и держателя 146 прибора перед продолжением через верхний трубчатый элемент 118 к поверхности. Верхний аппарат 60a' (в отличие от нижнего аппарата 60a") не занимает весь ствол верхнего трубчатого элемента 118 и поэтому текучая среда может проходить мимо него снизу без отклонения наружу из трубчатого элемента 118.

Из верхней зоны скважина проходит через потайную колонну 154a с щелевидными отверстиями и в верхний трубчатый элемент 118 через золотниковый клапан 134a. Поток продолжается через верхний трубчатый элемент 118 мимо верхнего элемента 122a пакера к поверхности.

При использовании поток может проходить из верхней зоны, смежной только со скважиной 114, нижней зоны, смежной только со скважиной 114, или может быть смешанным, т.е. происходить из двух зон одновременно. Например, текучие среды из потайной колонны 154b с щелевидными отверстиями сочетаются с дополнительными текучими средами, входящими в скважину 114 через верхнюю потайную колонну 154a с щелевидными отверстиями, для создания смешанного потока.

Аппарат 60a/60a" активируют, когда канал соответствующего аппарата изолирован от поверхности соответствующими золотниковыми клапанами 134a/134b, что может происходить до фонтанирования скважины или после фонтанирования скважины. Беспроводной сигнал отправляют с устройства управления (не показано) на устройство управления клапана через приемопередатчик, и запирающий элемент открывается для обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде с окружающей частью скважины. Избыток давления в емкости 168a приводит к выпуску текучей среды.

Аппарат 60a' в особенности подходит для доставки кислоты для кислотной обработки, поскольку он может распределять текучую среду по потайной колонне 154a с щелевидными отверстиями посредством трубы 135. Кислота может быть подана из аппарата 60a' для выполнения функции кислотной очистки, и затем необязательно давление в скважине может быть увеличено обычными способами для "впрыскивания" кислоты в пласт.

Аппарат 60a" также можно использовать для выпуска химических веществ, например.

На фиг. 5 показан другой способ настоящего изобретения, используемый в операции испытания пластов на трубах (ИПТ). Если признаки являются такими же, как в варианте осуществления по фиг. 4, им присвоен тот же номер, однако впереди ставится цифра "2". Эти признаки не будут снова подробно описаны ниже. Аппарат 60a расположен над пакером 222 и содержит некоторое количество пропеллента (не показан), а аппарат 60b расположен под пакером 222.

Аппараты 60a и 60b были ранее описаны на фиг. 1 и 2. Альтернативно аппарат 160 может быть ис-

пользован вместо аппарата 60a и/или 60b.

При использовании кольцевое пространство 214 между насосно-компрессорной трубой 218 и обсадной колонной 212 над пакером 222 содержит скважинные текучие среды, которые могут быть относительно плотной текучей средой или буровым раствором, особенно в скважинах с высоким давлением. Авторы настоящего изобретения заметили, что при некоторых обстоятельствах буровой раствор может стать особенно плотным и, к тому же, частично отвердеть, в непосредственной близости от пакера 222, например, поскольку более тяжелые компоненты осаждаются вследствие действия силы тяжести или иных сил.

Передача пневматических сигналов близко к этим веществам или через них является более сложной, так как сигналы могут быть приняты только с промежутками или не быть приняты совсем. Например, передача сигналов на клапан 230 испытателя пласта или циркуляционный клапан 231 может быть подавлена.

Поэтому аппарат 60a работает так, чтобы создавать динамический избыток давления для препятствования, подавления и/или обращения оседания и частичного отверждения скважинных текучих сред в кольцевом пространстве. После этого передача сигналов на клапан 230 испытателя пласта или циркуляционный клапан 231 над аппаратом 60a является более надежной.

Может быть предоставлено множество альтернатив. Клапан может работать циклично, так что камера с избыточным давлением создает ряд динамических избытков давления, распределенных во времени. Дополнительные емкости или даже аппараты также могут быть использованы с той же целью.

Аппарат 60b предоставлен под скважинным перфоратором 250. Две выпускные трубы 135, 136 проходят из отверстия 61b аппарата 60b над скважинным перфоратором 250. Трубы 135, 136 могут иметь множество выпускных отверстий 137, как показано, или, в качестве альтернативы, одно выпускное отверстие, например, для доставки доставляемой текучей среды. Насосно-компрессорная труба 218 и скважинный перфоратор 250 служат соединителем для соединения аппарата 60b с устройством 222 уплотнения кольцевого пространства.

Массив 253 дискретных датчиков температуры предоставлен смежно с перфорационными отверстиями 252 и присоединен к устройству 255 управления. В этом варианте осуществления массив дискретных датчиков температуры содержит множество дискретных датчиков температуры вдоль отрезка трубы небольшого диаметра.

После изолирования от поверхности скважины клапаном 230 испытателя пласта аппарат 60b активируют беспроводным способом посредством открытия клапанов 62b' и/или 62b", создавая динамический избыток давления, который может направлять текучую среду, такую как кислота, на перфорационные отверстия. Предоставление двух выпускных отверстий и соответствующих труб 135, 136 обеспечивает направление текучих сред на область перфорационных отверстий, которую полагают требующей обработки.

Аппараты 60a', 60a", 60a, 60b, показанные на фиг. 4 и 5, можно использовать независимо друг от друга в скважинах с одной или множеством зон.

Различные варианты осуществления аппарата являются взаимозаменяемыми. Например, аппарат 60a можно использовать вместо аппарата 60b для доставки химических веществ.

На фиг. 6 показан альтернативный вариант осуществления аппарата 260 с емкостью 268. Признаки, например клапан (под номером 265 на фиг. 6), общие с предыдущими вариантами осуществления, не описываются снова для краткости. В отличие от предыдущих фигур емкость 268 частично образована окружающей обсадной колонной 212a и выпускная труба 235 с отверстиями 237 прикреплена к части обсадной колонны 212b над емкостью 268 держателями 296. Такой аппарат 260 обычно применяют на обсадной колонне, потайной колонне с щелевидными отверстиями или сетчатых фильтрах 212a/212b при завершении скважины. Преимуществом такого варианта осуществления является то, что емкость может иметь большие объемы без спуска дополнительных труб в скважину. Аппарат 260 может иметь обводную линию 297 для потока для выполнения цементирования во время завершения или для осуществления циркуляции во время доставки. Хотя они применимы и в более широком контексте, такие варианты осуществления являются полезными для доставки веществ для обработки или искусственного газлифта согласно третьему аспекту настоящего изобретения к носку наклонной скважины.

Более того, варианты осуществления могут быть использованы для удаления воды из газовой скважины. В таких вариантах осуществления выпускная труба 235 не потребуется, и газ поставляется в обсадную колонну над емкостью (а не в кольцевое пространство между обсадной колонной и скважиной). В определенных случаях в газовой скважине добыча осуществляется из верхней зоны, или участка зоны, и столб воды препятствует добыче газа из нижней зоны, которая обладает недостаточным давлением для преодоления совокупности гидростатического напора столба жидкости и давления верхней зоны. Таким образом, столб жидкости является "захваченным" в скважине и препятствует добыче из нижней зоны. Определенные варианты осуществления настоящего изобретения, такой как вариант осуществления по фиг. 6, могут быть использованы для удаления части столба воды, чтобы обеспечивать возможность добычи в нижней зоне.

В более широком смысле, варианты осуществления настоящего изобретения согласно третьему ас-

пекту настоящего изобретения могут выполнять функции применительно к подъему газа, например, чтобы помогать запускать поток из нижнего конца скважины с высокой проницаемостью.

Альтернативным аппаратом, предоставляющим подобный вариант нагнетания, является аппарат 460, показанный на фиг. 7. Части, подобные частям предыдущих вариантов осуществления, детально не описаны, а перед ними стоит цифра "4".

Аппарат 460 содержит емкость 468, первый клапан 462 в первом канале 461 и второй клапан 477 во втором канале 473 на конце, противоположном первому каналу 461. Емкость 468 содержит первый плавающий поршень 474, отделяющий первую секцию 491, содержащую жидкость, от второй секции 492, содержащей газ. Вторым плавающим поршнем 482 предоставлен в емкости 468 между вторым каналом 473 и первым плавающим поршнем 474 с образованием третьей "нагнетательной" секции 493.

При использовании аппарат 460 может быть запущен с плавающим поршнем 474, расположенным таким образом, что приблизительно три четверти емкости 468 является секцией 492, содержащей газ, и приблизительно одна четверть является секцией, содержащей жидкость. По мере того как аппарат опускается глубже в скважину, увеличенное давление в скважине приведет к движению плавающего поршня 474 и сжатию газа.

Аппарат располагают под барьером, подлежащим испытанию, при этом клапан 477 открыт и текущие среды из скважины принимаются в нагнетательную секцию 493 емкости 468, сжимая газ или "нагнетая" во второй секции 492 до давления в окружающей скважине. Затем клапан 477 закрывают.

Если барьер (не показан) находится на месте и давление, окружающее аппарат, снижено (например, меньше давления с поверхности), клапан 462 открывают для обеспечения прохождения текучей среды из первой секции 491 емкости 468 в окружающую часть скважины под действием сжатого газа во второй секции 492 аппарата 460. Таким образом, при использовании аппарата по фиг. 7 предоставляются нагнетательные функциональные возможности, а также выталкиваемая текучая среда может быть выбрана с учетом ее предполагаемого использования, такого как кислотная обработка.

Варианты осуществления, как описано, могут использовать любое дополнительное давление в скважине с целью дальнейшего нагнетания газа. Например, если определенная операция, проводимая в скважине, привела к повышению окружающего давления в скважине, клапан может быть открыт, чтобы дать возможность давлению в скважине (когда оно выше) воздействовать на плавающий поршень и сжимать газ в секции до закрытия клапана. Позднее, когда окружающее давление меньше (что может быть следствием температурных изменений), этот сжатый газ может быть использован для выталкивания текучей среды из емкости. Это может быть полезным для испытания давлением барьера, который был создан после заполнения аппарата снизу, поскольку природа выталкиваемых текучих сред не важна.

Множество клапанов может быть использовано с аппаратом, описанным в настоящем документе. На фиг. 8 показан один пример узла 500 клапана в закрытом положении А и открытом положении В. Узел 500 клапана содержит корпус 583, первый впускной канал 581, второй выпускной канал 582 и запирающий элемент в форме поршня 584. Узел клапана дополнительно содержит исполнительный механизм, который содержит винтовой шпindel 586 и двигатель 587.

Первый канал 581 находится на первой стороне корпуса 583, а второй канал 582 находится на второй стороне корпуса 583, таким образом первый канал 581 расположен под углом 90° относительно второго канала 582.

Поршень 584 находится в корпусе 583. Уплотнения 585 расположены между поршнем 584 и внутренней стенкой корпуса 583 для изолирования первого канала 581 от второго канала 582, когда узел 500 клапана находится в закрытом положении А; а также для изолирования каналов 581, 582 от исполнительного механизма 586, 587, когда узел клапана находится в закрытом А и/или открытом В положении.

Поршень 584 имеет резьбовое отверстие со стороны, которая ближе к двигателю 587, которое проходит по существу в поршень 584, но не проходит через весь поршень 584. Винтовой шпindel 586 вставляется в резьбовое отверстие в поршне 584. Винтовой шпindel 586 частично проходит в поршень 584, когда узел 500 клапана находится в закрытом положении А. Винтовой шпindel 586 проходит по существу в поршень 584, когда узел клапана находится в открытом положении В.

При использовании узел клапана первоначально находится в закрытом положении А. Сторона поршня 584 расположена смежно с первым каналом 581, верхняя сторона поршня 584 расположена смежно со вторым каналом 582, таким образом первый канал 581 изолирован от второго канала 582. Это предотвращает прохождение потока текучей среды между первым каналом 581 и вторым каналом 582. Когда исполнительный механизм получает сигнал, указывающий на открытие клапана, двигатель начинает поворачивать винтовой шпindel 586, который, в свою очередь, перемещает поршень 584 к двигателю 587. По мере движения поршня 584 винтовой шпindel 586 далее вставляется в поршень 584, пока одна сторона поршня 584 не станет смежной двигателю 587. В этом положении первый канал 581 и второй канал 582 являются открытыми и текучая среда может проходить внутрь через первый канал 581 и наружу через второй канал 582.

Изменения и улучшения могут быть включены в настоящий документ без отступления от объема настоящего изобретения. Например, могут быть использованы различные расположения емкости и электронных устройств, таких как электронные устройства, предусмотренные в аппарате под емкостью.

Более того, хотя штуцеры, продемонстрированные в настоящем документе, представляют собой исключительно штуцеры с уменьшенным диаметром, могут быть использованы другие типы штуцеров, например, увеличенный участок с ограниченным диаметром.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обслуживания скважины, включающий использование аппарата, содержащего емкость, имеющую объем по меньшей мере 1 л и не более 1600 л; канал, выполненный с возможностью обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между частью емкости и окружающей частью скважины, когда аппарат установлен в скважине; узел механического клапана, имеющий запирающий элемент, выполненный с возможностью перемещения для выборочного обеспечения или предотвращения, непосредственно или опосредованно, выхода текучей среды из по меньшей мере части емкости через канал; механизм управления для управления узлом механического клапана, содержащий устройство связи, выполненное с возможностью получения сигнала управления для перемещения запирающего элемента; при этом способ включает этапы:
 - (а) заполнение по меньшей мере части емкости текучей средой, содержащей газ, причем указанная часть имеет объем по меньшей мере 1 л;
 - (б) сжатие газа до давления по меньшей мере 1000 фунтов/кв.дюйм и его поддержание под указанным давлением в течение по меньшей мере одной минуты;
 - (с) спуск аппарата в скважину так, что аппарат находится по меньшей мере на 100 м ниже устья скважины; затем
 - (d) изолирование канала аппарата от поверхности скважины с использованием по меньшей мере одного изолирующего компонента, причем указанный, или самый верхний, изолирующий компонент находится по меньшей мере в 100 м от устья скважины;
 - (е) отправка сигнала управления на устройство связи, по меньшей мере частично, посредством беспроводного сигнала управления, переданного по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной (ЭМ), акустической, индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных импульсов давления; затем
 - (f) перемещение запирающего элемента в ответ на указанный сигнал управления для обеспечения возможности выпуска по меньшей мере части текучей среды из емкости; и при этом емкость имеет давление по меньшей мере на 100 фунтов/кв.дюйм больше, чем окружающая часть скважины, непосредственно до перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления.
2. Способ по предыдущему пункту, отличающийся тем, что выпущенная текучая среда вытесняет по меньшей мере 1 л, необязательно по меньшей мере 5 л или по меньшей мере 10 л скважинной текучей среды.
3. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что этап (а) выполняют в пределах 20 м от поверхности скважины и при этом этап (а) выполняют до этапа (с) и так, что аппарат опускают в скважину с емкостью, имеющей указанную текучую среду, содержащую газ.
4. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что емкость имеет плавающий поршень и на одной стороне плавающего поршня предоставлен газ, а на противоположной стороне плавающего поршня предоставлена жидкость, при этом канал находится в связи со стороной поршня, на которой имеется жидкость.
5. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что аппарат предоставляют в скважине под устройством уплотнения кольцевого пространства, причем устройство уплотнения кольцевого пространства находится в зацеплении с внутренней поверхностью обсадной колонны или стволом скважины в скважине и находится на расстоянии по меньшей мере 100 м под поверхностью скважины, при этом предоставляют средство соединения, соединяющее аппарат с устройством уплотнения кольцевого пространства, причем средство соединения располагают над аппаратом и под устройством уплотнения кольцевого пространства.
6. Способ по п.5, отличающийся тем, что сигнал управления отправляют из области над устройством уплотнения кольцевого пространства.
7. Способ по любому из пп.5 или 6, отличающийся тем, что канал аппарата предоставляют над вторым устройством уплотнения кольцевого пространства.
8. Способ по п.7, отличающийся тем, что включает проведение испытания в коротком интервале и при этом устройство уплотнения кольцевого пространства и второе устройство уплотнения кольцевого пространства разнесены менее чем на 30 м или менее чем на 10 м, необязательно менее чем на 5 м, еще более необязательно менее чем на 2 м или менее чем на 1 м, или менее чем на 0,5 м.
9. Способ по любому из пп.5-8, отличающийся тем, что аппарат устанавливают в скважину в ходе той же операции, при которой в скважину устанавливают устройство уплотнения кольцевого простран-

ства.

10. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что на этапе (с) аппарат доставляют на одной из насосно-компрессорной трубы, бурильной трубы или обсадной колонны/потайной колонны.

11. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что датчик давления предоставляют в скважине и соединяют с беспроводным передатчиком и данные о давлении передают с беспроводного передатчика.

12. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что, по меньшей мере, участок скважины, содержащий канал аппарата, закрывают на поверхности или в стволе скважины после спуска аппарата и до перемещения запирающего элемента в ответ на сигнал управления.

13. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что включает применение аппарата для проведения испытания на приемистость в интервале, испытания на проницаемость, испытания давлением, испытания на сообщаемость, такого как гидропрослушивание или испытания на интерференцию, процедуры гидроразрыва пласта/минигидроразрыва пласта, захвата изображения, доставки химических веществ или обработки скважины/коллектора, такой как кислотная обработка.

14. Способ по п.13, отличающийся тем, что аппарат доставляет в скважину по меньшей мере одно из жидкости для гидравлического разрыва, кислоты и химического барьера или предшественников химического барьера.

15. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно включает проведение процедуры в скважине, причем процедура включает одно или более из захвата изображения, исследования на сообщаемость, такого как гидропрослушивание или испытание на интерференцию, исследования методом восстановления давления, исследования методом понижения уровня, испытания пласта на трубах (ИПТ), расширенного испытания скважины (РИС), процедуры гидроразрыва пласта или мини-гидроразрыва пласта, испытания давлением, испытания на приток, обработки скважины/коллектора, такой как кислотная обработка, испытания на проницаемость, процедуры закачивания, операции заполнения гравийной набивкой, операции перфорирования, установки колонны, капитального ремонта, консервации и ликвидации.

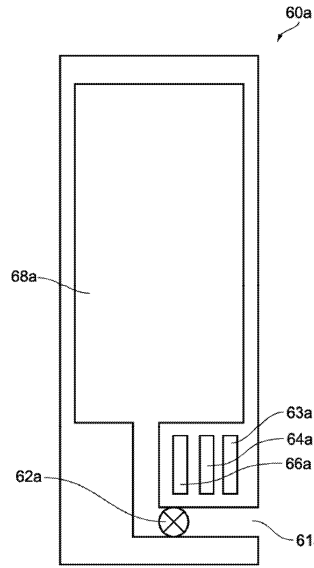
16. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что испытание давлением проводят на барьере аппаратом, предоставляемым под барьером, при этом запирающий элемент перемещают в ответ на сигнал управления, что приводит к выпуску среды из емкости с увеличением давления под барьером, и затем давление под барьером отслеживают.

17. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно включает нагнетательное средство, имеющее клапан на указанном или другом канале, при этом способ включает воздействие на газ давлением в скважине посредством указанного канала для сжатия газа, закрытие указанного канала указанным клапаном для предотвращения сообщения по текучей среде и гидродинамической связи из скважины в емкость с использованием сжатого газа для облегчения указанного выпуска текучей среды из емкости.

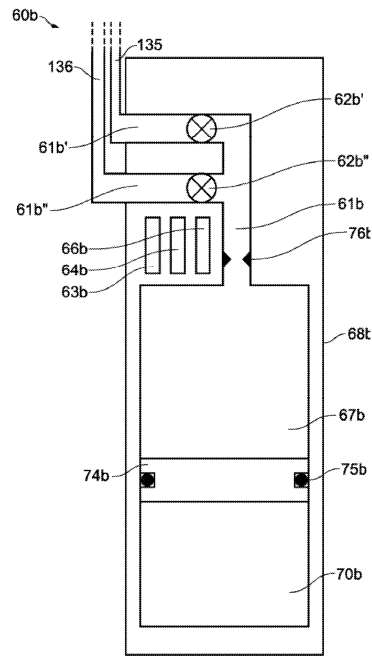
18. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что аппарат содержит штуцер, необязательно нерегулируемый или регулируемый.

19. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что беспроводной сигнал управления передают по меньшей мере в виде одного из электромагнитных сигналов и акустических сигналов управления.

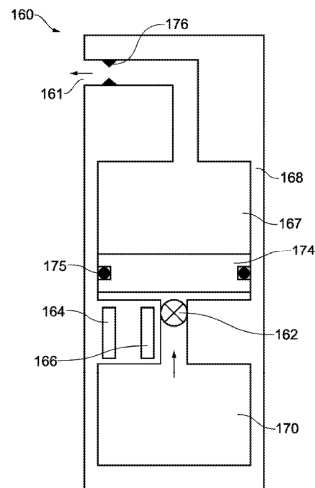
20. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что емкость содержит пропеллент, который активируют для создания газа.



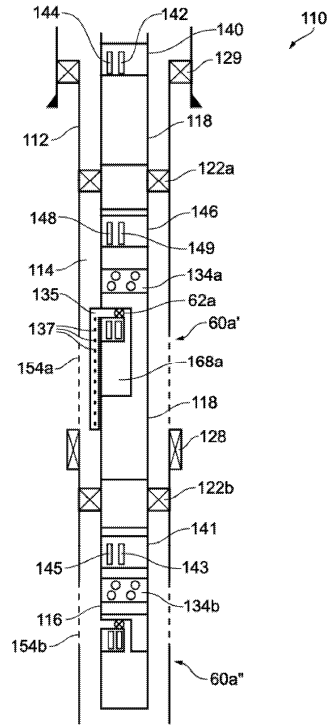
Фиг. 1



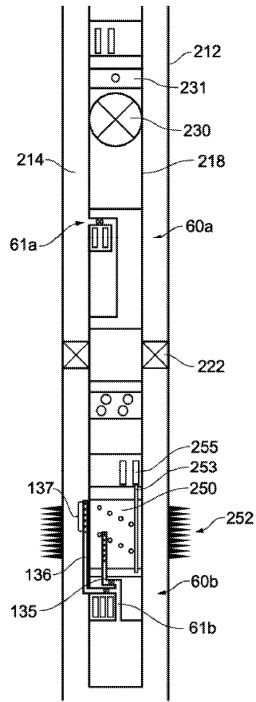
Фиг. 2



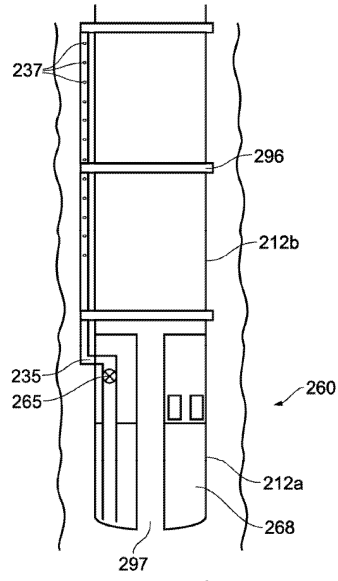
Фиг. 3



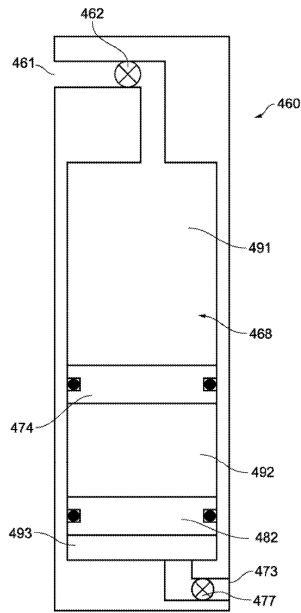
Фиг. 4



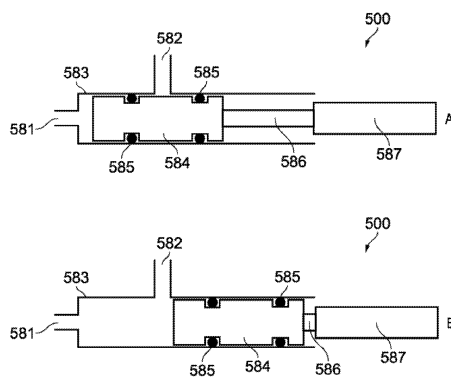
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8