

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039961**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.04.01

(21) Номер заявки
201991596

(22) Дата подачи заявки
2017.12.19

(51) Int. Cl. *E21B 27/02* (2006.01)
E21B 29/02 (2006.01)
E21B 33/12 (2006.01)
E21B 43/11 (2006.01)
E21B 47/06 (2012.01)
E21B 47/12 (2012.01)
E21B 47/18 (2012.01)

(54) СПОСОБ СКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА

(31) 1622440.4

(32) 2016.12.30

(33) GB

(43) 2019.12.30

(86) PCT/GB2017/053819

(87) WO 2018/122548 2018.07.05

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

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

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

(56) US-A-3187813
US-A-2591807
US-A-6095245
US-A-5845712
WO-A1-2014117846
WO-A1-2015130785

(57) Способ испытания или мониторинга целостности цементного барьера, включающий предоставление узла под ним, содержащего перфорирующее устройство; механизм управления для управления перфорирующим устройством, датчик давления, устройство беспроводной связи и датчик давления. Перфорирующее устройство активируют для перфорирования обсадной трубы под барьером, и при этом могут провести испытание давлением. За счет создания перфорационного отверстия (перфорационных отверстий) под барьером обеспечивают оценивание целостности барьера по всей его ширине и, в особенности, в месте его соединения с пластом, а не только в центральной части барьера. Электромагнитные или акустические беспроводные сигналы используют для вывода данных из области под барьером.

B1**039961****039961****B1**

Изобретение относится к способу скважинного мониторинга, в частности, но не исключительно, во время операций тампонирования и ликвидации или консервации.

Традиционная конструкция скважины содержит ствол скважины, имеющий по меньшей мере одну обсадную трубу в виде трубчатого элемента, зацементированную на месте относительно геологического пласта.

Когда скважина больше не требуется, скважину, как известно, "тампонируют и ликвидируют" посредством тампонирования ее цементом или альтернативой цементу. Для этой цели могут добавить барьер для управления скважиной и фрезерованным участком обсадной трубы (и любым смежным цементом) над ней. Участок пласта также может быть вырезан расширителем. Затем свежий цемент заливают в эту область для создания цементного уплотнения по всему стволу скважины, соединяя его с геологическим пластом.

В альтернативном процессе тампонирования скважину могут перфорировать скважинным перфоратором, любой старый цемент в кольцевом пространстве между обсадной трубой и пластом вымывают, и новый цемент доставляют через весь ствол скважины по центру него и распространяют через перфорационные отверстия в кольцевое пространство для соединения с пластом.

В любом случае образуют цементную пробку или барьер, которые, среди прочего, предназначены для предотвращения вытекания текучих сред из скважины после ликвидации.

Подобные способы могут быть использованы для консервации скважины.

В то время как это в целом соответствует требованиям, авторы настоящего изобретения отметили, что сложно оценить целостность такой цементной пробки.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предоставлен способ скважинного мониторинга, включающий:

установку по меньшей мере одного барьера в обсаженном стволе скважины, причем по меньшей мере один барьер содержит столб из текучего уплотнительного материала, такого как цемент, имеющий высоту по меньшей мере 2 м, так что обеспечивают противодействие гидродинамической связи и сообщению по текучей среде по всему стволу скважины, таким образом разделяя ствол скважины на нижний участок под по меньшей мере одним барьером и верхний участок над по меньшей мере одним барьером;

соединение указанного столба из текучего уплотнительного материала с частью пласта, которая определяет часть ствола скважины;

причем по меньшей мере часть нижнего участка обсаживают обсадной трубой, таким образом определяя кольцевое пространство между окружающим пластом и обсадной трубой;

при этом в нижнем участке предусматривают узел, содержащий

перфорирующее устройство;

механизм управления, предназначенный для управления перфорирующим устройством и содержащий устройство беспроводной связи, выполненное с возможностью приема беспроводного сигнала управления для активации перфорирующего устройства;

датчик давления;

отправку в любое время беспроводного сигнала управления на устройство беспроводной связи для активации перфорирующего устройства, причем беспроводной сигнал управления передают в по меньшей мере одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и посредством кодированных импульсов давления;

после установки по меньшей мере одного барьера активацию перфорирующего устройства для создания по меньшей мере одного перфорационного отверстия, проходящего через обсадную трубу;

после активации перфорирующего устройства:

(i) как правило, мониторинг давления в нижнем участке под по меньшей мере одним барьером с использованием датчика давления; и

(ii) как правило, отправку беспроводного сигнала данных, содержащего данные о давлении, из области по меньшей мере под одним барьером в область по меньшей мере над одним барьером с использованием по меньшей мере одной из электромагнитной связи и акустической связи.

За счет активации перфорирующего устройства для создания перфорационного отверстия в обсадной трубе может быть создан путь из внутреннего пространства обсадной трубы к пласту.

За счет создания по меньшей мере одного перфорационного отверстия между стволом скважины и обсадной трубой открывают путь потока текучей среды в любом уже существующем цементе, причем уже существующий цемент расположен между обсадной трубой и пластом. Таким образом, любой дополнительный путь протечки в кольцевом пространстве между пластом и обсадной трубой и, в особенности, любое повреждение соединения/уплотнения по меньшей мере одного барьера с окружающим пластом могут быть определены с использованием различных испытаний давлением, описанных в настоящем документе.

После этапа (ii) способ может включать (iii) оценивание того, изолирован ли нижний участок или в какой степени он изолирован.

Этап (iii) может включать оценивание того, изолирован ли нижний участок или в какой степени он изолирован от верхнего участка над по меньшей мере одним барьером. Тогда как установка барьера на

месте в скважине противодействует гидродинамической связи и сообщению по текучей среде и, как правило, предназначена для уплотнения или изолирования по всему барьеру, как правило, необходимо оценить, действительно ли было выполнено уплотнение и должным ли образом изолированы верхний и нижний участки.

Способ может включать мониторинг давления в течение некоторого времени для оценивания того, изолирован ли нижний участок или в какой степени он изолирован. Время может составлять, например, более 15 мин (например, для испытания давлением), более 4 ч или намного дольше, например, более одного дня, более месяца, более года или более пяти лет (например, для долгосрочного мониторинга целостности барьера).

До активации перфорирующего устройства для создания перфорационных отверстий может быть проведено предшествующее испытание давлением.

Датчик давления могут расположить на расстоянии от оставшейся части узла. В одном варианте осуществления перфорирующее устройство расположено на расстоянии от сочетания беспроводного инструмента и датчика давления, хотя возможно использование различных других сочетаний, поскольку узел может не быть предоставлен в собранном виде. Несмотря на это, узел могут называть аппаратом.

Способ может включать этап мониторинга давления над и под указанным по меньшей мере одним барьером до, во время или после перфорирования.

Способ может включать очистку участка пласта, таким образом обеспечивая удаление по меньшей мере части любого уже существующего цемента или других обломков, таких как грязь или фильтрационная корка, для по меньшей мере частичной очистки пласта и, следовательно, улучшения соединения с текучим уплотнительным материалом.

Это может быть выполнено посредством одного (или более) из фрезеровки, перфорирования, плавления, кислотной обработки, или растворения, или создания взрыва. Затем устанавливают по меньшей мере один барьер по меньшей мере частично в указанном участке. Уже существующий цемент обычно расположен между обсадной трубой и стволом скважины до удаления/перфорации/плавления и т. д. обсадной трубы.

В частности, этап очистки указанного участка может включать удаление, например, фрезерование, части обсадной трубы и по меньшей мере части любого уже существующего цемента, находящегося в контакте с пластом, в указанном участке.

В определенных вариантах осуществления этап очистки указанного участка включает предшествующий этап перфорирования части обсадной трубы в указанном участке и вымывание по меньшей мере части любого уже существующего цемента, находящегося в контакте с окружающим пластом.

Факультативно предусматривают верхнее перфорирующее устройство, причем верхнее перфорирующее устройство предусматривают в верхнем участке над по меньшей мере одним барьером, и причем способ включает создание по меньшей мере одного перфорационного отверстия между стволом скважины и обсадной трубой над по меньшей мере одним барьером.

Верхний и нижний участки могут быть смежными верхней и нижней зонам соответственно.

Часть пласта, с которой соединен столб из текучего материала, как правило, представляет собой непроницаемую часть, т.е. через нее не проходит путь потока текучей среды, и часто имеет название перекрывающая порода. Перфорационные отверстия также могут быть смежными с подобной непроницаемой частью пласта.

Способ могут использовать для консервации и ликвидации участка или смежной зоны ствола скважины / скважины или всей скважины / всего ствола скважины.

По меньшей мере один барьер, содержащий столб из текучего уплотнительного материала (часто цемента), также может содержать другие компоненты, такие как уплотняющая или неуплотняющая подвеска, мостовая пробка или пакер. Датчик давления может быть предусмотрен между частью из текучего уплотнительного материала и другими компонентами, такими как мостовая пробка, причем при проведении испытаний давлением, описанных в настоящем документе, это может способствовать подтверждению того, является или нет это барьером из текучего уплотнительного материала, находящимся под давлением.

Текучий уплотнительный материал может включать цемент, или альтернативу цементу, или его заменитель. Текучий уплотнительный материал является текучим по меньшей мере во время доставки и может или не может застывать/затвердевать.

Упоминания установки барьера должны рассматриваться как размещение барьера, а не застывание/затвердевание барьера.

Упоминания цемента в настоящем документе включают альтернативы цементу. Затвердевающий заменитель цемента может включать эпоксиды и смолы или незатвердевающий заменитель цемента, такой как Sandaband™.

Далее в настоящем документе текучий уплотнительный материал часто называют цементом.

Дополнительным вариантом для текучего уплотнительного материала / альтернативы цементу / его заменителя для тампонирующего и ликвидации является плавление (или в более широком смысле создание реакции окисления) трубчатых элементов и/или части окружающего пласта. Например, для этой це-

ли могут использовать термит. Термит может представлять собой смесь горючего из металлического порошка и оксида, например, оксида железа.

Тогда как беспроводной сигнал может быть отправлен до установки барьера и активации перфорирующего устройства на основе временной задержки (так что их активируют после установки барьера); как правило, барьер устанавливают до отправки беспроводного сигнала управления на устройство беспроводной связи, так что беспроводной сигнал управления отправляют из области над барьером на устройство беспроводной связи под барьером для активации перфорирующего устройства. Соответственно, в таких вариантах осуществления беспроводной сигнал проходит через / по всему / вокруг барьера.

Перфорирующее устройство может быть активировано сразу после, или больше чем через неделю, или больше чем через месяц после установки барьера / консервации / ликвидации зоны. Конечно, перфорирующее устройство может быть активировано больше чем через шесть месяцев, больше чем через год или больше чем через пять лет после этого.

Барьер может законсервировать или ликвидировать нижний участок / нижнюю зону, не обязательно весь ствол скважины / всю скважину, так что проведение операций, таких как испытание скважины или разработка другой зоны, может продолжаться в другом участке / другой зоне. В качестве альтернативы, весь ствол скважины / вся скважина могут быть законсервированы или ликвидированы.

Консервация зоны представляет собой приведение зоны в состояние, при котором фонтанирование на поверхность не происходит и при котором необходимо изолирование посредством барьера на срок по меньшей мере один месяц, факультативно более трех месяцев или более шести месяцев. Конечно, ствол скважины / скважина могут быть законсервированы на более долгий период, например, больше чем на год или больше чем на пять лет.

Следовательно, предпочтительно барьер представляет собой, как правило, постоянный или полупостоянный барьер, так как он остается на месте в течение срока, составляющего по меньшей мере один месяц, факультативно более трех месяцев или более шести месяцев. Конечно, барьер может оставаться на месте намного дольше, например, более года или более пяти лет. Соответственно, в течение таких периодов фонтанирование на поверхность происходит не будет.

Ликвидация ствола скважины / скважины представляет собой ситуацию, при которой не предполагается или не существует варианта повторения фонтанирования стволом скважины / скважиной текучих сред на поверхность. Следовательно, барьер, как правило, представляет собой постоянный барьер, так как он остается на месте на неопределенный срок.

Двойной барьер

Два или более таких барьеров и факультативно два или более таких узлов могут быть предусмотрены в скважине. Следовательно, по меньшей мере один барьер может представлять собой основной барьер, и по меньшей мере один вспомогательный барьер, который может содержать столб из текучего уплотнительного материала, может быть установлен под узлом, так что по меньшей мере один вспомогательный барьер противодействует гидродинамической связи и сообщению по текучей среде по всему стволу скважины, таким образом изолируя участок ствола скважины между основным и вспомогательным барьерами от участка скважины под вспомогательным барьером.

Для таких вариантов осуществления вспомогательный барьер будет, как правило, установлен первым.

Датчик давления может представлять собой основной датчик давления, и ствол скважины может содержать вспомогательный датчик давления под по меньшей мере одним вспомогательным барьером.

Для таких вариантов осуществления факультативно узел представляет собой основной узел, перфорирующее устройство представляет собой основное перфорирующее устройство, механизм управления представляет собой основной механизм управления, и устройство беспроводной связи представляет собой основное устройство беспроводной связи, и вспомогательный узел может быть предусмотрен под по меньшей мере одним вспомогательным барьером, причем вспомогательный узел содержит

вспомогательный датчик давления, вспомогательное перфорирующее устройство;

вспомогательный механизм управления, предназначенный для управления перфорирующим устройством и содержащий вспомогательное устройство беспроводной связи, выполненное с возможностью приема беспроводного сигнала управления для активации перфорирующего устройства;

причем способ может включать:

отправку в любое время беспроводного сигнала управления на вспомогательное устройство беспроводной связи для активации вспомогательного перфорирующего устройства, причем беспроводной сигнал управления передают по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и посредством кодированных импульсов давления;

после установки по меньшей мере одного вспомогательного барьера активацию вспомогательного перфорирующего устройства для создания по меньшей мере одного перфорационного отверстия между стволом скважины и обсадной трубой;

мониторинг давления в участке под вспомогательным барьером с использованием вспомогательного датчика давления; и

отправку беспроводного сигнала данных, содержащего данные о давлении, из области под вспомогательным барьером в область над вспомогательным барьером с использованием по меньшей мере одного из электромагнитной связи, акустической связи и индуктивно связанных трубчатых элементов.

Барьер может содержать или быть выполнен из столба из текучего уплотнительного материала (например, цемента), такого как столб, имеющий высоту по меньшей мере 2 м или по меньшей мере 10 м, по меньшей мере 50 м, 200-500 м и, возможно, до 1000 м или даже больше. Короткий цементный барьер может быть предпочтительным для зонального изолирования, в то время как более длинные цементные барьеры, как правило, используются для изолирования ствола скважины / скважины.

Узел может быть подвешен на основном барьере.

Барьер находится, как правило, по меньшей мере на 100 м или 300 м ниже поверхности ствола скважины / скважины.

В дополнение к обсадной трубе в определенных вариантах осуществления, особенно в тех, в которых присутствуют акустические связи, трубчатый элемент может проходить от основного барьера и/или вспомогательного барьера к поверхности ствола скважины / скважины. В других вариантах осуществления, например, в которых используют ЭМ связь, это может не требоваться.

Этап мониторинга может быть выполнен до и/или после установки вспомогательного барьера, факультативно с размещением столба цемента на месте над основным барьером.

Следовательно, компоненты узла / основного узла, описанные в настоящем документе, могут факультативно быть продублированы и включены во вспомогательный узел.

Мониторинг коллектора

Способ также может включать мониторинг коллектора после установки по меньшей мере одного барьера путем использования дополнительного узла в стволе скважины под по меньшей мере одним барьером. Мониторинг коллектора, как правило, происходит посредством пути сообщения между стволом скважины и проницаемым участком пласта, и беспроводные связи, как описано в настоящем документе, могут быть использованы для ретрансляции сигналов и вывода данных.

Дополнительный узел может содержать дополнительный датчик давления.

Способ может включать предоставление дополнительного узла, смежного с коллектором, в нижнем участке, причем дополнительный узел содержит дополнительное перфорирующее устройство;

отправку в любое время беспроводного сигнала управления на указанное или любое дополнительное устройство беспроводной связи для активации дополнительного перфорирующего устройства, причем беспроводной сигнал управления передают в по меньшей мере одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и посредством кодированных импульсов давления;

после установки по меньшей мере одного барьера активацию дополнительного перфорирующего устройства для создания по меньшей мере одного перфорационного отверстия между скважиной и окружающим коллектором;

после активации дополнительного перфорирующего устройства:

(i) мониторинг давления в нижнем участке под по меньшей мере одним барьером с использованием указанного или любого дополнительного датчика давления; и

(ii) отправку беспроводного сигнала данных, содержащего данные о давлении, из области по меньшей мере под одним барьером в область по меньшей мере над одним барьером с использованием по меньшей мере одного из электромагнитной связи, акустической связи и индуктивно связанных трубчатых элементов.

Дополнительный узел может содержать дополнительный механизм управления для управления дополнительным перфорирующим устройством.

Для таких вариантов осуществления перфорирующее устройство может быть смежным с необсаженным участком ствола скважины для улучшения возможности соединения, в частности, там, где поры в пласте могут быть по меньшей мере частично заблокированы фильтрационной коркой.

Емкость

Узел или "аппарат" в определенных вариантах осуществления настоящего изобретения содержит емкость, и способ включает приведение текучей среды в движение через отверстие между внутренним пространством и внешним пространством емкости. Движение текучей среды направляют предпочтительно из внутреннего пространства емкости во внешнее пространство емкости, хотя его могут обеспечивать и в обратном направлении.

Емкость может быть расположена в различных частях скважины или ствола скважины, как правило, под основным (основными) (или вспомогательным (вспомогательными)) барьером (барьерами), факультативно между основным и вспомогательным барьерами.

Емкость может быть особенно полезной для проведения операций в отношении давления для испытания давлением барьера. Она также может быть использована для восстановления давления после падения давления.

Возникновение движения текучей среды между внутренним пространством и внешним пространством емкости могут обеспечивать до, во время и/или после активации перфорирующего устройства. Ко-

нечно, оно может быть отложено больше чем на час, больше чем на неделю, больше чем на один месяц, факультативно больше чем на один год или больше чем на пять лет после активации перфорирующего устройства. Например, оно может быть активировано, когда проводятся работы в соседнем стволе скважины / соседней скважине.

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 ствола скважины / скважины, как правило, емкость может иметь объем по меньшей мере 5 литров (л) или по меньшей мере 50 л, факультативно по меньшей мере 100 л. Емкость может иметь объем не более 3000 л, как правило, не более 1500 л, факультативно не более 500 л.

Таким образом, аппарат может содержать трубу / трубчатый элемент (или переводник в части трубы / трубчатого элемента), вмещающий емкость и другие компоненты, или, в связи с этим, емкость может быть выполнена из трубчатых элементов, таких как насосно-компрессорная труба или бурильная труба, соединенные вместе.

Отверстие, обеспечивающее движение текучей среды между внутренним пространством и внешним пространством емкости, может представлять собой уже существующее отверстие или "канал" или может быть создано на месте, например, перфорирующим устройством.

Отверстие обеспечивает площадь поперечного сечения для гидродинамической связи и сообщения по текучей среде. Указанная площадь может составлять менее $0,1 \text{ см}^2$, факультативно по меньшей мере $0,25 \text{ см}^2$ или по меньшей мере 1 см^2 . Площадь поперечного сечения может составлять не более 150 см^2 , или не более 25 см^2 , или не более 5 см^2 , факультативно не более 2 см^2 .

В первом случае устройство управления управляет отверстием. В качестве альтернативы, емкость содержит корпус для перфорирующего устройства, и отверстие создают за счет активации указанного (или иного) перфорирующего устройства. Часто перфорирующее устройство содержит по меньшей мере один кумулятивный заряд.

Может быть предусмотрено менее десяти отверстий или менее пяти отверстий.

Внешнее пространство емкости в целом представляет собой окружающую часть ствола скважины / скважины. Окружающая часть ствола скважины / скважины представляет собой часть ствола скважины / скважины, которая окружает аппарат, в особенности, снаружи отверстия непосредственно до перемещения устройства управления в ответ на сигнал управления или отверстия, созданного указанным или любым перфорирующим устройством.

Вход в емкость или выход из нее называют "движением текучей среды".

В определенных вариантах осуществления емкость расположена смежно с, над или под перфорационными отверстиями для очистки перфорационных отверстий. Множество емкостей могут быть использованы и предусмотрены вместе или раздельно в разных частях ствола скважины или скважины.

Устройство управления

Устройство управления может содержать узел механического клапана, насос и/или узел защелки. Устройство управления, как правило, отвечает на беспроводные сигналы посредством указанного или любого отдельного устройства беспроводной связи. Устройство управления может быть или может не быть расположено в отверстии. В вариантах осуществления с устройством управления и уже существующим отверстием устройство управления можно перемещать в ответ на сигнал управления по меньшей мере за 2 мин до и/или по меньшей мере за 2 мин после любой активации перфорирующего устройства. Этот период может составлять по меньшей мере 10 мин до и/или после любой активации перфорирующего устройства. Благодаря их независимому управлению можно извлечь полезную информацию между активацией перфорирующего устройства и активацией устройства управления.

Устройство управления может быть приспособлено для закрывания отверстия в первом положении и открывания отверстия во втором положении. Таким образом, как правило, в первом положении устройство управления уплотняет указанное внутреннее пространство емкости относительно указанного внешнего пространства емкости, и, как правило, во втором положении устройство управления обеспечивает прохождение текучей среды в емкость / из емкости. Таким образом, во втором положении может быть обеспечена гидродинамическая связь и сообщение по текучей среде между указанным внутренним пространством емкости и указанным внешним пространством емкости.

Устройство управления можно вновь переместить в положение, в котором оно находилось 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 прием дополнительного сигнала управления.

Следовательно, факультативно устройство управления можно вновь переместить для противодействия движению текучей среды между емкостью и внешним пространством емкости. Например, расход можно остановить, или возобновить, или изменить, и факультативно им могут частично управлять в соответствии с параметром или временной задержкой. Как правило, устройство управления в открытом втором положении остается присоединенным к аппарату.

Устройство управления можно закрыть до выравнивания какой-либо разности давлений между ем-

костью и внешним пространством емкости. Оставшуюся разность давлений могут факультативно использовать позднее. Таким образом, процедуру перемещения устройства управления для обеспечения движения текучей среды или противодействия движению текучей среды можно повторить позднее.

Устройство управления может быть расположено на одном конце аппарата. Однако оно может быть расположено в его центральной части. Одно или более устройств могут быть расположены в разных положениях.

Механизм управления может быть выполнен с возможностью перемещения устройства управления для выборочного обеспечения движения текучей среды или противодействия движению текучей среды к/из по меньшей мере части емкости при соблюдении определенного условия, например при достижении определенного давления, например, 2000 фунтов на квадратный дюйм, или после временной задержки. Таким образом, сигнал управления, вызывающий ответную реакцию в виде перемещения устройства управления, может зависеть от определенных параметров, и разные сигналы управления могут быть отправлены в зависимости от подходящих параметров для конкретных условий в стволе скважины / скважине.

Клапан

Устройство управления может содержать узел механического клапана, имеющий запирающий элемент, приспособленный для перемещения для выборочного обеспечения движения текучей среды или противодействия движению текучей среды между по меньшей мере частью емкости и внешним пространством емкости через отверстие.

Запирающим элементом можно управлять прямо или косвенно. В определенных вариантах осуществления запирающий элемент прямо приводится в действие механизмом управления, хотя, как правило, отдельный второй механизм управления предоставляют для управления запирающим элементом. Он может управляться электромеханическим или электрогидравлическим способом посредством перемещения. В других вариантах осуществления клапаном управляют косвенно, например, за счет перемещения поршня, вызывающего перемещение клапана.

Узел механического клапана может содержать 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).

Предпочтительными являются узлы поршневых, игольчатых и золотниковых клапанов.

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

Приведение в действие разностью давлений

Множество различных движущих сил могут вызвать движение текучей среды через отверстие, например, разность давлений между внутренним пространством и внешним пространством емкости и/или насос.

До перемещения текучей среды давление внутри емкости и снаружи емкости может отличаться. Эта разность давлений больше, чем моментальная, как правило, она составляет по меньшей мере одну минуту и обычно дольше.

Таким образом, после создания отверстия или активации устройства управления для обеспечения сообщения через уже существующее отверстие текучая среда движется из области более высокого давления в область более низкого давления.

Например, емкость с положительным дифференциальным давлением (имеющая давление, которое выше, чем давление снаружи емкости / окружающей части ствола скважины) может повышать давление в изолированном участке ствола скважины.

Емкость с отрицательным дифференциальным давлением (имеющая давления, которое ниже, чем давление снаружи емкости / окружающей части ствола скважины) является альтернативой. Как правило, по меньшей мере 5 л текучей среды втягивают в емкость, факультативно по меньшей мере 50 л или по меньшей мере 100 л (другие емкости, такие как емкости с положительным дифференциальным давлением, могут иметь такую же величину движения текучей среды через отверстие). Это также могут использовать для проведения испытания давлением, или при использовании для способствования мониторингу коллектора это может устранить повреждение пласта, то есть по меньшей мере частично разблокировать любые заблокированные части и/или свободные части ствола скважины и/или окружающего пласта; часто этого достаточно для улучшения возможности соединения под давлением между стволом скважины и пластом.

Емкость, как правило, содержит газ, например, по меньшей мере 85 об.% газа, такого как азот, диоксид углерода или воздух. В одном варианте осуществления текучая среда может быть уплотнена в по меньшей мере части (например, более 50 об.%) емкости под атмосферным давлением до доставки, а затем аппарат доставляют в ствол скважины (который имеет более высокое скважинное давление). Таким образом, давление в указанной части емкости, давление в которой ниже, чем давление снаружи емкости, до движения текучей среды может находиться в диапазоне от 14 до 25 фунтов на квадратный дюйм, что является нормальным атмосферным давлением, которое иногда повышается при более высоких темпера-

турах в стволе скважины. В качестве альтернативы в емкости может быть эффективно создано разрежение, то есть создано давление ниже 14 фунтов на квадратный дюйм, факультативно ниже 10 фунтов на квадратный дюйм.

Разность давлений между внутренним пространством емкости со сниженным давлением и указанным внешним пространством емкости до обеспечения движения текучей среды может составлять по меньшей мере 100 фунтов на квадратный дюйм или по меньшей мере 500 фунтов на квадратный дюйм, предпочтительно по меньшей мере 1000 фунтов на квадратный дюйм.

Приведение в действие насосом

В качестве альтернативы или дополнения, устройство управления может содержать электрический насос для приведения текучей среды в движение через отверстие между внутренним пространством и внешним пространством емкости. Насос может быть расположен в отверстии. Факультативно насос выполнен с возможностью перекачивания текучей среды из внешнего пространства емкости во внутреннее пространство емкости.

В качестве альтернативы, насос работает таким образом, что перекачивает текучую среду из емкости в окружающую часть ствола скважины. Зачастую это количество составляет по меньшей мере один литр или более пяти литров текучей среды, которую добавили в емкость на поверхности до опускания аппарата в ствол скважины. Эту текучую среду могут использовать для создания изменения давления для испытания давлением по меньшей мере одного барьера или для обработки ствола скважины / скважины / коллектора.

Электрический насос предпочтительно представляет собой объемный насос, такой как поршневой насос, шестеренный насос, винтовой насос, диафрагменный насос, кулачковый насос; в особенности, поршневой или шестеренный насос. В качестве альтернативы, насос может представлять собой скоростной насос, такой как центробежный насос.

Насос может быть выполнен с возможностью перекачивания текучих сред со скоростью от 0,01 см³/с до 20 см³/с.

Операция перекачивания или скорость могут управляться в ответ на прием дополнительного сигнала управления указанным или любым отдельным устройством беспроводной связи (или это может быть инструкцией в исходном сигнале).

Другие устройства управления

Устройство управления может содержать узел защелки, который, в свою очередь, управляет плавающим поршнем: он может удерживать плавающий поршень на месте, противодействуя действию других сил (например, давлению в стволе скважины), и высвобождается/перемещается в ответ на инструкцию от контроллера для обеспечения движения текучей среды через отверстие.

Отверстие может содержать обратный клапан, который может противодействовать движению текучей среды через него.

Аппарат может содержать штуцер.

Штуцер может быть выполнен как одно целое с устройством управления, или он может находиться на пути потока, содержащем отверстие и устройство управления.

Указанная площадь поперечного сечения может содержать фильтр.

Запирающий элемент может выполнять функцию штуцера, факультативно регулируемого штуцера, который могут изменять по месту эксплуатации, или он может быть нерегулируемым штуцером.

Таким образом, размер площади поперечного сечения для движения текучей среды может быть достаточно небольшим, например, 0,1-0,25 см², вследствие чего движение текучей среды эффективно блокируется.

Плавающий поршень

Плавающий поршень может быть расположен в емкости, например, для отделения одной текучей среды от другой. Например, на одной стороне плавающего поршня может быть предусмотрена текучая среда для выпуска, а на другой стороне может быть предусмотрен газ с более высоким давлением, чем давление в окружающем стволе скважины, для вытеснения текучей среды, когда устройство управления обеспечивает гидродинамическую связь и сообщение по текучей среде между емкостью и окружающим стволом скважины.

В определенных вариантах осуществления присутствует емкость и указанный плавающий поршень без дополнительных камер. Давление в емкости могут нагнетать, а затем удерживать, пока окружающая часть ствола скважины / скважины не будет иметь другое давление. В определенных других вариантах осуществления емкость может содержать два участка, разделенных устройством управления, причем одна камера представляет собой камеру для текучей среды, а вторая камера представляет собой камеру пониженного давления или приводную камеру. Если присутствует разность давлений между внутренним пространством и внешним пространством емкости, вторая камера, как правило, представляет собой часть емкости, имеющую такую разность давлений.

Устройство управления может управлять движением текучей среды между камерой для текучей среды и второй камерой.

Плавающий поршень может дополнительно разделять два участка в камере для текучей среды, при-

чем один участок находится в сообщении по текучей среде с отверстием, и другой участок на противоположной стороне плавающего поршня находится в сообщении со второй камерой.

Таким образом, одна сторона плавающего поршня может подвергаться воздействию давления в стволе скважины через отверстие. Текучая среда, такая как нефть, может быть предусмотрена в камере для текучей среды со стороны второй камеры плавающего поршня.

В вариантах осуществления в отношении второй камеры может быть представлено множество вариантов осуществления. Вторая камера может представлять собой камеру пониженного давления с давлением, которое ниже, чем давление в окружающей части ствола скважины, тогда как устройство управления содержит клапан, таким образом косвенно обеспечивая втягивание текучих сред или противодействия втягиванию текучих сред в участок камеры для текучей среды емкости.

В качестве альтернативы, вторая камера может представлять собой приводную камеру, имеющую давление, которое выше, чем давление в окружающей части ствола скважины. В этом случае устройство управления, которое факультативно содержит клапан, может обеспечивать выталкивание текучих сред или противодействовать выталкиванию текучих сред из участка камеры для текучей среды емкости.

В обоих случаях в этих вариантах осуществления, поскольку устройство управления находится между камерой для текучей среды и второй камерой, оно косвенно управляет движением текучей среды через отверстие в камере для текучей среды.

Таким образом, в ответ на сигнал управления устройство управления может обеспечить движение текучей среды между емкостью (участком камеры для текучей среды) и внешним пространством емкости, например, стволом скважины, для втягивания в них текучих сред или выталкивания из них текучих сред.

Обратный клапан может быть предусмотрен в отверстии.

Объем второй камеры может составлять по меньшей мере 90% от объема камеры для текучей среды, хотя в определенных вариантах осуществления объем второй камеры больше, чем объем камеры для текучей среды, с целью избежания или ограничения повышения давления во второй камере и, следовательно, достижения более однородного расхода в камере для текучей среды.

Как правило, плавающий поршень имеет динамическое уплотнение относительно внутреннего пространства емкости.

Вспомогательные емкости

В дополнение к емкости (которую далее иногда называют "основной емкостью") может быть предоставлена одна или более вспомогательных емкостей, факультативно каждая из них содержит соответствующие устройства управления, управляющие сообщением по текучей среде между внутренним пространством соответствующей вспомогательной емкости и внешним пространством этой емкости. Она может представлять собой, например, окружающую часть ствола скважины / скважины или другую часть аппарата или пласта.

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

Емкости могут иметь внутреннее давление, отличное от давления снаружи емкости, например, в окружающей части ствола скважины или пласте. Если давление ниже, чем снаружи емкости, как описано в настоящем документе в более широком смысле, такие емкости называют емкостями "с отрицательным дифференциальным давлением", а если давление выше, чем снаружи емкости, их называют емкостями "с положительным дифференциальным давлением".

Таким образом, можно предоставить множество основных и/или вспомогательных емкостей или аппаратов, каждый из которых имеет разные функции, при этом одна или более емкостей могут иметь отрицательное дифференциальное давление, одна или более емкостей могут иметь положительное дифференциальное давление, или одна или более емкостей управляются насосом.

Могут быть предоставлены вспомогательная емкость (вспомогательные емкости) с отрицательным дифференциальным давлением, с положительным дифференциальным давлением и/или управляемые насосом и связанные с ними отверстия и устройства управления, причем каждая из вспомогательных емкостей предпочтительно имеет объем, составляющий по меньшей мере пять литров, и при использовании имеет скорость перекачивания и/или давление, которые ниже/выше, чем снаружи емкости, как правило, в течение по меньшей мере одной минуты до факультативной активации устройства управления в ответ на сигнал управления. Таким образом, текучие среды, окружающие вспомогательную емкость, могут быть втянуты (для емкостей с отрицательным дифференциальным давлением), при необходимости быстро, или вытолкнуты (для емкостей с положительным дифференциальным давлением).

Это может быть полезным, например, для частичной очистки фильтрационной корки с использованием емкости с отрицательным дифференциальным давлением до доставки вещества для кислотной обработки на перфорационные отверстия, в частности, при сочетании с мониторингом коллектора, с ис-

пользованием емкости, управляемой насосом.

В качестве альтернативы, при проведении операций в коротком интервале поверхностный барьер может быть удален из интервала за счет кислоты, доставленной из емкости с положительным дифференциальным давлением, а затем аппарат с емкостью с отрицательным дифференциальным давлением используют для втягивания текучей среды из интервала.

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

Вспомогательное отверстие может содержать обратный клапан, который может противодействовать выпуску текучей среды из емкости.

Другие варианты аппарата

В дополнение к беспроводному сигналу аппарат может содержать предварительно запрограммированные последовательности действий, например, открывание и повторное закрывание 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 будет 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.

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

Может быть предусмотрено более одного аппарата.

Сниженное давление в скважине

До установки барьера более легкие текучие среды могут циркулировать в стволе скважины, например, как часть испытания на приток или по другим причинам. Это снижает давление в стволе скважины вследствие уменьшенного гидростатического напора более легких текучих сред. В определенных вариантах осуществления барьер могут установить в то время, как давление в стволе скважины снижают аналогичным образом до давления, которое ниже давления в коллекторе. Следовательно, ствол скважины может иметь отрицательное дифференциальное давление относительно коллектора во время перфорирования.

Преимущество таких вариантов осуществления состоит в том, что при активации перфорирующего устройства сниженное давление способствует извлечению большего количества обломков из перфорационного отверстия (перфорационных отверстий) для улучшения возможности соединения между стволом скважины и окружающим коллектором.

Часто тяжелую текучую среду подают в ствол скважины для способствования управлению им.

Эта тяжелая текучая среда может приводить к слабой возможности соединения под давлением через перфорационные отверстия между коллектором и стволом скважины. В вариантах осуществления настоящего изобретения предусмотрен барьер, таким образом обеспечивая перфорирование коллектора в зоне без такой тяжелой текучей среды, таким образом исключая контакт между тяжелой текучей средой и перфорационными отверстиями.

Датчики

Аппарат может содержать датчики для анализа текучей среды, включая оптический анализ текучей среды, плотности, обводненности и иных параметров для определения газового фактора (ГФ).

Любые другие датчики предпочтительно предусмотрены под барьером, и для датчиков давления данные выводят как описано в настоящем документе. Предпочтительно также предусмотрен датчик температуры. Могут быть предусмотрены различные другие датчики, включая датчики ускорения, вибрации, крутящего момента, движения, перемещения, излучения, шума, магнетизма, для определения коррозии, для обнаружения химического или радиоактивного индикатора, для определения текучей среды, такой как гидрат, выноса парафина и песка, и для определения свойств текучей среды, таких как (но без ограничения) расход, плотность, обводненность, например, за счет емкости и проводимости, кислотность и вязкость. Дополнительно датчики могут быть приспособлены для подачи сигнала или параметра, регистрируемого за счет включения подходящих передатчиков и механизмов. Датчики также могут определять состояние других частей аппарата или другого оборудования в стволе скважины, например, статус устройства управления, такой как положение запирающего элемента.

Группа дискретных датчиков температуры или распределенный датчик температуры может быть предоставлен (например, спущен) вместе с аппаратом. Таким образом, они могут располагаться под барьером, или над барьером, или даже снаружи обсадной трубы. Следовательно, предпочтительно они находятся под барьером.

Эти датчики температуры могут быть расположены в трубном канате 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 разнесены таким образом, что группа датчиков температуры, расположенных в трубном канате, может быть выровнена по всему пласту, например, по всем перфорационным отверстиям; либо, например, в целом параллельно

стволу скважины, либо в форме спирали.

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

Датчики температуры могут представлять собой электронные датчики или оптоволоконный кабель.

Следовательно, в этом случае дополнительная группа датчиков температуры может предоставлять данные из интервала (интервалов) перфорационных отверстий и сигнализировать, если, например, перфорационные отверстия заблокированы/закупорены. Группа датчиков температуры в трубном канате также может обеспечить явное указание на поток текучей среды, в частности, когда аппарат активирован. Таким образом, например, может быть получено больше информации о реагировании перфорационных отверстий: верхняя область перфорационных отверстий может быть открыта, а другая область остается заблокированной, и это может быть определено за счет локальной температуры вдоль ряда датчиков температуры.

Данные можно вывести из датчика (датчиков) давления до, во время и/или после активации перфорирующего устройства и до, во время или после обеспечения движения текучей среды между внутренним пространством и внешним пространством емкости.

Выведение данных означает извлечение данных на поверхность. Выведенные данные могут представлять собой данные в реальном времени / текущие данные и/или статистические данные. Данные предпочтительно отправляют посредством акустических и/или электромагнитных сигналов.

Данные могут быть выведены множеством способов. Например, они могут быть переданы беспроводным способом в реальном времени или позднее, факультативно в ответ на инструкцию на передачу.

Запоминающее устройство

Аппарат, в особенности, датчик (датчики), может содержать запоминающее устройство, которое может хранить данные для их вывода в более поздний период. Запоминающее устройство, в некоторых обстоятельствах, также может быть извлечено, а данные могут быть выведены после извлечения.

Запоминающее устройство может быть частью датчика (датчиков). Если они не являются единым целым, запоминающее устройство и датчики могут быть присоединены друг к другу любым подходящим способом, факультативно 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 ЭМ связи в диапазоне ОНЧ.

Аппарат может быть выполнен с возможностью мониторинга давления или других параметров под барьером в течение периодов времени, превышающих одну неделю, один месяц, один год или составляющих более пяти лет.

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

Сигналы

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

Сигналы могут представлять собой сигналы данных или командные сигналы, которые не должны обязательно иметь одинаковую беспроводную форму. Соответственно, варианты, изложенные в настоящем документе для разных типов беспроводных сигналов, применяются независимо к сигналам данных и командным сигналам. Сигналы управления могут управлять скважинными устройствами, включая датчики. Данные 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 с использованием подходящих сигналов управления.

Кодированные импульсы давления

Кодированные импульсы давления могут использовать для активации перфорирующего устройства. Стреляющая головка перфорирующего устройства может находиться над барьером.

Импульсы давления предусматривают способы передачи сообщения из скважины / ствола скважины или в нее/него, из по меньшей мере одного из дополнительных местоположений в скважине / стволе скважины или в него и из поверхности скважины / ствола скважины с использованием 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 используется схема модуляции для кодирования команд в колебаниях давления или расхода, причем преобразователь используется в скважине / стволе скважины для регистрации и/или генерирования колебаний, и/или в скважине / стволе скважины используется электронная система для кодирования и/или декодирования команд. Следовательно, импульсы давления, использующиеся с электронными устройствами сопряжения в скважине / стволе скважины, в настоящем документе определены как кодированные

импульсы 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.

В случае, когда для передачи сигналов управления используются кодированные импульсы давления, для кодирования сигналов управления могут применяться разные схемы модуляции, 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), амплитудно-кодовая манипуляция (АКМн), также могут применяться комбинации схем модуляции, 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 текущих средах и могут быть зарегистрированы путем прямого или косвенного измерения изменений давления и/или расхода. Текущие среды включают жидкости, газы и многофазные текущие среды, при этом они могут представлять собой неподвижные текущие среды для управления и/или текущие среды, добытые из ствола скважины или закаченные в него.

Сигналы: общие сведения

Предпочтительно беспроводные сигналы представляют собой сигналы, способные проходить через барьер, такой как пробка, когда они зафиксированы на месте. Следовательно, предпочтительно беспроводные сигналы передаются в по меньшей мере одной из следующих форм: электромагнитной, акустической и посредством индуктивно связанных трубчатых элементов.

ЭМ/акустические сигналы и кодированные импульсы давления используют скважину, ствол скважины или пласт в качестве среды передачи. ЭМ/акустический сигнал или сигнал давления может быть отправлен из ствола скважины или с поверхности. ЭМ/акустический сигнал может передаваться через барьера, хотя в определенных вариантах осуществления он может проходить непрямым путем, например, вокруг барьера.

Электромагнитные и акустические сигналы особенно предпочтительны, поскольку они могут проходить через/сквозь кольцевой барьер 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 импульсами давления, что в особенности касается данных из ствола скважины.

Следовательно, устройство беспроводной связи может включать устройство акустической связи, а беспроводной сигнал управления включает акустический сигнал управления, и/или устройство беспроводной связи может включать устройство электромагнитной связи, а беспроводной сигнал управления включает 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, для образования колонны индуктивно связанных трубчатых элементов. Они имеют единую проводку и могут быть образованными трубчатыми элементами, такими как насосно-компрессорная труба, буровая труба или обсадная труба. На каждом соединении между смежными секциями присутствует индуктивная связь.

Индуктивно связанные трубчатые элементы, пригодные для использования, могут быть предоставлены компанией N O V под наименованием Intellipipe®.

Таким образом, ЭМ/акустические беспроводные сигналы или беспроводные сигналы давления могут быть переданы на относительно дальнее расстояние в качестве беспроводных сигналов, отправлены по меньшей мере на 200 м, факультативно 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 / этот эффект обеспечивается за счет сочетания единой проводки и индуктивных связей. Пройденное расстояние может быть значительно большим в зависимости от длины ствола скважины.

Сигнал управления и факультативно другие сигналы могут быть отправлены в беспроводной форме из области над барьером в область под барьером. Подобным образом сигналы могут быть отправлены из области под барьером в область над барьером в беспроводной форме.

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 факультативно ретранслированы, посредством подобных или других средств, таких как гидравлическая, электрическая 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 ЭМ связей на меньшее расстояние, такое как 200 м. В другом варианте осуществления они передаются на расстояние 500 м с использованием кодированных импульсов давления, а затем на 1000 м с использованием гидравлической линии.

Таким образом, хотя наряду с беспроводными средствами могут использоваться проводные средства для передачи сигнала, в предпочтительных конфигурациях предпочтительно используется беспроводная связь. Таким образом, хотя расстояние, пройденное сигналом, зависит от глубины ствола скважины, зачастую беспроводной сигнал, включая ретрансляторы, но не включая какую-либо проводную передачу, проходит более 1000 м 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 ствола скважины до аппарата.

В одном и том же стволе скважины могут быть использованы разные беспроводные сигналы для сообщений, проходящих от ствола скважины к поверхности, и для сообщений, проходящих от поверхности в ствол скважины.

Таким образом, беспроводной сигнал может быть отправлен прямо или косвенно на устройство связи, например, с использованием ретрансляторов в стволе скважины над и/или под барьером. Беспроводной сигнал может быть отправлен с поверхности или с зонда на проволоочном канате / гибкой трубе (или подъемнике) из любой точки ствола скважины над барьером. В определенных вариантах осуществления зонд можно расположить относительно близко к барьеру, например, менее чем в 30 м от него или менее чем в 15 м.

Акустический сигнал

Акустические сигналы и сообщения могут включать передачу посредством вибрации структуры ствола скважины, которая включает трубчатые элементы, обсадную трубу, хвостовик, 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 ствола скважины, по трубчатым элементам и в кольцевых пространствах; передачу через неподвижные или подвижные текучие среды; механическую передачу через проволоочный 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 (от 20 Гц до 20 кГц) и ультразвуковой (от 20 кГц до 2 МГц) частотах. Предпочтительно акустическая передача является звуковой (от 20 Гц до 20 кГц).

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

Акустические сигналы и сообщения могут быть однонаправленными или двунаправленными. Для отправки и/или приема сигнала могут быть использованы пьезоэлектрический преобразователь с подвижной катушкой или магнитострикционные преобразователи.

ЭМ сигналы

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

суб-КНЧ (крайне низкая частота) <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 частности, 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 документе US 5831549 описана телеметрическая система, предусматривающая передачу в гигагерцевом диапазоне по трубчатому волноводу, заполненному газом.

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

ЭМ связи могут включать передачу сообщения посредством одного или более из следующего: по-

дачи модулированного тока на продолговатый элемент и использования земли в качестве обратного пути; передачи тока в один трубчатый элемент и обеспечения обратного пути во второй трубчатый элемент; использования второго ствола скважины как части пути тока; передачи в ближнем поле или дальнем поле; создания токовой петли в части металлоконструкции ствола скважины для создания разности потенциалов между металлоконструкцией и землей; использования разнесенных контактов для создания электрического дипольного передатчика; использования тороидального трансформатора для подачи тока в металлоконструкцию ствола 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 трубы ствола скважины; использования продолговатого элемента и земли в качестве коаксиальной линии передачи; использования трубчатого элемента в качестве волновода; передачи за пределами обсадной трубы ствола скважины.

Особенно пригодным является подача модулированного тока на продолговатый элемент и использование земли в качестве обратного пути; создание токовой петли в части металлоконструкции ствола скважины для создания разности потенциалов между металлоконструкцией и землей; использование разнесенных контактов для создания электрического дипольного передатчика; и использование тороидального трансформатора для подачи тока в металлоконструкцию ствола 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 ствола скважины; выбор текучих сред или цемента для управления стволами скважины в пределах и за пределами трубчатых элементов для обеспечения электрической проводимости или изоляции трубчатых элементов; 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, используя частотные диапазоны СВЧ (от 3 до 30 ГГц) и УВЧ (от 300 МГц до 3 ГГц).

Также предоставляются подходящие средства приема 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 ствола скважины в качестве части дипольной антенны. Словосочетание "продолговатый элемент", используемое в рамках ЭМ передачи, также может означать любой продолговатый электрический проводник, включая хвостовик; обсадную трубу; насосно-компрессорную трубу или трубчатый элемент; гибкую трубу; насосную штангу; проволоочный канат; бурильную трубу; тросовый канат или гибкую штангу.

Средства передачи сигналов в пределах ствола скважины с помощью электропроводной обсадной трубы раскрыты в документе US 5394141 автором Soulier и в документе US 5576703 автором MacLeod и соавторами, при этом оба из этих документов 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 трубы с конечным удельным сопротивлением для образования 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 либо посредством второй пары разнесенных контактов и усилителя на втором участке вследствие протекания результирующего тока в обсадную трубу, либо альтернативно 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 передачи далее.

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

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

Для ЭМ связей в целом требуется меньшее количество ретрансляторов. Например, может быть предоставлен только один ретранслятор. Следовательно, факультативно ЭМ ретранслятор (и приемопередатчики или передатчики, связанные с аппаратом или расположенные на поверхности) может быть выполнен с возможностью передачи на расстояние более 500 м или более 1000 м.

В некоторых областях ствола скважины передача может быть более затруднена, например, при передаче через пакер. В этом случае ретранслированный сигнал может проходить более короткое расстоя-

ние. 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 ствола скважины.

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

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

Принимая во внимания эти факторы, а также свойства ствола скважины, ретрансляторы, следовательно, могут быть разнесены в стволе скважины соответствующим образом.

Сигналы управления могут по существу вызвать непосредственную активацию или могут быть выполнены с возможностью активации аппарата после временной задержки и/или при соблюдении других условий, таких как определенное изменение давления.

Электронные устройства

Аппарат может содержать по меньшей мере одну батарею, факультативно перезаряжаемую батарею. Батарея может представлять собой по меньшей мере одно из высокотемпературной батареи, литиевой батареи, литиевой оксигалогенидной батареи, литий-тионилхлоридной батареи, литий-сульфурилхлоридной батареи, литий-фторуглеродной батареи, литий-диоксид-марганцевой батареи, литий-ионной батареи, батареи из литиевого сплава, натриевой батареи и батареи 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 стволе скважины. Резервные батареи могут содержать батарею, в которой электролит удерживается в резервуаре и взаимодействует с анодом и/или катодом при достижении действующей батареей порога напряжения или использования.

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

Аппарат, в особенности, механизм управления, предпочтительно содержит микропроцессор. Электронные устройства в аппарате, необходимые для питания различных компонентов, таких как микропроцессор, системы управления и связи и факультативно клапан, предпочтительно представляют собой электронные устройства с низким энергопотреблением. Электронные устройства с низким энергопотреблением могут включать такие признаки, как низковольтные микроконтроллеры, и использование режимов "ожидания" на время отключения большинства электронных систем, и низкочастотный генератор, такой как работающий на частоте 10-100 кГц, например, 32 кГц, генератор, используемый для поддержания временных параметров системы и функций "пробуждения". Синхронизированные беспроводные методы связи с малым радиусом действия (например, ЭМ 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, максимального увеличения времени режима "ожидания" и экономии энергии.

Электронные устройства с низким энергопотреблением способствуют долгосрочному использованию различных компонентов аппарата. Механизм управления может быть выполнен с возможностью управления сигналом управления после спуска в ствол скважины в течение вплоть до более чем 24 ч, факультативно более чем 7 дней, более чем 1 месяца, или более чем 1 года, или вплоть до пяти лет. Он может быть выполнен с возможностью нахождения в спящем режиме до и/или после активации.

Испытания

Способ, описанный в настоящем документе, можно применять для проведения гидропрослушивания и/или испытания на интерференцию.

Изменения давления могут быть вызваны за счет эксплуатации, закачивания, перфорирования, проведения испытаний без вывода текучей среды на поверхность или других скважинных испытаний в первом стволе скважины. Как правило, они вызваны краткосрочной или долгосрочной эксплуатацией. За изменениями давления, которые они вызывают, можно наблюдать или нельзя наблюдать в наблюдательном стволе скважины.

Как правило, ствол скважины, описанный в настоящем документе, представляет собой наблюдательный ствол скважины, в которой происходит мониторинг/наблюдение с помощью датчика давления.

Доставка

Аппарат может быть доставлен с барьером за счет размещения на той же колонне, что и барьер, и доставлен в ствол скважины вместе с ним. Он может быть модернизирован в стволе скважины и проведен сквозь кольцевое уплотнение. Он, как правило, присоединен к пробке или подвеске, при этом пробка или подвеска, в свою очередь, присоединены прямо или косвенно, например, трубчатыми элементами, к кольцевому уплотнению. Пробка может представлять собой мостовую пробку, барьер, устанавливаемый в зафиксированном на проволочном канате трубчатом элементе / бурильной трубе, инструмент для закрывания или стопорное приспособление, например, цементируемый фонарь. Пробка может представлять собой временную или постоянную пробку.

Также аппарат может быть предоставлен в стволе скважины, а затем барьер доставлен и установлен на нем сверху, а затем после спуска барьера выполнен способ, описанный в настоящем документе.

В некоторых вариантах осуществления аппарат может быть доставлен в центральный канал уже существующего трубчатого элемента в стволе скважины, а не в уже существующее кольцевое пространство в стволе скважины. Кольцевое пространство может быть определено между аппаратом и уже существующим трубчатым элементом в стволе скважины.

Емкость, если она присутствует, может быть уплотнена на поверхности и затем доставлена в ствол скважины. Таким образом, аппарат перемещают с поверхности и размещают под барьером с уплотненной емкостью до активации устройства управления.

Отверстие емкости может быть предусмотрено в пределах 100 м перфорационного отверстия между стволом скважины и коллектором, факультативно в пределах 50 или 30 м. Если присутствует более одного перфорационного отверстия, то ближайшее перфорационное отверстие используют для определения расстояния от отверстия аппарата. Следовательно, факультативно отверстие в емкости может быть расположено на расстоянии ниже перфорационных отверстий в стволе скважины. Это может способствовать извлечению обломков после перфорации из перфорационного отверстия (перфорационных отверстий), чтобы способствовать их очистке.

Множество аппаратов и факультативно барьеры, описанные в настоящем документе, могут спускать на одной и той же колонне, например, разносить друг от друга и размещать смежно с одной зоной или отдельными зонами. Таким образом, аппарат могут спустить в ствол скважины со множеством разных зон. В таком случае может отсутствовать непосредственный доступ из области под перфорирующими устройствами к нижней зоне (нижним зонам). Таким образом, при спуске с такой колонной в вариантах осуществления настоящего изобретения предлагаются средства проведения операций в отношении такой зоны.

Дополнительная информация

Ствол скважины может представлять собой ствол подводной скважины. Беспроводные связи могут быть особенно полезными в стволах подводных скважин, поскольку проведение кабелей в стволы подводных скважин является более сложным по сравнению со стволами континентальных скважин. Ствол скважины может представлять собой наклонный или горизонтальный ствол скважины, и варианты осуществления настоящего изобретения могут быть особенно подходящими для таких стволов скважин, поскольку благодаря им можно избежать проведения проволочного каната, кабелей или гибкой трубы, которые могут быть сложно или невозможно использовать в таких стволах скважин. Например, ствол скважины может представлять собой боковой участок ствола скважины, например, многоствольной скважины.

Упоминания в настоящем документе перфорирующего устройства включают скважинные перфораторы, пуансоны или буры, причем все они используются для создания перфорационного отверстия между обсадной трубой и стволом скважины.

Объемом емкости является ее вместимость по текучей среде.

Приемопередатчики, которые имеют функциональную возможность передачи и функциональную возможность 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" включают частичную блокировку и частичную разблокировку.

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

Ствол скважины часто представляет собой по меньшей мере частично вертикальный ствол скважины. Тем не менее, он может представлять собой наклонный или горизонтальный ствол скважины. Упоминания таких терминов, как "над" и "под", когда они применяются относительно наклонных или горизонтальных стволов скважин, должны рассматриваться как их эквивалент в стволах скважин с некоторой вертикальной ориентацией. Например, термин "над" означает ближе к поверхности ствола скважины.

Термин "зона" определяют в настоящем документе как пласт, смежный с самыми нижними барьерами или находящийся под ним, или часть пласта, смежную со стволом скважины, которая частично изолирована между барьерами и которая имеет, или будет иметь, по меньшей мере один путь сообщения (например, перфорационное отверстие) между стволом скважины и окружающим пластом между барьерами. Таким образом, каждый дополнительный барьер, установленный в стволе скважины, определяет отдельную зону, кроме областей между двумя барьерами (например, двойного барьера), в которых путь сообщения к окружающему пласту не представлен и его образование не предполагается.

Поверхность скважины представляет собой верхнюю часть самой верхней обсадной трубы скважины. Эта "поверхность" находится выше поверхности скважины.

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 описаны далее только в качестве примера

и со ссылкой на сопроводительные графические материалы, на которых

на фиг. 1 представлен схематический вид в разрезе участка ствола скважины и узла согласно первому варианту осуществления настоящего изобретения, который осуществляет мониторинг герметичности под давлением цементного барьера; и

на фиг. 2 представлен схематический вид в разрезе участка ствола скважины и узла, образованного способом, отличающимся от способа по фиг. 1, который осуществляет мониторинг двух цементных барьеров; и

на фиг. 3а-3с представлены схематические виды различных аппаратов с разными емкостями, использованных в определенных вариантах осуществления.

На фиг. 1 показан участок ствола скважины и узел/аппарат согласно первому варианту осуществления настоящего изобретения, предусматривающий мониторинг герметичности под давлением цементного барьера, соединенного с пластом.

На фиг. 1 показан участок ствола 114 ликвидированной скважины, содержащий верхний участок колонны 112 обсадных труб и нижний участок колонны 118 обсадных труб, разделенные цементным барьером 120. Узел/аппарат 150 предусмотрен под цементным барьером со скважинным перфоратором 154, механизмом 151 мониторинга, содержащим датчик 131 давления, беспроводным приемопередатчиком 164 и батареей 133.

Скважина дополнительно содержит колпак 113 на верхней части ствола 114 скважины, и кабель 115, и соединительную коробку 119 для образования разнесенного контакта на верхней части ствола 114 скважины для определения и передачи электромагнитных сигналов. Эти сигналы могут быть приняты с различных скважинных устройств связи / отправлены на них, включая беспроводной приемопередатчик 164 аппарата 150 и/или контроллер перфоратора, причем эти устройства более подробно описаны ниже. Соединительную коробку 119 используют в качестве интерфейса для системы сбора локальных и удаленных данных и/или управления ими.

Мониторинг герметичности под давлением цементного барьера 120 осуществляют в изолированном участке 190В внутри колонны 118 обсадных труб между мостовой пробкой 122а и цементным барьером 120. Информация о давлении, определенная механизмом 151, может быть передана на поверхность (не показана) ствола 114 скважины посредством сигналов, переданных с беспроводного приемопередатчика 164 аппарата 150. В этом варианте осуществления аппарат 150 соединен с обсадной трубой 118 посредством соединителя 153 ЭМ связи, который обеспечивает передачу ЭМ сигналов от изолированного участка 190В на поверхность.

Цементный барьер 120 расположен непосредственно над дополнительной мостовой пробкой или якорем 122b. Цементный барьер 120 может быть образован с использованием традиционного способа, который включает добавление первичного барьера (пробки 122а) для управления стволом скважины и фрезерование участка обсадной трубы (и любого смежного цемента) над ним. Участок пласта также может быть вырезан с использованием расширителя. Пробка или якорь 122b установлены для обеспечения основы для свежего цемента, который затем размещают в этой области для создания цементного барьера 120, который обеспечивает уплотнение по всему стволу 114 скважины и соединяется с окружающим геологическим пластом 168. Таким образом, ствол 114 скважины уплотняют цементным барьером 120, таким образом ликвидируя участок ствола 114а скважины под ним.

Скважинный перфоратор 154 установлен в колонне 118 обсадных труб. При использовании контроллер (не показан) перфоратора принимает ЭМ сигнал управления для активации скважинного перфоратора 154, за счет которого затем создают радиально и вертикально разнесенные перфорационные отверстия 156 в обсадной трубе 118 и уже существующем цементе 167 в кольцевом пространстве 191 между колонной 118 обсадных труб и пластом 168. Это обеспечивает гидродинамическую связь между кольцевым пространством 191 и изолированным участком 190В.

Уже существующий цемент 167 в кольцевом пространстве 191 (который может находиться там десятилетиями) может обеспечивать путь протечки, через который могут проходить текучие среды. Следовательно, цементный барьер 120 должен быть уплотнен относительно пласта. Создание перфорационных отверстий 156 означает, что цементный барьер 120 проверяют на его целостность, как описано ниже, не только в центральной области ствола скважины, но и в месте его соединения с пластом 168, для гарантирования того, чтобы какие-либо протечки, которые могут присутствовать в уже существующем цементе 167 и под ним, не могли распространиться на область между цементным барьером 120 и пластом 168. Следовательно, испытывают в полной мере уплотнение цементного барьера.

Затем создают разность давлений между изолированным участком 190В и стволом 114b скважины над цементным барьером 120. Это может быть достигнуто, например, за счет прикладывания более высокого давления с поверхности на верхнюю сторону цементного барьера 120 и/или за счет создания роста или падения давления в изолированном участке 190В. Такие изменения давления могут быть созданы путем использования насоса или емкости с подходящим избыточным/пониженным давлением в изолированном участке 190В, например, как показано на фиг. 3а-3с, описанных ниже. Альтернативным способом является использование падения давления, возникающего при выстреле перфораторов. После детонирования кумулятивных зарядов и создания отверстий 155 текучая среда выбрасывается в скважинный пер-

форатор 154 (и факультативно связанную с ним емкость, например, показанную на фиг. 3а), таким образом создавая отрицательное дифференциальное давление в изолированном участке 190В.

Следовательно, если в так называемом изолированном участке 190В присутствует путь утечки, то это, как правило, приведет к изменению давления, мониторинг которого осуществляли, отличному от любого изменения давления, которое ожидается, например, при выстреле перфорирующего устройства. Следует отметить, что вследствие наличия перфорационных отверстий 156, если существует какое-либо повреждение соединения между цементным барьером 120 и пластом (и путем протечки в кольцевом пространстве 191 под ним), то это также можно наблюдать посредством мониторинга давления в изолированном участке 190В.

Изменение давления при таких обстоятельствах обычно свидетельствует о некотором повреждении цементного барьера 120, хотя в качестве дополнения или альтернативы может указывать на протечку в подвеске 129 хвостовика или других частях так называемого изолированного участка 190В, например, в уже существующем цементе в кольцевом пространстве 191 под перфорационными отверстиями 156. Если существуют сомнения, для определения того, в какой части изолированного участка 190В происходит протечка, могут быть проведены оба испытания давлением, описанные выше.

Скважинный перфоратор 154 может быть улучшен для создания перфорационных отверстий в обсадной трубе 118 и смежном цементе в кольцевом пространстве 191, которые не проходят в пласт 168, в той же мере, которая необходима при обеспечении путей потока для сообщения по текучей среде от коллектора, таких как перфорационные отверстия 177. Тогда как перфорационные отверстия 156 могут проходить на определенную глубину в пласт, пласт, как правило, является непроницаемым в этой области (если не является, то он непроницаем вокруг цементного барьера), и, следовательно, в пласте между верхним и нижним участками не существует пути протечки.

Авторы настоящего изобретения отметили, что использование датчика давления под барьером обеспечивает получение информации о целостности уплотнения барьера, что улучшает известный способ мониторинга давления над уплотнением барьера, где объем ствола 114b скважины над цементным барьером 120 может быть больше, следовательно, небольшие протечки создадут малозаметное изменение давления, которое сложно сразу обнаружить и распознать.

Более того, предоставление датчика 131 давления под барьером 120 также может обеспечить подтверждение того, что любой нижний барьер, такой как подвеска 129 хвостовика, также уплотнен, тогда как мониторинг давления с верхней части не обеспечивает предоставление этой информации. Дополнительный датчик давления (не показан) может быть предусмотрен между мостовой пробкой / якорем 122b и цементным барьером 120 выше, что может способствовать подтверждению посредством испытаний, описанных ниже, что этот цементный барьер является долгосрочным и находится под давлением.

Дополнительное преимущество заключается в том, что испытание положительным давлением под барьером испытывает барьер в направлении, в котором барьер должен обеспечивать уплотнение, тем самым обеспечивая более точное испытание давлением. Подобным образом, за счет испытания отрицательным давлением под барьером выполняют испытание любого нижнего барьера, такого как подвеска 129 хвостовика, в направлении, в котором нижний барьер должен обеспечивать уплотнение.

Для определенных вариантов осуществления испытание давлением могут проводить до, а также после активации перфорирующего устройства 154 для создания перфорационных отверстий 156 в обсадной трубе 118 и цементе. Это может обеспечить исходный показатель для проведения испытания цементного барьера 120 в центральной области до испытания оставшейся цементной пробки и, в частности, ее соединения с пластом 168, как описано выше. Например, различные емкости, показанные на фиг. 3а-3с, могут быть использованы для создания изменения давления в нижнем участке до создания перфорационных отверстий.

Цемент для цементной пробки могут размещать различными способами, включая циркуляцию, продавливание и/или сброс цементного раствора. В альтернативных вариантах осуществления могут быть использованы заменители цемента, такие как SandabandTM, или даже термит или другой процесс плавления, используемые вместо цемента.

В измененных вариантах осуществления дополнительное перфорирующее устройство может быть предусмотрено над цементной пробкой и активировано для обеспечения пути потока через смежную обсадную трубу. Это обеспечивает дополнительное оценивание целостности цементной пробки и ее соединения с пластом.

На фиг. 2 показано дополнительное усовершенствование варианта осуществления по фиг. 1 с подобными признаками, иллюстрирующее две цементные пробки. Части, подобные частям варианта осуществления по фиг. 1, детально не описаны, однако у них в начале стоит цифра "2", а не "1". В этом варианте осуществления проводят испытание на герметичности под давлением множества цементных барьеров по сравнению с испытанием одного цементного барьера, как было описано в варианте осуществления по фиг. 1.

На фиг. 2 показан ствол 214 скважины, содержащий соответственно верхний и нижний цементные барьеры 220b и 220a, узлы/аппараты 250b и 250a и скважинные перфораторы 254b и 254a. Как и в варианте осуществления, описанном на фиг. 1, аппарат по фиг. 2, как правило, расположен смежно с непро-

нищаемым для текучей среды пластом 268 перекрывающей породы.

Также, как и в варианте осуществления по фиг. 1, в варианте осуществления по фиг. 2 в верхней части ствола 214 скважины предусмотрены колпак (не показан), и кабель (не показан), и соединительная коробка (не показан), образующие разнесенный контакт для определения и передачи электромагнитных сигналов. Эти сигналы могут быть приняты с различных объектов внутри ствола 214 скважины / отправлены на них, включая скважинные перфораторы 254b и/или 254a, и/или приняты с механизмов 251b и/или 251a мониторинга, которые более подробно описаны ниже.

Осуществляют мониторинг герметичности под давлением изолированного участка, определенного внутри каждого участка колонны обсадных труб, причем изолированный участок 290B" определен между мостовой пробкой 222a и цементным барьером 220a; и причем изолированный участок 290B' определен между цементными барьерами 220a и 220b.

Цементные барьеры 220a и 220b образованы с использованием способа, отличного от способа, описанного относительно варианта осуществления по фиг. 1, включая перфорирование ствола скважины скважинными перфораторами (не показаны) и вымывание по меньшей мере части любого цемента и других обломков в кольцевом пространстве 291 между обсадной трубой 212c, 212f и пластом 268. Затем до размещения цемента в кольцевое пространство 291 закачивают буферную текучую среду. Цемент размещают внутри обсадной трубы 212c, 212f, и через перфорационные отверстия 256a и 256b он проходит в кольцевое пространство 291.

Скважинные перфораторы 254b и 254a могут активировать независимо, факультативно посредством использования беспроводных сигналов, создавая перфорационные отверстия 256b' и 256a' соответственно. Перфорационные отверстия, как в варианте осуществления по фиг. 1, обеспечивают испытание целостности каждого цементного барьера 220a, 220b, причем не только в центральной области ствола 214 скважины, но и по всей его ширине и в месте его соединения с обсадной трубой 212c, 212f и пластом 268.

Затем между изолированными участками 290B' и 290B" создают разность давлений. Любые изменения давления в изолированных участках 290B' и 290B" определяют с использованием механизмов 251b и/или 251a мониторинга, тем самым обеспечивая испытание и мониторинг целостности верхнего и нижнего цементных барьеров 220a, 220b в стволе 214 скважины. Затем полученные данные выводят беспроводным способом, например, посредством ЭМ связи.

Преимущество варианта осуществления по фиг. 2 заключается в том, что это подтверждает тот факт, что в стволе скважины находятся два отдельных уплотнения. В определенных вариантах осуществления по фиг. 2 каждое из двух цементных уплотнений может иметь меньшую длину (например, 25 метров каждое), причем вместе их длина составляет длину, использованную в варианте осуществления по фиг. 1 с одним цементным уплотнением (например, 50 м).

Два цементных барьера, проиллюстрированные на фиг. 2, являются предпочтительными для более долгосрочного мониторинга, поскольку соединение между верхними цементными барьерами 220b и пластом 268 может быть подтверждено (как правило, с использованием датчика давления между цементными барьерами), даже если в области под цементными барьерами, например, под перфорационными отверстиями 256a, существуют протечки. В отличие от этого, для вариантов осуществления с одним цементным барьером является более сложным / невозможным подтверждение соединения между цементным барьером и пластом, если в области под цементным барьером, например, под перфорационными отверстиями 256, существуют дополнительные протечки, как на фиг. 1.

Факультативно дополнительный мониторинг, например, коллектора, могут осуществлять посредством дополнительных перфорационных отверстий 256c в коллекторе с использованием подходящего аппарата, описанного в настоящем документе.

Для других вариантов осуществления аппарат может быть расположен в скважине посредством ряда средств, например, посредством подвешивания неуплотнительных компонентов, таких как цементный скребок; или на верхней части подвески хвостовика или мостовой пробки.

Таким образом, может возникнуть некоторое количество разных этапов перфорирования: перфорирование под образованным цементным барьером для упрощения его испытания, перфорирование над цементным барьером также для способствования его испытанию, перфорирование для обеспечения очистки участка до размещения цементного барьера и перфорирование для доступа к мониторингу коллектора.

Вместо скважинного перфоратора со множеством зарядов могут использовать другие перфорирующие устройства, например, скважинный пуансон, который может выпустить один заряд и образовать одно перфорационное отверстие, особенно для перфорирования между образованными цементными барьерами.

Следовательно, для определенных вариантов осуществления могут быть предусмотрены два цементных барьера, как показано на фиг. 2 в качестве примера. В других вариантах осуществления второй цементный барьер может быть добавлен после установки и испытания одного цементного барьера (например, по фиг. 1).

В альтернативных вариантах осуществления второй аппарат 250b не является обязательным, даже

если предоставлены два цементных барьера.

Два способа образования цементной пробки, описанные относительно фиг. 1 и 2 соответственно, могут быть использованы в вариантах осуществления либо с одним (фиг. 1), либо с двойным (фиг. 2) барьером.

Более того, несмотря на то, что проиллюстрирована система ЭМ связи, могут использовать системы акустической или других беспроводных связей. Например, в ствол 114/214 скважины может быть спущен зонд на проволочном канате с поверхностной установки, такой как буровая установка, до верхней области цементного барьера 120/220, например, на расстояние приблизительно 10 метров до верхней области.

Действие по созданию двойного цементного барьера могут осуществить за счет разового спуска трубы в ствол скважины. Например, как указано в варианте осуществления по фиг. 2, может быть создано два набора перфорационных отверстий 256a, 256b, и перфорирующие устройства факультативно опускают в ствол скважины, и перфорационные отверстия промывают. Нижний аппарат 250a может быть высвобожден из трубы и закреплен посредством якоря 222b. Нижний цементный барьер 220a может быть затем размещен до установки верхнего аппарата 250b посредством якоря 222c и размещения верхнего цементного барьера 220b. Управление аппаратом 250a/250b и его высвобождение, а также работа перфораторов для образования перфорационных отверстий 256a и 256b могут быть осуществлены беспроводным способом или выполнены посредством традиционных механизмов сброса шара/штанги или поворота.

Тогда как ссылку выше делают на уже существующий цемент, колонны обсадных труб часто имеют участок, где они не соединены с пластом посредством цемента. Следовательно, в определенных вариантах осуществления уже существующего цемента нет в кольцевом пространстве между колонной обсадных труб и пластом, где образуют перфорационные отверстия, такие как 256a', 256b' по фиг. 2, или новое цементное уплотнение, такое как 256a, 256b.

Как отмечено выше, аппарат 250a в изолированном участке 290B' может содержать емкость для понижения (или повышения, если необходимо) давления в нем для проведения испытания давлением в отношении изолированного участка, в частности, цементного барьера 220a. Аппарат по фиг. 3a содержит емкость 357, отверстие 355, клапан 362 и механизм управления с многофункциональным устройством 366 управления и беспроводным приемником (или приемопередатчиком) 364. Клапан 362 расположен в отверстии 355 аппарата, и причем отверстие ведет к камере 371 для текучей среды внутри емкости 357. Другие компоненты аппарата, такие как скважинный перфоратор и механизм мониторинга, не показаны на фиг. 3a-3c.

Клапан 362 выполнен с возможностью уплотнения емкости 357 от окружающей части скважины в закрытом положении и обеспечения гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между камерой 371 для текучей среды и окружающей частью скважины посредством отверстия 355 в открытом положении.

В некоторых вариантах осуществления камера 371 для текучей среды заполнена газом, таким как воздух, изначально под атмосферным давлением. В таких вариантах осуществления газ герметизируют в емкости на поверхности до спуска в скважину с целью создания отрицательного дифференциального давления между емкостью и изолированным участком (давление в котором выше атмосферного давления на поверхности).

В других вариантах осуществления камера 371 для текучей среды может быть заполнена газом или текучей средой, предусматривая более высокое давление, чем на изолированном участке, таким образом создавая в ней положительное дифференциальное давление.

В дополнение к клапану 362 или вместо него, насос может быть предусмотрен для перемещения текучих сред между камерой 371 для текучей среды и окружающей частью скважины независимо от относительных давлений между камерой 371 для текучей среды и окружающей частью скважины.

Например, как показано на фиг. 3b, внутри отверстия 355 емкости 357 расположен электроприводной насос 363. Камера 371 для текучей среды заполнена жидкостью 390 и газом 392.

Насос 362 выкачивает текучие среды из емкости 357 в окружающую часть скважины / закачивает их в емкость из окружающей части скважины (снаружи аппарата), таким образом обеспечивая выборочное сообщение по текучей среде между частью емкости 357 и изолированным участком. Газ 392 может быть подходящим образом сжат для упрощения перекачивания или предусмотрен для прекращения втягивания насосом 362 во избежание вакуума.

Факультативно плавающий поршень, эквивалентный поршню 375 по фиг. 3c, может разделять газовую 392 и жидкую 390 фазы, как показано на фиг. 3b.

В альтернативном варианте осуществления аппарат емкости, показанный на фиг. 3b, представляет собой узел или аппарат по фиг. 3c. Аппарат по фиг. 3c содержит отверстие 355; клапан 362; штуцер 376; механизм управления с многофункциональным устройством 366 управления и беспроводным приемником (или приемопередатчиком) 364; и емкость 357. Клапан 362 и штуцер 376 размещены в центральной части аппарата в отверстии 379 между двумя участками емкости 357: камерой 371 для текучей среды и камерой 381 пониженного давления.

В некоторых вариантах осуществления камера 381 пониженного давления заполнена газом, таким как воздух, изначально под атмосферным давлением. В таких вариантах осуществления газ герметизируют в емкости 357 на поверхности до опускания в скважину. Это способствует созданию отрицательного дифференциального давления, например, от 1000 фунтов на квадратный дюйм до 10000 фунтов на квадратный дюйм, между емкостью 357 и окружающей частью скважины (давление в которой выше атмосферного давления на поверхности).

Плавающий поршень 375 размещен в камере 371 для текучей среды. Камера 371 для текучей среды изначально заполнена нефтью ниже плавающего поршня 375 через заливное отверстие (не показано). Если плавающий поршень 375 расположен на верхней части камеры 371 для текучей среды, он изолирует/закрывает камеру 371 для текучей среды от окружающей части скважины, а если плавающий поршень 375 перемещается вниз камеры 371 для текучей среды, отверстие 355 обеспечивает прохождение текучей среды в камеру 371 для текучей среды через отверстие 359 для потока из внешнего пространства емкости, как правило, окружающей части скважины. Положение плавающего поршня 375 управляется косвенно потоком текучей среды через клапан 362, которым, в свою очередь, управляют через сигналы, отправляемые на многофункциональное устройство 366 управления.

При использовании последовательность начинается с клапана 362 в закрытом положении и плавающего поршня 375, расположенного вблизи верхней части камеры 371 для текучей среды. Прохождению текучей среды в скважине в камеру 371 для текучей среды через отверстие 355 противодействует плавающий поршень 375 и нефть, находящаяся под ним, в то время, как клапан 362 находится в закрытом положении. Затем на многофункциональное устройство 366 управления отправляется сигнал, который дает клапану 362 инструкцию на открытие. При открывании клапана 362 нефть из камеры 371 для текучей среды направляется в камеру 381 пониженного давления за счет давления в скважине, действующего на плавающий поршень 375, и текучие среды из окружающей части скважины втягиваются в камеру 371 для текучей среды. Скорость, с которой нефть в камере 371 для текучей среды выталкивается в камеру 381 пониженного давления, и, следовательно, скорость, с которой текучие среды из скважины могут втягиваться в емкость 357, управляются поперечным сечением штуцера 376.

Преимущество варианта осуществления по фиг. 3с заключается в том, что плавающий поршень и штуцер могут способствовать управлению скоростью прохода скважинных текучих сред из окружающей части скважины в емкость, что может обеспечить получение более точных данных и проведение более точного анализа скважины и коллектора.

Как показано на фиг. 3с, аппарат может быть перекомпонован для выталкивания текучей среды из камеры 371 для текучей среды в окружающую часть скважины. В таком варианте осуществления камера 381 представляет собой приводную камеру, содержащую газ с более высоким давлением, чем давление в окружающей части скважины, и при открывании клапана 362 более высокое положительное дифференциальное давление из приводной камеры 381 приводит плавающий поршень 375 в движение для поднятия из нижней части камеры 371 для текучей среды к отверстию 355. По мере уменьшения рабочего объема камеры 371 для текучей среды хранящаяся текучая среда выталкивается из камеры 371 для текучей среды через отверстие 355 и в окружающую часть скважины.

Клапан 362 может быть предусмотрен там, где указано: между приводной камерой 381 и камерой 371 для текучей среды, или вместо этого расположен в отверстии 355.

В качестве дополнительного варианта насос используют вместо клапана 362.

В некоторых вариантах осуществления емкость может иметь положительное дифференциальное давление или иметь часть с положительным дифференциальным давлением, так что область с повышенным давлением сравнивают с окружающей частью скважины. В таких вариантах осуществления после открывания клапана происходит выброс текучей среды из емкости в окружающую часть скважины.

В определенных вариантах осуществления клапан могут открыть непосредственно после активации скважинных перфораторов. В других вариантах осуществления открывание клапана может быть отложено на некоторое время после выстрела скважинного перфоратора. Подобным образом, активация скважинных перфораторов может быть отложена после установки барьера. Активация скважинных перфораторов также может происходить после извлечения буровой установки, присоединенной к скважине.

В некоторых альтернативных вариантах осуществления одна или первая группа кумулятивных зарядов, расположенная в скважинном перфораторе, может детонировать до вторых или второй группы кумулятивных зарядов.

В дополнительных вариантах осуществления может присутствовать множество скважинных перфораторов, при этом каждый скважинный перфоратор может быть разделен барьером, таким как мостовая пробка или пакер.

Емкости 357 могут иметь вместимость, например, 1000 л.

Варианты осуществления, описанные в настоящем документе, могут быть объединены. Например, способы, описанные относительно любой из фиг. 1-2, могут использовать для одного ствола скважины с емкостями, описанными относительно фиг. 3а-3с.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ скважинного мониторинга состояния барьера, включающий размещение по меньшей мере одного барьера в обсаженном стволе скважины, причем по меньшей мере один барьер содержит столб из текучего уплотнительного материала, такого как цемент, имеющий высоту по меньшей мере 2 м, так что обеспечивают противодействие гидродинамической связи и сообщению по потоку по всему стволу скважины, таким образом разделяя ствол скважины на нижний участок по меньшей мере под одним барьером и верхний участок по меньшей мере над одним барьером;
соединение указанного текучего уплотнительного материала столба с частью пласта, которая определяет часть ствола скважины;
причем по меньшей мере часть нижнего участка обсаживают обсадной трубой, таким образом определяя кольцевое пространство между окружающим пластом и обсадной трубой;
при этом в нижнем участке размещают скважинное устройство, содержащее перфорирующее устройство;
механизм управления, предназначенный для управления перфорирующим устройством и содержащий устройство беспроводной связи, выполненное с возможностью приема беспроводного сигнала управления для активации перфорирующего устройства;
датчик давления;
отправку в произвольный момент времени беспроводного сигнала управления на устройство беспроводной связи для активации перфорирующего устройства, причем беспроводной сигнал управления передают по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и посредством кодированных импульсов давления;
после размещения по меньшей мере одного барьера активацию перфорирующего устройства для создания по меньшей мере одного перфорационного отверстия, проходящего через обсадную трубу;
после активации перфорирующего устройства:
 - (i) мониторинг давления в нижнем участке по меньшей мере под одним барьером с использованием датчика давления; и
 - (ii) отправку беспроводного сигнала данных, содержащего данные о давлении, из области по меньшей мере под одним барьером в область по меньшей мере над одним барьером с использованием по меньшей мере одной из электромагнитной связи и акустической связи; и после этапа (ii)
 - (iii) оценивание того, изолирован ли нижний участок от верхнего участка или в какой степени он от него изолирован, основываясь на данных мониторинга давления завремя.
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что за счет активации перфорирующего устройства создают путь из внутреннего пространства обсадной трубы к пласту.
3. Способ по п.1 или 2, отличающийся тем, что часть пласта, с которой соединен текучий материал столба, представляет собой непроницаемую часть.
4. Способ по п.3, отличающийся тем, что перфорационные отверстия создают смежно с непроницаемой частью пласта.
5. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что включает этап мониторинга давления над и под указанным по меньшей мере одним барьером.
6. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что включает очистку участка пласта, таким образом обеспечивая удаление по меньшей мере части любого уже существующего цемента, находящегося в контакте с пластом, затем размещение по меньшей мере одного барьера по меньшей мере частично в указанном участке.
7. Способ по п.6, отличающийся тем, что этап очистки указанного участка включает удаление части обсадной трубы и по меньшей мере части любого уже существующего цемента, находящегося в контакте с пластом, в указанном участке.
8. Способ по п.6, отличающийся тем, что этап очистки указанного участка включает предшествующий этап перфорирования части обсадной трубы в указанном участке и вымывание по меньшей мере части любого уже существующего цемента, находящегося в контакте с пластом.
9. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что предусматривают верхнее перфорирующее устройство, причем верхнее перфорирующее устройство предусматривают в верхнем участке по меньшей мере над одним барьером, и причем способ включает создание по меньшей мере одного перфорационного отверстия между стволом скважины и обсадной трубой по меньшей мере над одним барьером.
10. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что по меньшей мере один барьер размещают до отправки беспроводного сигнала управления на устройство беспроводной связи, так что беспроводной сигнал управления отправляют из области по меньшей мере над одним барьером на устройство беспроводной связи по меньшей мере под одним барьером для активации перфорирующего устройства.
11. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что включает мониторинг коллектора после размещения по меньшей мере одного барьера путем использования дополнительного дат-

чика давления в стволе скважины по меньшей мере под одним барьером.

12. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что по меньшей мере один барьер оставляют на месте на срок, составляющий по меньшей мере 1 месяц, по меньшей мере 3 месяца, по меньшей мере 6 месяцев, по меньшей мере 1 год или более 5 лет.

13. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что скважинное устройство выполнено с возможностью мониторинга давления или других параметров по меньшей мере под одним барьером в течение периодов времени, превышающих одну неделю, один месяц, один год или составляющих более пяти лет.

14. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что по меньшей мере один барьер представляет собой основной барьер, и по меньшей мере один вспомогательный барьер, который содержит столб из текучего уплотнительного материала, размещают под скважинным устройством, так что за счет по меньшей мере одного вспомогательного барьера обеспечивают противодействие гидродинамической связи и сообщению по потоку по всему стволу скважины, таким образом изолируя участок ствола скважины между основным и вспомогательным барьерами от участка ствола скважины под вспомогательным барьером.

15. Способ по п.14, отличающийся тем, что датчик давления представляет собой основной датчик давления, и ствол скважины содержит вспомогательный датчик давления по меньшей мере под одним вспомогательным барьером.

16. Способ по п.15, отличающийся тем, что скважинное устройство представляет собой основное скважинное устройство, перфорирующее устройство представляет собой основное перфорирующее устройство, механизм управления представляет собой основной механизм управления, и устройство беспроводной связи представляет собой основное устройство беспроводной связи, и вспомогательное скважинное устройство размещают по меньшей мере под одним вспомогательным барьером, причем вспомогательное скважинное устройство содержит

вспомогательный датчик давления;

вспомогательное перфорирующее устройство;

вспомогательный механизм управления, предназначенный для управления перфорирующим устройством и содержащий вспомогательное устройство беспроводной связи, выполненное с возможностью приема беспроводного сигнала управления для активации перфорирующего устройства;

причем способ включает

отправку в произвольный момент времени беспроводного сигнала управления на вспомогательное устройство беспроводной связи для активации вспомогательного перфорирующего устройства, причем беспроводной сигнал управления передают по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и посредством кодированных импульсов давления;

после размещения по меньшей мере одного вспомогательного барьера активацию вспомогательного перфорирующего устройства для создания по меньшей мере одного перфорационного отверстия между стволом скважины и обсадной трубой;

мониторинг давления в участке под вспомогательным барьером с использованием вспомогательного датчика давления; и

отправку беспроводного сигнала данных, содержащего данные о давлении, из области под вспомогательным барьером в область над вспомогательным барьером с использованием по меньшей мере одного из электромагнитной связи, акустической связи и индуктивно связанных трубчатых элементов.

17. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что скважинное устройство содержит емкость, и способ включает приведение текучей среды в движение через отверстие между внутренним пространством и внешним пространством емкости, при этом емкость имеет объем по меньшей мере 5 л или по меньшей мере 50 л, факультативно по меньшей мере 100 л; и факультативно при этом емкость имеет объем не более 3000 л, факультативно не более 1500 л и факультативно не более 500 л.

18. Способ по п.17, отличающийся тем, что непосредственно до движения текучей среды через отверстие давление внутри по меньшей мере части емкости по меньшей мере на 500 фунтов на квадратный дюйм ниже или по меньшей мере на 500 фунтов на квадратный дюйм выше, чем давление снаружи емкости.

19. Способ по любому из пп.17-18, отличающийся тем, что движение текучей среды направляют из внутреннего пространства емкости во внешнее пространство емкости.

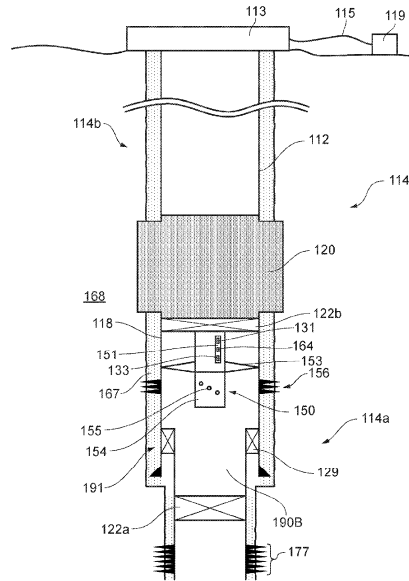
20. Способ по любому из пп.17-19, отличающийся тем, что емкость уплотняют на поверхности и затем доставляют в ствол скважины, так что скважинное устройство перемещают с поверхности в ствол скважины с уплотненной емкостью.

21. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что нижний участок консервируют или ликвидируют, и факультативно при этом весь ствол скважины консервируют или ликвидируют.

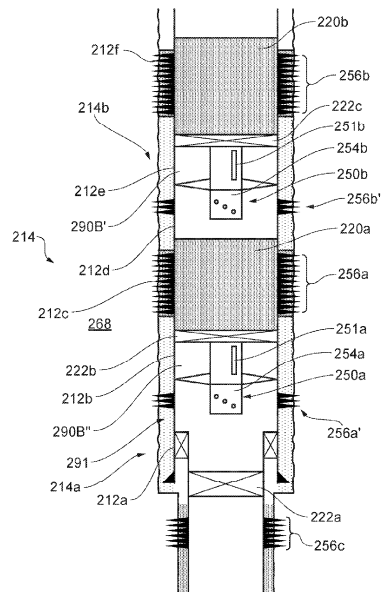
22. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что беспроводной сигнал управления передают в виде по меньшей мере одного из электромагнитных сигналов и акустических

сигналов.

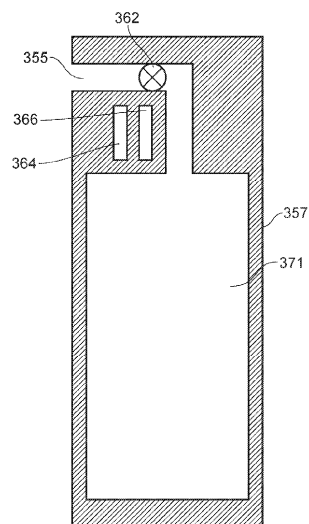
23. Способ по п.22, отличающийся тем, что по меньшей мере один из беспроводного сигнала данных и беспроводного сигнала управления включает электромагнитный сигнал в частотных диапазонах суб-КНЧ или КНЧ.



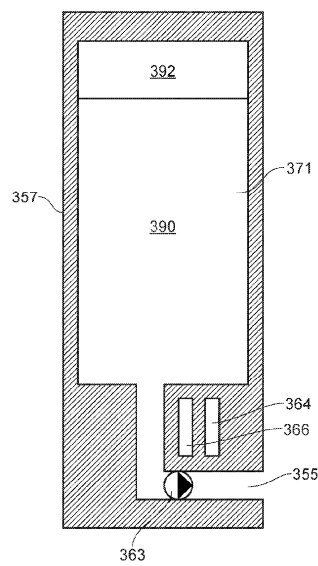
Фиг. 1



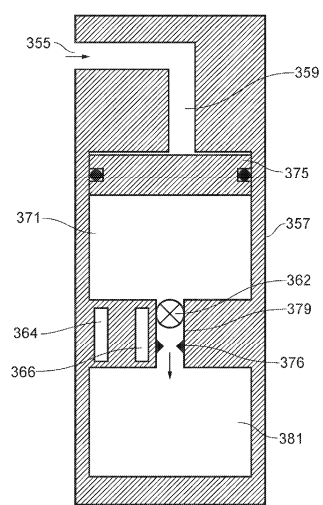
Фиг. 2



Фиг. 3а



Фиг. 3б



Фиг. 3с

