

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038849**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.10.28

(21) Номер заявки
201892744

(22) Дата подачи заявки
2017.05.26

(51) Int. Cl. **E21B 47/06** (2012.01)
E21B 47/10 (2012.01)
E21B 47/12 (2012.01)

(54) **СПОСОБ ИСПЫТАНИЯ ДАВЛЕНИЕМ**

(31) **1609289.2**

(32) **2016.05.26**

(33) **GB**

(43) **2019.05.31**

(86) **PCT/GB2017/051521**

(87) **WO 2017/203291 2017.11.30**

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

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

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

(56) **US-A1-2015159480**
US-B1-6357525
US-A1-2013075109
WO-A1-2014022384

(57) Способ испытания давлением обсадной системы (12), включающий доставку аппарата (110) с емкостью (68), выполненной из бурильной трубы или насосно-компрессорной трубы, на колонне из бурильных труб или насосно-компрессорных труб в скважину таким образом, чтобы его канал (61) был расположен в изолированном участке скважины. Изолированный участок скважины имеет более высокое давление по сравнению с давлением газа, герметично запертого в емкости (68). Канал (61) открывают и давление в изолированном участке отслеживают для оценки его целостности. Связь с аппаратом осуществляют беспроводными средствами, отправляющими данные о давлении, сигналы управления для управления каналом и/или другие данные или команды.

B1

038849

038849

B1

Настоящее изобретение относится к способу испытания давлением обсадной колонны, в частности, содержащей подвеску обсадной колонны.

После бурения обсадные колонны, как правило, спускают в скважину и цементируют в ней для поддержания устойчивости скважины. Обсадная колонна служит барьером между подземными породами и стволом скважины, и, таким образом, не допускает неконтролируемое перетекание текучих сред в скважину. В некоторых случаях обсадная колонна может быть повреждена во время установки, или целостность обсадной колонны может нарушиться со временем, что может привести к отказу обсадной колонны и неконтрольной утечке углеводородов.

Таким образом, представляется важным, в особенности перед началом добычи углеводородов, провести испытания скважины на предмет утечек в обсадной колонне и связанной с ней подвеской обсадной колонны. Это можно сделать при помощи испытания на приток, испытания под пониженным давлением или испытания герметичности созданием перепада давлений.

Это может включать в себя закачивание более легкой текучей среды, например морской воды, в скважину над изолированным участком для вытеснения более тяжелой текучей среды, например уже содержащегося в скважине бурового раствора, уменьшая, таким образом, гидростатический напор, или давление в изолированном участке. Уменьшенный гидростатический напор вызовет поток из неплотностей обсадной колонны. После этого скважину осматривают на предмет такого потока.

Альтернативно скважину закрывают и отслеживают пониженное давление в изолированном участке: если пониженное давление сохраняется в течение определенного промежутка времени, то считают, что обсадная колонна не повреждена. Если, однако, давление восстанавливается, т.е. повышается со временем, то это указывает на наличие утечки в обсадной колонне и/или подвеске обсадной колонны. Особенно хорошо таким образом можно оценить целостность подвесок обсадной колонны.

Процесс закачивания легких текучих сред по большому участку скважины занимает много времени и требует больших объемов текучей среды. Более того, контроль скважины осуществляют в основном гидростатическим напором текучей среды в скважине. Таким образом, снятие этого контроля со скважины может представлять угрозу, если утечка велика, и это может привести к потере контроля над скважиной и теоретически привести к выбросу.

Авторы настоящего изобретения ознакомились с вышеназванными ограничениями используемых способов и разработали новый способ, призванный, по меньшей мере, смягчить одну или более проблем, связанных с данными процедурами.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предлагается способ испытания давлением обсадной системы скважинной системы, причем способ включает

предоставление аппарата, содержащего устройство связи и емкость объемом по меньшей мере 20 л, причем емкость имеет канал для обеспечения сообщения по текучей среде между внутренним пространством и внешним пространством емкости;

закрытие канала таким образом, что внутреннее пространство емкости имеет давление внутри емкости;

доставку аппарата в скважинную систему на одной из насосно-компрессорной трубы и бурильной трубы;

изоляция участка скважинной системы для предоставления изолированного участка, причем изолированный участок содержит канал емкости; причем изолированный участок снаружи емкости имеет давление изолированного участка, которое выше, чем давление внутри емкости;

уменьшение давления внутри изолированного участка снаружи емкости путем открытия канала для обеспечения сообщения по текучей среде между внутренним пространством емкости и внешним пространством емкости и отслеживание давления в изолированном участке с поддержанием изоляции изолированного участка;

использование отслеживаемого давления для оценки целостности изолированного участка;

обеспечение сообщения между устройством связи в изолированном участке и областью над изолированным участком с использованием, по меньшей мере частично, беспроводного сигнала, передаваемого в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных импульсов давления;

причем беспроводной сигнал содержит по меньшей мере одно из (i) данных о давлении и (ii) сигналов управления для управления потоком текучей среды через канал.

В вариантах осуществления настоящего изобретения можно, таким образом, с большим удобством использовать традиционную бурильную трубу или насосно-компрессорную трубу для перемещения аппарата на такой бурильной трубе или насосно-компрессорной трубе в скважинную систему и проведения испытания под пониженным давлением. Это устраняет необходимость в обеспечении и закачивании легкой текучей среды в скважину и таким образом, позволяет сэкономить средства и время. Также это сохраняет гидростатический напор имеющейся текучей среды, что увеличивает безопасность скважины.

Более того, изолированный участок может обеспечить сдерживающие средства в скважине, вследствие чего в случае нарушения целостности обсадной колонны и притока текучей среды в скважину контроль сохраняется, и приток не может продвигаться вверх по скважине.

Обсадная система содержит обсадную колонну, подвеску(ки) обсадной колонны и/или башмак обсадной колонны.

Согласно вариантам осуществления настоящего изобретения можно, таким образом, определить, есть ли утечка в изолированном участке скважины. Таким образом, сделать заключение о целостности изолированного участка, например подвеске обсадной колонны или башмаке обсадной колонны, герметичны ли они или нет, можно путем отслеживания давления. Испытание может проводиться применительно только к участку обсадной колонны или только по отношению к подвеске/башмаку обсадной колонны, либо к участку обсадной колонны, содержащему подвеску обсадной колонны или башмак обсадной колонны. Даже в последнем случае возможно испытание преимущественно подвески или башмака обсадной колонны, хотя при этом также испытывается небольшой участок обсадной колонны; или же можно провести испытание обсадной колонны совместно с подвеской. Изолированный участок может содержать муфту обсадной колонны.

Упоминания термина "обсадная колонна" и "подвески обсадной колонны" включают термины "потайная колонна" и "подвеска потайной колонны", если из контекста не следует иное. Подвески могут располагаться наверху скважинной системы или внутри скважинной системы.

Емкость может быть образована по меньшей мере из одной из бурильной трубы и насосно-компрессорной трубы. Это позволяет емкости иметь большие объемы и такие трубчатые элементы легкодоступны. Таким образом, в то время как насосно-компрессорная труба или бурильная колонна, используемая для доставки аппарата, также может образовывать емкость, для доставки аппарата обычно используется гораздо больше секций, чем требуется для образования емкости и, таким образом, как правило, в таких вариантах осуществления насосно-компрессорная труба или бурильная колонна, образующая емкость, не используется целиком.

Насосно-компрессорная труба обычно используется для заканчивания скважин, через нее могут добываться углеводороды, хотя именно настоящее изобретение касается скорее испытания давлением обсадной системы, чем добычи углеводородов.

Стандартная насосно-компрессорная труба и бурильная труба содержат секции, длина каждой из которых составляет от 3 до 14 м, в целом от 8 до 12 м, а номинальный внешний диаметр составляет от 2 3/8 дюйма до 7 дюймов (60-178 мм), номинальный диаметр необязательно составляет 2 7/8 дюйма (73 мм) и необязательно не более 7 дюймов (178 мм), и это используется для доставки аппарата в скважину, кроме того, некоторое количество секций, например 1, 2, 3 или более, могут совместно использоваться для образования емкости.

Даже когда емкость образуют из насосно-компрессорной трубы или бурильной трубы, другие компоненты, например клапан, переводник или укороченная труба, могут присутствовать и частично образовывать емкость.

Аналогично, когда аппарат доставляют на насосно-компрессорной трубе или бурильной трубе, в особенности, имеющей по меньшей мере пять секций, могут присутствовать другие компоненты, такие как утяжеленные бурильные трубы, клапаны и мостовые пробки.

После того как давление на изолированном участке понижают путем открытия канала, в случае нарушения целостности обсадной колонны, бурильная труба или насосно-компрессорная труба, используемая для доставки аппарата, предоставляет возможность нагнетания и/или закачивания текучих сред внутрь скважины для контроля притока текучей среды.

Таким образом, насосно-компрессорная труба или бурильная труба необязательно содержат клапан, обычно циркуляционный клапан, обеспечивающий или предотвращающий прохождение текучей среды между центральным каналом в данном месте и изолированным участком. Альтернативно или дополнительно клапан, обычно циркуляционный клапан, может быть расположен между центральным каналом насосно-компрессорной трубы или бурильной трубы и участком скважины над изолированным участком. Эти клапаны обеспечивают средства закачивания текучей среды внутрь скважины и/или нагнетания текучей среды в предварительно изолированный участок, необязательно сохраняя при этом изоляцию внутри обсадной колонны относительно кольцевого пространства.

Указанные клапаны могут управляться по беспроводным каналам, особенно посредством электромагнитного или акустического беспроводного управления.

Как правило, предусматривают датчик давления. Он может находиться внутри изолированного участка или снаружи изолированного участка, сообщаясь с ним при этом каналом, или, конечно, он может быть выполнен иным образом для измерения давления в изолированном участке.

Температуру изолированного участка можно отслеживать подходящим датчиком температуры, расположенным внутри изолированного участка или снаружи изолированного участка и выполненным с возможностью отслеживания температуры изолированного участка. Эта температура может приниматься во внимание при оценке целостности изолированного участка. Например, давление может упасть, когда текучая среда, закачиваемая из нижней/более теплой области скважины в верхнюю/более холодную область скважины, остается там на некоторое время и охлаждается. Отслеживание температуры может помочь в правильной интерпретации данных от датчика давления.

Аналогично, когда допускается сообщение по текучей среде между внутренним пространством ем-

кости и внешним пространством емкости, падение давления приведет к небольшому охлаждению скважины. Далее температура будет восстанавливаться и по мере восстановления температуры будет расти и давление. Это может приниматься во внимание при оценке целостности скважины.

Таким образом, тепловые воздействия на изолированный участок могут быть смоделированы с использованием хорошо известной взаимосвязи между давлением, температурой и объемом, чтобы более точно оценить целостность скважины.

Объем емкости может быть в диапазоне 0,05-10% от объема изолированного участка. Объем емкости необязательно составляет 0,2-3% от объема изолированного участка. Таким образом, размер емкости меняется в зависимости от скважинной системы и в особенности от объема изолированного участка. Емкость может иметь объем по меньшей мере 100 л или по меньшей мере 200 л. Емкость может иметь объем до 5000 л включительно, необязательно не более 3000 л, необязательно не более 2000 л. В определенных вариантах осуществления емкость может быть выполнена из множества соединенных между собой секций бурильных труб или насосно-компрессорных труб.

Емкость может достигать в длину по меньшей мере 10 м, необязательно по меньшей мере 25 м или по меньшей мере 50 м.

В дополнительных вариантах осуществления емкость может проходить до поверхности скважинной системы, и может быть открытой с конца на поверхности.

Бурильная труба или насосно-компрессорная труба может содержать в себе и прочие компоненты аппарата.

Перед открыванием канала емкость может содержать по меньшей мере 50 об.% газа, необязательно по меньшей мере 90 об.% газа.

Внутреннее пространство емкости может находиться под атмосферным давлением, и когда она находится в изолированном участке, она будет иметь более низкое по сравнению с изолированным участком давление (поскольку в обычных условиях давление в скважинах повышено). Альтернативно, в емкости может быть создано разрежение на поверхности. Таким образом, до открытия канала она может иметь давление менее 25 фунтов/кв.дюйм. В любом из этих случаев предусматривают создание давления внутри емкости и закрытие канала перед доставкой емкости в скважинную систему и затем в изолированный участок.

Снижение давления, вызванное сообщением емкости с указанным внешним пространством емкости в изолированном участке, может составлять по меньшей мере 250 фунтов/кв.дюйм, или более 500 фунтов/кв.дюйм, или более 1000 фунтов/кв.дюйм.

Глубина, на которой емкость открывают, может находиться по меньшей мере на 200 м, необязательно по меньшей мере на 400 м ниже уровня гидростатического напора скважинной системы. В подводящей скважине, таким образом, это включает столб текучей среды в водоотделяющей колонне.

Канал.

Канал может быть открыт, необязательно в ответ на указанный беспроводной сигнал, посредством управляющего механизма, который может содержать разрушающуюся мембрану, клапан и/или насос, как правило, это клапан. Разрушающаяся мембрана может быть активирована игольчатым механизмом. Клапан может необязательно располагаться в канале таким образом, чтобы запирающий элемент мог непосредственно препятствовать и противодействовать протеканию текучей среды через канал.

Канал можно необязательно оснастить штуцером для управления скоростью падения давления.

После этого канал, как правило, закрывается, необязательно путем подачи отдельного сигнала. Канал можно закрыть до того, как давление внутри и снаружи емкости уравнивается, а после открыть снова.

Клапан может быть поршневым, игольчатым, шаровым или золотниковым.

Это может быть клапан сброса давления (необязательно управляемый), который будет пропускать поток при давлении выше определенного значения и закрываться, если давление достигает порогового значения или точки срабатывания или упадет ниже. В одном варианте осуществления клапаном можно управлять таким образом, чтобы он пропускал поток при давлении выше 3000 фунтов/кв.дюйм и закрывался при давлении 3000 фунт/кв.дюйм или ниже. Необязательно пороговое значение, при котором клапан закрывается, может изменяться на месте по беспроводному каналу пользователем, например, до 4000 фунтов/кв.дюйм. Пороговое значение/точку срабатывания можно менять в зависимости от параметра, фиксируемого внутри изолированного участка или внутри емкости. Таким образом, в скважине может быть предусмотрена петля обратной связи.

Клапан сброса давления может иметь механизм, отключающий функции сброса давления и обеспечивающий работу клапана в фиксированных положениях "открыто/закрыто", либо его можно скомбинировать с еще одним клапаном, чтобы обеспечить возможность такого фиксированного открытия/закрытия канала.

Изолированный участок.

Изолированным участком может быть скважина целиком. Альтернативно длина изолированного участка может быть до 2000 м, до 1000 м или 500 м или гораздо меньше, если основной интерес заключается в испытании подвески или небольшого участка обсадной колонны. Например, менее 100 м, или менее 50 м, или менее 10 м.

Под термином "нижняя часть изолированного участка" подразумевают самую нижнюю границу изолированного участка вне зависимости от того, находится ли она в канале обсадной колонны, или трубчатом элементе внутри обсадной колонны, или в кольцевом пространстве.

Башмак обсадной колонны, клапан, глухой переводник или устройство уплотнения кольцевого пространства, такое как пакер или пробка, например мостовая пробка, или сам аппарат, могут ограничивать нижнюю часть изолированного участка (или область рядом с нижней частью).

Устройство уплотнения кольцевого пространства, например временный пакер, который извлекается вместе с аппаратом после открытия канала, может ограничивать нижнюю часть изолированного участка. Таким образом, способ может включать перемещение аппарата к поверхности скважины для восстановления совместно с временным пакером, который ранее ограничивал нижнюю часть изолированного участка, т.е. его нижнюю границу.

Под термином "верхняя часть изолированного участка" подразумевают самую верхнюю границу изолированного участка вне зависимости от того, находится ли она в канале обсадной колонны, или трубчатом элементе внутри обсадной колонны, или в кольцевом пространстве.

Плашки противобросового превентора (ПВП) (для подвальной скважины), трубопроводы (например, выкидные линии, штуцерная линия и линия глушения скважины), соединенные с ПВП, клапаны нижнего соединительного узла водоотделяющей колонны или устье скважины вплоть до барьера, например, находящегося там закрытого клапана, могут ограничивать верхнюю часть (или область рядом с верхней частью). Альтернативно она может быть ограничена клапаном, глухим переводником, отклонителем или устройством уплотнения кольцевого пространства, таким как пакер или пробка, например мостовая пробка или аппарат. Верхняя часть изолированного участка может включать нижний соединительный узел водоотделяющей колонны, который содержит клапаны, которые могут изолировать изолированный участок.

Трубчатый элемент обсадной колонны может ограничивать собой часть изолированного участка.

Доставка.

В некоторых вариантах осуществления аппарат или указанные средства перемещения частично ограничивают собой изолированный участок скважины. Пробка, заглушка или клапан в средствах перемещения также могут ограничивать собой изолированный участок.

Емкость доставляют таким образом, чтобы канал находился в изолированном участке.

Теми же средствами перемещения можно предоставить несколько аппаратов. Каждый из этих нескольких аппаратов можно предоставить в один изолированный участок или в разные. Таким образом, может быть несколько изолированных участков, в каждом из которых расположен аппарат. Можно испытать, таким образом, более одной изолированной секции за одну операцию спуска, в том числе и одновременно.

Средства перемещения и аппарат могут быть выполнены таким образом, чтобы при использовании обеспечить проток в обход аппарата в средствах перемещения.

В некоторых вариантах осуществления аппарат может быть доставлен в центральный канал уже существующего трубчатого элемента в скважине, а не в уже существующем кольцевом пространстве скважины. Кольцевое пространство может быть образовано между аппаратом и уже существующим трубчатым элементом в скважине.

Устройство уплотнения кольцевого пространства.

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

Устройство уплотнения кольцевого пространства, которое ограничивает собой верхнюю часть или нижнюю часть изолированного участка, может независимо содержать скребок или манжетный сальник.

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

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

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

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

Устройство уплотнения кольцевого пространства может управляться беспроводным способом.

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

В некоторых вариантах осуществления при обнаружении утечки или подозрении на нее способ можно повторить на меньшем изолированном участке с целью уточнения расположения утечки. Это можно сделать без извлечения аппарата из скважины, после осмотра изначального или предварительно изолированного участка (т.е. за одну операцию подъема и спуска), например, за счет выпуска воздуха и/или смещения пакера и его установки на другой глубине. Или же это можно осуществить путем доставки

аппарата во время другой операции подъема и спуска. Как правило, меньший изолированный участок располагается внутри изначального изолированного участка.

Аппарат может быть продолговатой формы. Аппарат часто предоставляется в форме трубы. Как правило, он имеет цилиндрическую форму.

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

Беспроводная связь.

Сообщение между устройством связи в изолированном участке и областью над изолированным участком, как правило, происходит с использованием указанного беспроводного сигнала. В таких вариантах осуществления для передачи сообщений в изолированный участок можно использовать другие сигналы (например, проводные), и для передачи сообщений за пределы изолированного участка также можно использовать другие сигналы (например, проводные).

Устройство связи может быть выполнено с возможностью получения сообщения в форме беспроводного сигнала управления из области над изолированным участком, для обеспечения или предотвращения сообщения по текучей среде между внутренним пространством емкости и внешним пространством емкости, например, путем управления клапаном в канале.

Таким образом, сообщение между изолированным участком и областью над изолированным участком может включать в себя сигналы управления для активирования аппарата, чтобы установить сообщение по текучей среде между внутренним пространством емкости и внешним пространством емкости через канал.

Альтернативно или дополнительно указанное сообщение может содержать данные от датчика, например датчика давления, передаваемые из изолированного участка в область над изолированным участком.

Сигналы.

Сообщение между устройством связи в изолированном участке и областью над изолированным участком может происходить с использованием, по меньшей мере, отчасти, по меньшей мере одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных импульсов давления; в настоящем документе упоминания термина "беспроводной" включают указанные формы, если из контекста не следует иное.

Сигналы могут представлять собой данные или сигналы управления и не обязательно должны иметь одинаковую беспроводную форму. Соответственно, свойства, указанные в настоящем документе для разных типов беспроводных сигналов, применяются независимо к данным и сигналам управления. 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 за счет использования подходящих сигналов управления.

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

Кодированные импульсы давления.

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

Кодированные импульсы давления представляют собой такие импульсы давления, к которым применили схему модуляции для кодирования команд и/или данных о колебаниях давления или расхода, причем в скважине/стволе скважины используют преобразователь для регистрации и/или генерирования колебаний, и/или в скважине/стволе скважины используют электронную систему для кодирования и/или декодирования команд и/или данных. Таким образом, импульсы давления, используемые с электронными устройствами сопряжения в скважине/стволе скважины, в настоящем документе называются кодированными импульсами давления. Преимуществом кодированных импульсов давления, как определено в настоящем документе, является тот факт, что они могут быть отправлены на электронные устройства сопряжения и могут обеспечивать более высокую скорость передачи данных и/или широкую полосу пропускания, чем импульсы давления, отправляемые на механические устройства сопряжения.

В случае, когда для передачи сигналов управления используются кодированные импульсы давления, 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 (АКМ), также могут применяться комбинации схем модуляции, например АМн-ФИМ-ШИМ. Скорости передачи данных в схемах модуляций для кодированных импульсов давле-

ния в целом являются низкими, как правило, менее 10 бит/с, и могут быть менее 0,1 бит/с.

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

Сигналы: общие сведения.

Беспроводные сигналы должны быть предпочтительно такими, чтобы проникать через барьер, такой как пробка или верхняя часть или нижняя часть изолированного участка. Таким образом, предпочтительно беспроводные сигналы передаются по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической и посредством индуктивно связанных трубчатых элементов.

Электромагнитные/акустические сигналы и кодированные импульсы давления используют скважину, ствол скважины или пласт в качестве среды передачи. Электромагнитный/акустический сигнал или сигнал давления может быть отправлен из скважины или с поверхности. Если электромагнитный/акустический сигнал передается из скважины, он может проходить через любое устройство, ограничивающее верхнюю часть или нижнюю часть изолированного участка, хотя в некоторых вариантах осуществления он может проходить непрямым путем, например в обход данного устройства.

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, в особенности при получении данных из скважины.

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

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

При использовании индуктивно связанных трубчатых элементов, как правило, предоставляется по меньшей мере десять, как правило, намного больше, отдельных секций индуктивно связанных трубчатых элементов, которые присоединяются друг к другу при эксплуатации, например, для создания колонны индуктивно связанных трубчатых элементов. Они имеют единую проводку и могут быть образованными трубчатыми элементами, такими как насосно-компрессорная труба, буровая труба или обсадная колонна. На каждом соединении между смежными секциями присутствует индуктивная связь.

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

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

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

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

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

Таким образом, беспроводной сигнал может быть отправлен в устройство связи непосредственно

или опосредованно, например, применяя для этого расположенные в скважине ретрансляторы в пределах или за пределами изолированного участка. Беспроводной сигнал может быть отправлен с поверхности или с зонда на проволочном канате/гибкой трубе (или подъемнике) из любой точки скважины необязательно выше изолированного участка. В некоторых вариантах осуществления зонд можно расположить относительно близко к изолированному участку, например менее чем в 30 м от него или менее чем в 15 м.

Акустические сигналы.

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

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

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

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

Электромагнитные сигналы.

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

- суб-КНЧ (крайне низкие частоты) <3 Гц (как правило, выше 0,01 Гц);
- КНЧ от 3 до 30 Гц;
- СНЧ (сверхнизкие частоты) от 30 до 300 Гц;
- УНЧ (ультранизкая частота) от 300 Гц до 3 кГц; и
- ОНЧ (очень низкая частота) от 3 до 30 кГц.

Исключением из перечисленных выше частот является ЭМ связь, в которой в качестве волновода используется труба, в особенности, но не исключительно, в тех случаях, когда труба заполнена газом, в таком случае, как правило, можно использовать частоты от 30 кГц до 30 ГГц, в зависимости от размера трубы, текучей среды в трубе и дальности связи. Текучая среда, содержащаяся в трубе, предпочтительно является непроводящей. В патенте США № 5831549 описана телеметрическая система, предусматривающая передачу в гигагерцевом диапазоне по трубчатому волноводу, заполненному газом.

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

Электромагнитные связи могут включать передачу сообщений посредством одного или более из следующего: подача модулированного тока на продолговатый элемент и использование земли в качестве обратного пути; передача тока в один трубчатый элемент и обеспечение обратного пути во второй трубчатый элемент; использование второй скважины как части пути тока; передача в ближнем поле или дальнем поле; создание токовой петли в части металлоконструкции скважины для создания разности потенциалов между металлоконструкцией и землей; использование разнесенных контактов для создания электрического дипольного излучателя; использование тороидального трансформатора для подачи тока в металлоконструкцию скважины; использование изолирующего переводника; использование рамочной антенны для создания модулированного переменного во времени магнитного поля для локальной передачи или передачи через пласт; передача в пределах обсадной колонны скважины; использование продолговатого элемента и земли в качестве коаксиальной линии передачи; использование трубчатого элемента в качестве волновода; передача за пределами обсадной колонны скважины.

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

Для эффективного управления током и ориентирования его направления может быть использован ряд разных методов. Например, это может быть одно или более из следующего: использование изолирующего покрытия или распорок на трубчатых элементах скважины; выбор текучих сред или цементов для управления давлением 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; использование частотных диапазонов СВЧ (от 3 до 30 ГГц) и УВЧ (от 300 МГц до 3 ГГц).

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

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

Средства передачи сигналов в пределах скважины с помощью электропроводной обсадной колонны раскрыты в патенте США № 5394141 автором Soulier и патенте США № 5576703 автором MacLeod и соавторами, причем оба эти патента включены в настоящий документ посредством ссылки во всей своей полноте.

Передачик, содержащий генератор и усилитель мощности, присоединен к разнесенным контактам на первом участке внутри обсадной колонны с конечным удельным сопротивлением для создания электрического диполя за счет разности потенциалов, созданной током, протекающим между контактами, в качестве основной нагрузки на усилитель мощности. Эта разность потенциалов создает электрическое поле за пределами диполя, которое может быть обнаружено посредством второй пары разнесенных контактов и усилителя на втором участке вследствие протекания результирующего тока в обсадную колонну, либо на поверхности между устьем скважины и заземляющим контрольным электродом.

Ретранслятор.

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

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

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

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

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

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

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

Принимая во внимания эти факторы, а также свойства скважины, ретрансляторы могут быть разнесены в скважине 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, необязательно перезаряжаемую батарею. Батарея может представлять собой по меньшей мере одно из следующего: высокотемпературная батарея, литиевая батарея, литиевая оксигалогенидная батарея, литий-тионилхлоридная батарея, литий-сульфурилхлоридная батарея, литий-фторуглеродная батарея, литий-диоксид-марганцевая батарея, ли-

тий-ионная батарея, батарея из литиевого сплава, натриевая батарея и батарея из натриевого сплава. Высокотемпературные батареи выполнены с возможностью работы при температуре более 85°C, иногда более 100°C. Система батарейного питания может содержать первую батарею и дополнительные резервные батареи, которые включаются после длительного периода нахождения в скважине. Резервные батареи могут содержать батарею, в которой электролит удерживается в резервуаре и взаимодействует с анодом и/или катодом при достижении действующей батареей порогового напряжения или уровня использования.

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

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

Электронные устройства с низким энергопотреблением способствуют долгосрочному использованию различных компонентов аппарата. Механизм управления может быть выполнен с возможностью работы под управлением беспроводного сигнала управления более 24 ч после спуска в скважину, необязательно более 7 дней, более 1 месяца, более 1 года или вплоть до 5 лет. Он может быть выполнен с возможностью нахождения в спящем режиме до и/или после активации.

Датчики.

Аппарат и/или скважина (за пределами и/или в особенности в пределах изолированного участка) может содержать по меньшей мере один датчик давления. Датчик давления может быть в пределах изолированного участка и может составлять или не составлять часть аппарата. Он может быть связан (физическим или беспроводным способом) с беспроводным передатчиком, и данные могут быть переданы от беспроводного передатчика за пределы изолированного участка или, в других случаях, к поверхности. Данные могут быть переданы по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов, в особенности акустической и/или электромагнитной, как описано выше в настоящем документе.

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

Аппарат необязательно содержит индикатор объема, как, например, индикатор "полный/пустой" или индикатор заполненности. Также, как правило, предусматриваются средства выведения данных из индикатора объема. Аппарат может содержать манометр, размещенный для измерения внутреннего давления в емкости. Устройство связи может быть выполнено с возможностью отправки сигналов от манометра необязательно беспроводным путем.

Предпочтительно могут быть предоставлены, по меньшей мере, датчики температуры и давления. Датчики могут также считывать состояние других частей аппарата или другого оборудования в пределах скважины, например положение запирающего элемента или вращение двигателя насоса.

Можно предоставить датчик плотности или альтернативно можно использовать два или более датчиков давления для определения градиента давления в разнесенных точках. Это можно использовать для определения или проверки плотности текучей среды, что позволит улучшить заключение о давлении в других частях скважины или коллектора, в которых может не быть местного датчика давления.

Группа дискретных датчиков температуры или распределенный датчик температуры может быть расположен (например, спущен) в скважине. Таким образом, она необязательно может находиться в изолированном участке или рядом с ним.

Группа дискретных датчиков температуры или распределенный датчик температуры может быть расположена снаружи обсадной системы. Таким образом можно обнаружить движение текучей среды снаружи обсадной системы, что является признаком неисправности в изолированном участке, которая может представлять опасность, если ее не выявить и не предпринять действий по ее устранению.

Альтернативно датчики температуры в пределах обсадной системы также могут использоваться для обнаружения движения текучей среды снаружи обсадной системы путем измерения эффекта влияния движения внешней текучей среды на внутреннюю температуру.

Эти датчики температуры могут быть расположены в трубном канате небольшого диаметра (например, 1/4 дюйма) и соединены с передатчиком или приемопередатчиком. При необходимости может быть предоставлено любое количество канатов, содержащих дополнительные группы датчиков темпера-

туры. Эта группа датчиков температуры может быть расположена на расстоянии таким образом, что группа датчиков температуры, расположенных в трубном канате, может быть выровнена вдоль обсадной колонны, например возле подвески обсадной колонны; или, например, в целом параллельно скважине, или в форме спирали или кольца внутри или снаружи обсадной колонны.

Датчики температуры могут представлять собой электронные датчики или оптоволоконный кабель.

Таким образом, в этой ситуации дополнительная группа датчиков температуры может предоставлять данные из изолированного участка и сигнализировать, если, например, из обсадной системы протекает текущая среда. Группа датчиков температуры в трубном канате может предоставлять явное указание на наличие потока текучей среды, помогая точно определить источник(и) утечки(ек). Таким образом, например, можно получить больше информации о расположении источника утечки.

Такие датчики температуры также можно использовать до, во время и после понижения давления в изолированном участке снаружи емкости.

После работы устройства данные с датчика(ов) давления могут быть выведены до, во время и после уменьшения давления в изолированном участке снаружи емкости. Выведение данных означает их доставку на поверхность.

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

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

Запоминающее устройство.

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

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

Запоминающее устройство может быть частью датчика(ов). Если они не являются единым целым, запоминающее устройство и датчики могут быть присоединены друг к другу любым подходящим способом, необязательно беспроводным способом или физически присоединены друг к другу с помощью провода. Индуктивная связь также является одним из вариантов. Беспроводные соединения с малым радиусом действия могут быть улучшены за счет электромагнитной связи в диапазоне ОНЧ.

Вариант с камерой пониженного давления.

Емкость может содержать два участка, которые называют камерой пониженного давления и камерой для текучей среды. В таких вариантах осуществления камера пониженного давления является, как правило, частью внутреннего пространства емкости и имеет меньшее давление, чем внешнее пространство емкости.

Запирающий элемент может содержать плавающий поршень, как правило, в камере для текучей среды, в тех случаях, когда емкость имеет такую камеру. Как правило, плавающий поршень имеет динамическое уплотнение относительно внутренней части емкости. Плавающий поршень может разделять два участка камеры для текучей среды, один из них находится в сообщении по текучей среде с каналом, а второй, располагающийся с противоположной стороны плавающего поршня, находится в сообщении по текучей среде с емкостью пониженного давления.

Канал может предоставлять для сообщения по текучей среде площадь поперечного сечения по меньшей мере $0,1 \text{ см}^2$, как правило, по меньшей мере $0,25 \text{ см}^2$, необязательно по меньшей мере 1 см^2 . Площадь поперечного сечения может быть не более 150 см^2 , или не более 25 см^2 , или не более 5 см^2 , необязательно не более 2 см^2 .

Таким образом, одна сторона плавающего поршня может подвергаться воздействию давления в скважине через канал. До эффективного открытия канала за счет перемещения плавающего поршня предусматривают удерживающий механизм. Часто он содержит текучую среду, такую как нефть, в камере для текучей среды со стороны камеры пониженного давления плавающего поршня. Для управления сообщением по текучей среде между камерой для текучей среды и камерой пониженного давления, как правило, предоставляют регулирующий клапан, штуцер и/или насос. В качестве альтернативы удерживающий механизм может представлять собой запорный механизм для удержания плавающего поршня в положении, которое противодействует силе давления в скважине, пока его не активируют для перемещения.

Таким образом, в ответ на сигнал управления механизм управления может управлять удерживающим механизмом и движениями плавающего поршня, тем самым открывая канал для гидродинамической связи и сообщения по текучей среде между емкостью (участок скважинной камеры) и скважиной

для вывода в нее текучих сред.

В одном варианте осуществления, таким образом, удерживающий механизм между камерой для текучей среды и камерой пониженного давления после получения указаний может обеспечить прохождение текучей среды из камеры для текучей среды в камеру для пониженного давления под действием давления скважины на плавающий поршень, таким образом, позволяя скважинным текучим средам попасть в камеру для текучей среды. В определенных вариантах осуществления могут предоставлять штуцер между камерой для текучей среды и камерой пониженного давления для регулирования перемещения плавающего поршня, который управляет поступлением текучих сред в камеру для текучей среды из скважины.

В канале может быть расположен обратный клапан.

Объем камеры пониженного давления может составлять по меньшей мере 90% от объема камеры для текучей среды, но предпочтительно камера пониженного давления имеет объем, который больше объема камеры для текучей среды, с целью избежания или ограничения повышения давления в камере пониженного давления и, следовательно, достижения более однородного расхода в камере для текучей среды. Камера пониженного давления может содержать газ, необязательно приблизительно под атмосферным давлением, или в ней может быть частично создано разрежение.

Дополнительная информация.

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

Изолированный участок представляет собой изолированный участок скважинной системы. Упоминания в настоящем документе термина "изолированный участок" означают участок, герметично закрытый сверху и снизу. Это включает в себя те из них, в которых найдены утечки.

Скважина проходит вверх до верхней части самой верхней обсадной колонны скважины. Скважинная система проходит далее, включая ПВП, нижний соединительный узел водоотделяющей колонны (НСУВК) или устье скважины, если они предусмотрены.

В некоторых вариантах осуществления этот способ комбинируется с подводным акустическим модемом на морском дне для связи с установкой на поверхности.

Объемом емкости является ее вместимость по текучей среде.

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

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

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

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

Варианты осуществления изобретения будут описаны далее только на примерах со ссылками на сопроводительные графические материалы, на которых

фиг. 1 является схематическим изображением скважины, изображающим способ в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

фиг. 2 - схематическим изображением скважины, изображающим второй способ в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

фиг. 3 - видом в разрезе аппарата, используемого в соответствии с настоящим изобретением и содержащего плавающий поршень и камеру пониженного давления;

фиг. 4 - схематическим изображением скважины с двумя изолированными участками, изображающим способ в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

фиг. 5 - видом спереди варианта осуществления узла клапана для использования в способе в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 1 (не в масштабе) изображена подводная скважинная система 14 со скважинным аппаратом 10, содержащим противовыбросовый превентор (ПВП) 95, который размещен на верхней части изолированного участка 13 скважинной системы 14, и аппарат 60 имеет форму трубы 17. Аппарат 60 содержит емкость 68 вместимостью 3000 л, выполненную из 300 м буровой трубы диаметром 5,5 дюйма, и канал 61 для выборочного обеспечения сообщения по текучей среде между емкостью 68 и пространством сна-

ружи нее, т.е. пространством, окружающим изолированный участок 13, в зависимости от положения запирающего элемента (не показан на фиг. 1) клапана 62. При использовании емкость 68 имеет отрицательное дифференциальное давление внутри. Как описано ниже, аппарат 60 может создавать отрицательное дифференциальное давление в пространстве, окружающем изолированный участок 13, чтобы оценить целостность обсадной колонны 12b и потайной колонны 12a, включая подвеску 21 обсадной колонны и подвеску 29 потайной колонны путем испытания под пониженным давлением.

Клапан 62 (или другое устройство управления) выполнен с возможностью закрытия канала 61 для герметизации емкости 68 от пространства, окружающего изолированный участок 13, в закрытом положении, и обеспечения сообщения по текучей среде между емкостью 68 и пространством, окружающим изолированный участок 13, через канал 61 в открытом положении. Клапан 62 управляется механизмом управления, содержащим устройство 66 управления клапана (или насоса), и приемопередатчик 64, выполненный с возможностью приема беспроводного сигнала управления. При использовании клапан 62 перемещают из закрытого положения в открытое положение в ответ на сигнал управления.

Компоненты механизма управления (приемопередатчик 64 и устройство 66 управления, которое управляет клапаном 62), как правило, расположены смежно друг с другом или находятся рядом, как показано, но также могут быть взаимно разнесены.

Изображенная скважинная система 14 является, по существу, вертикальной скважиной, содержащей корпус 11 ПВП и потайную/обсадную колонны 12a и 12b.

Внутри каждой из потайной/обсадной колонн 12a и 12b находится ствол 13 скважины. Скважинная система 14 содержит подвеску 21 обсадной колонны и подвеску 29 потайной колонны. Подвески 21, 29 обсадной колонны и потайной колонны являются частью узлов подвески, на которые подвешиваются потайная/обсадная колонны 12a и 12b.

Изолированный участок 13 ограничен в обсадной колонне между плашками 96 ПВП и башмаком 19 обсадной колонны, причем аппарат 60 находится между ними. Он не связан с коллектором (если в нем нет непредусмотренных утечек) и пребывает в таком состоянии до тех пор, пока перфорационные отверстия или другие пути сообщения не будут специально сформированы между скважинной системой 14 и окружающим геологическим пластом/коллектором, например, вскоре после доставки аппарата и осуществления цементирования в самой нижней обсадной колонне, например потайной колонне 12a.

Датчик 43 давления (и предпочтительно датчик температуры) предусмотрен в аппарате 60 в пределах изолированного участка 13 и может посылать данные на приемопередатчик 64 для передачи беспроводного сигнала, например акустического или электромагнитного сигнала к поверхности скважины.

Ретранслятор 41 предусмотрен выше уровня плашек 96 ПВП на трубе 17, которая содержит беспроводной приемопередатчик 45. Таким образом, данные можно ретранслировать от приемопередатчика 64 в изолированном участке скважины 13 к поверхности скважины, необязательно через дополнительные ретрансляторы. Аналогично, сигналы управления могут быть отправлены на приемопередатчик 64 и связанное с ним устройство 66 управления клапана (или насоса) в изолированном участке скважины 13 через беспроводной ретранслятор 41.

При использовании емкости 68 заполняют воздухом или азотом при атмосферном давлении, или необязательно создают в ней разрежение на поверхности, после чего герметизируют путем закрывания клапана 62, или дополнительного клапана возле верхней части емкости (не показан) перед спуском герметизированной емкости 68 в скважинную систему 14. Давление в скважине, создаваемое гидростатическим напором, запирают в пределах изолированного участка закрытием плашек 96 ПВП посредством канала 61 расположенной ниже емкости 68. Емкость 68, таким образом, имеет отрицательное дифференциальное давление, например 1000 фунт/кв.дюйм (689,5 кПа) между внутренним пространством емкости 68 и внешним пространством емкости, т.е. окружающей ее частью скважины 14 (давление в которой выше атмосферного давления на поверхности за счет запертого внутри гидростатического давления). Аппарат 60 доставляют таким образом, чтобы канал 61 находился ниже плашек 96 ПВП и внутри изолированного участка скважины 13. Конечно, аппарат 60 частично изолирует указанный участок скважины 13, потому что он находится в пределах плашек 96 ПВП.

ПВП 95 содержит трубные плашки 96. Плашки 96 ПВП имеют открытое и закрытое положения, причем закрытое положение показано на фиг. 1. Находясь в закрытом положении, плашки тем самым герметизируют скважинную систему 14 и запирают давление, вызванное гидростатическим напором, над плашками 96 ПВП до их закрывания. Плашки 96 ПВП ограничивают собой часть изолированного участка скважины за счет герметичного контакта с аппаратом 60. Потайная колонна 12a имеет башмак 19 потайной или обсадной колонны, который ограничивает собой нижнюю часть изолированного участка 13.

В изолированном участке последовательность начинается с клапана 62 в закрытом положении. Беспроводной сигнал далее отправляют от устройства управления (не показано) к устройству 66 управления клапана (или насоса) через приемопередатчик 64, и клапан 62 открывается для обеспечения сообщения по текучей среде с пространством, окружающим изолированный участок 13. Как только клапан 62 открывается, текучая среда поступает в емкость 68, что приводит к уменьшению давления в пространстве, окружающем изолированный участок 13.

Датчик 43 давления отслеживает давление в пространстве, окружающем изолированный участок 13

до, во время и после открытия клапана 62 и передает данные через приемопередатчик 64 на поверхность, где их можно проанализировать.

Если в пространстве, окружающем изолированный участок 13, нет утечек, т.е. целостность, например, потайной колонны 12а, обсадной колонны 12b и подвесок 21, 29 обсадной/потайной колонны не нарушена, давление в пространстве, окружающем изолированный участок 13, останется, по существу, таким же пониженным.

Если, тем не менее, потайная колонна 12а, обсадная колонна 12b и/или подвески 21, 29 обсадной/потайной колонны или другие части изолированного участка (например, башмак 19 обсадной колонны) были негерметичны или вышли из строя, текущие среды из скважины и/или коллектора могут протекать в изолированный участок 13, давление в пространстве, окружающем изолированный участок 13, снова повысится, т.е. давление восстановится, по меньшей мере, до определенной степени.

Датчик 43 давления будет отслеживать изменения давления или отсутствие таковых в пространстве, окружающем изолированный участок 13, и передавать эту информацию к поверхности через приемопередатчик 64. При обнаружении утечки можно предпринять действия по ее устранению в целях локализации утечки и обеспечения безопасности скважины до открытия плашек 96 ПВП.

Температуру также можно отслеживать, так как иногда есть такие изменения в температуре, которые могут влиять на давление, даже если испытываемая область должным образом герметизирована. Например, если после активации аппарата 60 давление в (заполненном жидкостью) изолированном участке 13 составит 200 бар при 30°C, каждое увеличение температуры на 1°C вызовет рост давления на 8,5 бар. Отслеживание температуры совместно с давлением позволяет сделать поправки на температуру и, таким образом, оценивать целостность потайной колонны 12а, обсадной колонны 12b и подвесок 21, 29 обсадной/потайной колонны можно до стабилизации температуры. Более того, уменьшение испытываемого объема дополнительно помогает в этом, уменьшая любые неопределенности в температуре текучей среды и ускоряя любой рост давления, вызванный небольшой утечкой в закрытую систему.

В альтернативных вариантах осуществления емкость 68 может проходить до поверхности скважинной системы и может быть открытой с конца или содержать дополнительный клапан на поверхности для гарантии контроля над скважиной. В этом и других вариантах исполнения испытательная колонна и/или емкость могут содержать или быть доставлены вместе с толстостенной бурильной трубой или утяжеленными бурильными трубами (не показаны), чтобы преодолеть выталкивающую силу, связанную с емкостью.

В патенте США № 20130111985, полное раскрытие которого включено в настоящий документ посредством ссылки во всей своей полноте, описано более быстрое проведение испытаний под повышенным и пониженным давлением с использованием распределенных температур вдоль бурильной трубы для компенсации любых вызванных температурой изменений давления.

На фиг. 2 (не в масштабе) изображен еще один вариант осуществления, который включает в себя части из варианта осуществления, изображенного на фиг. 1, и эти части не описываются подробно снова. Позиционные обозначения похожих частей имеют две одинаковые последние цифры в обоих вариантах осуществления, но отличаются тем, что во втором варианте осуществления перед ними стоит цифра "1".

На фиг. 2 изображена скважинная система 114 (которая может быть или не быть подводной) со скважинным аппаратом 110 и аппаратом 160 в форме трубчатого элемента 117. Аппарат 160 содержит емкость 168 вместимостью 100 л и канал 161 для выборочного обеспечения сообщения по текучей среде между емкостью 168 и пространством, окружающим изолированный участок, в зависимости от положения запирающего элемента (не показан на фиг. 2) клапана 162.

Аппарат 160 представляет собой часть насосно-компрессорной трубы 117, и в отличие от фиг. 1 на фиг. 2 он герметично закрыт пакером 123 в пределах обсадной колонны 112b диаметром 9 5/8 дюйма. Временный пакер 125 обеспечивает герметизацию пространства между трубчатым элементом 117 возле его нижней части и потайной колонной 112а. Два пакера 123 и 125, таким образом, изолируют участок скважины 113 между ними посредством трубчатого элемента 117, который доставил аппарат 160, а также они ограничивают собой часть изолированного участка 113.

Изолированный участок скважины 113 содержит подвеску 121 обсадной колонны, целостность которой проверяется аппаратом 160 в положении, показанном на фиг. 2 после процедуры, описанной выше относительно варианта осуществления, изображенного на фиг. 1.

Таким образом, при использовании емкость 168 имеет внутри отрицательное дифференциальное давление. Аппарат 160 создает отрицательное дифференциальное давление в изолированном участке 113 с целью оценки целостности подвески 121 обсадной колонны и расположенной рядом обсадной колонны путем отслеживания показаний датчика 143 давления, причем необязательно группа дискретных датчиков температуры или распределенный датчик 122 температуры установлен снаружи обсадной колонны 112а рядом с изолированным участком.

Над пакером 123 предусмотрен управляемый импульсами давления циркуляционный клапан 131, позволяющий текучим средам циркулировать в насосно-компрессорной трубе и кольцевом пространстве над пакером 123. Еще один акустически управляемый циркуляционный клапан 133 предусмотрен под пакером 123, чтобы обеспечивать средство сообщения по текучей среде между изолированным участком

и насосно-компрессорной трубой и, следовательно, с поверхностью.

Таким образом, при использовании, после завершения испытания давлением можно использовать циркуляционный клапан 133 для уравнивания давления в изолированном участке с давлением в насосно-компрессорной трубе.

Кроме того, при использовании, в случае нарушения целостности подвески 121 обсадной колонны циркуляционные клапаны 131 и 133 могут использоваться для управления скважиной. Например, можно использовать циркуляционный клапан 131 для закачки цемента в насосно-компрессорную трубу над клапаном 131 перед закрытием клапана 131 и открытием клапана 133, чтобы обеспечить закачку под давлением цемента в изолированный участок для продавливания цемента через протекающую подвеску 121 обсадной колонны для герметизации утечки таким образом.

После использования пакер 125, который ограничивает собой нижнюю границу изолированного участка, отсоединяют и извлекают вместе с трубчатым элементом 117 и аппаратом 160 на поверхность. Пакер 123 также извлекают.

В измененной версии варианта осуществления, изображенного на фиг. 2, вместо циркуляционного клапана 133 можно использовать переводник с каналом и клапан насосно-компрессорной трубы, например шаровой клапан. Если переводник с каналом находится под пакером 123, такой клапан можно расположить над или под пакером 123 и управлять им импульсами давления через кольцевое пространство.

Необязательно пакер 125 может не использоваться, причем камера большего объема используется для проведения испытания под пониженным давлением потайной колонны 112а целиком.

Можно использовать разнообразные аппараты в соответствии со способом согласно настоящему изобретению. Еще один вариант осуществления аппарата 260 показан на фиг. 3, где регулирующий клапан 262 и штуцер 276 размещены в центральной части аппарата в канале 263 между двумя участками емкости 268 - камерой 267 для текучей среды и камерой 269 пониженного давления.

Плавающий поршень 274 размещен в емкости 268 над клапаном 262. Камера 267 для текучей среды изначально заполнена нефтью.

В настоящем варианте осуществления плавающий поршень 274 действует как клапан, обеспечивающий или предотвращающий прохождение в емкость текучей среды. Когда плавающий поршень 274 расположен на верхней части камеры 267 для текучей среды, он изолирует/закрывает камеру 267 для текучей среды от пространства, окружающего изолированный участок, а когда плавающий поршень 274 расположен в нижней части камеры 267 для текучей среды, то отверстие 261 позволяет текучей среде проникать в камеру 267 для текучей среды и пространство, окружающее изолированный участок, через канал 265 для потока. Положение плавающего поршня 274 управляется опосредованно потоком текучей среды через регулирующий клапан 262, которым, в свою очередь, управляют через сигналы, отправляемые на устройство 266 управления клапана (или насоса).

При использовании последовательность начинается с регулирующего клапана 262 в закрытом положении и плавающего поршня 274, расположенного вблизи верхней части камеры 267 для текучей среды. Из-за отрицательного дифференциального давления (например, 1000 фунтов/кв.дюйм), текучая среда в скважине пытается попасть в камеру 267 для текучей среды через отверстие 261, однако ей препятствует плавающий поршень 274 и находящаяся внутри нефть, когда регулирующий клапан 262 находится в закрытом положении. Сигнал после этого отправляется на устройство 266 управления клапана (или насоса), которое дает регулирующему клапану 262 команду на открытие. Как только клапан 262 открывается, нефть из камеры 267 для текучей среды направляется в камеру 269 пониженного давления за счет давления в скважине, действующего на плавающий поршень 274, и текучие среды из скважины втягиваются в емкость 267 для текучей среды. Скорость, с которой нефть в камере 267 для текучей среды выталкивается в камеру 269 пониженного давления, и, следовательно, скорость, с которой текучие среды из скважины могут втягиваться в емкость 268, управляется поперечным сечением штуцера 276. В альтернативных вариантах осуществления положение штуцера 276 и регулирующего клапана 262 могут иметь порядок, обратный тому, который продемонстрирован, или он может быть смешанным. Конечно, регулирующий клапан 262 может находиться в канале 261, хотя предпочтительно штуцер 276 расположен между камерой 267 для текучей среды и камерой 269 пониженного давления. Таким образом, штуцер 276 и нефть регулирует поток текучей среды в камеру 267 для текучей среды вне зависимости от свойств, таких как плотность или вязкость скважинных текучих сред.

На фиг. 4 (не в масштабе) изображена подводная скважинная система 314 со скважинным аппаратом 310, содержащая противовыбросовый превентор (ПВП) 395, расположенный на верхней части первого из двух изолированных участков 313а, 313б скважинной системы 314, и два аппарата 360а, 360б, присоединенных к трубе 317.

Скважина 314, скважинный аппарат 310, и аппараты 360а, 360б имеют много частей и функций, сходных с частями и функциями скважины 14, скважинного аппарата 10 и аппарата 60, которые изображены на фиг. 1, и которые не будут повторно описаны, но перед номерами частей стоит цифра "3".

Аппарат 360а размещают в изолированном участке 313а. Изолированный участок 313а ограничен между плашками 396 ПВП, корпусом 311 ПВП и временным пакером 325. Труба 317, которая доставляла аппарат 360а, 360б в скважину 314, также помогает ограничить изолированный участок 313а за счет гер-

метичного контакта с плашками 396 ПВП и временным пакером 325.

Аппарат 360b размещают в изолированном участке 313b. Изолированный участок 313b ограничен временным пакером 325, потайной колонной 312а, обсадной колонной 312b и башмаком 319 обсадной колонны. Схожим образом, труба 317, герметизированная временным пакером 325, помогает ограничить изолированный участок 313b.

Аппарат 360а содержит емкость 368а вместимостью 20 л. Аппарат 360b содержит емкость 368b вместимостью 3000 л, выполненную из 300 м бурильной трубы диаметром 5,5 дюйма. Следует отметить, что аппарат 360а внутри трубы 317 имеет такой размер, что в пределах трубы 317 есть смежное пространство 347, по которому могут проходить текучие среды или приборы. Другие варианты осуществления могут иметь аналогичные размеры.

Аппарат 360а и 360b работает так же, как описано в предыдущих вариантах осуществления. Тем не менее, в настоящем варианте осуществления они оба доставляются на одной трубе 317 и можно провести два отдельных испытания за один спуск, сосредотачиваясь на соответствующих изолированных участках 313а, 313b. Таким образом, подвеску 321 обсадной колонны можно испытать в первом изолированном участке 313а, а подвеску 329 потайной колонны (и потайную/обсадную колонны 312а, 312b) во втором изолированном участке 313b.

С аппаратом, описанным в настоящем документе, можно использовать разнообразные клапаны/регулирующие клапаны. На фиг. 5 изображен пример узла 500 клапана в закрытом положении А и в открытом положении В. Узел 500 клапана содержит корпус 583, первый впускной канал 581, второй впускной канал 582 и запирающий элемент в форме поршня 584. Узел клапана дополнительно содержит исполнительный механизм, который содержит винтовой шпindel 586 и двигатель 587.

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

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

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

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

Изменения и улучшения могут быть предусмотрены без отступления от объема настоящего изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ испытания давлением обсадной системы скважинной системы, причем обсадная система содержит обсадную колонну и по меньшей мере одну подвеску обсадной колонны, причем способ включает

предоставление аппарата, содержащего устройство связи и емкость объемом по меньшей мере 20 л, причем емкость имеет канал для обеспечения сообщения по потоку между внутренним пространством и внешним пространством емкости;

закрытие канала таким образом, что внутреннее пространство емкости имеет давление внутри емкости;

доставку аппарата в скважинную систему на одной из насосно-компрессорной трубы и бурильной трубы, причем указанная одна из насосно-компрессорной трубы и бурильной трубы содержит секции длиной от 3 до 14 м, причем их номинальный внешний диаметр составляет от 2 7/8 дюйма (73 мм) до не более 7 дюймов (178 мм);

изоляция участка скважинной системы для предоставления изолированного участка, причем изолированный участок содержит канал емкости и содержит часть подвески обсадной колонны; причем

изолированный участок снаружи емкости имеет давление изолированного участка, которое выше, чем давление внутри емкости;

уменьшение давления внутри изолированного участка снаружи емкости путем открытия канала для обеспечения сообщения по потоку между внутренним пространством емкости и внешним пространством емкости и

отслеживание давления в изолированном участке с поддержанием изоляции изолированного участка;

использование отслеженного давления для оценки целостности изолированного участка;

обеспечение сообщения между устройством связи в изолированном участке и дополнительным устройством связи над изолированным участком с использованием, по меньшей мере частично, беспроводного сигнала, передаваемого в одной из следующих форм: электромагнитной, акустической, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и кодированных импульсов давления;

причем беспроводной сигнал содержит по меньшей мере одно из (i) данных о давлении и (ii) сигналов управления для управления потоком текучей среды через канал.

2. Способ по предыдущему пункту, отличающийся тем, что давление в изолированном участке отслеживают датчиком давления, установленным в нем.

3. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что температуру в изолированном участке отслеживают датчиком температуры и необязательно принимают во внимание при оценке целостности изолированного участка.

4. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что емкость образуют по меньшей мере из одной из бурильной трубы и насосно-компрессорной трубы.

5. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что клапан предоставляют в бурильной трубе или насосно-компрессорной трубе, используемой для доставки аппарата, причем клапан, расположенный между центральным каналом в нем и изолированным участком, обеспечивает или предотвращает прохождение текучей среды между ними.

6. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что клапан предоставляют в бурильной трубе или насосно-компрессорной трубе, используемой для доставки аппарата, причем клапан, расположенный между центральным каналом в нем и кольцевым пространством над изолированным участком, обеспечивает или предотвращает прохождение текучей среды между ними.

7. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что объем емкости составляет 0,05-10 об.% от объема изолированного участка, необязательно 0,2-3 об.% от объема изолированного участка.

8. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что емкость герметично закрывают на поверхности перед доставкой в скважину.

9. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что снижение давления, вызванное сообщением емкости с указанным внешним пространством емкости, составляет по меньшей мере 250 фунтов/кв.дюйм, или более 500 фунтов/кв.дюйм, или более 1000 фунтов/кв.дюйм.

10. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что группу дискретных датчиков температуры или распределенный датчик температуры предоставляют рядом с изолированным участком и/или в нем.

11. Способ по п.10, отличающийся тем, что группу дискретных датчиков температуры или распределенный датчик температуры предоставляют снаружи обсадной системы.

12. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что изолированный участок на его верхней границе ограничен, по меньшей мере частично, одним из плашек противовыбросового превентора, линий, соединенных с противовыбросовым превентором, клапанов нижнего соединительного узла водоотделяющей колонны, устья скважины вплоть до барьера, устройства уплотнения кольцевого пространства, отклонителя, клапана и заглушки.

13. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что изолированный участок на его нижней границе ограничен, по меньшей мере частично, башмаком обсадной колонны, клапаном, заглушкой и устройством уплотнения кольцевого пространства.

14. Способ по п.13, отличающийся тем, что изолированный участок на его нижней границе ограничен устройством уплотнения кольцевого пространства, и после открытия канала способ включает перемещение аппарата к поверхности скважины для извлечения вместе с указанным устройством уплотнения кольцевого пространства, которое ранее ограничивало нижнюю границу изолированного участка.

15. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что беспроводной сигнал содержит сигналы управления для управления потоком текучей среды через канал.

16. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что беспроводной сигнал содержит данные о давлении от датчика в изолированном участке.

17. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что изолируют второй меньший изолированный участок и предоставляют вторую емкость, а также выполняют следующие этапы:

уменьшение давления во втором изолированном участке снаружи второй емкости путем обеспечения сообщения по текучей среде между внутренним пространством второй емкости и внешним про-

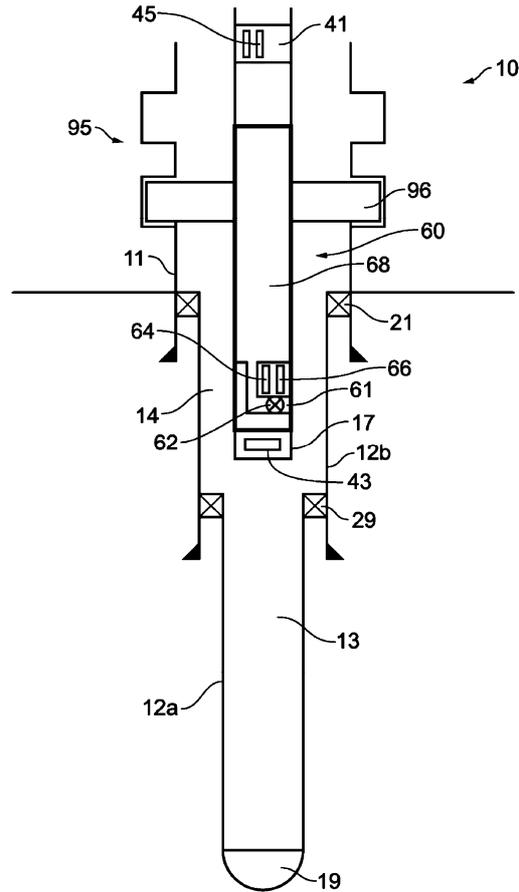
странством второй емкости и

отслеживание давления во втором изолированном участке с поддержанием изоляции второго изолированного участка; использование отслеженного давления для оценки целостности второго изолированного участка.

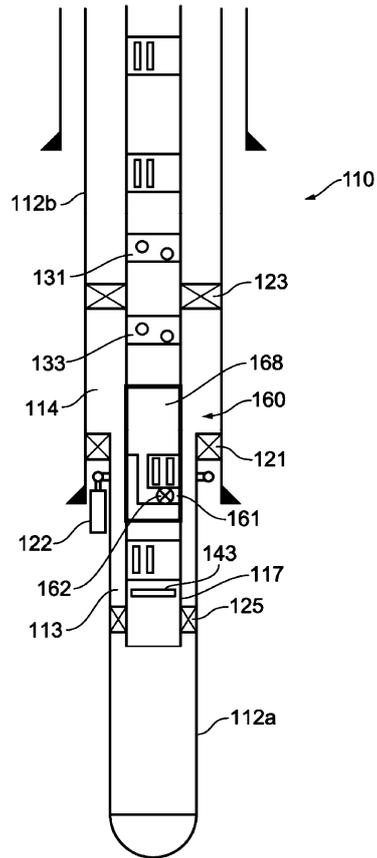
18. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что беспроводной сигнал передают в виде по меньшей мере одного из электромагнитных сигналов и акустических сигналов управления.

19. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что насосно-компрессорная труба или буровая труба частично ограничивают изолированный участок.

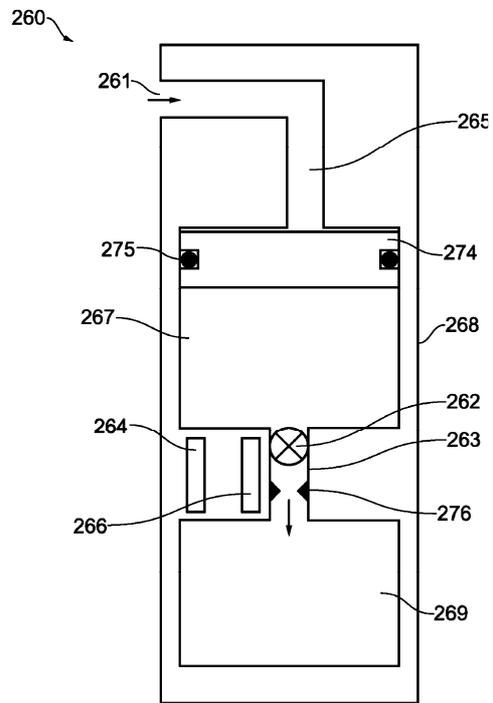
20. Способ по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что насосно-компрессорная труба или буровая труба и аппарат выполнены таким образом, что во время использования внутри насосно-компрессорной трубы или буровой трубы предоставляют смежный путь потока мимо аппарата.



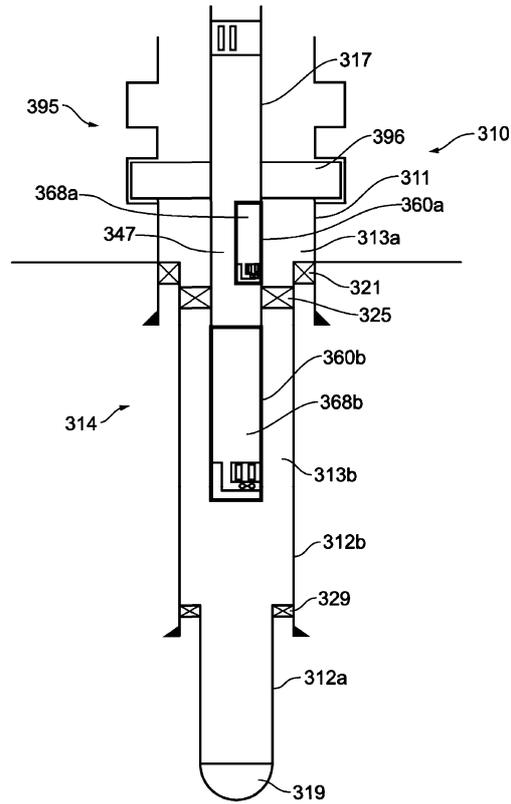
Фиг. 1



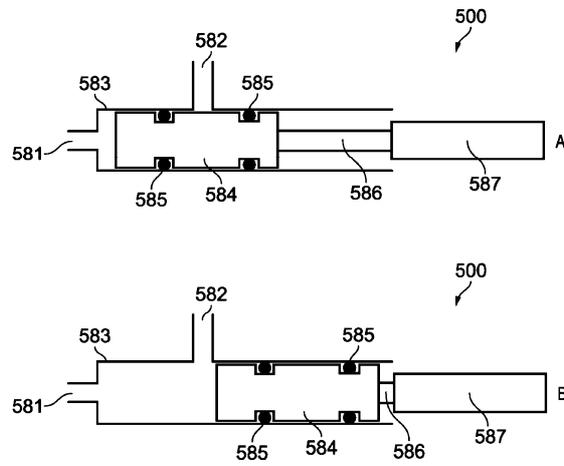
Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5