

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **041661**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.11.18

(21) Номер заявки
201892717

(22) Дата подачи заявки
2017.05.26

(51) Int. Cl. *E21B 34/06* (2006.01)
E21B 47/12 (2012.01)
E21B 47/14 (2006.01)

(54) **СКВАЖИНА С АКУСТИЧЕСКИМ ИЛИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПЕРЕДАТЧИКОМ, АКТИВИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ**

(31) **1609288.4**

(32) **2016.05.26**

(33) **GB**

(43) **2019.05.31**

(86) **PCT/GB2017/051520**

(87) **WO 2017/203290 2017.11.30**

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

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

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

(56) GB-A-2522272
US-B1-6173772
US-A1-2013133883
WO-A1-2014120988
US-A1-2011158050

(57) Скважина, содержащая устройство, активируемое давлением, подвергаемое давлению в кольцевом пространстве над барьером между верхним трубчатым элементом и стволом скважины. Акустический или электромагнитный (ЭМ) передатчик соединен с устройством, активируемым давлением, и выполнен с возможностью передачи сигнала управления на соответствующий приемник под барьером для управления клапаном. В экстренной ситуации в определенных вариантах осуществления обеспечено быстрое падение давления в кольцевом пространстве путем активации передатчика для закрытия клапана под барьером, тем самым изолируя скважину под барьером. В передатчик могут быть запрограммированы различные стандартные состояния, такие как передача сигнала "сохранения открытого состояния" на приемник, управляющий клапаном, который выполнен с возможностью закрытия, если данный сигнал не принят. Дополнительный ЭМ или акустический передатчик может быть соединен с клапаном для отправки информации из области под барьером в область над барьером, такой как данные о давлении или состоянии клапана.

041661
B1

041661
B1

Настоящее изобретение относится к скважине со скважинным аппаратом для повышения скорости ответа беспроводного клапана в скважине во время операций, таких как испытания, и/или для повышения безопасности скважины.

Скважины бурят в различных целях, обычно связанных с разведкой или добычей углеводородов.

Клапаны могут быть предусмотрены в скважине для испытаний. Более того, в эксплуатационной или нагнетательной скважине текучие среды протекают в скважину (или из нее) под пакером и затем выводятся (или впрыскиваются) через центральную трубу. Вблизи верхней части скважины обычно предусмотрен скважинный предохранительный клапан, который может быть закрыт в экстренной ситуации. В отдельных случаях скважина может быть перекрыта для технического обслуживания или других целей, и некоторые полезные данные могут быть получены касательно коллектора в зависимости от изменения давления в коллекторе, когда скважина приостановлена.

Клапаны могут быть предусмотрены под пакером, и клапанами можно управлять с поверхности с помощью акустических сигналов или электромагнитных (ЭМ) сигналов. Хотя это в целом и эффективно, авторы настоящего изобретения отмечают, что часто имеет место задержка этих сигналов при передаче от поверхности к клапану. Дальнобойная внутрискважинная беспроводная телеметрия, как правило, применяет, связь с низкой скоростью передачи данных, как правило, менее 40 Бод, а иногда менее 1 Бода, и может быть дополнительно замедлена по требованию для нескольких повторителей с целью ретрансляции данных по каналам связи. Авторы настоящего изобретения заметили, что данная задержка может быть критической, особенно когда необходима работа клапана в целях безопасности или в экстренной ситуации.

Кроме того, авторы настоящего изобретения заметили, что в определенных практических реализациях предоставление акустической или электромагнитной телеметрии с поверхности может быть невозможно из-за ограничений в конструкции скважины, например повторители ограничивают доступ к скважине или поток, или из-за непомерно высоких затрат.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предоставлена скважина, содержащая ствол скважины с верхним трубчатым элементом и нижним трубчатым элементом в нем, при этом каждый трубчатый элемент имеет продольное отверстие; и

скважинный аппарат, содержащий

кольцевой барьер, предусмотренный между одним из продольного отверстия и обсадной трубы внутри ствола скважины и одним из верхнего и нижнего трубчатых элементов таким образом, что верхний трубчатый элемент проходит от кольцевого барьера и над ним таким образом, что над кольцевым барьером между верхним трубчатым элементом и стволом скважины обеспечено кольцевое пространство, и нижний трубчатый элемент предусмотрен в стволе скважины под кольцевым барьером;

устройство, активируемое давлением, подвергаемое давлению между верхним трубчатым элементом и стволом скважины и выполненное с возможностью выявления характерного изменения давления;

электронный передатчик над кольцевым барьером, соединенный с устройством, активируемым давлением, и выполненный с возможностью передачи сигнала управления;

путь потока через по меньшей мере одно продольное отверстие нижнего трубчатого элемента и канал в нижнем трубчатом элементе;

клапан, соединенный с нижним трубчатым элементом, причем клапан выполнен с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред через указанный путь потока;

электронный механизм управления под кольцевым барьером для управления клапаном, причем электронный механизм управления содержит устройство связи с приемником, выполненным с возможностью приема сигнала управления от электронного передатчика для управления клапаном;

при этом электронный передатчик и приемник представляют собой акустический передатчик и приемник или электромагнитный передатчик и приемник.

Таким образом, клапаном, соединенным с нижним трубчатым элементом, который находится под кольцевым барьером, можно управлять посредством характерного изменения давления в кольцевом пространстве над кольцевым барьером. Это может обеспечить значительно более быстрый ответ на сигнал по сравнению с применением других форм беспроводной передачи. Более того, в случае какого-либо разрушения скважины, потеря давления в кольцевом пространстве, вызванная разрушением, может быть характерным изменением давления, и, таким образом, скважинный аппарат может быть, например, выполнен таким образом, что клапан автоматически закрывается. Таким образом, в вариантах осуществления предоставлен механизм быстрого предохранительного выключения, подходящий для применения в экстренных ситуациях, вызванных, например, потерей целостности скважины.

Дополнительное преимущество состоит в том, что настоящее изобретение предоставляет независимую альтернативу, или запасной вариант, электромагнитной или акустической связи. Для вариантов осуществления, в которых применяется независимая гидравлическая связь от поверхности, это может предотвратить расходы или устранить компромиссы касательно архитектуры скважины, связанные с акустической и ЭМ связью.

Клапан, как правило, управляет потоком через или в нижний трубчатый элемент и, следовательно, потоком через верхний трубчатый элемент.

Характерное изменение давления, как правило, представляет собой падение давления, однако также могут быть применены повышения давления, например, в ключевой последовательности давления, изменяющей ряд повышений и снижений давления.

Акустические и/или электромагнитные сигналы, отправляемые на относительно короткое расстояние между электронным передатчиком и приемником, могут быть отправлены с более высокой скоростью передачи данных и с меньшим количеством повторителей или вовсе без них по сравнению с отправкой аналогичных сигналов с поверхности.

При эксплуатации характерное изменение давления обычно проходит большое расстояние, как правило, от поверхности, например, по меньшей мере 100 м, более чем 500 м, более чем 1000 м или более чем 2000 м; однако это может варьироваться, например, в связи с длиной конкретной скважины и положением устройства, активируемого давлением.

Преимущество определенных вариантов осуществления состоит в том, что путем закрытия клапана в трубчатом элементе под кольцевым барьером можно изолировать конкретную секцию инфраструктуры скважины. Например, в определенных вариантах осуществления верхний трубчатый элемент плотно соединено с кольцевым барьером, часто с помощью динамического уплотнения. Изолирование можно осуществить путем закрытия клапана в нижнем трубчатом элементе под кольцевым барьером.

Режимы

Скважинный аппарат может иметь один или несколько режимов работы, таких как режим открытия, режим закрытия и режим главного управления, в котором сигнал главного управления управляет клапаном.

Обычно режимы запрограммированы в устройстве поблизости от клапана под барьером или поблизости от передатчика над барьером. Режимы могут быть запрограммированы в электронном механизме управления или, в качестве альтернативы, подходящем устройстве над кольцевым барьером.

Положительный сигнал может быть отправлен от передатчика к приемнику в ответ на характерное изменение давления для указания клапану выполнить определенное действие. В режиме закрытия по меньшей мере один передатчик может быть выполнен с возможностью отправки сигнала для указания клапану препятствовать потоку текучих сред через указанный путь потока. В режиме открытия он может быть выполнен с возможностью отправки сигнала для указания клапану обеспечить поток текучих сред через указанный путь потока.

Для вариантов осуществления, в которых характерное изменение давления является падением давления, режим закрытия является безопасным режимом. Обычно режим испытания скважины является безопасным режимом.

Дополнительно или альтернативно, передатчик может быть выполнен с возможностью периодической отправки стандартного сигнала на приемник, если не выявлено характерное изменение давления. В стандартном режиме и в отсутствие приема указанного периодического стандартного сигнала приемником в течение установленного периода времени, клапан может быть отклонен (посредством программирования) либо для препятствования потоку, либо для обеспечения потока через путь потока. Таким образом, стандартный сигнал может представлять собой сигнал "обеспечения потока" или "препятствования потоку", и скважинный аппарат выполнен с возможностью приведения к препятствованию потоку или обеспечению потока соответственно клапаном в отсутствие приема данного сигнала. Время между сигналами стандартного сигнала может различаться, особенно в зависимости от каких-либо операций, выполняемых в скважине. Например, стандартный сигнал может быть передан непрерывно, или каждые 10 секунд, или до каждого часа, или более. Более частые стандартные сигналы более часто применяют в связи с испытаниями скважины, тогда как менее частые сигналы более часто применяют для эксплуатационных или нагнетательных скважин и при заканчивании. Это также способствует "режиму ожидания", в котором передатчик отправляет сигнал (или приемник ожидает сигнала) менее часто, во время определенных операций. Это может экономить заряд батареи.

Простое характерное изменение давления может быть применено, особенно когда клапан/система находится в режиме закрытия или открытия, а более сложные/многоэтапные кодированные импульсы давления могут быть применены особенно для управления или изменения режима клапана.

Таким образом, клапан является электронно управляемым с помощью сигнала посредством электронной системы управления, которая указывает ему, например, обеспечить или препятствовать потоку текучей среды. Следовательно, клапан может применять любые приемлемые средства для приведения в действие между различными положениями, применяя, например, пружину, механизм сброса давления или винт с приводом от двигателя. Таким образом, может быть механически отклонен. Положение препятствования потоку часто является положением прекращения потока или закрытым положением.

Клапан выполнен с возможностью работы в качестве скважинного клапана управления потоком в аппарате для испытания пласта на трубах, часто работающего подобно клапану пластоиспытателя, только под кольцевым барьером. Обычно он будет работать в закрытом по умолчанию (или при отказе) режиме. То есть, передатчик будет передавать периодический "сигнал обеспечения потока", если не выявит характерное изменение давления. Компонент скважинного аппарата, такой как электронный механизм управления, запрограммирован отклонять клапан для препятствования потоку, если приемник по какой-

либо причине не принимает данный сигнал. Клапан также может быть механически отклонен к конкретному положению. Однако, особенно в случае множества клапанов под кольцевым барьером, также может быть применен открытый по умолчанию режим. В других случаях также нормально, чтобы он был заблокирован в открытом положении или заблокирован в закрытом положении, что управляется сигналом главного управления вместо любого другого сигнала, полученного от передатчика.

Таким образом, для определенных вариантов осуществления клапан будет закрыт (или открыт) в течение 5 мин, или в течение 4 мин, желательно 3 или 2 мин или даже в течение 1 мин после характерного изменения давления.

Особенно для начальной настройки сигналы главного управления могут быть отправлены от передатчика на поверхности, необязательно с помощью ретрансляторов, как раскрыто в настоящем документе. ЭМ или акустические сигналы (и, при наличии, трубчатые элементы с индуктивной связью) являются предпочтительными по сравнению с кодированными импульсами давления, поскольку они могут быть независимыми от других операций, и сигналы подтверждения указаний скважинным инструментам могут быть возвращены.

Скважинный аппарат также может иметь режим неисправности для установки клапана в открытое или закрытое положение в случае неисправности системы питания или батареи с низким зарядом/неработоспособной батареи. В некоторых обстоятельствах это будет механическим отклонением, но такой режим неисправности может также или в качестве альтернативы быть запрограммирован в подходящем устройстве (или, например, электронном механизме управления) и активирован, например, если определено, что батарея близка к потере заряда.

Предпочтительный режим неисправности в действительности может отличаться от стандартного режима. Например, в режиме неисправности скважинный аппарат может приводить к открытию клапана для предоставления возможности глушения скважины обычным способом; при этом в стандартном режиме он может быть выполнен с возможностью закрытия.

Различные режимы работы не обязательно ограничены различными вариантами осуществления. Например, один вариант осуществления может работать в закрытом по умолчанию режиме и затем может получить указание работать в открытом по умолчанию режиме.

Скважины

Устройство, активируемое давлением, подвергается давлению между верхним трубчатым элементом и стволом скважины и может быть расположено над кольцевым барьером, например, не более 1000 м, желательно не более 500 м, желательно не более 100 м, или желательно не более 50 м, или не более 10 м над кольцевым барьером.

Таким образом, варианты осуществления скважинного аппарата могут быть применены в разведочных, оценочных или эксплуатационных скважинах, в которых часто имеет место испытание скважины. В альтернативных вариантах осуществления скважинный аппарат может быть расположен в любой другой скважине, такой как эксплуатационная скважина (активная или законсервированная) или нагнетательная скважина. Хотя могут быть применены различные режимы, открытый по умолчанию режим может быть особенно полезен для таких вариантов осуществления. Это обеспечивает, что эксплуатационная скважина не будет непреднамеренно закрыта из-за потери сигналов. В эксплуатационных скважинах обычно предусмотрен отдельный подземный предохранительный клапан над кольцевым барьером (обычно менее 500 м, часто менее 100 м от поверхности скважины), который может быть закрыт в экстренной ситуации. Таким образом, неочевидный открытый по умолчанию режим может быть применен для клапана под кольцевым барьером.

В альтернативных вариантах осуществления клапан может работать в закрытом по умолчанию режиме для эксплуатационной скважины и, таким образом, обеспечивать резервирование или альтернативу обычно установленному подземному предохранительному клапану над кольцевым барьером. Данная возможность работы в качестве резервного или альтернативного подземного предохранительного клапана может быть преимущественной для операторов эксплуатационной скважины, поскольку в режиме резервирования аппарат обеспечит продолжение добычи из скважины, если обычный подземный предохранительный клапан выйдет из строя. В нормативных документах в целом указано, что при заканчивании добычи, если (обычный) подземный клапан не проходит свои испытания или не может работать, то скважина должна быть закрыта до тех пор, пока клапан не будет заменен. В некоторых случаях это будет включать проведение очень дорогостоящих работ по капитальному ремонту на буровой установке скважины и может занять несколько дней, недель или месяцев для выполнения. В такое время оператор скважины будет испытывать производственные потери от скважины, которые могут быть очень велики.

Это резко расходится с традиционными подземными предохранительными клапанами, которые работают с гидравлическим управлением, и присутствует ограничивающий фактор в обеспечении резервирования, особенно для подводных скважин, поскольку дополнительные гидравлические линии управления могут потребовать выполнения каналов на фонтанной арматуре, что создаст дополнительные потенциальные пути протечки. Таким образом, только необходимые линии проложены от точки на поверхности/под водой к устройствам под землей. В отличие от этого, в вариантах осуществления настоящего изобретения применена беспроводная связь, поэтому в них нет потенциальных путей протечки. Более

того, клапан может защищать всю колонну над кольцевым барьером без прокладки длинных линий управления.

Кроме того, для определенных вариантов осуществления, поскольку аппарат может сообщаться с множеством клапанов под пакером (пакерами), если есть проблема безопасности отдельной секции, то аппарат может отправить сигнал конкретному клапану и изолировать данную секцию. Это может обеспечить продолжение добычи из зон, прилегающих к другим секциям, пока проблема не будет решена. Снова-таки, для оператора это может быть выгодно с финансовой точки зрения, поскольку в данном сценарии не нужно закрывать всю эксплуатационную скважину.

В вариантах осуществления может быть предусмотрено устройство, которое отслеживает параметры, которые указывают на расход через клапан, для попытки выявления аномально высокого расхода (указывающего на неконтролируемый поток) и препятствования потоку текучих сред, если он выявлен. Другие факторы также могут быть приняты в расчет при оценке, имеет ли место неконтролируемый поток. Клапан может быть выполнен (посредством программирования) с возможностью препятствования потоку текучих сред, если устройство отслеживает, что заданный расход превышен. Заданный расход может быть установлен и изменен в скважине. Такое устройство может представлять собой манометр перепада давления в месте сужения.

В режиме главного управления клапан может быть выполнен с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред в ответ на сигнал главного управления вместо указанного сигнала от передатчика. Сигнал главного управления может быть передан с поверхности, необязательно посредством ретрансляторов, или из скважины.

Таким образом, в эксплуатационной скважине в одной фазе, например, во время доставки, клапан управляется режимом главного управления, предпочтительно посредством ЭМ и/или акустических сигналов вместо указанного сигнала от передатчика, то есть независимо от давления между верхним трубчатым элементом и стволом скважины. Во второй фазе, например, во время добычи, скважинный аппарат находится в другом режиме, таком как открытый по умолчанию режим, который зависит от давления между верхним трубчатым элементом и стволом скважины. Первая и вторая фазы также могут быть другими фазами, такими как ранний продуктивный период и поздний продуктивный период.

Устройство, активируемое давлением

Устройство, активируемое давлением, может содержать датчик давления. Оно может быть соединено с передатчиком физическим или беспроводным образом.

Характерное изменение давления представляет собой изменение давления, отличимое от изменений давления, ожидаемых во время обычных операций. Оно может быть точкой срабатывания, в которой принимается последующее действие, например, перекрытие клапана.

Могут быть применены множество примеров характерного изменения давления, такие как пропорциональное или абсолютное изменение давления, или изменение давления на определенную величину; необязательно также в зависимости от времени, которое заняло такое изменение. Характерное изменение давления часто является падением давления. Однако для определенных вариантов осуществления характерное изменение давления может быть повышением давления, особенно из-за циклического изменения давления, когда давление повышается и необязательно снижается, или наоборот, в течение определенного периода времени. Циклы изменения давления могут представлять собой заданную "ключевую" последовательность для предоставления сигнала управления для управления устройством, активируемым давлением. Информация может быть закодирована посредством времени и/или величины изменений давления.

Оно может быть абсолютным или относительным изменением, например, если изменение давления составляет более 500 фунтов/кв.дюйм или более 1000 фунтов/кв.дюйм; или, если изменение давления составляет более 20%, или более 30%, или более 40% изменение в абсолютном давлении. Оно может представлять собой разницу давлений, не обязательно учитывающую скорость изменения. Например, оно может составлять по меньшей мере 100 фунтов/кв.дюйм, или по меньшей мере 500 фунтов/кв.дюйм, или по меньшей мере 1000 фунтов/кв.дюйм; желательно в течение периода времени до 1 мин, более желательно до 5 мин, еще более желательно до 1 ч. Более длительные изменения давления менее вероятно будут указывать на протечку и могут быть, например, вызваны движением текучей среды в скважине от более глубоких/более теплых областей, вызывая повышение температуры, что повышает давление. В частности, характерное изменение давления также может включать более конкретную, значительно более высокую скорость изменения давления, например, резкое изменение давления более вероятно указывает на экстренную ситуацию.

Таким образом, изменения давления могут составлять менее 750 фунтов/кв.дюйм, или менее 500 фунтов/кв.дюйм, или менее 250 фунтов/кв.дюйм. Таким образом, преимущество таких вариантов осуществления состоит в том, что могут быть применены более тонкие изменения давления для управления клапаном в скважинном аппарате.

Таким образом, характерное изменение давления может быть одиночным изменением давления, например, падением давления, а не более сложным изменением, таким как более чем одно изменение давления или более чем пять изменений давления. Такие более сложные изменения часто относятся к более сложным зашифрованным импульсам давления. Таким образом, характерное изменение давления не обя-

зательно опирается на время между отдельными изменениями давления.

Это также может включать случай, когда изменение превышает установленное пороговое значение давления, особенно, когда оно падает ниже установленного порогового значения давления. Например, характерное изменение давления может представлять собой падение давления ниже 2000 фунтов/кв.дюйм, или 1500 фунтов/кв.дюйм, или 1000 фунтов/кв.дюйм.

Характерное изменение давления также может варьироваться в зависимости от параметров в скважине. Например, если окружающая температура выше, тем более высокое изменение давления или давление может быть допущено прежде, чем оно будет рассмотрено как характерное изменение давления. Таким образом, скважинный аппарат может адаптировать характерное изменение давления, находясь на месте проведения работ. Также могут быть применены другие параметры, включая данные ранних измерений давления.

Характерное изменение давления может быть предварительно запрограммировано перед прокладкой в скважину или же может быть установлено и изменено в скважине. Например, сигнал может быть отправлен посредством последовательности давления и/или, необязательно, посредством беспроводных средств, для установки или изменения точки срабатывания (определенной любым способом), в которой скважинный аппарат рассматривает его как характерное изменение давления. Зонд, доставляемый по проволочному канату или трубе, может быть применен и может передавать указания указанным способом или, например, по индуктивной связи. Это может быть полезным при проведении определенных операций в скважине. Например, на определенных стадиях во время испытания скважины или операций добычи, в кольцевом пространстве могут ожидать разные давления из-за, например, теплового расширения. Таким образом, точка срабатывания может быть выше, когда ожидается большее количество или большая величина изменений давления. Затем, необязательно точка срабатывания может быть изменена обратно, на месте, когда ожидается меньшее количество или меньшая величина изменений давления. Частота, с которой приемник/клапан ожидает принять стандартный сигнал, подобным образом может быть изменена на месте.

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, использующиеся с электронными устройствами сопряжения в скважине/стволе скважины, в настоящем документе называются кодированными импульсами давления. Преимуществом кодированных импульсов давления, как определено в настоящем документе, является тот факт, что они могут быть отправлены на электронные устройства сопряжения и могут обеспечивать более высокую скорость передачи данных и/или широкую полосу пропускания, чем импульсы давления, отправляемые на механические устройства сопряжения.

Устройство, активируемое давлением, обычно представляет собой электронное устройство, предоставляющее электронный интерфейс. Таким образом, по меньшей мере с помощью электронного интерфейса, характерное изменение давления обычно представляет собой кодированный импульс давления, как описано в настоящем документе.

Кодированные импульсы давления

Кодированный импульс (импульсы) давления, применяемые для активации устройства, активируемого давлением, могут применять разные схемы модуляции для кодирования сигналов управления, таких 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 давления в целом являются низкими, как правило, менее 10 бит/с, и могут быть менее 0,1 бит/с.

Кодированные импульсы давления могут быть возбуждены в неподвижных или подвижных текучих средах и могут быть зарегистрированы путем прямого или косвенного измерения изменений давления и/или расхода. Текучие среды включают жидкости, газы и многофазные текучие среды и при этом могут представлять собой текучие среды для статического управления и/или текучие среды, образованные в скважине или введенные в нее.

Инфраструктура скважины

Верхний трубчатый элемент может представлять собой самый внутренний трубчатый элемент из прилегающих трубчатых элементов в скважинном аппарате. Например, скважина часто содержит множество трубчатых элементов, таких как колонны обсадных труб и эксплуатационный трубчатый элемент

или колонна для ИПТ. Что касается поперечного сечения трубчатых элементов, включая верхний трубчатый элемент, обычно самый внутренний трубчатый элемент имеет такое поперечное сечение.

Давлением в по меньшей мере части кольцевого пространства обычно можно управлять снаружи скважины. Кольцевой барьер может иметь внутреннее отверстие, и верхний трубчатый элемент может проходить из внутреннего отверстия над кольцевым барьером.

Ствол скважины может быть обсажен обсадной трубой (или потайной колонной) таким образом, что кольцевой барьер может быть предусмотрен между обсадной трубой и одним из верхнего и нижнего трубчатых элементов, и устройство, активируемое давлением, может быть подвергнуто давлению между верхним трубчатым элементом и обсадной трубой, и кольцевое пространство может находиться между кольцевым барьером, верхним трубчатым элементом и обсадной трубой.

Альтернативно нижняя секция ствола скважины может быть не обсажена и кольцевой барьер может быть предусмотрен между стволом скважины и одним из верхнего и нижнего трубчатых элементов.

Кольцевое пространство включает разные кольцевые пространства, если оно предусмотрено. Как известно, несколько колонн обсадных труб (которые являются обычными, но не необходимыми) образуют несколько кольцевых пространств. Самое внутреннее кольцевое пространство обозначено как кольцевое пространство А и обычно находится между самой внутренней обсадной трубой и центральным трубчатым элементом, таким как, среди прочего, колонна для испытания; следующее кольцевое пространство обозначено как кольцевое пространство В между двумя колоннами обсадных труб непосредственно снаружи кольцевого пространства А; следующее кольцевое пространство обозначено как кольцевое пространство С для кольцевого пространства между двумя колоннами обсадных труб снаружи кольцевого пространства В, и так далее. Таким образом, кольцевое пространство, как определено в настоящем изобретении, включает эти различные кольцевые пространства, если оно предусмотрено. Таким образом, устройство, активируемое давлением, подвергается давлению между верхним трубчатым элементом и стволом скважины согласно настоящему изобретению и, таким образом, может быть применено в любом кольцевом пространстве, таком как кольцевое пространство В или наружные кольцевые пространства. Однако обычно оно расположено в кольцевом пространстве А внутри указанного кольцевого пространства между кольцевым барьером, верхним трубчатым элементом и стволом скважины. Компоненты скважинного аппарата, такие как устройство, активируемое давлением, и передатчик, могут быть воспроизведены и предусмотрены в том же или другом кольцевом пространстве.

Клапан обычно находится на расстоянии от кольцевого барьера до 100 м, до 50 м, желательно до 20 м, однако, особенно для скважин с несколькими продуктивными интервалами, клапан может быть значительно дальше, например, на расстоянии сотен метров.

Нижний трубчатый элемент может проходить от кольцевого барьера и под ним, особенно в однопластовом заканчивании.

Однако, особенно в заканчивании в двух горизонтах или многопластовом заканчивании, кольцевой барьер может представлять собой верхний кольцевой барьер, и скважинный аппарат содержит нижний кольцевой барьер, причем нижний трубчатый элемент проходит от нижнего кольцевого барьера и под ним.

Циркуляционный клапан

Скважинный аппарат также может содержать циркуляционный клапан, расположенный в верхнем трубчатом элементе и выполненный с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред между продольным отверстием верхнего трубчатого элемента и кольцевым пространством, таким как указанное кольцевое пространство. Циркуляционный клапан может быть соединен с передатчиком физическим или беспроводным образом с устройством, активируемым давлением.

Устройство, активируемое давлением, обычно находится на расстоянии до 500 м, желательно до 100 м, желательно до 10 м или может быть на расстоянии до 1 м от циркуляционного клапана и прикреплено к нему. Устройство, активируемое давлением, может быть соединено с циркуляционным клапаном посредством по меньшей мере одного из проводов или беспроводной передачи.

Устройство, активируемое давлением, может быть выполнено как единое целое с циркуляционным клапаном.

В режиме блокирования клапан, соединенный с нижним трубчатым элементом, и циркуляционный клапан заблокированы таким образом, что два клапана не могут одновременно находиться в положении обеспечения потока. Функция блокирования может быть достигнута различными способами. Положение циркуляционного клапана и клапана, соединенного с нижним трубчатым элементом, может быть, при эксплуатации, передано на станцию управления снаружи скважины, которая обеспечивает указанное блокирование клапанов; или на станцию управления в скважине, необязательно соединенную (физическим или беспроводным образом) с устройством, активируемым давлением, и находящуюся в пределах 20 м от него или в пределах 20 м от клапана, соединенного с нижним трубчатым элементом. Станция управления может быть выполнена как единое целое с устройством, активируемым давлением, циркуляционным клапаном или клапаном, соединенным с нижним трубчатым элементом.

Скважинный аппарат может содержать по меньшей мере один дополнительный путь потока через по меньшей мере одно из продольного отверстия нижнего трубчатого элемента и канала в нижнем трубчатом элементе; и дополнительный клапан (или клапаны), соединенный с нижним трубчатым элементом,

при этом дополнительный клапан (клапаны) выполнен с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред через указанный дополнительный путь (пути) потока. Дополнительный путь (пути) потока может являться частью, расположенной выше по потоку или ниже по потоку относительно пути потока, описанного выше в настоящем документе. Альтернативно он может представлять собой отдельный путь (пути) потока.

Дополнительный клапан может представлять собой шаровой клапан, или золотниковый клапан, или другой тип клапана, описанный в настоящем документе.

Независимо от конкретного варианта осуществления клапана согласно настоящему изобретению, дополнительный клапан может включать любую комбинацию необходимых и необязательных признаков, описанных в настоящем документе, клапана согласно первому аспекту настоящего изобретения. Дополнительный клапан необязательно может быть вставлен посредством нижнего трубчатого элемента или опущен на проволочном канате, гибкой трубе или подобными способами позднее.

Клапаны

Различные клапаны могут быть применены в качестве клапана согласно первому аспекту настоящего изобретения и, независимо, для дополнительных клапанов. Например, шаровые клапаны и/или золотниковые клапаны (со скользящим золотником или поворотным золотником) являются предпочтительными. Также могут быть применены поршневые клапаны и створчатые клапаны. Клапан может быть доставлен или выведен посредством нижнего трубчатого элемента.

Альтернативно для определенных вариантов осуществления он может быть установлен (модернизирован) позднее с помощью проволочного каната, гибкой трубы и подобных способов.

Клапан может функционировать как клапан для изоляции пластов, и/или функционировать как барьер, или клапан выравнивания во время размещения колонны, капитального ремонта и/или демонтажа.

Клапан может принимать промежуточные положения. Клапан (или другие средства) могут, таким образом, обеспечивать функцию штуцера.

Клапан может содержать дополнительное устройство, такое как устройство механического отсоединения, для открытия и/или закрытия клапана. Дополнительным устройством можно управлять, например, посредством давления (через трубу), проволочного каната, или гибкой трубы, или других способов вмешательства. Клапан может "напорную" установку для обеспечения потока в одном направлении.

Кольцевой барьер

Кольцевой барьер может принимать различные формы. Он может быть верхней частью зацементированной части в кольцевом пространстве А или устройстве уплотнения кольцевого пространства.

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.

Для конкретных вариантов осуществления, таким образом, кольцевой барьер является седлом (обычно, полированным) с меньшим диаметром в обсадной трубе с уплотнительным узлом между обсадной трубой и верхним/нижним трубчатыми элементами.

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).

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

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

Данное устройство (устройства) уплотнения кольцевого пространства может управляться беспроводным образом. Таким образом, в соответствующих случаях, он может быть выполнен с возможностью растяжения и/или сжатия посредством беспроводных сигналов.

Второй передатчик

Электронный передатчик может представлять собой первый передатчик. По меньшей мере один, дополнительный электронный передатчик может быть предусмотрен под кольцевым барьером, выполненный с возможностью отправки информации в направлении над кольцевым барьером. Таким образом, устройство связи может содержать указанный дополнительный электронный передатчик. Необязательно он объединен с приемником в форме приемопередатчика. Он может быть выполнен с возможностью передачи информации по запросу и в любом случае может быть связан с запатентованным устройством для хранения информации. Информация может представлять собой информацию, касающуюся состояния

клапана или других данных от любых датчиков. Состояние клапана может представлять собой его положение, состояние батареи, давление системы управления и/или качество сигнала связи.

Дополнительный электронный передатчик обычно представляет собой по меньшей мере один из электромагнитного, акустического передатчика и передатчика с индуктивно связанными трубчатыми элементами.

Следовательно, может иметь место одновременная связь между дополнительным электронным передатчиком, или инструментом на поверхности, и по меньшей мере одним устройством под кольцевым барьером, таким как датчик, применяющим беспроводную связь через кольцевой барьер и беспроводную связь стандартного сигнала от электронного передатчика. Указанное по меньшей мере одно устройство может включать не только датчики, а и управляемые устройства, такие как клапаны.

Предпочтительно беспроводная связь через кольцевой барьер и периодический стандартный сигнал от электронного передатчика независимо применяют по меньшей мере одно из акустического и электромагнитного средств связи.

Беспроводная связь через кольцевой барьер и периодический стандартный сигнал от электронного передатчика могут применять одно и то же или разное средство связи. Если применяют одно и то же, одновременная связь может быть достигнута путем применения по меньшей мере одного из мультиплексирования с разделением по частоте, мультиплексирования с разделением по времени, мультиплексирования с кодовым разделением, и передачи сигналов с расширенным спектром.

Датчики

Скважинный аппарат и/или скважина может содержать по меньшей мере один датчик температуры и необязательно (дополнительный) датчик давления в дополнение к устройству, активируемому давлением. Они могут быть над и/или, особенно, под кольцевым барьером.

Датчик давления под кольцевым барьером может быть подвержен условиям под кольцевым барьером на нижней стороне пути потока, и данные с такого датчика (датчиков) могут быть частью информации, которую отправляет дополнительный электронный передатчик. Выражение "нижняя сторона пути потока" подразумевает под собой условия под кольцевым барьером, за исключением, впрочем, области, проходящей через нижний трубчатый элемент между кольцевым барьером и клапаном.

Датчик (датчики) может быть соединен (физическим или беспроводным образом) с беспроводным передатчиком, и данные могут быть переданы от беспроводного передатчика в направлении над кольцевым барьером (если он предусмотрен под ним) к поверхности необязательно с помощью ретрансляторов. 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.

Могут быть предоставлены 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 выполнены с возможностью подачи сигнала или параметра, регистрируемого за счет включения подходящих передатчиков и механизмов. Датчики могут также считывать состояние других частей аппарата или другого оборудования в пределах скважины, например, положение задвижки или вращение двигателя насоса.

Группа дискретных датчиков температуры или распределенный датчик температуры может быть предоставлен (например, спущен) вместе с аппаратом. Таким образом, необязательно он может быть расположен под кольцевым 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 расположены на расстоянии таким образом, что группа датчиков температуры, расположенных в трубном канате, может быть выровнена вдоль пласта, например, каналов связи; либо, например, преимущественно параллельно скважине, 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.

Таким образом, в этом случае дополнительная группа датчиков температуры может предоставлять данные из участка(ов) канала связи и сигнализировать, если, например, каналы связи заблокированы/закупорены. Группа датчиков температуры в трубном 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 каналов связи: верхняя область каналов связи может быть открыта, а оставшаяся область может быть заблокирована, и это может быть определено за счет локаль-

ной температуры вдоль ряда датчиков.

Такие датчики температуры также можно использовать до, во время и после закачивания текучей среды и, следовательно, использовать для проверки эффективности аппарата.

Данные могут быть выведены от датчиков до, во время и/или после работы клапана в ответ на сигнал управления. Выведение данных означает их доставку на поверхность.

Данные могут быть выведены от датчиков до, во время и/или после активации скважинного перфоратора в скважине.

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

Данные могут быть выведены множеством способов. Например, они могут быть переданы беспроводным способом в реальном времени или позднее, необязательно в ответ на команду передачи. Или данные могут быть выведены посредством зонда, спускаемого в скважину на проволочном 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 1 мин, необязательно по меньшей мере 1 ч, более желательно по меньшей мере одной недели, предпочтительно по меньшей мере одного месяца, более предпочтительно по меньшей мере одного года или более пяти лет.

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.

Сигналы

Первый передатчик отправляет акустические или ЭМ сигналы, при этом любые дополнительные передатчики могут представлять собой беспроводной передатчик, выполненный с возможностью отправки сигналов, по меньшей мере частично, предпочтительно по меньшей мере в одной из следующих беспроводных форм: акустическая, электромагнитная и посредством индуктивно связанных трубчатых элементов. В настоящем документе выражение "беспроводной" относится к указанным формам, если не указано иначе.

Акустическая и электромагнитная являются особенно предпочтительными.

Сигналы: общие сведения

Сигналы могут представлять собой данные или сигналы управления, которые 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.

Предпочтительно сигналы являются таковыми, что они могут проходить через кольцевой барьер, когда он закреплен на месте, однако для определенных вариантов осуществления они могут проходить не напрямую, например, вокруг какого-либо устройства уплотнения кольцевого пространства.

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

Электромагнитные и акустические сигналы особенно предпочтительны, поскольку они могут проходить через/сквозь кольцевой барьер без применения 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 сигнал управления представляет собой акустический сигнал управления, и/или устройство связи может представлять собой устройство электромагнитной связи, а сигнал управления представляет собой электромагнитный сигнал управления.

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

При использовании индуктивно связанных трубчатых элементов, особенно для выведения данных, как правило, предоставлено по меньшей мере десять, обычно намного больше, отдельных секций индуктивно связанных трубчатых элементов, которые присоединены друг к другу при эксплуатации, например для образования колонны индуктивно связанных трубчатых элементов. Они имеют единую проводку и могут быть образованы из трубчатых элементов, таких как насосно-компрессорная труба, бурильная труба или обсадная колонна. На каждом соединении между смежными секциями присутствует индуктивная связь. Индуктивно связанные трубчатые элементы, пригодные для использования, могут быть предоставлены, например, компанией N O V под наименованием Intellipipe®.

Таким образом, сигнал управления часто передается на относительно малое расстояние из области над кольцевым барьером в область под ним, например, менее чем на 100 м или менее чем на 50 м. Однако устройство связи с приемником может быть расположено на расстоянии от кольцевого барьера, и, следовательно, сигнал управления может быть отправлен на большее расстояние, такое как по меньшей мере 100 м, желательно более чем 200 м или больше. 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, сигнал данных может быть, например, преобразован в другие типы беспроводных или проводных сигналов, и необязательно ретранслирован, 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 сигналы данных передаются на расстояние 500 м за счет использования индуктивно связанных трубчатых элементов, а затем на 1000 м за счет использования гидравлической линии.

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

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

Акустический сигнал

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) меньше 3 Гц (как правило, выше 0,01 Гц);

КНЧ от 3 Гц до 30 Гц;

СНЧ (сверхнизкая частота) от 30 Гц до 300 Гц;

УНЧ (ультранизкая частота) от 300 Гц до 3 кГц; и

ОНЧ (очень низкая частота) от 3 кГц до 30 кГц.

Исключением из перечисленных выше частот является ЭМ связь, использующая трубу в качестве волнового канала, 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, частота выбирается 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, 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 ГГц 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", используемое в рамках электромагнитной передачи, также может означать любой продолговатый электрический проводник, включая потайную колонну; обсадную колонну; насосно-компрессорную трубу или трубчатый элемент; гибкую трубу; насосную штангу; проволочный канат; бурильную трубу; тросовый канат или гибкую штангу.

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

Ретранслятор

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

жет быть выполнены 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.

При использовании акустической связи (особенно для извлечения данных) могут быть предоставлены более пяти или более десяти ретрансляторов в зависимости от глубины скважины и расположения прибора.

В основном для применения ЭМ связи требуется меньшее количество ретрансляторов. Например, особенно для извлечения данных, 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 кольцевой барьер. В этом случае ретранслированный сигнал может проходить более короткое расстояние. Однако, если для извлечения данных предоставляется множество акустических ретрансляторов, предпочтительно по меньшей мере три из них выполнены с возможностью передачи сигнала на по меньшей мере 200 м вглубь скважины.

При использовании индуктивно связанных трубчатых элементов также может быть предусмотрен ретранслятор, например, на каждые 300-500 м скважины, особенно при извлечении данных.

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

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

Беспроводная связь не обязательно является симметричной в направлении вверх и вниз в скважине, например, из-за присутствия локализованных источников шумов. Таким образом, в разных направлениях могут быть применены различные режимы связи, например, импульсы давления внутри кольцевого пространства могут быть применены для отправки сигналов управления с поверхности, тогда как данные отправляются на поверхность с применением акустической или электромагнитной связи.

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) обычно над или под кольцевым барьером. Она может подавать питание на приемник (необязательно приемопередатчик) под кольцевым барьером или первый и дополнительный передатчики (необязательно, первый и дополнительный приемопередатчики) над и под кольцевым барьером; и/или на другие компоненты. Батарея/батареи могут представлять собой по меньшей мере одно из следующего: высокотемпературная батарея, литиевая батарея, литиевая оксигалогенидная батарея, литий-тионилхлоридная батарея, литий-сульфурилхлоридная батарея, литий-фторуглеродная батарея, литий-диоксид-марганцевая батарея, литий-ионная батарея, батарея из литиевого сплава, натриевая батарея и батарея из натриевого сплава. Высокотемпературные батареи выполнены с возможностью работы при температуре более 85°C, иногда более 100°C. Система батарейного питания может содержать первую батарею и дополнительные резервные батареи, которые включаются после длительного периода нахождения в скважине. Резервные батареи могут содержать батарею, в которой электролит удерживается в резервуаре и взаимодействует с анодом и/или катодом при достижении действующей батареей порогового напряжения или уровня использования.

Устройство связи, как правило, представляет собой электронное устройство связи.

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

Аппарат, особенно механизм управления, предпочтительно содержит микропроцессор. Дополнительный микропроцессор может быть предусмотрен над кольцевым барьером. Электронные устройства в аппарате, необходимые для питания различных компонентов, таких как микропроцессор (микропроцессоры), 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 сигнала управления более 24 ч после спуска в скважину, необязательно более 7 дней, более 1 месяца, более 1 года или не более 5 лет. Он может быть выполнен с возможностью нахождения в спящем режиме до и/или после активации.

Доставка

Для определенных вариантов осуществления верхний и нижний трубчатые элементы могут быть доставлены вместе с кольцевым барьером или после обеспечения кольцевого барьера в скважине после предшествующей операции. В первом случае они могут быть предоставлены на той же колонне, что и кольцевой барьер, и доставлены в скважину вместе с ним. Таким образом, верхний и нижний трубчатые элементы (и необязательно кольцевой барьер) могут представлять собой неразрывный узел. Во втором случае они могут быть модернизированы в скважине и проведены сквозь кольцевой барьер. В данном втором случае нижний трубчатый элемент может быть вставлен в предварительно установленный пакер и через него; или клапан может быть соединен с пробкой или подвеской, и пробка или подвеска, в свою очередь, соединены непосредственно или косвенно, например, посредством трубчатых элементов, с кольцевым барьером. Пробка может представлять собой мостовую пробку, барьер, устанавливаемый в зафиксированном на проволочном канате трубчатом элементе/бурильной трубе, инструмент для закрытия или стопорную пробку, такую как пробка для цементирования. Пробка может представлять собой временную или постоянную пробку.

В определенных вариантах осуществления верхний и нижний трубчатые элементы могут быть опущены в качестве части колонны трубчатого элемента, такой как испытательная колонна, колонна заканчивания, наблюдательная колонна, колонна для консервации, колонна для гашения, бурильная колонна, насосно-компрессорная колонна, колонна обсадных труб или колонна-хвостовик.

Кольцевой барьер может быть опущен в скважину в качестве постоянного барьера, созданного для того, чтобы оставаться в скважине, или опущен в скважину в качестве извлекаемого барьера, созданного для того, чтобы извлекаться из скважины.

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.

Дополнительная процедура

Скважинный аппарат может быть применен для управления клапаном под кольцевым барьером, необязательно при подготовке к испытанию или дополнительной процедуре.

Согласно дополнительному аспекту настоящего изобретения предоставляется способ проведения процедуры или испытания в скважине, включающий

предоставление скважинного аппарата в скважине, как описано в настоящем документе;

проведение процедуры/испытания на скважине, причем процедура/испытание включает одно или более из следующего: исследование методом кривых восстановления давления, исследование методом понижения уровня, исследования сообщаемости, такие как испытание на интерференцию или гидропрослушивание, испытание пласта на трубах (ИПТ), расширенное испытание скважины (РИС), гидроразрыв пласта, минигидроразрыв пласта, испытание под давлением, исследование на приток, испытание на нагнетание, обработка скважины/коллектора, такая как кислотная обработка, исследование на проницаемость, процедура нагнетания, операция заполнения гравийной набивкой, операция перфорирования, размещение колонны, капитальный ремонт, консервация и гашение.

Испытание обычно проводят на скважине перед извлечением аппарата из скважины, если его извлекают из скважины, и могут проводить во время всех фаз эксплуатации скважины, таких как бурение, добыча/заканчивание, наблюдение, консервация и гашение.

Скважины могут быть необсаженными и/или заранее перфорированными.

Процедура может представлять собой испытание пласта на трубах (ИПТ). Таким образом, колонна для ИПТ и кольцевой барьер могут быть доставлены в качестве части ИПТ. После проведения ИПТ клапан направляет поток в колонну для ИПТ и закрывается, и скважину консервируют. Часть колонны для ИПТ над кольцевым барьером может затем, необязательно, быть извлечена. Скважина под кольцевым барьером затем может отслеживаться с применением по меньшей мере одного датчика и передатчика под кольцевым барьером.

Датчики могут предоставлять информацию об исследованиях сообщаемости, таких как гидропрослушивание или испытание на интерференцию.

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

определения наилучшей стратегии для извлечения текучих сред из коллектора.

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

Более того, скважина может быть повторно открыта позднее, например, посредством добавления эксплуатационной колонны. Клапан под пакером, который ранее выполнял функцию клапана пластоиспытателя, может после этого выполнять функцию клапана для изоляции пластов или клапана контроля притока. Затем он может быть переключен из закрытого по умолчанию режима в открытый по умолчанию режим.

Если скважина погашена путем цементирования над кольцевым уплотнительным барьером (и обычно с добавлением дополнительного барьера), беспроводные сигналы по-прежнему могут использоваться для наблюдения за скважиной под кольцевым барьером в течение по меньшей мере дня, недели, месяца, или года, или более 5 лет.

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.

Упоминание в настоящем документе скважинных перфораторов включает перфорационные пуансоны, причем они оба используются для создания пути потока между пластом и скважиной.

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.

Термин "зона" определяют в настоящем документе как пласт, смежный с нижним барьером или находящийся под ним, или часть пласта, смежная со скважиной, которая частично изолирована между барьерами и которая имеет, или будет иметь, по меньшей мере один канал связи (например, перфорационное отверстие) между скважиной и окружающим пластом, между барьерами. Таким образом, каждый дополнительный барьер, установленный в скважине, образует отдельную зону, кроме областей между двумя барьерами (например, двойным барьером), в которых каналы связи к окружающему пласту не представлены и не будут образованы. Барьеры могут представлять собой кольцевые барьеры.

Упоминания цемента в настоящем документе включают заменитель цемента. Затвердевающий заменитель цемента может содержать эпоксины и смолы, или незатвердевающий заменитель цемента может представлять собой Sandaband™.

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

на фиг. 1 показан схематический вид в разрезе первого варианта осуществления ИПТ скважины и скважинного аппарата согласно одному аспекту настоящего изобретения;

на фиг. 2a показан график зависимости давления от времени в кольцевом пространстве на интервале времени, когда на поверхность прикладывают давление и наблюдаются типичные изменения давления;

на фиг. 2b показан график зависимости давления от времени в кольцевом пространстве на интервале времени, когда на поверхность прикладывают давление и включен один пример характерного изменения давления;

на фиг. 2c показан график зависимости давления от времени в кольцевом пространстве, на котором показан дополнительный пример характерного изменения давления;

на фиг. 2d показан график зависимости давления от времени в кольцевом пространстве, на котором показан еще один дополнительный пример характерного изменения давления;

на фиг. 3 показан схематический вид в разрезе второго варианта осуществления скважины и скважинного аппарата, содержащего пакер с динамическим уплотнением, согласно одному аспекту настоящего изобретения;

на фиг. 4a показан схематический вид в разрезе варианта осуществления скважинного аппарата, содержащего два пакера, согласно одному аспекту настоящего изобретения;

на фиг. 4b показан схематический вид в разрезе варианта осуществления скважины с несколькими продуктивными интервалами и скважинного аппарата, содержащего два пакера, согласно одному аспек-

ту настоящего изобретения;

на фиг. 5 показан схематический вид в разрезе варианта осуществления в эксплуатации согласно одному аспекту настоящего изобретения;

на фиг. 6 показан схематический вид в разрезе третьего варианта осуществления скважины и скважинного аппарата, содержащего цементное уплотнение, согласно одному аспекту настоящего изобретения;

на фиг. 7 показан схематический вид в разрезе четвертого варианта осуществления скважины и скважинного аппарата, содержащего сужение внутреннего диаметра наружной обсадной трубы, согласно одному аспекту настоящего изобретения.

На фиг. 1 показана скважина 16 со скважинным аппаратом 10, содержащим ряд колонн 12a, 12b и 12c обсадных труб, трубчатые элементы 14, 18, предусмотренные внутри самой внутренней обсадной трубы 12a, кольцевой барьер, содержащий извлекаемый/временный элемент 20 пакера, запорный клапан 30, клапан 40 пластоиспытателя и циркуляционный клапан 41. Внутри каждой из колонн 12a, 12b и 12c обсадных труб предусмотрено кольцевое пространство А, В и С соответственно.

Запорный клапан 30 предусмотрен под элементом 20 пакера и управляется сигналами от передатчика 44 в кольцевом пространстве А над элементом 20 пакера. (В альтернативных вариантах осуществления может быть использовано кольцевое пространство В). Передатчик 44 соединен с датчиком давления 42, предусмотренным в том же кольцевом пространстве. Электронный механизм 33 управления содержит беспроводной приемопередатчик (или приемник) 34 и программируемую систему 36 управления. Беспроводной приемник 34 соединен с запорным клапаном 30.

Компоненты механизма 33 управления (приемопередатчик 34 и программируемая система 36 управления, которая управляет клапаном 30), как правило, расположены смежно друг с другом, или находятся рядом, как показано, но также могут быть расположены на расстоянии друг от друга.

Как будет более подробно описано ниже, при эксплуатации, запорный клапан 30 обычно выполнен с возможностью сохранения в открытом положении до тех пор, пока в кольцевом пространстве А присутствует повышенное давление. В случае характерного изменения давления (например, сброса давления) в кольцевом пространстве А, указывающая на это связь от передатчика 44 к приемнику 34 приводит к его закрытию. Таким образом, препятствуют потоку текучих сред из скважины по пути потока в запорном клапане 30.

Характерное изменение давления может быть результатом активации устройства управления (например, клапана) на поверхности скважины для быстрого стравливания давления из кольцевого пространства А. Это обеспечивает очень быстрый способ эффективно указать запорному клапану 30 закрыться. Потеря целостности скважины также может вызвать падение давления в кольцевом пространстве А и закрытие запорного клапана 30 в ответ на это.

Таким образом, преимущество таких вариантов осуществления состоит в том, что в экстренной ситуации, вызванной потерей целостности скважины, поток из скважины может быть перекрыт в более низкой точке скважины по сравнению с известным уровнем техники. Соответственно, может быть изолирована большая часть скважины над этой точкой, повышая тем самым вероятность изоляции места в скважине, где была потеряна целостность, и тем самым повышая безопасность путем контролирования коллектора. Это может быть очень полезным, например, в операциях ИПТ или при заканчивают добычи.

Этот вариант осуществления будет более детально описан далее.

Колонны 12a, 12b обсадных труб соответственно проходят дальше в скважину 16, чем смежные колонны 12b, 12c обсадных труб снаружи них. Самая нижняя колонна 12a обсадных труб содержит перфорационные отверстия 50 в нижней части скважины 16, что позволяет скважинным текучим средам протекать в скважину 16.

Трубчатые элементы 14, 18 являются частью колонны для ИПТ и проходят в трубчатый элемент внутри элемента 20 пакера, который тем самым образует верхний 18 и нижний 14 трубчатые элементы в сообщении по текучей среде друг с другом. В данном варианте осуществления нижний трубчатый элемент 14, верхний трубчатый элемент 18 и элемент 20 пакера представляют собой неразрывный узел.

Держатель 45 манометра может быть предусмотрен на верхнем трубчатом элементе 18.

Запорный клапан 30 представляет собой золотниковый клапан и расположен менее чем в 10 м под элементом 20 пакера. В альтернативном варианте осуществления могут быть использованы другие клапаны, такие как шаровые клапаны. Клапаны могут представлять собой клапаны многократного действия. Конец 15 нижнего трубчатого элемента 14 заблокирован для предотвращения протекания текучей среды в данной точке между нижним трубчатым элементом 14 и окружающей частью скважины 16.

Под элементом 20 пакера предусмотрен беспроводной приемник 34. Приемник 34 соединен (беспроводным или физическим образом) с запорным клапаном 30, обеспечивая возможность его электронного управления беспроводными сигналами посредством приемника 34.

Скважинный аппарат 10 содержит датчик давления 42, расположенный в кольцевом пространстве А над элементом 20 пакера для отслеживания давления в нем. Датчик давления 42 соединен с беспроводным передатчиком 44. Передатчик 44 передает сигнал из области над элементом 20 пакера на приемник 34, расположенный под элементом 20 пакера.

При эксплуатации в закрытом по умолчанию (при отказе) режиме, передатчик 44 отправляет пре-

рывистый сигнал на приемник 34, который в свою очередь указывает запорному клапану 30 сохранять открытое положение. Хотя интервал между прерывистыми сигналами может варьироваться от одного варианта осуществления к другому (или же могут быть предусмотрены разные интервалы в одном варианте осуществления), в одном примере передатчик 44 отправляет сигнал на приемник 34 каждые десять секунд для указания запорному клапану 30 сохранять открытое положение. Если данный сигнал не принят приемником 34 после установленного периода времени, такого как тридцать секунд, программируемая система 36 управления, связанная с запорным клапаном 30, даст запорному клапану 30 указание закрыться. Таким образом, данный вариант осуществления обеспечивает закрытый по умолчанию режим в случае, если передатчик 44 теряет связь с приемником 34.

Если давление в кольцевом пространстве падает ниже установленной величины или значения, например, на 1000 фунтов/кв. дюйм, передатчик 44 прекратит отправлять "открывающий" сигнал на приемник 34 и попытается отправить "закрывающий" сигнал. При получении такого закрывающего сигнала программируемая система 36 управления, связанная с запорным клапаном 30, даст запорному клапану 30 указание закрыться. Падение давления может быть вызвано повреждением скважины или потерей давления в кольцевом пространстве А, вызванной активацией системы управления (не показана) оператором на поверхности с целью стравливания давления в кольцевом пространстве А. Более того, данная функциональная возможность может быть применена оператором для закрытия скважины в конце обычной процедуры путем контролируемого стравливания давления в кольцевом пространстве А.

При применении в ИПТ, вместо использования традиционного клапана пластоиспытателя над элементом 20 пакера, может быть использован запорный клапан 30 для направления потока из скважины 16 и осуществления операций ИПТ. В таком варианте осуществления сигнал главного управления перекрывает связь между передатчиком 44 и приемником 34, и управляет запорным клапаном 30 для управления режимом работы клапана во время обычных операций ИПТ. Преимущество таких вариантов осуществления состоит в том, что запорный клапан находится ниже в скважине, чем традиционный клапан пластоиспытателя. Таким образом, влияние текучих сред в скважине (известное как влияние ствола скважины) сведено к минимуму, а данные от ИПТ более точно отражают характеристики коллектора. Это также может быть полезным, например, при проведении исследования методом кривых восстановления давления или исследования методом падения давления на эксплуатационной или нагнетательной скважине.

Необязательно, модуль 32 датчиков предусмотрен для определения различных параметров на стороне (в основном нижней) коллектора пути потока. Например, он может содержать датчики давления, температуры и положения клапана. Модуль 32 датчиков соединен с приемником 34, который в данном варианте осуществления имеет функциональные возможности приемопередатчика для передачи данных в участок над элементом 20 пакера, в том числе на поверхность, например, беспроводным образом, например, посредством акустических или электромагнитных сигналов.

При применении в ИПТ клапан 40 пластоиспытателя не является необходимым, однако он может быть выполнен с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред через путь потока верхнего трубчатого элемента 18 в ответ на характерное изменение давления в кольцевом пространстве А.

Преимущество обеспечения вспомогательного клапана 40 в скважине 10 состоит в том, что в случае выхода из строя одного клапана 30, 40 нет необходимости извлекать всю колонну для ИПТ (что может быть очень затратной операцией) для обеспечения такой функциональной возможности испытания.

Более того, в особенно предпочтительном варианте осуществления, в котором используются два клапана, их типы различаются. Например, тот, что расположен над элементом пакера, может быть шаровым клапаном, а тот, что расположен под ним, может быть золотниковым клапаном.

Циркуляционный клапан 41 предусмотрен над элементом 20 пакера. Циркуляционный клапан 41 содержит передатчик 44, а также циркуляционный канал 43 между продольным отверстием верхнего трубчатого элемента 18 и скважиной 16. Циркуляционный клапан 41 дополнительно содержит систему 46 управления, которая обеспечивает электронное блокирование для предотвращения одновременного открытия циркуляционного клапана 41 и запорного клапана 30. В альтернативных вариантах осуществления система управления сама блокируется для предотвращения одновременного открытия клапанов. Клапаны 30, 40 могут представлять собой клапаны однократного или многократного действия, то есть, в случае клапанов многократного действия они могут многократно открываться или закрываться для препятствования или обеспечения потока через соответствующие пути потока.

Еще одно дополнительное преимущество определенных вариантов осуществления состоит в том, что устранение неисправностей в случае выхода клапана из строя может быть проще. Например, если традиционный клапан выходит из строя в закрытом положении и, тем самым, предотвращает поток через связанные с ним трубчатые элементы, в основном будем необходимо вытянуть и заменить колонну, что является затратным и потому дорогостоящим процессом.

Зачастую скважину необходимо заглушить перед извлечением колонны, и это также может потребовать фрезеровки клапана, что также является сложным и затратным.

В отличие от этого, для определенных вариантов осуществления настоящего изобретения в случае выхода из строя клапана под элементом пакера, трубчатый элемент под элементом пакера может быть перфорирован для обеспечения доступа к скважине.

Для определенных вариантов осуществления может быть предусмотрен дополнительный клапан под элементом пакера, и он также может быть использован в таком случае. Клапан может представлять собой клапан однократного действия или клапан многократного действия.

В таких сценариях скважина может быть взята под управление более просто, и к тому же может быть возможным продолжить проведение испытания или других операций с другими клапанами, такими как клапан под или над пакером или запорный клапан на поверхности. Таким образом, может быть сэкономлено время по сравнению с аналогичными сценариями в традиционных скважинах.

В альтернативных вариантах осуществления один или оба из передатчика в кольцевом пространстве А и приемника под элементом пакера могут представлять собой приемопередатчики.

В настоящем варианте осуществления клапан 40 пластоиспытателя и циркуляционный клапан 41 предусмотрены отдельно. В альтернативных вариантах осуществления клапан 40 пластоиспытателя содержит циркуляционный клапан 41.

Для определенных вариантов осуществления дополнительный аппарат (или компоненты аппарата) может быть добавлен к трубчатым элементам 14 и/или 18 для обеспечения резервирования при необходимости.

Хотя они изображены отдельно, приемник и программируемая система управления часто предусмотрены в одном и том же устройстве.

На фиг. 2а показан график зависимости давления от времени в кольцевом пространстве на интервале времени, когда на поверхность прикладывают давление и наблюдаются типичные изменения давления во время испытания скважины. Давление в начале (А) является результатом гидростатического давления текучей среды в кольцевом пространстве (обычно, кольцевом пространстве А). Сигнал главного управления отправляется в систему 46 управления, связанную с передатчиком 44, для введения скважинного аппарата 10 в режим испытания скважины (закрытый по умолчанию/при отказе режим), который выполнен с возможностью перекрытия клапана 30, если в кольцевом пространстве имеет место недостаточное давление. Таким образом, на участке (А) клапан 30 остается закрытым, поскольку в кольцевом пространстве имеет место недостаточное давление. Затем давление в кольцевом пространстве повышают на приблизительно 1000 фунтов/кв. дюйм (В), и давление в кольцевом пространстве закрывают. Повышенное давление в кольцевом пространстве выявляют с помощью датчика давления 42, и программируемая система 36 управления определяет, что величина давления достаточна для открытия клапана 30. Соответственно, она отправляет сигнал посредством передатчика 44 на приемник 34 под элементом 20 пакера, указывающий клапану 30 открыться.

Поток текучих сред через скважины дополнительно повышает температуру в кольцевом пространстве и, тем самым, давление в кольцевом пространстве (С) на приблизительно 100-200 фунтов/кв.дюйм. Однако скважина по-прежнему работает надлежащим образом и данное дополнительное изменение (С) не указывает на характерное изменение давления; вместо этого оно является давлением, ожидаемым во время такой операции.

Для предотвращения чрезмерного повышения давления в кольцевом пространстве оператор обычно будет контролируемо стравливать некоторую часть давления из кольцевого пространства, что приведет к падению давления (D). За этим следует ряд повышений давления, вызванных нагреванием кольцевого пространства посредством добываемых текучих сред; и падений давления, вызванных контролируемым стравливанием давления в кольцевом пространстве для предотвращения чрезмерного давления.

Характерное изменение давления представляет собой изменение давления, которое может быть отличимо от обычных ожидаемых изменений давления, таких как показанные на фиг. 2а, после открытия клапана 30 (В).

На фиг. 2b возникают те же изменения давления на участках от (А) до (D), и дополнительно на участке (Е) возникает большее и характерное падение давления, ясно отличимое от относительно малых колебаний давления после участка С. На участке (Е) датчик давления 42 выявит падение давления, и система 46 управления определит, что в кольцевом пространстве А имеет место недостаточное давление. В таких обстоятельствах она может быть запрограммирована на прекращение отправки сигнала "открытия" на приемник 34 под элементом 20 пакера посредством передатчика 44. Программируемая система 36 управления под пакером может быть запрограммирована на закрытие клапана 30 при продолжительном отсутствии такого сигнала.

Дополнительно или альтернативно система 46 управления может отправлять положительный сигнал "закрытия" в программируемую систему 36 управления клапана 30 посредством передатчика 44 и приемника 34.

На фиг. 2с показан один пример применения ключевой последовательности давления. Повышения и снижения давления накладываются на давление в кольцевом пространстве, и такая последовательность представляет собой характерное изменение давления и может быть ясно отличима от изменений, показанных на фиг. 2а после участка С. Высота пиков, их длительность и частота могут быть изменены для кодирования данных.

Данные также могут быть закодированы, например, с применением времени (f) между последовательными пиками и высоты (h) пиков. Таким образом, данное характерное изменение давления может управ-

лять клапаном, таким как запорный клапан 30, под кольцевым барьером, таким как элемент 20 пакера.

Другой пример показан на фиг. 2d, на которой давление наращивается ступенчато, и данная последовательность представляет собой характерное изменение давления. Информация может быть закодирована аналогичным образом. Возможны многие другие варианты, такие как раскрытые в документе US 5273112, раскрытие которого включено в настоящий документ посредством ссылки во всей его полноте, и особенно в отношении фиг. 5-10 в нем и связанного с ними описания.

На фиг. 3 показан альтернативный вариант осуществления настоящего изобретения. Если элементы являются такими же, как в первом варианте осуществления, они обозначены тем же номером, однако впереди ставится цифра "1". Эти элементы не будут снова подробно описаны ниже.

В данном варианте осуществления предусмотрен пакер 119, содержащий элемент 120 пакера, верхний трубчатый элемент 128 пакера и нижний трубчатый элемент 126 пакера. Динамическое уплотнение 122 расположено внутри полированного приемного гнезда 124 верхнего трубчатого элемента 128 пакера над элементом 120 пакера.

Внутренний диаметр элемента 120 пакера образует внутреннее отверстие 121 пакера 119.

Циркуляционный клапан 141 расположен в верхнем трубчатом элементе 118. Циркуляционный клапан 141 содержит циркуляционный канал 143 между продольным отверстием верхнего трубчатого элемента 118 и скважиной 116. С циркуляционным клапаном 141 соединен беспроводной приемопередатчик, такой как электромагнитный или акустический приемопередатчик 144, и система 146 управления. Система 146 управления обеспечивает электронное блокирование для предотвращения одновременного открытия циркуляционного клапана 141 и запорного клапана 130. Клапаны могут представлять собой клапаны однократного или многократного действия. Электронный механизм 133 управления содержит беспроводной приемник 134 и программируемую систему 136 управления. Беспроводной приемник 134 соединен с запорным клапаном 130.

Скважинный аппарат 110 дополнительно содержит держатель 160 инструмента над циркуляционным клапаном 141 в верхнем трубчатом элементе 118. Держатель 160 инструмента содержит беспроводной приемопередатчик, такой как электромагнитный или акустический приемопередатчик 162. Держатель 160 инструмента также содержит датчик давления 163, соединенный с приемопередатчиком 162. При эксплуатации поток теплых текучих сред через колонну для ИПТ вызывает ее тепловое расширение, а применение статического уплотнения между колонной для ИПТ и пакером может привести к сжатию между ними.

Кроме того, поток холодных текучих сред (например, добываемых газ или текучие среды, вводимые с поверхности) через колонну для ИПТ может вызывать сжатие колонны для ИПТ, а применение статического уплотнения между колонной для ИПТ и пакером может привести к чрезмерному натяжению между ними. Применение динамического уплотнения вместо статического уплотнения обеспечивает некоторую степень подвижности между колонной для ИПТ и пакером для противодействия тепловому расширению, вызванному теплыми текучими средами, и сжатию, вызванному холодными текучими средами.

Динамические уплотнения являются менее жесткими и могут быть относительно просто повреждены в сравнении со статическими уплотнениями. Таким образом, несмотря на то, что они могут обеспечивать гибкость в противодействии движению колонны, они по своей природе менее надежные, и существует более высокий риск создания путей протечки.

Преимущество настоящего изобретения состоит в том, что в случае выхода из строя динамического уплотнения 122, клапан 130 под элементом 120 пакера изолирует динамическое уплотнение 122, тогда как клапан 140 над динамическим уплотнением 122 - нет. Поток текучей среды останавливается, не достигая динамического уплотнения 122, тем самым изолируя более вероятный путь протечки.

В альтернативных вариантах осуществления система 146 управления расположена в держателе 160 инструмента. В эксплуатационной скважине также обеспечено преимущество, состоящее в обеспечении возможности изоляции и управления скважиной под пакером без необходимости глушения скважины перед извлечением уплотнений пакера и верхнего трубчатого элемента 118 из скважины.

На фиг. 4a показан дополнительный вариант осуществления настоящего изобретения. Если элементы являются такими же, как в предыдущих вариантах осуществления, они обозначены тем же номером, однако впереди ставится цифра "2". Эти элементы не будут снова подробно описаны ниже.

В данном варианте осуществления предусмотрена скважина 216 со скважинным аппаратом 210, который содержит верхний пакер 219a и нижний пакер 219b, оба из которых находятся под клапаном 240 пластоиспытателя.

Верхний пакер 219a содержит элемент 220a верхнего пакера, нижний трубчатый элемент 226a пакера и верхний трубчатый элемент 228a пакера. Нижний пакер 219b содержит элемент 220b нижнего пакера, нижний трубчатый элемент 226b пакера и верхний трубчатый элемент 228b пакера.

В настоящем варианте осуществления верхний пакер 219a представляет собой временный/извлекаемый пакер, тогда как нижний пакер 219b представляет собой постоянный пакер.

Скважинный аппарат 210 также содержит подвеску 229 потайной колонны, которая является частью узла подвески потайной колонны, на которую может быть подвешена потайная колонна 212a обсадной трубы.

Верхний трубчатый элемент 218 и нижний трубчатый элемент 214 не являются неразрывными, что приводит к зазору между верхним трубчатым элементом 218 и нижним трубчатым элементом 214. Беспроводной ретранслятор (не показан) может быть предусмотрен в зазоре между верхним трубчатым элементом 218 и нижним трубчатым элементом 214 для ретрансляции данных. Клапан 230 по-прежнему предусмотрен под верхним пакером 219а вместе с электронным механизмом 233 управления, хотя и не в контакте с ним.

Преимущество такого варианта осуществления состоит в том, что может быть уменьшено количество и, соответственно, стоимость труб в скважине. В некоторых вариантах осуществления расстояние между верхним трубчатым элементом 218 и нижним трубчатым элементом 214 может составлять от нескольких сотен футов до нескольких тысяч футов.

В дополнительных вариантах осуществления путь (пути) потока, такой как перфорационные отверстия, может присутствовать в обсадной трубе и прилегающем пласте между верхним пакером и нижним пакером. Путь (пути) потока может быть создан в любое время после бурения и заканчивания скважины. В альтернативных вариантах осуществления верхний трубчатый элемент и нижний трубчатый элемент являются неразрывными.

В других вариантах осуществления верхний пакер может представлять собой постоянный пакер, а нижний пакер может представлять собой временный/извлекаемый пакер. В дополнительных вариантах осуществления как верхний, так и нижний пакеры могут представлять собой временные/извлекаемые пакеры, или же они оба могут представлять собой постоянные пакеры.

На фиг. 4b показана скважина, подобная фиг. 4а, в которой элементы, являющиеся такими же, имеют те же обозначения. По сравнению с фиг. 4а, на фиг. 4b предусмотрен верхний запорный клапан 230а, верхний скважинный перфоратор 252а и каналы 254 для потока между элементом 220а верхнего пакера и элементом 220b нижнего пакера. Под элементом 220b нижнего пакера предусмотрены нижний запорный клапан 230b и нижний скважинный перфоратор 252b, эквивалентные запорному клапану 230 и скважинному перфоратору 252 в варианте осуществления по фиг. 4а.

Таким образом, в данном варианте осуществления предусмотрена скважина 216 с несколькими продуктивными интервалами со скважинным аппаратом 210, который содержит два элемента 220а, 220b пакера под клапаном 240 пластоиспытателя, который разделяет скважину на две секции. Первая секция содержит элемент 220а верхнего пакера, верхний запорный клапан 230а, верхний приемник 234а, верхний модуль 232а датчиков, верхний скважинный перфоратор 252а, верхние перфорационные отверстия 250а и каналы 254 для потока. Электронный механизм 233 а управления содержит верхний приемник 234а. Верхний приемник 234а соединен с верхним запорным клапаном 230а. Вторая секция содержит элемент 220b нижнего пакера, нижний запорный клапан 230b, нижний приемник 234b, нижний модуль 232b датчиков, нижний скважинный перфоратор 252b и нижние перфорационные отверстия 250b. Электронный механизм 233b управления содержит нижний приемник 234b. Нижний приемник 234b соединен с нижним запорным клапаном 230b.

Верхний трубчатый элемент 218 и нижний трубчатый элемент 214 являются неразрывными и соединены посредством элемента 220а верхнего пакера и элемента 220b нижнего пакера. Элемент 220а верхнего пакера является частью временного/извлекаемого пакера, тогда как элемент 220b нижнего пакера является частью постоянного пакера.

Каналы 254 для потока расположены над элементом 220b нижнего пакера, а нижний запорный клапан 230b расположен под элементом 220b нижнего пакера. Преимущество таких вариантов осуществления состоит в том, что нижний запорный клапан 230b остается закрытым в скважине, если верхний пакер вытягивают из скважины.

При эксплуатации во время испытания скважины, когда клапан находится в закрытом по умолчанию режиме, то есть режиме испытания скважины, это означает, что потеря давления в кольцевом пространстве А над клапаном 220а приведет к закрытию клапана. Как правило в режиме испытания скважины будет только один из двух запорных клапанов 230а, 230b. В начале последовательности испытания скважины верхние перфорационные отверстия 250а не присутствуют. В начале последовательности верхний запорный клапан 230а заблокирован в открытом положении, а нижний запорный клапан 230b переключен в режим испытания скважины. В скважине 216 затем обеспечивают поток через нижние перфорационные отверстия 250b и в нижний трубчатый элемент 214 через каналы 235b в нижнем запорном клапане 230b. Поток затем продолжается через нижний трубчатый элемент 214 к каналам 254 для потока, где он выходит из нижнего трубчатого элемента 214 и входит в скважину 216. Поток затем входит в нижний трубчатый элемент 214 через каналы 235а в верхнем запорном клапане 230а, прежде чем продолжить через клапан 240 пластоиспытателя и верхний трубчатый элемент 218 к поверхности. После определенного периода времени нижний запорный клапан 230b закрывают, и затем верхний скважинный перфоратор 252а создает верхние перфорационные отверстия 250а. Верхний запорный клапан 230а затем переключают в режим испытания скважины, и в скважине 216 обеспечивают поток через верхние перфорационные отверстия 250а. Поток затем продолжается вверх по каналам 235а.

Передачик 244 отправляет прерывистый сигнал на верхний приемник 234а, который в свою очередь указывает верхнему запорному клапану 230а сохранять открытое положение. В некоторых вариан-

тах осуществления сигнал, указывающий верхнему запорному клапану 230а сохранять открытое положение, ретранслируется посредством приемопередатчиков, расположенных на расстоянии друг от друга в скважине, например, на держателе 260 инструмента, передатчике 244 и верхнем запорном клапане 230а.

В некоторых вариантах осуществления нижний запорный клапан 230b выполнен с возможностью управления посредством сигналов от поверхностного устройства управления на поверхности. В дополнительных вариантах осуществления верхний запорный клапан 230а постоянно находится в режиме испытания скважины, а нижний запорный клапан 230b представляет собой обычный запорный клапан. Преимущество того, что верхний запорный клапан 230а постоянно находится в режиме испытания скважины, состоит в обеспечении закрытия всех зон в скважине с несколькими продуктивными интервалами.

Такие скважины с несколькими продуктивными интервалами с несколькими клапанами, которые могут закрываться, когда кольцевое пространство А (или любые кольцевые пространства, если подготовлено конкретное или несколько кольцевых пространств) теряет давление, являются значительно более эффективными в препятствовании протечкам, чем традиционные скважины только с одним клапаном, поскольку предусмотрено больше барьеров, и они ниже в скважине, для изоляции потенциальных путей протечки.

В некоторых вариантах осуществления разрешена любая комбинация временных/извлекаемых пакеров и постоянных пакеров.

В других вариантах осуществления месторасположения каналов 254 для потока (ссылочные позиции для данного варианта осуществления относятся к эквивалентному элементу в варианте осуществления по фиг. 4b) и нижнего запорного клапана 230b поменяны местами. Таким образом, хотя нижний запорный клапан 230b находится над нижним пакером 220b, он по-прежнему управляет нижней секцией через трубчатый элемент 214. Преимущество такого расположения состоит в том, что нижний запорный клапан может быть извлечен при вытягивании верхнего пакера из скважины.

В альтернативных вариантах осуществления поток из скважины 216 является смешанным, то есть добываемым из нескольких зон одновременно, вместо добычи из каждой зоны последовательно, как описано выше. В таких вариантах осуществления верхние перфорационные отверстия 250а и нижние перфорационные отверстия 250b присутствуют с самого начала последовательности испытания скважины. Последовательность начинается с потоком текучей среды в скважину 216 через нижние перфорационные отверстия 250b и в скважину 216 над пакером 220b, как описано выше. Текучие среды затем объединяются с какими-либо дополнительными текучими средами, входящими в скважину 216 из пласта через верхние перфорационные отверстия 250а с образованием смешанного потока. Смешанные текучие среды входят в нижний трубчатый элемент 214 через каналы 235а в верхнем запорном клапане 230а, затем продолжают течь сквозь клапан 240 и через верхний трубчатый элемент 218 к поверхности. В таких вариантах осуществления нижний запорный клапан 230b заблокирован в открытом положении, а верхний запорный клапан 230а находится в закрытом по умолчанию (при отказе) режиме испытания скважины. Альтернативно как верхний запорный клапан 230а, так и нижний запорный клапан 230b могут находиться в закрытом по умолчанию режиме испытания скважины.

В других вариантах осуществления вместо создания перфорационных отверстий в обсадной трубе, может быть предусмотрена потайная колонна с щелевидными отверстиями для создания пути потока между обсадной трубой и прилегающим пластом. В скважинах с несколькими продуктивными интервалами потайные колонны с щелевидными отверстиями могут быть предусмотрены в одной или более секциях скважины, смежных с зонами, вместо перфорационных отверстий.

В дополнительных вариантах осуществления один из двух запорных клапанов может быть в режиме испытания скважины во время ИПТ. В некоторых вариантах осуществления признаки, имеющие место в окружающей среде при испытании скважины, могут быть обеспечены в окружающей среде скважины при заканчивании добычи.

Таким образом, скважины с несколькими продуктивными интервалами могут быть использованы в качестве эксплуатационных скважин. Для таких вариантов осуществления кодированные импульсы давления в кольцевом пространстве могут быть применены для выбора потока из разных клапанов, управляющих добычей из разных зон.

В альтернативных вариантах осуществления полированные седла на обсадной трубе или на потайной колонне вместе со связанными уплотнениями могут быть применены в качестве кольцевого барьера вместо элемента пакера.

На фиг. 5 показан альтернативный вариант осуществления настоящего изобретения. Если элементы являются такими же, как в предыдущих вариантах осуществления, они обозначены тем же номером, однако впереди ставится цифра "3". Эти элементы не будут снова подробно описаны ниже.

В данном варианте осуществления предусмотрено заканчивание 316 эксплуатационной скважины и скважинный аппарат 310, содержащий подвеску 329 потайной колонны. Подвеска 329 потайной колонны (имеющая элемент пакера) является частью узла подвески потайной колонны, на которую может быть подвешена потайная колонна 314 (нижний трубчатый элемент) в колонне 312а обсадных труб. Скважинный аппарат 310 также содержит динамическое уплотнение 322. Динамическое уплотнение 322 расположено внутри полированного приемного гнезда 324 над подвеской 329 потайной колонны. Клапан 330

также предусмотрен в эксплуатационной скважине 316. Электронный механизм 333 управления содержит беспроводной приемник 334 и программируемую систему 336 управления. Беспроводной приемник 334 соединен с клапаном 330.

Клапан 330 может быть полезным, когда заканчивайте эксплуатационной скважины периодически останавливают для технического обслуживания или по другим причинам, таким как перекрывание скважины 316. Если скважину 316 закрывают по любой причине, изменения давления в коллекторе можно наблюдать под клапаном, и это может предоставить полезную информацию касательно коллектора. Таким образом, варианты осуществления настоящего изобретения могут быть применены для закрытия скважины и отслеживания подобного поведения коллектора во время закрытия.

Преимущество закрытия эксплуатационной скважины с помощью клапана 330, а не традиционного клапана, расположенного в фонтанной арматуре, состоит в том, что уменьшено влияние ствола скважины, что в свою очередь улучшит качество данных, собираемых из скважины.

Характерные изменения давления, указанные на фиг. 2a-2d, равным образом применимы для данного и последующих вариантов осуществления.

Беспроводной передатчик 362 расположен на верхнем трубчатом элементе 318 на держателе 360 инструмента, вместе с датчиком давления 363. Беспроводной передатчик 362, как правило, будет передавать сигнал с меньшей частотой по сравнению с вариантом осуществления системы ИПТ. Например, сигнал от передатчика 362 на беспроводной приемник 334 может передаваться один раз в час. Данный сигнал может представлять собой сигнал "сохранения закрытого положения", и если такой сигнал не принят, то клапан 330 открывается. Таким образом, в данном варианте осуществления настоящего изобретения клапан 330 может быть запрограммирован на отклонение в открытое положение для поддержания потока текучих сред из скважины 316 в случае отказа связи. Например, клапан 330 может быть выполнен с возможностью открытия после определенного периода времени, такого как две недели, после его закрытия, если приемник 334 не получает каких-либо противоположных сигналов.

Таким образом, для таких вариантов осуществления клапан 330 и связанные компоненты (например, датчики 332) могут быть использованы, как описано выше, для получения улучшенных данных из скважины 316. Более того, уменьшена угроза ненамеренного постоянного закрытия скважины 316 из-за неочевидного открытого по умолчанию режима.

В некоторых вариантах осуществления датчик для определения параметров, указывающих на поток (не показан), соединен с клапаном 330. Если обнаружено, что поток является аномально большим, что указывает на неконтролируемый выпуск текучих сред из скважины 316, то программируемая система 336 управления, соединенная с клапаном 330, может дать указание клапану 330 закрыться.

Преимущество выполнения клапана с возможностью открытия после определенного периода времени состоит в том, что это не только обеспечивает открытый по умолчанию режим, но также обеспечивает определенный период времени для, например, проведения работ по техническому обслуживанию на скважине до ее открытия. В альтернативных вариантах осуществления может быть применен закрытый по умолчанию режим. В дополнительных вариантах осуществления клапан может быть выполнен с возможностью переключения между открытым по умолчанию режимом и закрытым по умолчанию режимом, в зависимости от фазы работы скважины. Это также отличается от традиционного подземного предохранительного клапана, который выполнен в виде закрытого по умолчанию клапана.

Дополнительное преимущество настоящего варианта осуществления состоит в том, что не повышается угроза безопасности от скважины 316, поскольку клапан 330 может или будет предусмотрен вместе с традиционным подземным предохранительным клапаном. В некоторых вариантах осуществления клапан может выполнять функцию подземного предохранительного клапана и переключаться в закрытый по умолчанию режим. Это может происходить, если подземный предохранительный клапан выходит из строя, или вручную посредством связи с поверхностью.

Клапаном 330 также можно управлять с помощью сигнала главного управления вместо сигналов от передатчика 362. Например, после заканчивания скважины 316 и до ее пуска в эксплуатацию, как правило, будет проведена оставшаяся работа на скважине 316, и будет установлен предохранительный клапан для пластов/клапан для изоляции пластов для предотвращения контакта текучих сред для управления давлением в скважине с пластом. Для определенных вариантов осуществления клапаны, такие как клапан 330, могут быть задействованы для выполнения функции предохранительного клапана для пластов.

Клапан 330 для такого варианта осуществления предпочтительно является извлекаемым. Более того, батарея (не показана) также может быть извлекаемой и заменяемой, необязательно с другими электронными устройствами, такими как беспроводное устройство управления.

На фиг. 6 показан альтернативный вариант осуществления настоящего изобретения. Если элементы являются такими же, как в предыдущих вариантах осуществления, они обозначены тем же номером, однако впереди ставится цифра "4". Эти элементы не будут снова подробно описаны ниже.

В предыдущих вариантах осуществления запорный клапан был предусмотрен под кольцевым барьером в форме элемента пакера. В данном варианте осуществления предусмотрена скважина 416 и скважинный аппарат 410, причем кольцевой барьер представляет собой верхнюю часть 472 зацементированной части 470, расположенной в кольцевом пространстве А.

Клапан 430 расположен в нижнем трубчатом элементе 414 под верхней частью 472 зацементированной части 470.

Скважинный аппарат 410 дополнительно содержит датчик давления 442, расположенный в кольцевом пространстве А над верхней частью 472 зацементированной части 470. Верхний трубчатый элемент 418 расположен над верхней частью 472 зацементированной части 470. Нижний трубчатый элемент 414 расположен под верхней частью 472 зацементированной части 470.

В качестве дополнения или альтернативы функциональным возможностям безопасности предыдущих вариантов осуществления, в данном варианте осуществления применяется ключевая последовательность давления, обеспечивающая характерное изменение давления, выявляемое датчиком давления 442, и связанная с беспроводным передатчиком 444 для управления клапаном 430 под кольцевым барьером/верхней частью 472 зацементированной части 470.

В альтернативных вариантах осуществления зацементированная часть может не проходить до самой нижней части скважины и, таким образом, имеет нижний конец. В таких вариантах осуществления запорный клапан может быть расположен под нижним концом зацементированной части.

На фиг. 7 показан альтернативный вариант осуществления настоящего изобретения. Если элементы являются такими же, как в предыдущих вариантах осуществления, они обозначены тем же номером, однако впереди ставится цифра "5". Эти элементы не будут снова подробно описаны ниже.

В данном варианте осуществления предусмотрена скважина 516 и скважинный аппарат 510, содержащий наружную обсадную трубу 512а, имеющую наружный диаметр 7 дюймов, имеющую полированное седло 580 в нижней части 513а для приема трубчатых элементов 514, 518, имеющих наружный диаметр не более 5 1/2 дюйма, и уплотнений 582. Верхний трубчатый элемент 518 и нижний трубчатый элемент 514 являются неразрывными.

Могут быть применены различные трубчатые элементы других размеров.

Преимущество применения полированного седла внутри обсадной трубы состоит в том, что диаметр ствола скважины в месте кольцевого барьера уменьшен на приблизительно четверть дюйма по сравнению с применением постоянного пакера, где диаметр ствола скважины в месте пакера обычно уменьшен на два или более дюймов. Таким образом, проще опустить оборудование сквозь обсадную трубу с полированным седлом по сравнению с опусканием через пакер.

Внутренний диаметр наружной обсадной трубы 512а уменьшен в месте переводника 513, который имеет полированное седло уменьшенного диаметра на его внутренней поверхности 513а. Уплотнения 582 расположены между трубчатыми элементами 514, 518 диаметром 5,5 дюйма и нижней частью 513а наружной обсадной трубы 512а. Кольцевой барьер эффективно образован путем уменьшения внутреннего диаметра переводника 513 и уплотнений 582.

Клапан 530 расположен под уплотнениями 582.

На фиг. 7 вариант осуществления клапан 530 находится под полированным седлом 580, а не под верхней частью зацементированной части.

Преимущество вариантов осуществления по фиг. 6 и 7 состоит в том, что клапаном можно управлять удаленно с помощью импульсов давления в кольцевом пространстве А.

В альтернативном варианте осуществления уменьшение внутреннего диаметра обсадной трубы может проходить до конца колонны обсадных труб. В любом случае секция обсадной трубы меньшего диаметра и связанные уплотнения по-прежнему обеспечивают кольцевой барьер. Это также может быть полезным при одноствольном заканчивании добычи, поскольку любое потенциальное внутреннее ограничение находится на конце обсадной трубы.

Улучшения и изменения могут быть сделаны без отступления от объема настоящего изобретения. В вариантах осуществления, описанных выше, может быть предусмотрен ряд датчиков давления, расположенных на разных расстояниях друг от друга над элементом пакера, соединенных с передатчиком/передатчиками. Это обеспечивает резервирование, если нижние датчики давления не получают сигнал, например, из-за осаждения взвеси в утяжеленном буровом растворе.

В некоторых вариантах осуществления в ответ на сигналы управления запорный клапан может принимать промежуточное положение (положения) между полностью открытым и полностью закрытым положением. При эксплуатации, это заглушает поток текучей среды через него. Находясь в таких положениях, клапан по-прежнему может продолжать принимать сигналы к открытию или закрытию, если имеет место характерное изменение давления в кольцевом пространстве.

В дополнительных вариантах осуществления данные и/или сигналы управления могут быть ретранслированы между несколькими точками над элементом пакера беспроводным образом и/или с помощью проводов и между несколькими точками под элементом пакера беспроводным образом и/или с помощью проводов. Кроме того, в некоторых вариантах осуществления передатчик и приемник имеют возможности приемопередатчика. Альтернативно вместо наличия отдельных передатчика и приемника, может быть предусмотрено одно устройство с возможностями приемопередатчика.

Хотя в изобретенных вариантах осуществления показаны однорядные колонны и одноствольные заканчивания, могут быть применены варианты осуществления с многорядной колонной (например, скважины, законченные в двух горизонтах) или многоствольными скважинами. Скважины могут быть

горизонтальными или наклонными, и ссылки на, например, "нижний" и т.п. равным образом применимы для горизонтальных скважин, и в таком контексте она означает "дальше от поверхности скважины".

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Скважина (16), содержащая ствол скважины с верхним трубчатым элементом (18) и нижним трубчатым элементом (14) в нем, при этом каждый трубчатый элемент имеет продольное отверстие; и скважинный аппарат (10), содержащий кольцевой барьер (20), предусмотренный между стволом скважины или обсадной трубой (12а, 12b, 12с) внутри ствола скважины и верхним или нижним трубчатыми элементами таким образом, что верхний трубчатый элемент проходит от кольцевого барьера и над ним таким образом, что над кольцевым барьером между верхним трубчатым элементом и стволом скважины обеспечено кольцевое пространство, и нижний трубчатый элемент предусмотрен в стволе скважины под кольцевым барьером; датчик давления (42), подвергаемый давлению между верхним трубчатым элементом и стволом скважины и выполненный с возможностью выявления характерного изменения давления; электронный передатчик (44) над кольцевым барьером, соединенный с датчиком давления (42) физическим или беспроводным образом; систему (46) управления, выполненную с возможностью отправки сигнала управления посредством электронного передатчика (44); канал для прохождения потока, проходящий по меньшей мере через одно из продольного отверстия нижнего трубчатого элемента и канала в нижнем трубчатом элементе; клапан (30), соединенный с нижним трубчатым элементом, причем клапан выполнен с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред через указанный канал для прохождения потока; электронный механизм (33) управления под кольцевым барьером для управления клапаном, причем электронный механизм управления содержит электронное устройство связи с приемником (34), выполненным с возможностью приема сигнала управления от электронного передатчика для управления клапаном; при этом электронный передатчик и приемник представляют собой акустический передатчик и приемник или электромагнитный передатчик и приемник, и при этом в режиме закрытия система (46) управления выполнена с возможностью отправки, посредством электронного передатчика (44), сигнала для указания клапану (30) препятствовать потоку текучих сред через указанный канал для прохождения потока, когда датчик давления (42) выявляет характерное изменение давления.
2. Скважина (16) по п.1, отличающаяся тем, что характерное изменение давления представляет собой падение давления.
3. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что в режиме открытия система (46) управления выполнена с возможностью отправки, посредством электронного передатчика (44), сигнала для указания клапану (30) обеспечить поток текучих сред через указанный канал для прохождения потока, когда датчик давления (42) выявляет характерное изменение давления.
4. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что система (46) управления может быть выполнена с возможностью периодической отправки, посредством передатчика (44), стандартного сигнала на приемник (34), если не выявлено характерное изменение давления, причем в стандартном режиме и в отсутствие приема указанного периодического стандартного сигнала приемником в течение установленного периода времени, компонент скважинного аппарата (10) запрограммирован на отклонение клапана (30) либо для препятствования потоку, либо для обеспечения потока через канал для прохождения потока.
5. Скважина (16) по п.4, отличающаяся тем, что в закрытом по умолчанию режиме и в отсутствие приема указанного стандартного сигнала приемником (34) в течение установленного периода времени клапан (30) отклоняется для препятствования потоку текучих сред через указанный канал для прохождения потока.
6. Скважина (16) по п.5, отличающаяся тем, что в закрытом по умолчанию режиме система (46) управления выполнена с возможностью периодической отправки, посредством передатчика (44), сигнала "обеспечения потока" на приемник (34); при этом он выполнен с возможностью прекращения отправки указанного сигнала "обеспечения потока", когда датчик давления (42) выявляет характерное изменение давления.
7. Скважина (16) по любому из пп.4-6, отличающаяся тем, что в открытом по умолчанию режиме и в отсутствие приема указанного стандартного сигнала приемником (34) в течение установленного периода времени клапан (30) отклоняется для обеспечения потока текучих сред через указанный канал для прохождения потока.
8. Скважина (16) по п.7, отличающаяся тем, что в открытом по умолчанию режиме система (46)

управления выполнена с возможностью периодической отправки, посредством передатчика (44), сигнала "препятствования потоку" на приемник (34); при этом он выполнен с возможностью прекращения отправки указанного сигнала "препятствования потоку", когда датчик давления (42) выявляет характерное изменение давления.

9. Скважина (16) по любому из пп.4-8, отличающаяся тем, что по меньшей мере один дополнительный электронный передатчик (34) предусмотрен под кольцевым барьером (20), выполненный с возможностью отправки информации в область над кольцевым барьером, необязательно одновременно с отправкой передатчиком (44) стандартного сигнала на приемник (34), и при этом по меньшей мере один дополнительный электронный передатчик и стандартный сигнал от электронного передатчика необязательно независимо применяют по меньшей мере одно из акустического и электромагнитного средств связи.

10. Скважина (16) по п.9, отличающаяся тем, что дополнительно содержит по меньшей мере один датчик (32) под кольцевым барьером (20), подвергаемый условиям под кольцевым барьером на нижней стороне канала для прохождения потока, причем указанный по меньшей мере один датчик представляет собой по меньшей мере один из дополнительного датчика давления, датчика температуры, датчика потока и датчика положения, и при этом дополнительный электронный передатчик (34) выполнен с возможностью отправки по меньшей мере одной из информации, касающейся состояния клапана (30), и информации по меньшей мере от одного датчика в область над кольцевым барьером.

11. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что клапан (30) выполнен с возможностью работы в качестве скважинного клапана управления потоком в аппарате для испытания пласта на трубах.

12. Скважина (16) по любому из пп.1-10, отличающаяся тем, что представляет собой эксплуатационную скважину или нагнетательную скважину.

13. Скважина (16) по п.12, отличающаяся тем, что аппарат (10) содержит по меньшей мере одно устройство, которое отслеживает параметры, которые указывают на расход через клапан (30), и при этом клапан выполнен с возможностью препятствования потоку текучих сред, если по меньшей мере одно устройство отслеживает, что заданный расход превышен.

14. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что давлением, действующим на датчик давления (42), можно управлять снаружи скважины.

15. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что клапан (30) является модернизированным.

16. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что клапан (30) может принимать множество промежуточных положений обеспечения потока для обеспечения функции штуцера по меньшей мере в одном из указанных промежуточных положений.

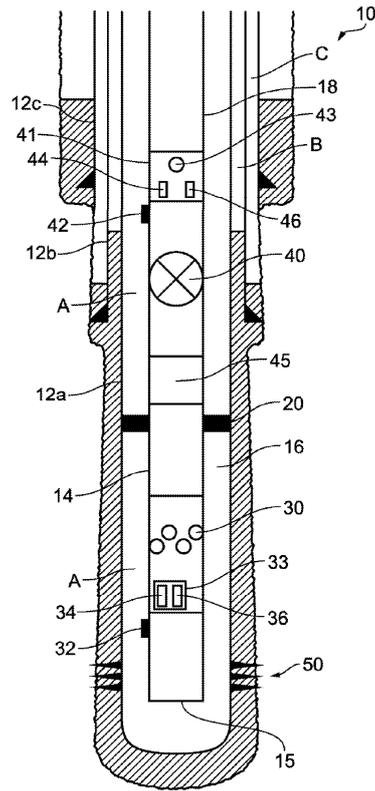
17. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что датчик давления (42) находится на расстоянии не более 1000 м, желательнее не более 500 м, желательнее не более 100 м или желательнее не более 50 м над кольцевым барьером (20).

18. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что дополнительно содержит циркуляционный клапан (41), расположенный в верхнем трубчатом элементе (18) и выполненный с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред между продольным отверстием верхнего трубчатого элемента и по меньшей мере частью кольцевого пространства, при этом необязательно датчик давления (42) соединен с циркуляционным клапаном физически и/или посредством по меньшей мере одной из электромагнитной и акустической передачи.

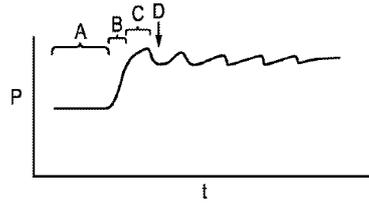
19. Скважина (16) по п.18, отличающаяся тем, что в режиме блокирования клапан (30), соединенный с нижним трубчатым элементом (14), и циркуляционный клапан (41) заблокированы таким образом, что два клапана не могут одновременно находиться в положении обеспечения потока.

20. Скважина (16) по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что содержит дополнительный канал для прохождения потока, проходящий по меньшей мере через одно из продольного отверстия нижнего трубчатого элемента (14) и канала в нижнем трубчатом элементе; и дополнительный клапан, соединенный с нижним трубчатым элементом, при этом дополнительный клапан выполнен с возможностью обеспечения или препятствования потоку текучих сред через указанный дополнительный канал для прохождения потока.

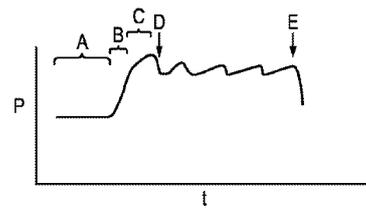
21. Способ эксплуатации скважины (16) по любому из предыдущих пунктов, включающий проведение испытания пласта на трубах, в котором после проведения испытания пласта на трубах извлекают верхний трубчатый элемент (18) из скважины, тогда как нижний трубчатый элемент (14) и клапан (30) оставляют в скважине.



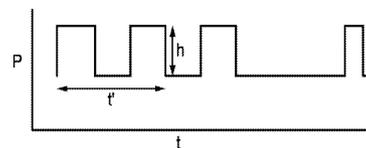
Фиг. 1



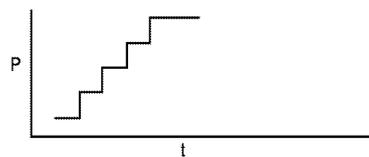
Фиг. 2a



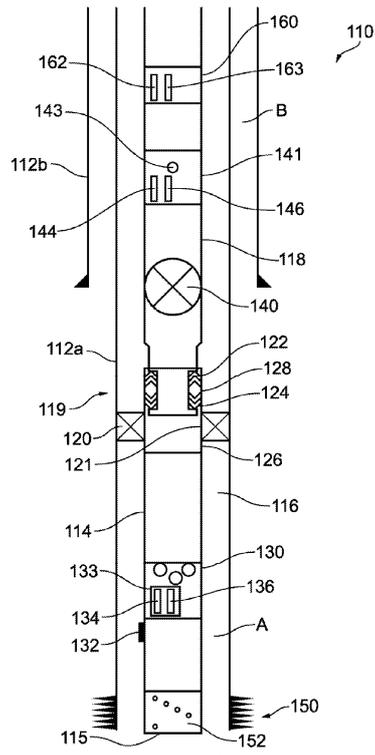
Фиг. 2b



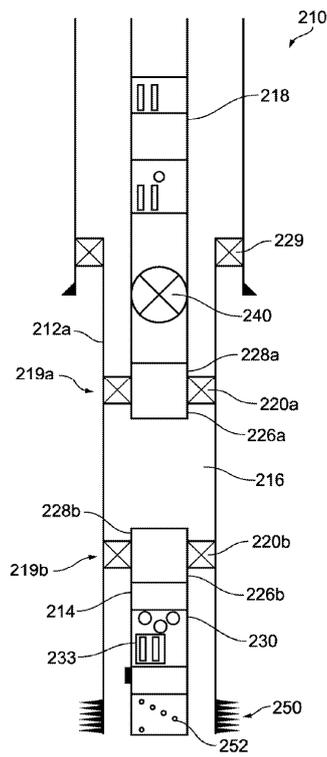
Фиг. 2c



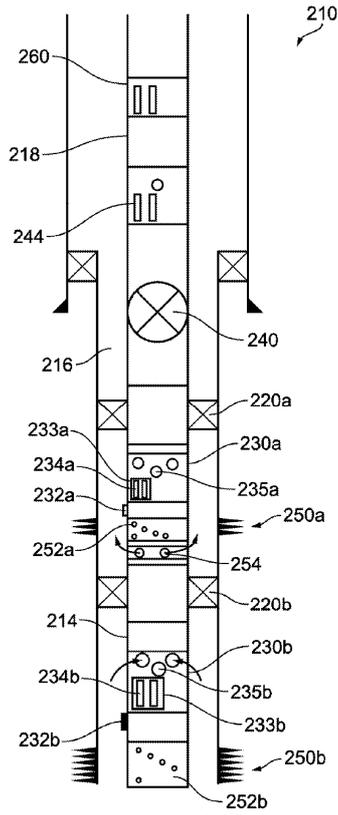
Фиг. 2d



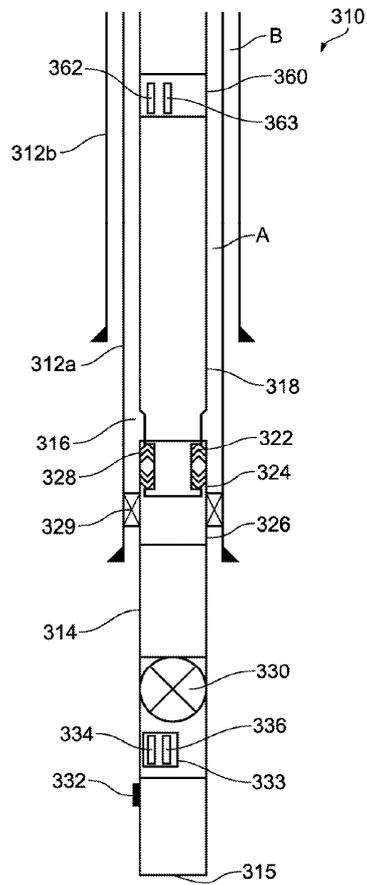
Фиг. 3



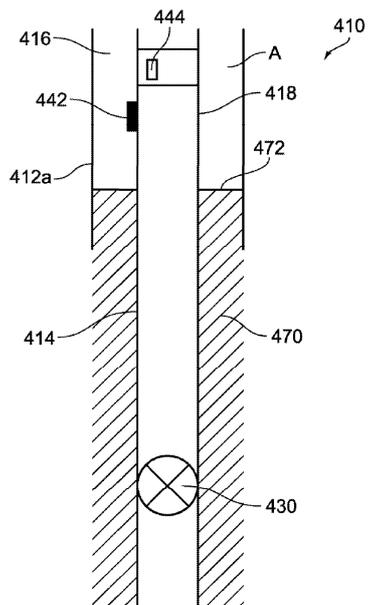
Фиг. 4а



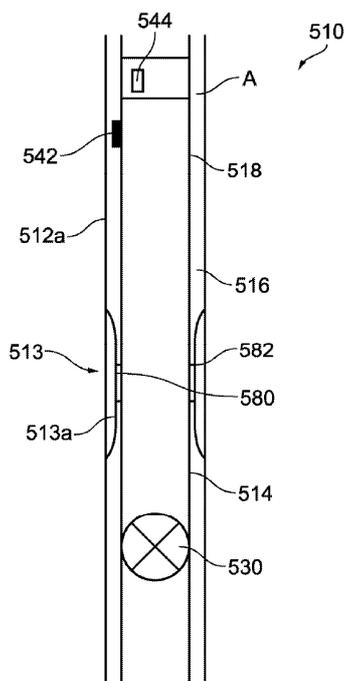
Фиг. 4b



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7

