

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202090692** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.06.29

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

(22) Дата подачи заявки
2018.09.18

(54) СКВАЖИНА В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЕ

(31) **1715585.4**

(32) **2017.09.26**

(33) **GB**

(86) **PCT/GB2018/052659**

(87) **WO 2019/063973 2019.04.04**

(71) Заявитель:

**МЕТРОЛЬ ТЕКНОЛОДЖИ
ЛИМИТЕД (GB)**

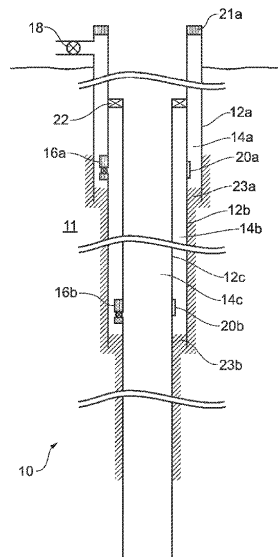
(72) Изобретатель:

**Росс Шон Комптон, Джарвис Лесли
Дейвид (GB)**

(74) Представитель:

Носырева Е.Л. (RU)

(57) Представлена скважина (10) в геологической структуре, при этом скважина (10) содержит первую колонну (12a) обсадных труб, внутри которой частично размещена вторая колонна (12b) обсадных труб, при этом третья колонна (12c) обсадных труб размещена частично внутри второй колонны (12b) обсадных труб. Первое межтрубное кольцевое пространство (14a) определено между первой (12a) и второй (12b) колоннами обсадных труб, и второе межтрубное кольцевое пространство (14b) определено между второй (12b) и третьей (12c) колоннами обсадных труб. Первичное устройство (16a) управления потоком текучей среды, такое как клапан, управляемый беспроводным способом, на второй обсадной трубе (12b) обеспечивает сообщение по текучей среде между первым межтрубным кольцевым пространством (14a) и вторым межтрубным кольцевым пространством (14b); и вторичное устройство (16b) управления потоком текучей среды, такое как второй клапан, управляемый беспроводным способом, на третьей колонне (12c) обсадных труб обеспечивает сообщение по текучей среде между вторым межтрубным кольцевым пространством (14b) и каналом (14c) третьей колонны обсадных труб. В случае "выброса" текучая среда для глушения может быть затем введена в кольцевое пространство и устройства управления потоком текучей среды, используемые для обеспечения каскадного спуска текучей среды для глушения вниз по скважине для управления ею. Соответственно, время, требуемое для бурения разгрузочной скважины, может быть уменьшено или исключено, что может уменьшить время и стоимость управления скважиной и может уменьшить воздействие на окружающую среду вследствие потери углеводородов, вызванной выбросом.



202090692
A1

202090692
A1

СКВАЖИНА В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЕ

Настоящее изобретение относится к скважине в геологической структуре.

Бурение стволов скважин, в частности для скважин для добычи углеводородов, является сложной и дорогой задачей. Условия и характеристики коллектора необходимо учитывать и оценивать непрерывно во время всех стадий эксплуатации скважины, так что она спроектирована и расположена для добычи углеводородов как можно безопаснее и эффективнее.

Ствол скважины, имеющий первый диаметр изначально пробуривают до определенной глубины, и в ствол скважины опускают колонну обсадных труб. Нижнюю часть получаемого в результате кольцевого пространства между колонной обсадных труб и стволом скважины затем, как правило, цементируют для закрепления и уплотнения колонны обсадных труб. Ствол скважины, как правило, углубляют дальше, продолжая бурение ниже обсаженного ствола скважины с меньшим диаметром по сравнению с первым диаметром, а затем более глубокие стволы скважины обсаживают и цементируют. В результате получают ствол скважины, имеющий ряд в целом вставленных друг в друга трубчатых колонн обсадных труб, которые постепенно уменьшаются в диаметре к нижнему концу всего ствола скважины.

С усовершенствованием технологии и улучшением понимания геометрии ствола скважины и геологии углеводородов компании были способны расширить потенциальные области обнаружения и добычи из глубинных коллекторов. Например, в последние годы углеводороды добывали из морских подводных скважин на очень большой глубине, порядка более 1 км. Из-за этого возникает множество технических проблем при бурении, закреплении, извлечении, консервации и ликвидации скважин на таких глубинах.

В подводной среде противовыбросовый превентор (ПВП) соединен с буровой установкой посредством водоотделяющей колонны. Бурильная труба может быть опущена через одну или более водоотделяющих колонн, через ПВП, в устье скважины, а затем вниз в скважину для бурения глубже в землю. По мере прокачивания бурового

раствора или шлама через бурильную трубу и из бурового долота, он циркулирует по всей водоотделяющей колонне вверх и возвращается через нее в установку на поверхности.

По мере того, как буровое долото продолжает проходить к углеводородам или «продуктивной зоне», буровая компания проводит точный мониторинг количества бурового раствора в резервуарах для хранения, а также давления пласта (пластов), чтобы убедиться, что скважина не испытывает выброса или «толчка».

Буровой раствор может быть значительно тяжелее морской воды, в некоторых случаях более чем в два раза тяжелее. Это является полезным при бурении скважины, поскольку его вес создает достаточный напор для предотвращения выхода любого давления в углеводородном пласте (пластах) вверх через скважину. Чем тяжелее буровой раствор, используемый при бурении скважины, тем меньше вероятность, что давления пласта выйдет вверх в скважину и вверх по водоотделяющей колонне. С другой стороны, если буровой раствор, используемый при бурении, является слишком тяжелым, существует риск потери раствора в скважине и/или потери управления скважиной. Когда это происходит, буровой раствор начинает вытекать в подземный пласт (пласты). Это является проблемой, поскольку без возможности циркуляции бурового раствора обратно на поверхность будет невозможно бурить глубже. Более того, при потере бурового раствора в столбе текучей среды над буровым долотом будет меньше бурового раствора, вследствие чего уменьшится его гидростатическое давление и возможно в результате произойдет «толчок» или выброс из скважины. По мере бурения скважины все глубже рабочий диапазон веса бурового раствора становится все меньше, а вероятность возникновения ситуации толчка / выброса / потери управления скважиной повышается.

Известно, что в случае нарушения целостности подводной скважины устьевые системы управления останавливают скважину для предотвращения опасного выброса или существенной потери углеводородов из скважины. ПВП может быть активирован из комнаты управления для остановки скважины. Если это не работает, телеуправляемый необитаемый аппарат (ROV) может непосредственно активировать ПВП на морском дне для остановки скважины.

В законченной скважине вместо ПВП в верхней части скважины предусмотрена фонтанная арматура, а в скважине, как правило, добавлен подземный предохранительный клапан (SSSV). SSSV находится, как правило, возле верхней части скважины. SSSV, как правило, активируется для закрытия и остановки скважины, если она потеряет связь с управляющей платформой, установкой или судном. Устье скважины может содержать ПВП или фонтанную арматуру.

Несмотря на эти известные меры безопасности, аварии все еще происходят и выброс из скважины может вызвать взрыв, приводящий к смертельному исходу, потере установки и существенному и продолжительному выходу углеводородов в окружающее пространство, угрожающему работникам, природе и морю и/или промышленности, расположенной на суше. Выбросы также могут происходить в скважине в пластах и могут вызывать разрыв в поверхности земли на удалении от скважины, с которым особенно трудно справиться. Скважина в геологической структуре может представлять собой любую морскую скважину или скважину, расположенную на суше.

В случае большого нарушения целостности скважины традиционно пробурили разгрузочную скважину для пересечения со скважиной и управления ей, но бурение занимает время, и чем дольше оно происходит, тем больше углеводородов и/или бурового раствора / скважинных текучих сред, как правило, выпускается в окружающую среду.

Цель настоящего изобретения заключается в уменьшении проблем в известном уровне техники и предоставлении скважины, управляемой альтернативными средствами.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предоставлена скважина в геологической структуре, при этом скважина содержит:

первую, вторую и третью колонны обсадных труб, при этом вторая колонна обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри первой колонны обсадных труб, третья колонна обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри второй колонны обсадных труб;

первая и вторая колонны обсадных труб определяют между собой первое межтрубное кольцевое пространство, вторая и третья колонны обсадных труб определяют между

собой второе межтрубное кольцевое пространство, третья колонна обсадных труб определяет в себе канал третьей колонны обсадных труб;

первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб для обеспечения сообщения по текучей среде между первым межтрубным кольцевым пространством и вторым межтрубным кольцевым пространством; и

вторичное устройство управления потоком текучей среды в третьей колонне обсадных труб для обеспечения сообщения по текучей среде между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб.

При этом в открытом положении первичное устройство управления потоком текучей среды, как правило, имеет площадь поперечного сечения для потока текучей среды, которая составляет по меньшей мере 100 мм^2 , как правило, по меньшей мере 200 мм^2 , и может составлять по меньшей мере 400 мм^2 . В открытом положении вторичное устройство управления потоком текучей среды, как правило, имеет площадь поперечного сечения для потока текучей среды, которая составляет по меньшей мере 100 мм^2 , как правило, по меньшей мере 200 мм^2 , и может составлять по меньшей мере 400 мм^2 .

Первичное и/или вторичное устройство управления потоком текучей среды может содержать множество отверстий, при этом множество отверстий имеет общую площадь поперечного сечения для потока текучей среды, которая составляет по меньшей мере 100 мм^2 , как правило, по меньшей мере 200 мм^2 , и может составлять по меньшей мере 400 мм^2 .

Преимущество настоящего изобретения может заключаться в том, что первичное и вторичное устройства управления потоком текучей среды предоставляют надлежащий и/или достаточный поток текучей среды между первым и вторым межтрубным кольцевым пространством и/или между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб для способствования управлению скважиной, например в случае нарушения целостности скважины, такого как толчок или выброс, и/или существенная потеря углеводородов из скважины.

Известны колонны обсадных труб с клапанами, но клапаны, как правило, используются для выравнивания давления. Авторы настоящего изобретения поняли, что первичное и

вторичное устройства управления потоком текучей среды могут быть использованы для обеспечения сообщения по текучей среде между первым и вторым межтрубными кольцевыми пространствами и вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб для управления скважиной и/или управления толчком или выбросом скважины, если площадь поперечного сечения для потока текучей среды первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды является надлежащей и/или достаточной и, таким образом, составляет по меньшей мере 100 мм^2 , как правило, по меньшей мере 200 мм^2 , и может составлять по меньшей мере 400 мм^2 . Это не обеспечивается клапанами, используемыми для выравнивания давления.

При использовании первичное устройство управления потоком текучей среды является открытым, и текучая среда направляется между первым межтрубным кольцевым пространством и вторым межтрубным кольцевым пространством. При использовании вторичное устройство управления потоком текучей среды является открытым, и текучая среда направляется между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб. До того, как первичное и/или вторичное устройство управления потоком текучей среды является открытым, в отношении сообщения по текучей среде между первым межтрубным кольцевым пространством и вторым межтрубным кольцевым пространством и вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб соответственно, как правило, происходит одно или более из следующего: противодействие, уменьшение и предотвращение.

Второе межтрубное кольцевое пространство также называется каналом второй колонны обсадных труб. Первое межтрубное кольцевое пространство также может называться каналом первой колонны обсадных труб.

Первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб находится, как правило, по меньшей мере на 100 метров ниже верхней части второй колонны обсадных труб. Первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб находится, как правило, ближе к нижней части первой колонны обсадных труб, что составляет, как правило, в пределах 500 метров, как правило, в пределах 200 метров, и может составлять в пределах 100 метров от нижней части первой колонны обсадных труб. Первичное устройство управления

потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб находится, как правило, ближе к нижней части незацементированной части первого межтрубного кольцевого пространства, что составляет, как правило, в пределах 200 метров, как правило, в пределах 100 метров, и может составлять в пределах 50 метров от нижней части незацементированной части первого межтрубного кольцевого пространства.

Вторичное устройство управления потоком текучей среды в третьей колонне находится, как правило, по меньшей мере на 100 метров ниже верхней части третьей колонны обсадных труб. Первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб находится, как правило, ближе к нижней части второй колонны обсадных труб, что составляет, как правило, в пределах 500 метров, как правило, в пределах 200 метров, и может составлять в пределах 100 метров от нижней части второй колонны обсадных труб. Вторичное устройство управления потоком текучей среды в третьей колонне обсадных труб находится, как правило, ближе к нижней части незацементированной части второго межтрубного кольцевого пространства, что составляет, как правило, в пределах 200 метров, как правило, в пределах 100 метров, и может составлять в пределах 50 метров от нижней части незацементированной части второго межтрубного кольцевого пространства.

Межтрубные кольцевые пространства могут быть незацементированы. Если межтрубное кольцевое пространство является незацементированным, нижняя часть незацементированной секции межтрубного кольцевого пространства является нижней частью самой наружной обсадной трубы межтрубного кольцевого пространства.

Первичное и/или вторичное устройство управления потоком текучей среды является, как правило, клапаном. Клапан, как правило, представляет собой обратный клапан. Первичное и/или вторичное устройство управления потоком текучей среды, как правило, содержит разрывной механизм.

Клапан по меньшей мере одного из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды представляет собой, как правило, клапан, управляемый беспроводным способом. Клапан по меньшей мере одного из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды представляет собой, как правило, по меньшей мере один из приводимого в действие акустическим сигналом, и

электромагнитного, и приводимого в действие импульсом давления клапана, управляемого беспроводным способом.

Авторы настоящего изобретения понимают, что беспроводное управление клапаном позволяет клапану и/или запирающему элементу согласно таким вариантам осуществления быть подвижным между разными положениями в соответствии с местными условиями давления в скважине. Это предоставляет преимущество над обратными клапанами, обычно используемыми в традиционных скважинах, при этом соответствующие подвижные элементы перемещаются в ответ на изменение в местных условиях давления. Таким образом, в отличие от клапана, управляемого беспроводным способом, согласно вариантам осуществления настоящего изобретения, традиционные используемые обратные клапаны не могут перемещаться в соответствии с местными условиями давления в скважине. Для некоторых вариантов осуществления такой клапан, управляемый беспроводным способом, может быть предусмотрен в дополнение к обратному клапану. Беспроводное управление, в частности, может представлять собой управление с помощью импульсов давления, акустическое или электромагнитное управление; более конкретно, акустическое или электромагнитное управление.

В действительности считается, что специалист в данной области техники может воздержаться от добавления клапана в обсадную трубу из-за потенциального пути протечки. Однако использование управляемого клапана для таких вариантов осуществления гарантирует герметичность обсадной трубы.

По меньшей мере одно, необязательно каждое, устройство управления потоком может содержать уплотнение металл-металл. Например, запирающий элемент и седло клапана могут быть выполнены из металла, такого как никелевый сплав.

Скважина может представлять собой береговую скважину или морскую и/или подводную скважину.

Скважина может дополнительно содержать один или более датчиков на одной или более поверхностях геологической структуры, в скважине, в первом межтрубном кольцевом пространстве, во втором межтрубном кольцевом пространстве, в канале третьей колонны обсадных труб, во внутреннем трубчатом элементе скважины, в насосно-компрессорной трубе, в трубе заканчивания и в буровой трубе.

Один или более датчиков могут быть расположены внутри или снаружи скважины, первого межтрубного кольцевого пространства, второго межтрубного кольцевого пространства, канала третьей колонны обсадных труб, внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания и бурильной трубы. В случае расположения снаружи один или более датчиков могут быть подсоединены и/или выполнены с возможностью считывания условий внутри.

Один или более датчиков могут регистрировать разнообразные параметры, включая, но без ограничения, одно или более из давления, температуры, нагрузки, плотности и напряжения. Другие необязательные датчики могут регистрировать, но не обязательно ограничиваясь одним или более из ускорения, вибрации, крутящего момента, движения, перемещения, целостности цемента, направления и/или наклона, различных углов трубчатого элемента / обсадной трубы, коррозии и/или эрозии, излучения, шума, магнетизма, смещений в результате сейсмического воздействия, искривления трубчатого элемента / обсадных труб, включая скручивание, срезание, сжатие, расширение, выпучивание и любую форму деформации, обнаружения химического и/или радиоактивного индикатора, определения текучей среды, например образование гидратов, парафина и/или вынос песка, и свойств текучей среды, таких как, но без ограничения, расход, обводненность, кислотность и/или вязкость. Один или более датчиков могут представлять собой устройства формирования изображения, отображения и/или сканирования, такие как, но без ограничения, камера, видео-, инфракрасный, магнитно-резонансный, акустический, ультразвуковой, электрический, оптический, импедансный и емкостный датчик. Кроме того, один или более датчиков могут быть приспособлены для подачи сигнала или параметра, регистрируемого за счет включения подходящих передатчиков и механизмов. Один или более датчиков могут регистрировать состояние оборудования внутри скважины, например положение клапана или вращение мотора.

Данные с одного или более датчиков могут быть использованы для одного или более из оптимизации, анализа, оценки, установления и управления свойствами текучей среды, которую вводят в одно или более из первого межтрубного кольцевого пространства, второго межтрубного кольцевого пространства, канала третьей колонны обсадных труб и внутреннего трубчатого элемента скважины.

Данные с одного или более датчиков могут быть использованы для одного или более из оптимизации, анализа, оценки, установления и управления свойствами текучей среды и, как правило, основаны на данных, собранных с использованием одного или более датчиков, которые затем используют и/или обрабатывают для предложения изменений свойств текучей среды.

Данные с одного или более датчиков могут быть собраны после управления и/или глушения скважины для продолжения непрерывного или периодического мониторинга скважины в течение коротких или долгих периодов, составляющих дни, недели, месяцы или годы.

Один или более датчиков, как правило, прикреплены к одному или более из первой, второй и третьей колонной обсадных труб, внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания и буровой трубы. Когда один или более датчиков прикреплены, они могут быть соединены с одной или более из первой, второй и третьей колонны обсадных труб, переводника обсадной трубы, внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания, буровой трубы и/или размещены в стене одного или более из первой, второй и третьей колонны обсадных труб, переводника обсадной трубы, внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания и буровой трубы. Может быть множество подходящих форм соединения и/или крепления.

Одно или более из первичного устройства управления потоком текучей среды, вторичного устройства управления потоком текучей среды, одного или более датчиков, батареи и передатчика, приемника или приемопередатчика могут быть соединены на или между переводником, держателем, укороченной трубой, фиксатором и/или переходником.

Нижняя часть любого межтрубного кольцевого пространства может быть открыта или, более типично, может быть закрыта с помощью, например, пакера или цементного барьера.

Второе межтрубное кольцевое пространство, как правило, не подсоединено в верхней части скважины.

Скважина может содержать два или более первичных устройств управления потоком текучей среды. Скважина может содержать два или более вторичных устройств управления потоком текучей среды. Два или более устройств управления потоком текучей среды колонны обсадных труб могут быть разделены в продольном направлении. По меньшей мере одно устройство изолирования кольцевого пространства, такое как пакер, может быть предусмотрено между двумя или более устройствами управления потоком текучей среды колонны обсадных труб. По меньшей мере одно устройство изолирования кольцевого пространства может находиться в любом кольцевом пространстве. Таким образом, кольцевое пространство может содержать несколько изолированных секций, которые могут быть выборочно соединены с дополнительным кольцевым пространством посредством по меньшей мере одного устройства управления потоком текучей среды. По меньшей мере одно устройство уплотнения кольцевого пространства может быть управляемым беспроводным способом и может быть способно выборочно изолировать или соединять секции кольцевого пространства. По меньшей мере одно устройство уплотнения кольцевого пространства может быть выполнено с возможностью однократной или многократной установки и/или съема беспроводным способом.

Третья колонна обсадных труб может представлять собой хвостовик. Хвостовик представляет собой, как правило, колонну обсадных труб, которая не проходит до верхней части ствола скважины. Хвостовик может не проходить до верхней части ствола скважины, то есть верхняя часть хвостовика может находиться по меньшей мере на 100 метров ниже верхней части ствола скважины. Хвостовик обычно подвешен возле нижней части другой колонны обсадных труб. Хвостовик или колонна обсадных труб могут проходить вплоть до верхней части скважины.

Скважина в геологической структуре может представлять собой одно или более из водозаборной скважины, скважины, используемой для секвестрации диоксида углерода, и скважины для хранения газа.

Геологическая структура, как правило, содержит коллектор, который содержит углеводороды. Скважина, как правило, содержит один или более каналов связи, обеспечивающих сообщение по текучей среде между коллектором и скважиной. Присутствует, как правило, самый верхний канал связи, то есть канал связи, который ближе всего к поверхности.

Когда упоминают непроницаемый или по меньшей мере по существу непроницаемый пласт, это, как правило, обозначает менее проницаемый, чем проницаемый пласт ниже. Проницаемый пласт представляет собой, как правило, пласт, содержащий углеводороды. Проницаемый пласт могут называть коллектором. Таким образом, проницаемый пласт является, как правило, по меньшей мере одним из пластов, из которых ожидается естественное течение текучих сред. Текучие среды могут представлять собой текучие среды пласта. Текучие среды, как правило, содержат углеводороды.

Канал связи может представлять собой любой путь для текучей среды между пластом или коллектором и скважиной. Один или более каналов связи может представлять собой кольцевое пространство между скважиной и пластом во время или после бурения или может представлять собой перфорационные отверстия, образованные в скважине и окружающем пласте с помощью перфоратора. В некоторых случаях использование перфоратора для обеспечения одного или более каналов связи не требуется. Например, скважина может представлять собой скважину с необсаженным стволом и/или может содержать сетчатый/гравийный фильтр, муфту со щелевидными отверстиями или хвостовик с щелевидными отверстиями, или она может быть перфорирована заранее.

Первичное устройство управления потоком текучей среды может находиться в пределах 1500 метров, как правило, в пределах 1000 метров, как правило, в пределах 500 метров и необязательно в пределах 100 метров от самого верхнего канала связи скважины.

Вторичное устройство управления потоком текучей среды может находиться в пределах 1500 метров, как правило, в пределах 1000 метров, как правило, в пределах 500 метров и необязательно в пределах 100 метров от самого верхнего канала связи скважины.

При использовании текучая среда может быть введена в первое межтрубное кольцевое пространство; и при открытии первичного устройства управления потоком текучей среды текучая среда направляется между первым и вторым межтрубными кольцевыми пространствами. При использовании текучая среда, как правило указанная текучая среда, может быть введена во второе межтрубное кольцевое пространство; и при открытии вторичного устройства управления потоком текучей среды текучая среда

направляется между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб. Введение текучей среды может включать перекачивание текучей среды.

Существует ряд причин, по которым может быть сложно управлять скважиной в геологической структуре, или она может быть неуправляемой, или может быть сложно продолжать работу. Если имеет место выброс скважины, может быть невозможно обеспечить циркуляцию или перекачивание текучих сред в скважину обычным способом от верхней части скважины для управления скважиной. Традиционные способы обеспечения циркуляции могут включать использование внутренней колонны скважины и ее наружного кольцевого пространства. Скважина согласно настоящему изобретению предоставляет альтернативный канал для перекачивания текучей среды в скважину и/или циркуляции текучих сред в скважине и, таким образом, управления скважиной. Если в скважине имеет место закупорка, предотвращающая обычную циркуляцию и/или перекачивание текучих сред, скважина согласно настоящему изобретению предоставляет альтернативный канал для перекачивания текучей среды в скважину и/или циркуляции текучих сред в скважине и, таким образом, управления скважиной, например для удаления/растворения закупорки.

Если бурильная колонна застревает в пласте, например, из-за «образования пробок», может быть сложно это исправить традиционным способом, и это может вызвать повышение скважинного и/или обратного давления ниже пробки. Подобным образом, выброс или закупорка в скважине могут означать, что больше невозможно обеспечивать циркуляцию текучей среды в канал третьей колонны обсадных труб или внутренний трубчатый элемент скважины, насосно-компрессорную трубу, трубу заканчивания и/или бурильную трубу в канале третьей колонны обсадных труб. Преимущество настоящего изобретения может заключаться в том, что посредством использования структуры скважины текучая среда может быть направлена в первое межтрубное кольцевое пространство, а затем через первичное устройство управления потоком текучей среды во второе межтрубное пространство, а затем через вторичное устройство управления потоком текучей среды в канал третьей колонны обсадных труб для обеспечения необходимой целостности для возвращения скважины под управление. Следовательно, существует возможность по меньшей мере частично

сохранить давление текучей среды в скважине. Обычно используется устройство управления потоком текучей среды ниже пробки.

Текучая среда в канале третьей колонны обсадных труб, и другом канале (каналах) колонны обсадных труб, если используется, может быть достаточной для получения большего контроля над скважиной, посредством ее глушения или по меньшей мере частичного глушения.

Скважина, как правило, дополнительно содержит канал для текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве. Канал для флюида может представлять собой канал устья скважины, который может находиться в устье скважины или возле него. Устьевой канал для текучей среды может находиться на поверхности для подземных скважин или на морском дне для подводных скважин. Могут присутствовать более одного устьевого канала для текучей среды. Разгрузочная скважина и/или граница раздела между разгрузочной скважиной и скважиной и/или обсадной трубой скважины может называться каналом для текучей среды.

Канал для текучей среды может находиться в боковой части и/или стенке первой колонны обсадных труб. Может присутствовать канал для текучей среды в нижней части первой колонны обсадных труб. Могут присутствовать два или более каналов для текучей среды в первой колонне обсадных труб.

При использовании текучая среда может быть введена в первое межтрубное кольцевое пространство через канал для текучей среды. Текучая среда может быть введена в первое межтрубное кольцевое пространство в устье скважины, смежно с устьем скважины или непосредственно в устье скважины. Это особенно подходит для скважин с береговой и/или морской платформ, где доступ к первому межтрубному кольцевому пространству является более общим.

Обычно в подводной законченной скважине применение каналов для текучей среды не предусмотрено на поверхности скважины до наружных кольцевых пространств. Согласно настоящему изобретению, может присутствовать подводная скважина с применением каналов для текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве. Обычно каналы для текучей среды не предусмотрены в кольцевом пространстве из-за трудностей, связанных с подводной законченной скважиной. В вариантах осуществления настоящего изобретения обеспечено преимущество,

закрывающееся в том, что доступ к нескольким кольцевым пространствам может быть обеспечен одним каналом для текучей среды на поверхности в наружных кольцевых пространствах.

Линия для закачки может быть прикреплена к устью скважины для обеспечения сообщения по текучей среде с первым межтрубным кольцевым пространством, так что текучая среда может быть введена. Это часто безопаснее и/или проще, чем введение текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство в устье скважины, пока происходит выброс скважины.

Альтернативно текучая среда может быть введена в первое межтрубное кольцевое пространство посредством первичного устройства управления потоком текучей среды и вентилирована и/или добыта через канал для текучей среды.

Первое межтрубное кольцевое пространство представляет собой, как правило, так называемое «кольцевое пространство», однако оно может представлять собой другое кольцевое пространство, особенно наружное межтрубное кольцевое пространство, в зависимости от обстоятельств управления/выброса скважины и конструкции и/или инфраструктуры скважины.

Скважина может быть использована в способе глушения скважины. Глушение скважины, как правило, включает остановку течения добываемых текучих сред вверх по скважине на поверхность. Глушение скважины может включать выравнивание и/или уменьшение давления текучей среды в скважине для восстановления управления скважиной, и не ограничено остановкой ее течения или ее способности течь, хотя это может быть предусмотрено. Текучая среда может представлять собой или может называться текучей средой для глушения. Текучая среда представляет собой, как правило, текучую среду типа бурового шлама, но могут быть использованы другие текучие среды, такие как солевой раствор и цемент. Текучая среда для глушения представляет собой любую текучую среду, иногда называемую утяжеленной текучей средой для глушения, которая используется для обеспечения гидростатического напора, как правило, достаточного для преодоления давления скважины, пласта и/или коллектора.

Первое устройство управления потоком текучей среды находится, как правило, в незацементированной секции в первом межтрубном кольцевом пространстве между

первой колонной обсадных труб и второй колонной обсадных труб. Второе устройство управления потоком текучей среды находится, как правило, в незацементированной секции во втором межтрубном кольцевом пространстве между второй колонной обсадных труб и третьей колонной обсадных труб.

Первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб может находиться в стенке второй колонны обсадных труб. Первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб может находиться в переводнике обсадной трубы второй колонны обсадных труб или может быть связано с ним. Вторичное устройство управления потоком текучей среды в третьей колонне обсадных труб находится, как правило, в стенке третьей колонны обсадных труб. Вторичное устройство управления потоком текучей среды в третьей колонне обсадных труб может находиться в переводнике обсадной трубы третьей колонны обсадных труб или может быть связано с ним.

Скважина может представлять собой уже существующую скважину. Геологическая структура может представлять собой по меньшей мере одну геологическую структуру из множества геологических структур. Уже существующая скважина может представлять собой любой вид ствола скважины и не ограничена добывающей скважиной, таким образом, уже существующая скважина может представлять собой ствол скважины, предназначенный для закачки, целей наблюдения, и экономически нецелесообразных скважин, даже если они не использовались и/или не будут использоваться в будущем для добычи текучих сред.

Хотя, как правило, она связана со скважинами, в которых произошел выброс, скважина согласно настоящему изобретению может быть использована для других целей для выполнения действия по устранению неисправностей в скважине или обсадной трубе.

Вторая колонна обсадных труб, как правило, имеет диаметр меньше, чем диаметр первой колонны обсадных труб. Третья колонна обсадных труб, как правило, имеет диаметр меньше, чем диаметр второй колонны обсадных труб.

Первичное устройство управления потоком текучей среды может представлять собой одно или более из клапана, затрубной задвижки и разрывного механизма.

Один или более датчиков, как правило, используются для измерения по меньшей мере одного из давления и плотности текучей среды в по меньшей мере одном из первого межтрубного кольцевого пространства, второго межтрубного кольцевого пространства и канала третьей колонны обсадных труб. По меньшей мере одно из давления и плотности текучей среды в по меньшей мере одном из первого межтрубного кольцевого пространства, второго межтрубного кольцевого пространства и канала третьей колонны обсадных труб могут быть измерены перед открытием первичного устройства управления потоком текучей среды и направлением текучей среды из первого межтрубного кольцевого пространства во второе межтрубное кольцевое пространство и/или открытием вторичного устройства управления потоком текучей среды и направлением текучей среды из второго межтрубного кольцевого пространства в канал третьей колонны обсадных труб.

Преимущество настоящего изобретения может заключаться в том, что посредством измерения по меньшей мере одного из давления и плотности текучей среды в по меньшей мере одном из первого межтрубного кольцевого пространства и второго межтрубного кольцевого пространства перед открытием первичного устройства управления потоком текучей среды текучую среду можно безопасно перемещать в скважине с уверенностью, что открытие первичного устройства управления потоком даст в результате безопасное и/или управляемое перемещение текучей среды между первым межтрубным кольцевым пространством и каналом второй колонны обсадных труб. Преимущество настоящего изобретения может заключаться в том, что посредством измерения по меньшей мере одного из давления и плотности текучей среды в по меньшей мере одном из второго межтрубного кольцевого пространства и канала третьей колонны обсадных труб перед открытием вторичного устройства управления потоком текучей среды текучую среду можно безопасно перемещать в скважине с уверенностью, что открытие вторичного первичного устройства управления потоком даст в результате безопасное и/или управляемое перемещение текучей среды между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб.

При использовании первичное устройство управления потоком является, как правило, открытым, когда давление текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве больше, чем давление текучей среды во втором межтрубном кольцевом

пространстве. При использовании вторичное устройство управления потоком является, как правило, открытым, когда давление текучей среды во втором межтрубном кольцевом пространстве больше, чем давление текучей среды в канале третьей колонны обсадных труб.

Перед открытием вторичного устройства управления потоком текучей среды первичное устройство управления потоком текучей среды может быть закрыто.

Канал третьей колонны обсадных труб может содержать одно или более из внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания, бурильной трубы, устройства управления потоком текучей среды, одного или более датчиков, одной или более батарей и одного или более передатчиков, приемников или приемопередатчиков. Внутренний трубчатый элемент скважины может представлять собой любое одно или более из обсадной трубы, хвостовика, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания, трубы для испытания скважины, бурильной трубы, трубчатого элемента для закачивания, наблюдательного трубчатого элемента, трубчатого элемента для ликвидации и переводников, переходников, держателей, укороченных труб и фиксаторов для упомянутого выше.

Одно или более из первичного устройства управления потоком текучей среды, вторичного устройства управления потоком текучей среды, одного или более датчиков, одной или более батарей и одного или более передатчиков, приемников или приемопередатчиков могут быть соединены на или между переводником, держателем, укороченной трубой, фиксатором и/или переходником.

Скважина может дополнительно содержать множество колонн обсадных труб и множество межтрубных кольцевых пространств. Как правило, присутствует множество устройств управления потоком текучей среды для обеспечения сообщения по текучей среде между кольцевыми пространствами. Колонны обсадных труб, как правило, вставлены друг в друга, при этом одна колонна обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри другой колонны обсадных труб.

Устройство (устройства) управления потоком текучей среды в одной колонне обсадных труб может представлять собой канал (каналы) для текучей среды в другом межтрубном кольцевом пространстве. Когда устройство (устройства) управления потоком текучей среды в одной колонне обсадных труб представляет собой канал

(каналы) для текучей среды в другом межтрубном кольцевом пространстве, канал для текучей среды может быть расположен на расстоянии от устья скважины.

Устройство (устройства) управления потоком текучей среды может, как правило, быть открытым и закрытым. Открытие и/или закрытие устройства управления потоком текучей среды может называться активацией устройства управления потоком текучей среды. Когда первичное устройство управления потоком текучей среды закрыто, поток текучей среды между первым межтрубным кольцевым пространством и каналом второй колонны обсадных труб ограничен и может быть остановлен.

В скважине может быть установлена система связи. Система связи может предусматривать беспроводную связь и/или беспроводной сигнал (сигналы). Система связи может быть установлена в скважине и может быть частично предусмотрена на зонде.

При использовании данные с одного или более датчиков в скважине могут быть выведены посредством скважины. Данные могут помочь определить или подтвердить условия в скважине и при случае могут быть использованы для определения местоположения протечки текучей среды и/или пути выброса текучей среды.

Данные с одного или более датчиков могут быть использованы для проверки целостности первой, второй и/или третьей колонны обсадных труб перед открытием любого устройства управления потоком текучей среды.

Проверка целостности первой, второй и/или третьей колонны обсадных труб может быть использована для оценки пригодности способа управления скважиной с помощью потока текучей среды.

Когда скважина имеет более одного межтрубного кольцевого пространства, что является нормальным, физические условия в одном межтрубном кольцевом пространстве скважины могут быть измерены после, и, как правило, также перед, и во время введения текучей среды в это межтрубное кольцевое пространство и/или перед обеспечением сообщения по текучей среде через соответствующую колонну обсадных труб.

Целостность межтрубного кольцевого пространства, как правило, оценивают путем проведения испытания давлением. Если обнаружена протечка, может быть выполнено

действие по устранению неисправностей для предотвращения протечке. Каждое дополнительное межтрубное кольцевое пространство, как правило, испытывают аналогичным образом, продвигаясь от наружных к внутренним кольцевым пространствам. Таким образом, предполагая, что каждое межтрубное кольцевое пространство оценено как способное выдерживать прикладываемое к нему давление, т. е. уплотнено в надлежащей мере, но необязательно абсолютно, этот процесс продолжают.

Текущую среду, как правило, в итоге вводят в часть скважины, где рассчитано и/или ожидается управлять и/или глушить скважину или где требуется управление скважинной текучей средой. Это может быть наружное межтрубное кольцевое пространство, но это часто самая внутренняя часть скважины, например канал колонны обсадных труб или труба. Текучая среда, используемая для глушения скважины, может представлять собой другую текучую среду, отличную от той, что используется для испытания целостности межтрубного кольцевого пространства. Можно обеспечивать циркуляцию текучей среды для испытания из скважины перед добавлением текучей среды для глушения. Например, для глушения скважины может быть использована более тяжелая текучая среда.

Скважина может иметь одно или более из перфорирующего устройства, пиротехнического устройства, взрывного устройства, пробивающего устройства, разрывного механизма и клапана в первой колонне обсадных труб, как правило, первой стенке первой колонны обсадных труб и/или переводнике первой колонны обсадных труб, для обеспечения сообщения по текучей среде между наружной частью первой колонны обсадных труб и первым межтрубным кольцевым пространством. Одно или более из перфорирующего устройства, пиротехнического устройства, взрывного устройства, пробивающего устройства, разрывного механизма и клапана в первой колонне обсадных труб находится, как правило, в незацементированной секции, как правило, снаружи незацементированной секции. Может присутствовать цемент и/или пакер над и/или под незацементированной секцией.

Одно или более из перфорирующего устройства, пиротехнического устройства, взрывного устройства, пробивающего устройства, разрывного механизма и клапана в первой колонне обсадных труб может называться наружным устройством управления потоком текучей среды.

Нижняя часть любого межтрубного кольцевого пространства может быть открыта или, более типично, может быть закрыта, например, с помощью пакера или цементного барьера. Упоминания цемента в настоящем документе включают заменитель цемента. Затвердевающий заменитель цемента может включать эпоксиды и смолы или незатвердевающий заменитель цемента, такой как Sandaband™.

Скважина может дополнительно содержать передатчик, приемник или приемопередатчик, прикрепленный к одному или более из первой, второй и третьей колонн обсадных труб, внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания и бурильной трубы. Когда передатчик, приемник или приемопередатчик прикреплен, он может быть присоединен к одной или более из первой, второй и третьей колонн обсадных труб и/или в стенке первой, второй или третьей колонн обсадных труб. Может быть множество подходящих форм соединения.

Один или более датчиков могут быть присоединены физически и/или беспроводным способом к передатчику, приемнику или приемопередатчику. В скважине могут быть предусмотрены повторители. Данные могут представлять собой оперативные данные и/или статистические данные. Данные могут храниться в скважине для передачи позже.

По меньшей мере один из одного или более датчиков представляет собой, как правило, беспроводной датчик. По меньшей мере один из одного или более датчиков представляет собой, как правило, акустический и/или электромагнитный беспроводной датчик.

Передатчики, приемники или приемопередатчики могут связываться друг с другом по меньшей мере частично беспроводным способом и/или с использованием беспроводного сигнала и/или беспроводной связи. Это может обеспечиваться посредством акустического сигнала, и/или электромагнитного сигнала, и/или импульса давления, и/или индуктивно связанного трубчатого элемента. Беспроводной сигнал может представлять собой акустический и/или электромагнитный сигнал. Беспроводной сигнал может называться беспроводной связью.

При использовании передатчик, приемник или приемопередатчик может быть использован для выведения данных из скважины. При использовании беспроводной сигнал может быть передан через скважину для открытия и/или закрытия одного или

более из наружных, первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды.

Беспроводной сигнал может быть передан в по меньшей мере одной или более из следующих форм: электромагнитная, акустическая, посредством индуктивно связанных трубчатых элементов и посредством кодированных импульсов давления. В настоящем документе выражение «беспроводной» относится к указанным формам, если не указано иначе.

Импульсы давления представляют собой способ передачи сообщения из скважины / ствола скважины или в нее/него, из по меньшей мере одного из дополнительных местоположений в скважине / стволе скважины или в него и из поверхности скважины / ствола скважины с использованием изменений положительного и/или отрицательного давления и/или изменений расхода текучей среды в трубчатом элементе и/или кольцевом пространстве.

Кодированные импульсы давления представляют собой такие импульсы давления, в которых используется схема модуляции для кодирования команд в колебаниях давления или расхода, причем преобразователь используется в скважине / стволе скважины для регистрации и/или генерирования колебаний, и/или в скважине / стволе скважины используется электронная система для кодирования и/или декодирования команд. Следовательно, импульсы давления, использующиеся с электронными устройствами сопряжения в скважине / стволе скважины, в настоящем документе определены как кодированные импульсы давления. Преимуществом кодированных импульсов давления, как определено в настоящем документе, является тот факт, что они могут быть отправлены на электронные устройства сопряжения и могут обеспечивать более высокую скорость передачи данных и/или широкую полосу пропускания, чем импульсы давления, отправляемые на механические устройства сопряжения.

Если для передачи сигналов управления используют кодированные импульсы давления, могут использоваться различные схемы модуляции, такие как изменение давления или скорость изменения давления, амплитудная манипуляция (АМн), фазово-импульсная модуляция (ФИМ), широтно-импульсная модуляция (ШИМ), частотная манипуляция (ЧМн), фазовая манипуляция (ФМн) и амплитудная манипуляция (АКМ).

Также могут использоваться комбинации схем модуляций, например, АМн–ФИМ–ШИМ. Скорости передачи данных в схемах модуляций для кодированных импульсов давления в целом являются низкими, как правило, менее 10 бит/с, и могут быть менее 0,1 бит/с.

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

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

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 с использованием подходящих сигналов управления.

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

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

Используемые передатчик, приемник и/или приемопередатчик соответствуют типу используемых беспроводных сигналов. Например, при использовании акустических сигналов используются акустический передатчик и приемник и/или приемопередатчик.

При использовании индуктивно связанных трубчатых элементов, как правило, предоставляется по меньшей мере десять, как правило, намного больше, отдельных секций индуктивно связанных трубчатых элементов, которые присоединяются друг к другу при эксплуатации, для образования колонны индуктивно связанных трубчатых элементов. Они имеют единую проводку и могут быть 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 компанией NOV под наименованием Intellipipe®.

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

Данные и/или команды, содержащиеся в сигнале, могут быть ретранслированы или переданы другими средствами. Таким образом, беспроводные сигналы могут быть преобразованы в другие типы беспроводных или проводных сигналов, и факультативно ретранслированы, посредством подобных или других средств, таких как

гидравлическая, электрическая или оптоволоконная линии. В одном варианте осуществления сигналы могут быть переданы посредством кабеля на первое расстояние, например, более 400 метров, а затем переданы посредством акустической или ЭМ связей на меньшее расстояние, такое как 200 метров. В другом варианте осуществления они передаются на расстояние 500 метров с использованием кодированных импульсов давления, а затем на 1000 метров с использованием гидравлической линии.

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

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

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

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 (от 20 Гц до 20 кГц) и ультразвуковой (от 20 кГц до 2 МГц) частотах. Предпочтительно акустическая передача является звуковой (от 20 Гц до 20 кГц).

Акустические сигналы и сообщения могут включать способы модуляции в виде частотной манипуляции (ЧМн) и/или фазовой манипуляции (ФМн) и/или более улучшенные варианты этих способов, такие как квадратурная фазовая манипуляция (КФМн) или квадратурная амплитудная модуляция (КАМ), и предпочтительно включают методы расширения спектра. Как правило, они 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 приема сигнала могут быть использованы пьезоэлектрический преобразователь с подвижной катушкой или магнитострикционные преобразователи.

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

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

КНЧ от 3 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, в которой в качестве волновода используется труба, в частности, но не исключительно, в тех случаях, когда труба заполнена газом, в таком случае, как правило, можно использовать частоты от 30 кГц до 30 ГГц в зависимости от размера трубы, текучей среды в трубе и дальности связи. Текучая среда, содержащаяся в трубе, предпочтительно является непроводящей. В документе US 5831549 описана телеметрическая система, предусматривающая передачу в гигагерцевом диапазоне по трубчатому волноводу, заполненному газом.

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

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

Особенно пригодным является подача модулированного тока на продолговатый элемент и использование земли в качестве обратного пути; создание токовой петли в части металлоконструкции скважины для создания разности потенциалов между

металлоконструкцией и землей; использование разнесенных контактов для создания электрического дипольного излучателя; и использование тороидального трансформатора для подачи тока в металлоконструкцию скважины.

Для эффективного управления током и ориентирования его направления может быть использован ряд разных методов. Например, это может быть одно или более из следующего: использование изолирующего покрытия или распорок на трубчатых элементах скважины; выбор текучих сред или цементов для управления давлением в пределах и за пределами трубчатых элементов для обеспечения электрической проводимости или изоляции трубчатых элементов, использование тороидального сердечника с высокой магнитной проницаемостью для создания индуктивности и, следовательно, импеданса; использование изолированного провода, кабеля или изолированного продолговатого проводника в части пути передачи или антенны; использование трубчатого элемента в качестве кругового волновода; использование частотных диапазонов СВЧ (от 3 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 ЭМ передачи, также может означать любой продолговатый электрический проводник, включая хвостовик; обсадную трубу; насосно-компрессорную трубу или трубчатый элемент; гибкую трубу; насосную штангу; проволоочный канат; бурильную трубу; тросовый канат или гибкую штангу.

Средства передачи сигналов в пределах 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 трубы с конечным удельным сопротивлением для

образования электрического диполя за счет разности потенциалов, созданной током, протекающим между контактами, в качестве основной нагрузки на усилитель мощности. Эта разность потенциалов создает электрическое поле за пределами диполя, которое может быть обнаружено либо посредством второй пары разнесенных контактов и усилителя на втором участке вследствие протекания результирующего тока в обсадную трубу, либо альтернативно на поверхности между устьем скважины и заземляющим контрольным электродом.

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

Скважина, как правило, содержит несколько компонентов, включая устройство (устройства) управления потоком текучей среды и один или более датчиков и/или устройства беспроводной связи. Любой из компонентов скважины может называться скважинным аппаратом.

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

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

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

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

короткое расстояние. Однако, если предоставляется множество акустических ретрансляторов, предпочтительно по меньшей мере три из них выполнены с возможностью передачи сигнала на по меньшей мере 200 метров вглубь скважины.

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

Ретрансляторы могут удерживать по меньшей мере часть данных для последующего извлечения в подходящих запоминающих средствах.

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

Сигналы управления могут по существу вызвать немедленную активацию или могут быть приспособлены для активации скважинного аппарата после временной задержки и/или при соблюдении других условий, таких как определенное изменение давления.

По меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды и/или одного или более датчиков, как правило, имеют электрическое питание, как правило, от скважинного источника энергии. По меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления и/или одного или более датчиков могут иметь питание от батареи. По меньшей мере одно из передатчика, приемника или приемопередатчика, прикрепленного к одному или более из первой, второй и третьей колонн обсадных труб, внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания и бурильной трубы, как правило, имеет питание от батареи.

Скважинный аппарат может содержать по меньшей мере одну батарею, необязательно перезаряжаемую батарею. Каждое устройство/элемент скважинного аппарата могут иметь собственную батарею, необязательно перезаряжаемую батарею. Батарея может представлять собой по меньшей мере одно из высокотемпературной батареи, литиевой батареи, литиевой оксигалогенидной батареи, литий-тионилхлоридной батареи, литий-сульфурилхлоридной батареи, литий-фторуглеродной батареи, литий-диоксид-марганцевой батареи, литий-ионной батареи, батареи из литиевого сплава, натриевой батареи и батареи из натриевого сплава. Высокотемпературные батареи выполнены с возможностью работы при температуре более 85°C, иногда более 100°C. Система

батарея 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 порога напряжения или использования.

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.

Батарея, как правило, подает питание на компоненты скважинного аппарата, например многофункциональное устройство управления, механизм мониторинга и приемопередатчик. Часто для каждого питаемого энергией компонента предоставляют отдельную батарею. В альтернативных вариантах осуществления можно использовать скважинную электрогенераторную установку, например, за счет производства термоэлектричества.

Скважинный аппарат может содержать микропроцессор. Электронные устройства в скважинном аппарате, необходимые для питания различных компонентов, таких как микропроцессор, системы управления и связи и факультативно клапан, предпочтительно представляют собой электронные устройства с низким энергопотреблением. Электронные устройства с низким энергопотреблением могут включать такие 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, ЭМ связь в диапазоне ОНЧ) могут быть использованы между разными компонентами системы для сведения к минимуму времени, в течение которого отдельные компоненты должны находиться в рабочем состоянии, и, следовательно, максимального увеличения времени режима «ожидания» и экономии энергии.

Электронные устройства с низким энергопотреблением способствуют долгосрочному использованию различных компонентов. Электронные устройства могут быть выполнены с возможностью управления сигналом управления больше, чем через 24 часа 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.

Может быть невозможно собирать данные в скважине из местоположения на поверхности, например на установке или платформе, связанной со скважиной, в которой произошел выброс. Таким образом, транспондер или транспондеры могут быть доставлены в море с судна рядом, и сигналы могут быть отправлены на транспондер (транспондеры) на подводную структуру скважины, в которой произошел выброс, или возле нее. Если по какой-либо причине они повреждены или были уничтожены при выбросе, в любое время могут быть дооборудованы дополнительные транспондеры.

Путем выведения данных, в частности данных с одного или более датчиков, условия скважины могут быть оценены, и оператор может быть способен безопасно разработать и/или адаптировать способ управления скважиной. В дополнение плотность и/или объем текучей среды, требуемые для управления/глушения скважины, могут быть рассчитаны более точно.

Устройство управления потоком текучей среды в наружной колонне обсадных труб может быть открыто, а затем снова закрыто перед открытием устройства управления потоком текучей среды во внутренней колонне обсадных труб или внутренней колонне, но устройства управления потоком текучей среды могут быть открыты одновременно для обеспечения потока текучей среды между кольцевыми пространствами, каналами колонн обсадных труб и/или насосно-компрессорной трубой или другой внутренней колонной.

Первая колонна обсадных труб может не быть самой наружной колонной обсадных труб. Колонна (колонны) обсадных труб может называться хвостовиком (хвостовики) и/или содержать его. Колонна (колонны) обсадных труб может не проходить до верхней части скважины и/или поверхности. Может присутствовать дополнительная колонна (колонны) обсадных труб большего диаметра, и следовательно, как правило, снаружи первой колонны обсадных труб.

Наружное первичное и/или вторичное устройство управления потоком текучей среды является, как правило, клапаном. Клапан представляет собой, как правило, обратный клапан. Может присутствовать более одного наружного, первичного и/или вторичного устройства управления потоком текучей среды на соответствующей колонне.

Когда наружное первичное и/или вторичное устройство управления потоком текучей среды представляет собой клапан, клапан может иметь запирающий элемент. Клапан и/или запирающий элемент, как правило, выполнен с возможностью перемещения из первого закрытого положения во второе открытое положение. Необязательно клапан и/или запирающий элемент может перемещаться в дополнительное закрытое положение или обратно в первое закрытое положение. Клапан может содержать более одного запирающего элемента.

Клапан и/или запирающий элемент может быть выполнен с возможностью перемещения в проверочное положение, которое может представлять собой положение между закрытым положением и открытым положением. Клапан может обеспечивать поток текучей среды только в одном направлении, то есть, как правило, одном или более из следующего: в первое кольцевое пространство колонны обсадных труб; из первого межтрубного кольцевого пространства во второе межтрубное кольцевое пространство; и/или из второго межтрубного кольцевого пространства в канал третьей колонны обсадных труб. Клапан может противодействовать потоку текучей среды в одном направлении, то есть, как правило, одном или более из следующего: из первого кольцевого пространства колонны обсадных труб; из канала второй колонны обсадных труб в первое межтрубное кольцевое пространство; и/или из канала третьей колонны обсадных труб во второе межтрубное кольцевое пространство. Клапан может обеспечивать поток текучей среды в обоих направлениях.

Первичное, вторичное и/или наружное устройство управления потоком текучей среды может содержать клапан, затрубную задвижку или разрывной механизм. Разрывные механизмы, упомянутые выше и ниже, могут содержать одно или более из разрушающейся мембраны, активируемого давлением поршня и пиротехнического устройства. Активируемый давлением поршень может удерживаться срезным штифтом.

Разрывной механизм может быть разработан таким образом, чтобы предпочтительно разрываться в ответ на давление текучей среды с одной стороны, как правило, наружной стороны. Для первичного устройства управления потоком текучей среды разрывной механизм может разрываться только в ответ на давление текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве. Для вторичного устройства управления потоком текучей среды разрывной механизм может разрываться только в ответ на давление текучей среды во втором межтрубном кольцевом пространстве. Для наружного устройства управления потоком текучей среды разрывной механизм может разрываться только в ответ на давление текучей среды снаружи первой колонны обсадных труб.

Скважина может дополнительно содержать разрывной механизм в первой колонне обсадных труб.

Сжатие текучей среды снаружи первой колонны обсадных труб может вызвать разрывание разрывного механизма в первой колонне обсадных труб, тем самым инициируя поток текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство.

Когда первичное, вторичное и/или наружное устройство управления потоком текучей среды находится в открытом положении, оно, как правило, имеет площадь поперечного сечения для потока текучей среды, которая составляет по меньшей мере 100 мм^2 , как правило, по меньшей мере 200 мм^2 , и может составлять 400 мм^2 .

Первичное, вторичное и/или наружное устройство управления потоком текучей среды может содержать множество отверстий. Когда первичное, вторичное и/или наружное устройство управления потоком текучей среды содержит множество отверстий, множество отверстий, как правило, имеют общую площадь поперечного сечения для потока текучей среды, которая составляет по меньшей мере 100 мм^2 , как правило, по меньшей мере 200 мм^2 , и может составлять 400 мм^2 .

Скважина зачастую является по меньшей мере частично вертикальной скважиной. Тем не менее, он 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.

Скважина, описанная в настоящем документе, представляет собой, как правило, скважину с естественным течением, то есть текучая среда протекает естественным образом вверх по скважине к поверхности и/или текучая среда протекает к поверхности без помощи или самостоятельно.

Согласно второму аспекту настоящего изобретения предоставлен способ управления текучей средой с использованием скважины, описанной выше, и, в частности, скважины, содержащей: первую, вторую и третью колонну обсадных труб, при этом вторая колонна обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри первой колонны обсадных труб, третья колонна обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри второй колонны обсадных труб:

первая и вторая колонны обсадных труб определяют между собой первое межтрубное кольцевое пространство, вторая и третья колонны обсадных труб определяют между собой второе межтрубное кольцевое пространство, третья колонна обсадных труб определяет в себе канал третьей колонны обсадных труб; первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб для обеспечения сообщения по текучей среде между первым межтрубным кольцевым пространством и вторым межтрубным кольцевым пространством; и

вторичное устройство управления потоком текучей среды в третьей колонне обсадных труб для обеспечения сообщения по текучей среде между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб.

Способ может включать этапы введения текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство; открытия первичного устройства управления потоком текучей среды и направления текучей среды между первым и вторым межтрубным кольцевым пространством. Способ может включать этапы открытия вторичного устройства управления потоком текучей среды; и направления текучей среды между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб.

Когда скважина дополнительно содержит канал для текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве, способ, как правило, включает этап введения текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство через канал для текучей среды.

Когда скважина дополнительно содержит канал для текучей среды во втором межтрубном кольцевом пространстве, способ, как правило, включает этап введения текучей среды во второе межтрубное кольцевое пространство через канал для текучей среды.

Когда скважина дополнительно содержит один или более датчиков возле, в или на одном или более из поверхности геологической структуры, скважины, кольцевого пространства, канала колонны обсадных труб, эксплуатационной колонны, колонны заканчивания и бурильной колонны, способ, как правило, включает этап сбора данных с одного или более датчиков для мониторинга скважины, по меньшей мере периодически в течение периодов, составляющих годы.

Структура скважины, содержащая первичное и вторичное устройства управления потоком текучей среды, может быть использована для управления текучей средой и/или может быть использована для изменения текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве, и/или втором межтрубном кольцевом пространстве, и/или канале третьей колонны обсадных труб для управления целостностью скважины.

Управление целостностью скважины может включать введение текучих сред для уменьшения протечек в первое межтрубное кольцевое пространство, и/или второе межтрубное кольцевое пространство, и/или канал третьей колонны обсадных труб или из них. Управление целостностью скважины может включать введение текучих сред в первое межтрубное кольцевое пространство, и/или во второе межтрубное кольцевое пространство, и/или в канал третьей колонны обсадных труб, например для контроля коррозии. Текучие среды могут содержать химическое вещество, такое как химическое вещество для удаления и/или растворения материала в скважине, такого как закупорка или сужение.

Управление целостностью скважины может включать введение цемента в первое межтрубное кольцевое пространство, и/или во второе межтрубное кольцевое пространство, и/или в канал третьей колонны обсадных труб. Преимущество настоящего изобретения может заключаться в том, что способ управления текучей средой, а также управление целостностью скважины могут уменьшать необходимость раннего капитального ремонта скважины.

Управление целостностью скважины может включать одно или более из управления, частичного глушения и глушения скважины.

Способ управления текучей средой могут использовать для поддержания управления и/или манипулирования условиями давления в скважине. Поддержание, управление и/или манипулирование условиями давления в скважине может включать одно или более из увеличения, уменьшения и сохранения указанных условий по существу постоянными. Примеры условий давления включают гидростатическое давление в скважине, плотность текучих сред в скважине или расход текучих сред в скважине.

При бурении давление в скважине, особенно гидростатическое давление в нижней части скважины, как правило, поддерживается выше давления коллектора для способствования управлению скважиной и препятствования выходу текучих сред из верхней части скважины во время бурения, т. е. для противодействия «выбросу».

Тем не менее, это может привести к нескольким проблемам, особенно в очень глубоких скважинах с большими гидростатическими напорами. Например, это может привести к прихвату бурильной трубы к стенке ствола скважины под действием перепада давлений, или это может привести к потере бурового шлама в пласт, из-за чего расходуется буровой раствор, в свою очередь, может создать в нем трещины или, в действительности, привести к неблагоприятной потере управления давлением скважины.

Альтернатива состоит в том, чтобы умышленно снижать гидростатическое давление в секции скважины, например, путем введения более легкой текучей среды, как правило газа, в буровой шлам. Это уменьшает плотность всей смеси текучей среды в этой секции, пока давление скважины контролируется с помощью бурового раствора более высокой плотности в других секциях скважины.

Авторы настоящего изобретения понимают, что скважина и способ управления текучей средой предоставляют альтернативный путь, по которому текучие среды для такого бурения могут быть введены через устройства управления потоком в скважину управляемым образом, тем самым обеспечивая более эффективное управление целостностью скважины.

Таким образом, текучая среда может быть направлена через устройство управления потоком во время бурения.

Наружное первичное и/или вторичное устройство управления потоком текучей среды является, как правило, клапаном, как описано для первого аспекта настоящего изобретения. Необязательные признаки устройства управления потоком текучей среды, описанные выше в настоящем документе, также являются необязательными признаками для второго аспекта настоящего изобретения и для краткости не повторяются.

Способ управления текучей средой может быть особенно полезным для подводной скважины.

Признаки и необязательные признаки второго аспекта настоящего изобретения могут быть включены в первый аспект настоящего изобретения, и наоборот, и для краткости не повторяются здесь.

Варианты осуществления настоящего изобретения будут описаны далее только в качестве примера, со ссылкой на сопроводительные графические материалы, на которых:

на фиг. 1 показан вид в разрезе скважины с необсаженным стволом во время конструирования; и

на фиг. 2 показан вид в разрезе законченной скважины.

На фиг. 1 показана скважина 10 в геологической структуре 11. Скважина 10 имеет первую 12а, вторую 12b и третью 12с колонну обсадных труб. Вторая колонна 12b обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри первой колонны 12а обсадных труб, а третья колонна 12с обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри второй колонны 12b обсадных труб. Первая 12а и вторая 12b колонны обсадных труб определяют первое межтрубное кольцевое пространство 14а между собой. Вторая 12b и третья 12с колонны обсадных труб определяют второе межтрубное кольцевое пространство 14b между собой. Третья колонна 12с обсадных труб определяет канал 14с третьей колонны обсадных труб внутри себя.

Первичное устройство 16a управления потоком текучей среды во второй колонне 12b обсадных труб обеспечивает сообщение по текучей среде между первым межтрубным кольцевым пространством 14a и вторым межтрубным кольцевым пространством 14b. Вторичное устройство 16b управления потоком текучей среды в третьей колонне 12с обсадных труб обеспечивает сообщение по текучей среде между вторым межтрубным кольцевым пространством 14b и каналом 14с третьей колонны обсадных труб.

Текучую среду (не показана) вводят в первое межтрубное кольцевое пространство 14a через канал 18 для текучей среды. Первичное устройство 16a управления потоком текучей среды затем открывают и текучую среду (не показана) направляют между первым межтрубным кольцевым пространством 14a и вторым межтрубным кольцевым пространством 14b. Вторичное устройство 16b управления потоком текучей среды затем открывают и текучую среду (не показана) направляют между вторым межтрубным кольцевым пространством 14b и каналом 14с третьей колонны обсадных труб.

Текучая среда не показана ни в одной из фигур, чтобы не переусложнять графические материалы.

Первичное 16a и вторичное 16b устройства управления потоком текучей среды содержат клапан и разрывной механизм.

На фиг. 1 показана скважина 10, содержащая ряд колонн 12a, 12b, 12с обсадных труб, определяющих ряд межтрубных кольцевых пространств 14a и 14b и канал 14с колонны обсадных труб. Первое межтрубное кольцевое пространство 14a также называется кольцевым пространством «С». Второе межтрубное кольцевое пространство 14b также называется кольцевым пространством «В». На фиг. 1 не показано кольцевое пространство «А».

Текучая среда, в данном случае буровой шлам (не показан), герметизирована в первом межтрубном кольцевом пространстве 14a, в верхней части подвеской 21a обсадной колонны и в нижней части цементом 23a. Буровой шлам (не показан) герметизирован во втором межтрубном кольцевом пространстве 14b, в верхней части пакером 22 и в нижней части цементом 23b. Третья колонна 12с обсадных труб может называться хвостовиком.

Вторая колонна 12b обсадных труб имеет датчики 20a для измерения давления и плотности текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве 14a. Третья колонна 12с обсадных труб имеет датчики 20b для измерения давления и плотности текучей среды во втором межтрубном кольцевом пространстве 14b. Данные с датчиков 20a, 20b используются для оптимизации свойств текучей среды, которую направляют между кольцевыми пространствами и каналом 14a, 14b и 14с колонны обсадных труб. Дополнительно датчики 20a на второй колонне 12b обсадных труб могут быть подсоединены для измерения давления и плотности текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве 14a и втором межтрубном кольцевом пространстве 14b. Датчики 20b на третьей колонне 12с обсадных труб могут быть подсоединены для измерения давления и плотности текучей среды во втором межтрубном кольцевом пространстве 14b и канале 14с третьей колонны обсадных труб.

С использованием датчиков 20a давление и плотность текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве 14a и втором межтрубном кольцевом пространстве 14b измеряют перед открытием первичного устройства 16a управления потоком текучей среды и направлением текучей среды из первого межтрубного кольцевого пространства 14a во второе межтрубное кольцевое пространство 14b. С использованием датчиков 20b давление и плотность текучей среды во втором межтрубном кольцевом пространстве 14b и канале 14с третьей колонны обсадных труб измеряют перед открытием вторичного устройства 16b управления потоком текучей среды и направлением текучей среды из второго межтрубного кольцевого пространства 14b в канал 14с третьей колонны обсадных труб.

Беспроводной электромагнитный сигнал передают через скважину 10 для открытия первичного устройства 16a управления потоком текучей среды и направления текучей среды между первым межтрубным кольцевым пространством 14a и вторым межтрубным кольцевым пространством 14b. Беспроводной электромагнитный сигнал передают через скважину 10 для открытия вторичного устройства 16b управления потоком текучей среды и направления текучей среды между вторым межтрубным кольцевым пространством 14b и каналом 14с третьей колонны обсадных труб. Альтернативно беспроводной сигнал представляет собой акустический беспроводной сигнал.

В открытом положении каждое из первичного устройства 16a управления потоком текучей среды и вторичного устройства 16b управления потоком текучей среды имеет площадь поперечного сечения для потока текучей среды, которая составляет более 100 мм².

Датчики 20a и 20b соединены с акустическими приемопередатчиками (не показаны). Датчики 20a и 20b измеряют температуру, давление и плотность текучей среды.

Альтернативно датчики соединены с электромагнитными приемопередатчиками.

В случае, когда в скважине 10 произошел выброс, и она повредилась, и ею невозможно управлять обычными средствами, датчики 20a и 20b, с использованием акустической передачи, быть использованы для обеспечения точного представления о целостности скважины под землей. Например, некоторые из колонн обсадных труб могут быть прорваны и с поверхности не всегда очевидно, как выглядит путь для текучей среды, по которому выходят углеводороды.

Преимущество настоящего изобретения может заключаться в том, что доступ и управление текучей средой в первом и втором межтрубном кольцевом пространстве и/или между ними теперь сделаны возможными посредством использования первого и второго устройства управления потоком текучей среды. Обычно эти кольцевые пространства уплотнены в верхней части и нижней части, и циркуляция в канал третьей колонны обсадных труб через эти кольцевые пространства невозможна.

На фиг. 1 показан канал 14c колонны обсадных труб, которым можно управлять, и управление может быть восстановлено путем обеспечения протекания текучей среды каскадом снаружи скважины внутрь, через канал 18 для текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство 14a, через первичное устройство 16a управления потоком текучей среды во второе межтрубное кольцевое пространство 14b и через вторичное устройство 16b управления потоком текучей среды в канал 14c третьей колонны обсадных труб.

Актуальные данные могут быть собраны с датчиков 20a и 20b, которые предоставляют информацию об условиях в кольцевых пространствах С и В, канале 14c колонны обсадных труб. Если проводят мониторинг условий в скважине, обычно посредством беспроводного сбора данных, плотность и объем бурового шлама, который необходимо

закачать в скважину/пласт (пласты), могут быть рассчитаны во избежание возможности причинения подземного выброса из-за разрыва колонны обсадных труб и окружающего пласта (пластов).

В этом варианте осуществления имеется возможность повторного закрытия межтрубных клапанов 16a и 16b для поддержания целостности колонн 12b и 12c обсадных труб.

В вариантах осуществления настоящего изобретения предусмотрена система обратной связи, которая обеспечивает лучшее управление контролем угроз и/или процедурой глушения, так как оно основано на данных с датчика, а не оценочных значениях, например, давления скважины. Более того, мониторинг можно продолжать по мере управления и/или глушения скважины, так что процедура управления/глушения регулируется и оптимизируется согласно получаемой информации.

Преимущество настоящего изобретения может заключаться в том, что скважина обеспечивает значительно более быстрое управление скважиной по сравнению с известными способами, такими как вывод скважины из консервации путем каптажа и установки нового внутреннего трубчатого элемента скважины. Экономия может составлять несколько дней, недель или даже месяцев, снижая потенциальный ущерб окружающей среде, а также экономя существенное количество времени и денег.

Канал 16b для текучей среды находится ниже и глубже в скважине, чем канал 16a для текучей среды. В альтернативном варианте осуществления канал 16a для текучей среды находится ниже и глубже, или они могут быть расположены на одинаковой глубине в скважине. Скважины с необсаженным стволом обеспечивают путь сообщения по текучей среде с пластом.

Могут присутствовать внутренние трубчатые элементы (не показаны на фиг. 1), такие как буровая колонна. Скважина 10 показана на фиг. 1 как скважина с необсаженным стволом.

Признаки скважины, показанной на фиг. 1, которые также показаны на фиг. 2, обозначены такими же ссылочными номерами с приставкой 1, таким образом, первая колонна обсадных труб обозначена как 12a на фиг. 1 и 112a на фиг. 2. Могут присутствовать другие структуры управления скважиной, которые не показаны.

На фиг. 2 также показана внутренняя колонна, в этом варианте осуществления трубчатый элемент 125 в скважине 110, при этом трубчатый элемент 125 определяет внутренний канал 114d внутри себя. Присутствует внутренний клапан 117 в трубчатом элементе 125, который обеспечивает сообщение по текучей среде между третьим кольцевым пространством 114с и внутренним каналом 114d. Третье кольцевое пространство 114с представляет собой канал колонны обсадных труб, также называемый кольцевым пространством А.

На фиг. 2 показана скважина 110 в геологической структуре. Скважина 110 имеет первую 112а, вторую 112b и третью 112с колонну обсадных труб. Вторая колонна 112b обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри первой колонны 112а обсадных труб, а третья колонна 112с обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри второй колонны 112b обсадных труб. Первая 112а и вторая 112b колонны обсадных труб определяют первое межтрубное кольцевое пространство 114а между собой. Вторая 112b и третья 112с колонны обсадных труб определяют второе межтрубное кольцевое пространство 114b между собой. Третья колонна 112с обсадных труб и трубчатый элемент 125 определяют третье кольцевое пространство 114с.

Внутренняя колонна 125 имеет датчик 120с для измерения давления и плотности текучей среды в кольцевом пространстве 114с. Данные с датчиков 120а, 120b и 120с используются для оптимизации свойств текучей среды, которую направляют между кольцевыми пространствами 114а, 114b и 114с.

Текучая среда, в данном случае буровой шлам (не показан), герметизирована в первом межтрубном кольцевом пространстве 114а, в верхней части подвеской 121а обсадной колонны и в нижней части цементом 123а. Буровой шлам (не показан) герметизирован во втором межтрубном кольцевом пространстве 114b, в верхней части пакером 122 и в нижней части цементом 123b. Буровой шлам (не показан) герметизирован в третьем кольцевом пространстве 114с пакером 124 в нижней части кольцевого пространства и подвеской 121b хвостовика в верхней части кольцевого пространства.

На фиг. 2 показана скважина 110, в которой потоком текучей среды можно управлять, и управление может быть восстановлено путем обеспечения протекания текучей среды каскадом снаружи скважины внутрь, через канал 118 для текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство 114а, через первичное устройство 116а

управления потоком текучей среды во второе межтрубное кольцевое пространство 114b и через вторичное устройство 116b управления потоком текучей среды в канал 114с третьей колонны обсадных труб. Текучая среда также может протекать через канал 119 для текучей среды в канал 114с третьей колонны обсадных труб и через внутренний клапан 117 во внутренний канал 114d. Внутренний клапан 117 может называться каналом для текучей среды и/или может быть использован аналогично каналу 119 для текучей среды для обеспечения сообщения по текучей среде с каналом 114с третьей колонны обсадных труб.

Геологическая структура 111 содержит коллектор 130, который содержит углеводороды (не показаны). Присутствует самый верхний канал 129 связи, то есть канал связи, который ближе всего к поверхности (в верхней части фиг. 2).

Канал 129 связи представляет собой перфорационное отверстие, образованное в скважине и окружающем коллекторе 130 с помощью перфоратора. Внутренний клапан 117, также называемый внутренним устройством управления потоком текучей среды, находится в пределах 1000 метров от самого верхнего канала 129 связи скважины 110.

Текучая среда может протекать в скважину через канал 118 для текучей среды. Текучая среда может протекать в скважину через канал 118 для текучей среды, циркулировать через скважину и обратно из скважины через канал 119 для текучей среды. Текучая среда может протекать в скважину через канал 119 для текучей среды. Текучая среда может протекать в скважину через канал 119 для текучей среды, циркулировать через скважину и обратно из скважины через канал 118 для текучей среды. Текучая среда может протекать в скважину через канал 118 для текучей среды и циркулировать через внутренний канал 114d. Текучая среда может протекать в скважину через внутренний канал 114d и циркулировать через скважину и обратно из скважины через канал 118 для текучей среды. Таким образом, текучими средами в скважине можно управлять и скважиной можно управлять.

В альтернативных вариантах осуществления внутренняя колонна может представлять собой любую другую колонну трубчатых элементов, такую как бурильная колонна, колонна заканчивания, эксплуатационная колонна, испытательная колонна, колонна для испытания пласта на трубах (ИПТ), дополнительная колонна обсадных труб и хвостовик.

Устройства, такие как устройства управления текучей средой, и датчики, связанные с колоннами, такими как колонны обсадных труб, колонны насосно-компрессорных труб, эксплуатационные колонны, бурильные колонны, могут быть связаны с подкомпонентом колонны, таким как трубные соединения, переводники, держатели, пакеры, переходники, фиксаторы, укороченные трубы и утяжеленные бурильные трубы и т. д.

Улучшения и изменения могут быть включены в настоящий документ без отступления от объема настоящего изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Скважина в геологической структуре, при этом скважина содержит:

первую, вторую и третью колонны обсадных труб, при этом вторая колонна обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри первой колонны обсадных труб, третья колонна обсадных труб находится по меньшей мере частично внутри второй колонны обсадных труб;

первая и вторая колонны обсадных труб определяют между собой первое межтрубное кольцевое пространство, вторая и третья колонны обсадных труб определяют между собой второе межтрубное кольцевое пространство, третья колонна обсадных труб определяет в себе канал третьей колонны обсадных труб;

первичное устройство управления потоком текучей среды во второй колонне обсадных труб для обеспечения сообщения по текучей среде между первым межтрубным кольцевым пространством и вторым межтрубным кольцевым пространством; и

вторичное устройство управления потоком текучей среды в третьей колонне обсадных труб для обеспечения сообщения по текучей среде между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб.

2. Скважина по п. 1, отличающаяся тем, что в открытом положении вторичное устройство управления потоком текучей среды имеет площадь поперечного сечения для потока текучей среды, которая составляет по меньшей мере 100 мм^2 .

3. Скважина по п. 1 или п. 2, отличающаяся тем, что по меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды содержит клапан.

4. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что по меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды содержит разрывной механизм.

5. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что по меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды содержит обратный клапан.

6. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что по меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды содержит уплотнение металл-металл.
7. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что скважина дополнительно содержит один или более датчиков возле, в или на одном или более из поверхности геологической структуры, скважины, кольцевого пространства, канала колонны обсадных труб, колонны обсадных труб, эксплуатационной колонны, колонны заканчивания и бурильной колонны.
8. Скважина по п. 7, отличающаяся тем, что по меньшей мере один из одного или более датчиков представляет собой беспроводной датчик.
9. Скважина по п. 8, отличающаяся тем, что по меньшей мере один из одного или более датчиков представляет собой акустический и/или электромагнитный беспроводной датчик.
10. Скважина по любому из пп. 3—9, отличающаяся тем, что клапан по меньшей мере одного из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды представляет собой клапан, управляемый беспроводным способом.
11. Скважина по любому из пп. 3—9, отличающаяся тем, что клапан по меньшей мере одного из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды представляет собой по меньшей мере один из акустического и электромагнитного клапана, управляемого беспроводным способом.
12. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что первичное устройство управления потоком текучей среды находится в пределах 1000 метров от самого верхнего канала связи скважины.
13. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что вторичное устройство управления потоком текучей среды находится в пределах 1000 метров от самого верхнего канала связи скважины.
14. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что по меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды имеет электрическое питание, необязательно от батареи.

15. Скважина по любому из пп. 6—14, отличающаяся тем, что по меньшей мере один из одного или более датчиков имеет электрическое питание, необязательно от батареи.
16. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что по меньшей мере одно из передатчика, приемника или приемопередатчика, прикрепленного к одному или более из первой, второй и третьей колонн обсадных труб, внутреннего трубчатого элемента скважины, насосно-компрессорной трубы, трубы заканчивания и бурильной трубы, имеет электрическое питание, необязательно от батареи.
17. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что второе межтрубное кольцевое пространство не подсоединено в верхней части скважины.
18. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что третья колонна обсадных труб не проходит до верхней части скважины.
19. Скважина по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что скважина содержит два устройства управления потоком текучей среды на одной колонне обсадных труб.
20. Скважина по п. 19, отличающаяся тем, что скважина содержит устройство уплотнения кольцевого пространства между двумя устройствами управления потоком текучей среды на одной колонне обсадных труб.
21. Скважина по п. 20, отличающаяся тем, что устройство уплотнения кольцевого пространства является управляемым беспроводным способом.
22. Скважина по п. 21, отличающаяся тем, что устройство уплотнения кольцевого пространства является управляемым одним или более из акустического и электромагнитного беспроводного способа.
23. Скважина по любому из пп. 20—22, отличающаяся тем, что устройство уплотнения кольцевого пространства выполнено с возможностью многократного одного или более из установки и съема.
24. Способ управления текучей средой с применением скважины по любому из предыдущих пунктов.

25. Способ управления текучей средой по п. 24, отличающийся тем, что способ включает этапы введения текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство; открытия первичного устройства управления потоком текучей среды и направления текучей среды между первым и вторым межтрубными кольцевыми пространствами.

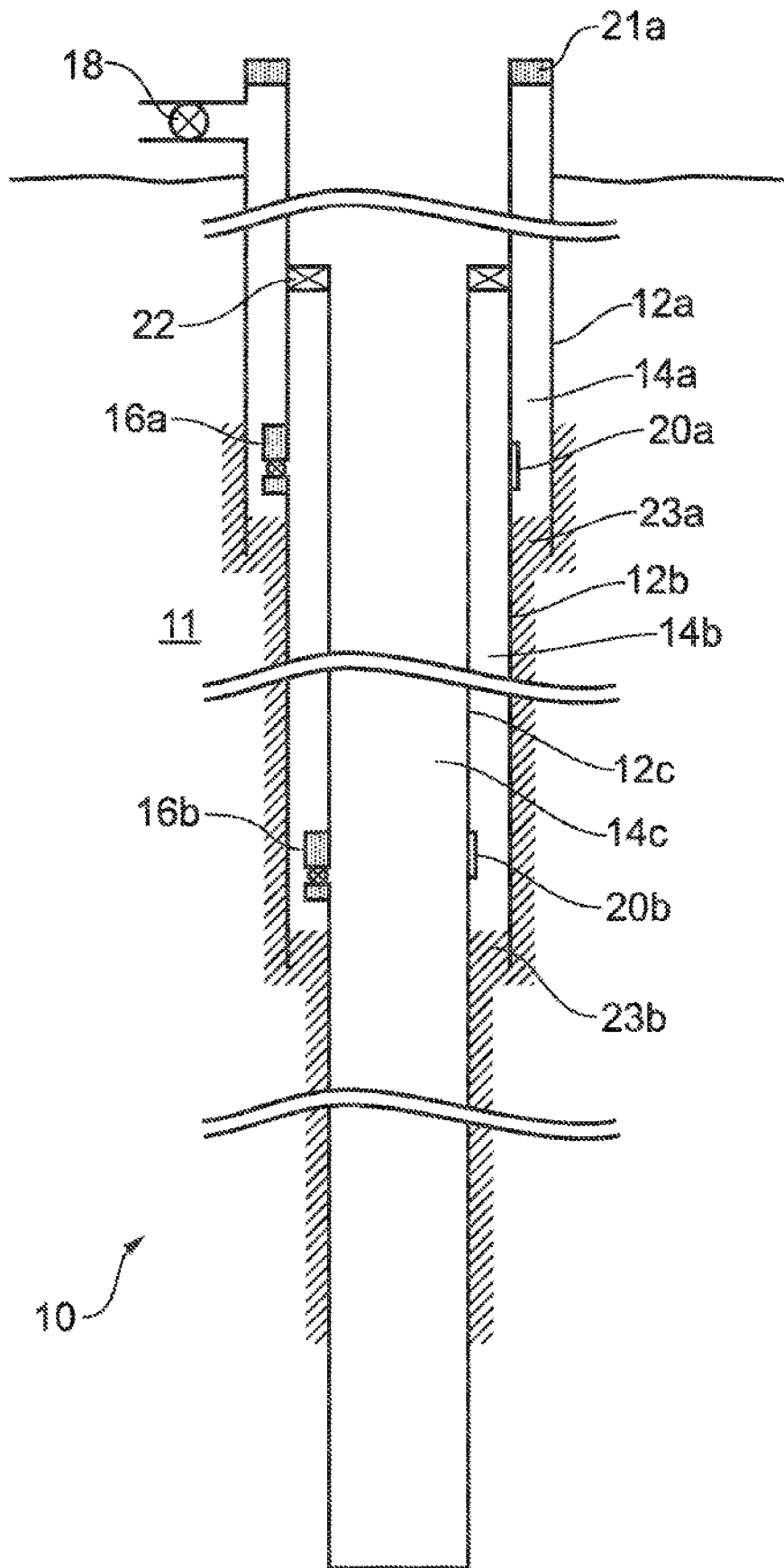
26. Способ управления текучей средой по п. 24 или п. 25, отличающийся тем, что способ включает этапы открытия вторичного устройства управления потоком текучей среды и направления текучей среды между вторым межтрубным кольцевым пространством и каналом третьей колонны обсадных труб.

27. Способ управления текучей средой по любому из пп. 24—26, отличающийся тем, что скважина дополнительно содержит канал для текучей среды в первом межтрубном кольцевом пространстве, при этом способ включает этап введения текучей среды в первое межтрубное кольцевое пространство или выпуска из него через канал для текучей среды.

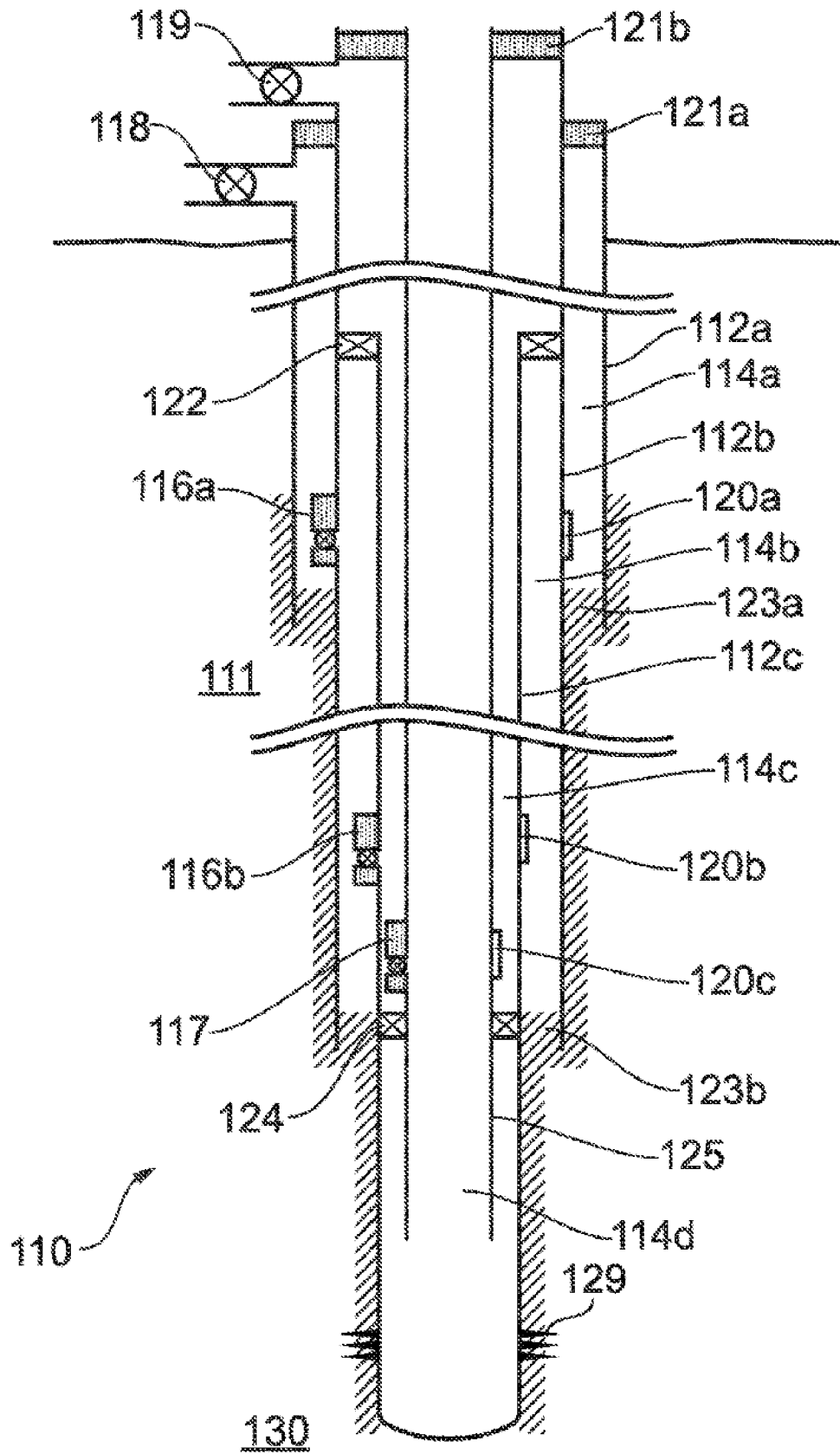
28. Способ управления текучей средой по любому из пп. 24—27, отличающийся тем, что скважина дополнительно содержит канал для текучей среды в канале третьей колонны обсадных труб, при этом способ включает этап введения текучей среды в канал третьей колонны обсадных труб или выпуска из него через канал для текучей среды в канале третьей колонны обсадных труб.

29. Способ управления текучей средой по любому из пп. 24—28, отличающийся тем, что скважина дополнительно содержит один или более датчиков возле, в или на одном или более из поверхности геологической структуры, скважины, кольцевого пространства, канала колонны обсадных труб, колонны обсадных труб, эксплуатационной колонны, колонны заканчивания и бурильной колонны, и при этом способ включает этап сбора данных с одного или более датчиков для мониторинга скважины по меньшей мере периодически в течение периодов, составляющих годы.

30. Способ по любому из пп. 24—29, отличающийся тем, что включает направление текучих сред через по меньшей мере одно из первичного и вторичного устройств управления потоком текучей среды во время бурения.



Фиг. 1



ФИГ. 2