

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036582**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.11.26

(51) Int. Cl. *E21B 33/12* (2006.01)

(21) Номер заявки
201592296

(22) Дата подачи заявки
2012.01.12

(54) **СКВАЖИННЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ**

(31) **1100975.0**

(56) RU-C1-2249669

(32) **2011.01.20**

RU-C2-2384692

(33) **GB**

SU-A1-1548407

(43) **2016.08.31**

RU-C1-2118442

(62) **201391061; 2012.01.12**

US-A1-20100089583

(71)(72)(73) Заявитель, изобретатель и
патентовладелец:

ЛИ ПОЛ БЕРНАРД (СА)

(74) Представитель:

Медведев В.Н. (RU)

(57) Описан перфорирующий инструмент (2), подходящий для использования в скважинной обсадной колонне для перфорирования скважинной обсадной колонны. Перфорирующий инструмент (2) содержит элемент активирования (4), установленный в корпусе (6), где элемент активирования перемещается относительно корпуса (6) для перемещения по меньшей мере одного рабочего элемента (8) между втянутым внутрь положением и выдвинутым наружу положением относительно корпуса (6). Множество поршней (10) выполнено с возможностью перемещения элемента активирования (4) относительно корпуса (6), причем каждый поршень (10) установлен в соответствующей камере повышенного давления (12), выполненной с возможностью заполнения текучей средой в ответ на увеличение давления текучей среды в корпусе (6).

B1

036582

036582

B1

Изобретение относится к перфорирующему инструменту для перфорирования скважинной обсадной колонны в зоне забоя и относится к устройству пакера для создания кольцевого уплотнения в стволе скважины в зоне забоя. Настоящее изобретение относится, в частности, но не исключительно к скважинной рабочей колонне, имеющей в составе такой перфорирующий инструмент и/или устройство пакера и к способу заканчивания углеводородной скважины с использованием такой рабочей колонны.

В большинстве нефтяных и газовых скважин стальная обсадная колонна спускается через продуктивную зону, как труба для крепления пласта, предотвращающего обрушение и падение породы пласта в ствол скважины. Для получения нефти и/или газа из скважины обсадную колонну необходимо перфорировать для обеспечения входа текучей среды добычи в ствол скважин и ее извлечения из ствола. В самой обычной технологии перфорирования скважинной обсадной колонны используют взрывчатые вещества, с помощью взрыва которых пробивают отверстия в обсадной колонне на заданных интервалах. Вместе с тем, необходимым является обеспечение перфорирования скважинной обсадной колонны лучше управляемым и надежным способом.

Также необходимо создание надежного и воспроизводимого способа гидроразрыва пластов для обеспечения добычи нефти и газа после перфорирования скважинной обсадной колонны. Для этого необходимо создание устройства пакера, обеспечивающего надежную изоляцию и герметизацию секций перфорированных скважинных обсадных колонн для успешного выполнения гидравлического разрыва.

Предпочтительные варианты осуществления настоящего изобретения направлены на устранение упомянутых выше недостатков известной техники.

Согласно аспекту настоящего изобретения, создан перфорирующий инструмент для перфорирования скважинной обсадной колонны в зоне забоя, содержащий

корпус, выполненный с возможностью установки в скважинной обсадной колонне и, по меньшей мере одну режущую головку, перемещающуюся относительно корпуса между втянутым внутрь положением и выдвинутым наружу положением для прорезания перфорации в скважинной обсадной колонне;

элемент активирования, установленный в корпусе, где элемент активирования перемещается относительно корпуса для перемещения по меньшей мере одной режущей головки между втянутым внутрь положением и выдвинутым наружу положением относительно корпуса;

множество поршней, выполненных с возможностью перемещения элемента активирования относительно корпуса, причем, каждый поршень установлен в соответствующей камере повышенного давления; и

при этом элемент активирования образует канал, расположенный вдоль продольной оси корпуса, и, при этом, множество окон выполнено в элементе активирования для обеспечения прохода текучей среды из канала в каждую камеру повышенного давления, так что при увеличении давления текучей среды в корпусе увеличивается давление текучей среды в каждой камере повышенного давления для перемещения каждого из множества поршней относительно корпуса и обеспечения перемещения элемента активирования относительно корпуса.

При этом, получают предпочтительный перфорирующий инструмент, который можно использовать для надежного прорезания перфораций в скважинной обсадной колонне. Инструмент является предпочтительным, поскольку при установке обсадной колонны в стволе скважины и особенно в длинных горизонтальных стволах скважин, проходящих через плотные пласты, имеется, в общем только весьма небольшой диаметр, обычно менее 4 дюймов (10 см), для размещения скважинного инструмента. В результате, имеется недостаточная рабочая площадь для гидравлики в скважинном инструменте создающей усилия для перемещения управляемых частей.

Следовательно, создание множества поршней, выполненных с возможностью перемещения элемента активирования относительно корпуса, где каждый поршень установлен в соответствующей камере повышенного давления, выполненной с возможностью заполнения текучей средой в ответ на увеличение давления текучей среды в корпусе для перемещения каждого из множества поршней относительно корпуса и обеспечения перемещения элемента активирования относительно корпуса, увеличивает усилие, которым располагает оператор, что создает инструмент, способный выполнять перфорирование в скважине. При этом, получают возможность использования скважинного инструмента вместо взрывчатых веществ для перфорирования скважинной обсадной колонны во время заканчивания.

Благодаря созданию элемента активирования, образующего канал, расположенный вдоль продольной оси корпуса, где множество окон выполнено в элементе активирования для обеспечения прохода текучей среды из канала в каждую камеру повышенного давления, также обеспечивается компактное расположение, которое может соответствовать ограниченным габаритам скважинной обсадной колонны, для обеспечения работы множества камер повышенного давления для увеличения силы, которой располагает оператор при данном давлении текучей среды.

В предпочтительном варианте осуществления каждый поршень расположен концентрично вокруг элемента активирования.

Такой вариант является предпочтительным, поскольку помогает обеспечить расположение множества камер повышенного давления в скважинном инструменте, применимом в скважинных обсадных колоннах малого диаметра для увеличения рабочего усилия, которым располагает оператор.

В предпочтительном варианте осуществления каждая камера повышенного давления образует кольцевую камеру, расположенную концентрично вокруг элемента активирования.

Такой вариант является предпочтительным, поскольку обеспечивает установку множества камер повышенного давления в скважинном инструменте, подходящем для применения в скважинных обсадных колоннах малого диаметра, для увеличения рабочего усилия, которым располагает оператор.

Каждая камера повышенного давления может дополнительно содержать стационарное уплотняющее кольцо для создания уплотнения с корпусом для соответствующей камеры повышенного давления.

Инструмент может дополнительно содержать множество окон давления в кольцевом пространстве, выполненных в корпусе смежно с каждой камерой повышенного давления для обеспечения перемещения каждого поршня относительно корпуса.

В предпочтительном варианте осуществления по меньшей мере одна режущая головка выполнена с возможностью перемещения скольжением вдоль наклонной направляющей между втянутым внутрь положением и выдвинутым наружу положением, при этом, наклонная направляющая имеет наклон относительно продольной оси корпуса, так что подъем инструмента в направлении вверх из скважинной обсадной колонны, в которой он установлен, толкает, по меньшей мере, одну режущую головку во втянутое внутрь положение.

Решение является предпочтительной, поскольку минимизирует возможность прихвата перфорирующего инструмента в скважинной обсадной колонне. Поскольку действие подъема перфорирующего инструмента из скважины должно толкать режущие головки вдоль наклонных направляющих внутрь корпуса, имеется низкая вероятность прихвата перфорирующего инструмента с режущими головками в выдвинутом наружу положении. Решение также является предпочтительным, поскольку режущие головки можно изготавливать относительно большой длины. Это обеспечивает выполнение больших перфораций в скважинной обсадной колонне и может также снимать требование перекачки кислоты в ствол скважины для разрушения цемента обсадной колонны после перфорирования.

В предпочтительном варианте осуществления инструмент дополнительно содержит по меньшей мере один ведущий элемент, установленный на элементе активирования, толкающий по меньшей мере одну режущую головку вдоль наклонной направляющей в ответ на перемещение элемента активирования.

Инструмент может дополнительно содержать плавающий поршень, установленный в канале, при этом, канал заполнен маслом или другой рабочей текучей средой, и плавающий поршень перемещается в канале для изменения давления масла или другой рабочей текучей среды, обуславливая перемещение элемента активирования.

Решение является предпочтительным, поскольку если перфорирующий инструмент используют в рабочей колонне при проведении гидравлического разрыва пласта, в котором установлена скважинная обсадная колонна, плавающий поршень предотвращает вход песка и обломков породы от гидроразрыва во внутренний диаметр перфорирующего инструмента. При этом внутренний диаметр перфорирующего инструмента остается относительно чистым, что уменьшает вероятность неисправности в результате помех, создаваемых внутренним подвижным частям перфорирующего инструмента обломками породы.

Согласно другому аспекту настоящего изобретения создан способ перфорирования скважинной обсадной колонны, содержащий использование перфорирующего инструмента, описанного выше, для выполнения множества перфораций, проходящих через эксплуатируемую скважинную обсадную колонну.

Согласно другому аспекту настоящего изобретения создана скважинная рабочая колонна, содержащая

перфорирующий инструмент, описанный выше; и

по меньшей мере один манжетный инструмент, установленный в рабочей колонне на месте выше используемого перфорирующего инструмента.

Решение является предпочтительным, поскольку рабочую колонну можно вначале использовать для перфорирования скважинной обсадной колонны, и колонну можно затем опустить для установки манжетного инструмента или инструментов ниже перфорированной секции скважинной обсадной колонны. При установке рабочей колонны в данное положение можно проводить подачу насосом под высоким давлением текучей среды гидравлического разрыва пласта с поверхности либо между обсадной колонной и рабочей колонной в кольцевой конфигурации или, если используют второй манжетный инструмент, через внутренний диаметр рабочей колонны с использованием снабженного окнами патрубка для проведения гидравлического разрыва пласта.

Решение является предпочтительным, поскольку если давление, нагнетаемое насосом является достаточно высоким, режущие головки перфорирующего инструмента должны выдвигаться в скважинную обсадную колонну, закрепляя рабочую колонну в нужном положении во время гидроразрыва. Это обеспечивает изоляцию ствола скважины, находящегося под воздействием высокого давления и может, поэтому уменьшать объем требуемой текучей среды гидроразрыва. Следовательно, можно видеть, что рабочая колонна получает значительные преимущества, упрощающие заканчивание.

Согласно другому аспекту настоящего изобретения создана скважинная рабочая колонна, содержащая

перфорирующий инструмент, описанный выше; и по меньшей мере одно устройство пакера, установленное в рабочей колонне на месте выше используемого перфорирующего инструмента.

Решение является предпочтительным, поскольку рабочую колонну можно вначале использовать для перфорирования скважинной обсадной колонны, и колонну можно затем опустить для установки по меньшей мере одного устройства пакера ниже перфорированной секции скважинной обсадной колонны. При установке рабочей колонны в данное положение можно проводить подачу насосом под высоким давлением текучей среды гидравлического разрыва пласта с поверхности либо между обсадной колонной и рабочей колонной в кольцевой конфигурации или, если используют второе устройство пакера, через внутренний диаметр рабочей колонны с использованием снабженного окнами патрубка для проведения гидравлического разрыва пласта.

Решение является предпочтительным, поскольку если давление, нагнетаемое насосом является достаточно высоким, режущие головки перфорирующего инструмента должны выдвигаться в скважинную обсадную колонну, закрепляя рабочую колонну в нужном положении во время гидроразрыва пласта. Это обеспечивает изоляцию ствола скважины, находящегося под воздействием высокого давления и может, поэтому уменьшать объем требуемой текучей среды гидроразрыва. Следовательно, можно видеть, что рабочая колонна получает значительные преимущества, упрощающие заканчивание.

Согласно другому аспекту настоящего изобретения, создан способ заканчивания углеводородной скважины, в которой установлена скважинная обсадная колонна, содержащий

использование перфорирующего инструмента рабочей колонны описанной выше для выполнения множества перфораций, проходящих через эксплуатируемую скважинную обсадную колонну;

спуск рабочей колонны для установки по меньшей мере одного манжетного инструмента или устройства пакера смежно с множеством перфораций; и

подачу насосом текучей среды гидроразрыва в углеводородную скважину для гидроразрыва используемого пласта.

Согласно другому аспекту настоящего изобретения создано устройство пакера для создания кольцевого уплотнения в скважинной обсадной колонне в зоне забоя или на участке необсаженного ствола, содержащее

корпус, выполненный с возможностью установки в скважинной обсадной колонне;

элемент активирования, установленный на корпусе, где элемент активирования перемещается относительно корпуса для деформирования эластомерного элемента пакера наружу относительно корпуса для образования кольцевого уплотнения в эксплуатируемой скважинной обсадной колонне; и

множество поршней, выполненных с возможностью перемещения элемента активирования относительно корпуса, причем, каждый поршень образует соответствующую камеру повышенного давления выполненную с возможностью заполнения текучей средой в ответ на увеличение давления текучей среды в корпусе для перемещения каждого из множества поршней относительно корпуса и обеспечения перемещения элемента активирования относительно корпуса.

Решение дает предпочтительное устройство пакера, имеющего деформируемый эластомерный элемент пакера, который деформируется наружу для образования кольцевого уплотнения в скважинной обсадной колонне для использования в гидроразрыве пласта и т.п.

Благодаря созданию множества поршней, выполненных с возможностью перемещения элемента активирования относительно корпуса, где каждый поршень образует соответствующую камеру повышенного давления, выполненную с возможностью заполнения текучей средой в ответ на увеличение давления текучей среды в корпусе для перемещения каждого из множества поршней относительно корпуса, получают преимущество в том, что силу, передаваемую на элемент пакера можно увеличить, особенно в обсадных колоннах малого диаметра, для обеспечения создания надежного уплотнения. Это помогает обеспечивать целостность уплотнения пакера.

В предпочтительном варианте осуществления корпус содержит цилиндрический элемент, имеющий внутренний канал, образующий продольную ось и, при этом, каждый поршень установлен концентрично на корпусе так, что множество окон, выполненных в корпусе, обеспечивают проход текучей среды из канала в каждую камеру повышенного давления.

Решение является предпочтительным, поскольку устройство является модульным и дополнительные поршни можно добавлять если требуется дополнительное усилие. При установке поршней концентрично на цилиндрическом корпусе, фактически наружный кожух инструмента перемещается относительно корпуса и дополнительные поршни можно устанавливать в ряд на корпусе, если требуется увеличить усилие. Здесь создано универсальное и адаптируемое устройство пакера.

В предпочтительном варианте осуществления каждая камера повышенного давления образует кольцевую камеру, расположенную концентрично вокруг корпуса.

Решение является предпочтительным, поскольку создается компактное устройство.

Каждая камера повышенного давления может дополнительно содержать стационарное уплотняющее кольцо для создания уплотнения с корпусом для соответствующей камеры повышенного давления.

Элемент активирования может содержать наклонный участок, выполненный с возможностью

скольжения под и деформирования наружу участка эластомерного элемента пакера.

Согласно другому аспекту настоящего изобретения, предложен способ создания кольцевого уплотнения в скважинной обсадной колонне или на участке необсаженного ствола, с использованием устройства пакера, описанного выше.

Согласно другому аспекту настоящего изобретения создана скважинная рабочая колонна, содержащая

перфорирующий инструмент, описанный выше; и

по меньшей мере одно устройство пакера, описанное выше, установленное в рабочей колонне на месте выше используемого перфорирующего инструмента.

Решение является предпочтительным, поскольку рабочую колонну можно вначале использовать для перфорирования скважинной обсадной колонны, и колонну можно затем опустить для установки, по меньшей мере, одного устройства пакера ниже перфорированной секции скважинной обсадной колонны. При установке рабочей колонны в данное положение можно проводить подачу насосом под высоким давлением текучей среды гидравлического разрыва пласта с поверхности либо между обсадной колонной и рабочей колонной в кольцевой конфигурации или, если используют устройство, через внутренний диаметр рабочей колонны с использованием снабженного окнами патрубка для проведения гидравлического разрыва пласта.

Решение также является предпочтительным, поскольку если давление, нагнетаемое насосом является достаточно высоким, режущие головки перфорирующего инструмента должны выдвигаться в скважинную обсадную колонну, закрепляя рабочую колонну в нужном положении во время гидроразрыва пласта. Это обеспечивает изоляцию ствола скважины, находящегося под воздействием высокого давления и может уменьшать объем требуемой текучей среды гидроразрыва. Следовательно, можно видеть, что рабочая колонна получает значительные преимущества, упрощающие заканчивание.

Согласно дополнительному аспекту настоящего изобретения создан способ заканчивания углеводородной скважины, в которой установлена скважинная обсадная колонна, содержащий

использование перфорирующего инструмента рабочей колонны, описанного выше, для выполнения множества перфораций, проходящих через эксплуатируемую скважинную обсадную колонну;

спуск рабочей колонны для установки, по меньшей мере, одного устройства пакера смежно с множеством перфораций; и

подачу насосом текучей среды гидроразрыва в углеводородную скважину как для активирования устройства пакера для образования кольцевого уплотнения в скважине, так и гидроразрыва эксплуатируемого пласта.

Предпочтительные варианты осуществления настоящего изобретения описаны ниже только в качестве примера, и не в виде ограничения со ссылкой на прилагаемые чертежи, на которых показано следующее.

На фиг. 1а показано продольное сечение перфорирующего инструмента первого варианта осуществления настоящего изобретения с режущими головками во втянутом внутрь положении.

На фиг. 1b показано продольное сечение перфорирующего инструмента фиг. 1а с режущими головками в выдвинутом наружу положении.

На фиг. 2а показан вид сбоку перфорирующего инструмента фиг. 1а и 1b с режущими головками во втянутом внутрь положении.

На фиг. 2b показан вид сбоку перфорирующего инструмента фиг. 1а и 1b с режущими головками в выдвинутом наружу положении.

На фиг. 3а показан изометрический вид перфорирующего инструмента фиг. 1а и 1b с режущими головками во втянутом внутрь положении.

На фиг. 3b показан изометрический вид перфорирующего инструмента фиг. 1а и 1b с режущими головками в выдвинутом наружу положении.

На фиг. 4 показан вид с торца перфорирующего инструмента фиг. 1а и 1b с режущими головками в выдвинутом наружу положении.

На фиг. 5а показано с увеличением продольное сечение клапанной компоновки перфорирующего инструмента фиг. 1-4.

На фиг. 5b показано в изометрии сечение, соответствующее фиг. 5а.

На фиг. 6а показано с увеличением продольное сечение компоновки возвратной пружины и приводного элемента перфорирующего инструмента фиг. 1а и 1b.

На фиг. 6b показан вид в изометрии, соответствующий фиг. 6а.

На фиг. 7а показано продольное сечение перфорирующего инструмента фиг. 1а, содержащего плавающий поршень.

На фиг. 7b показано продольное сечение, соответствующее фиг. 7а с перемещением плавающего поршня для выдвижения режущих головок.

На фиг. 8 показан вид сбоку манжетного инструмента.

На фиг. 9 показано продольное сечение перфорированной скважинной обсадной колонны с манжетным инструментом фиг. 8, установленным в рабочей колонне.

На фиг. 10а показано продольное сечение рабочей колонны, содержащей перфорирующий инструмент фиг. 7а и 7б, установленный ниже манжетного инструмента в перфорирующей скважинной обсадной колонне.

На фиг. 10б показано продольное сечение, соответствующее фиг. 10а, в котором режущие головки выпущены наружу для перфорирования скважинной обсадной колонны и создания закрепления рабочей колонны в скважинной обсадной колонне.

На фиг. 11 показано продольное сечение рабочей колонны с использованием двух манжетных инструментов для обеспечения выполнения гидравлического разрыва пласта через внутренний диаметр рабочей колонны.

На фиг. 12 показано в изометрии с увеличением продольное сечение двух манжетных инструментов, установленных в рабочей колонне фиг. 11.

На фиг. 13 показано продольное сечение, соответствующее фиг. 12.

На фиг. 14а показано продольное сечение устройства пакера для создания кольцевого уплотнения в скважинной обсадной колонне, в котором эластомерный элемент пакера показан в недеформированном состоянии.

На фиг. 14б показано продольное сечение устройства пакера фиг. 14б, в котором элемент пакера деформирован наружу.

На фиг. 15а показан вид сбоку устройства пакера в состоянии фиг. 14а.

На фиг. 15б показан вид сбоку устройства пакера в состоянии фиг. 14б.

На фиг. 16а показано в изометрии сечение, соответствующее фиг. 14а.

На фиг. 16б показан изометрический вид устройства пакера с элементом пакера, деформированным наружу.

На фиг. 17 показано продольное сечение рабочей колонны, в состав которой включены перфорирующий инструмент фиг. 7а и 7б и два устройства пакера фиг. 14-16.

На фиг. 18 показано продольное сечение устройства пакера рабочей колонны фиг. 17 со снабженным окнами патрубком для использования в гидроразрыве пласта.

На фиг. 19а показано продольное сечение секции рабочей колонны с использованием двух устройств пакера в скважине, построенной с необсаженным забоем.

На фиг. 19б показано продольное сечение, соответствующее фиг. 19а, в котором элементы пакера деформированы наружу для образования уплотнения на необсаженном забое.

На фиг. 20а показано продольное сечение второго варианта осуществления устройства пакера.

На фиг. 20б показано продольное сечение устройства пакера фиг. 20а с элементом пакера, деформированным наружу.

На фиг. 21а показано в изометрии сечение, соответствующее фиг. 20а.

На фиг. 22 показано в изометрии сечение, соответствующее фиг. 20б.

Перфорирующий инструмент

Показанный на фиг. 1-4 перфорирующий инструмент 2 для перфорирования скважинной обсадной колонны 3 в зоне забоя (фиг. 10а и 10б) содержит корпус 6, выполненный с возможностью установки в скважинной обсадной колонне и по меньшей мере одну режущую головку 8, перемещающуюся относительно корпуса между втянутым внутрь положением, показанным на фиг. 1а, и выдвинутым наружу положением, показанным на фиг. 1б, для прорезания перфорации 5 (фиг. 10а и 10б) в скважинной обсадной колонне 3.

Элемент 4 активирования установлен в корпусе 6, при этом, элемент 4 активирования перемещается относительно корпуса 6 для перемещения по меньшей мере одной режущей головки 8 между втянутым внутрь положением и выдвинутым наружу положением относительно корпуса. Множество поршней 10 выполнено с возможностью перемещения элемента 4 активирования относительно корпуса. Каждый поршень 10 установлен в соответствующей камере 12 повышенного давления, выполненной с возможностью заполнения текучей средой в ответ на увеличение давления текучей среды в корпусе 6 для перемещения каждого из множества поршней относительно корпуса и обеспечения перемещения элемента 4 активирования относительно корпуса.

Элемент активирования образует канал 18, расположенный вдоль продольной оси корпуса. Множество окон 42 выполнено в элементе активирования для обеспечения прохода текучей среды из канала в каждую камеру повышенного давления, так что увеличение давления текучей среды в корпусе увеличивает давление текучей среды в каждой камере повышенного давления для перемещения каждого из множества поршней относительно корпуса и обеспечения перемещения элемента активирования относительно корпуса.

Способом знакомым специалистам в данной области техники, корпус 6 выполнен из множества соединенных между собой патрубков 6а, 6б и 6с, образующих перфорирующий инструмент 2, который можно соединить со скважинной рабочей колонной. Элемент 4 активирования содержит шпindel, соединенный с множеством звеньев насосно-компрессорной трубы 14, соединенных с каждым соответствующим поршнем 10. Насосно-компрессорная труба 14 образует множество взаимно соединенных поршневых штоков. При этом, длину элемента 4 активирования можно менять, хотя элемент 4 активиро-

вания и насосно-компрессорная труба 14 могут быть выполнены из одиночного звена насосно-компрессорной трубы, а не из множества взаимно соединенных звеньев насосно-компрессорной трубы.

Элемент 4 активирования образует канал 18, расположенный вдоль продольной оси корпуса 6. Канал 8 выполнен с возможностью заполнения текучей средой, подаваемой насосом с поверхности, когда инструмент 2 установлен на забое в скважинной обсадной колонне. Для обеспечения заполнения канала 18 текучей средой клапанная компоновка 20 установлена в самой нижней части инструмента 2. Показанная на фиг. 5а и 5b, клапанная компоновка 20 содержит плунжер 22, выполненный с возможностью перемещения против усилия, создаваемого цилиндрической винтовой пружины 24 для уплотнения на клапанном седле 26 в ответ на увеличение давления текучей среды в инструменте. Клапан показан в открытом положении на фиг. 5а и 5b.

Режущие головки 8 каждая имеет соответствующую заостренную кромку 16, выполненную с возможностью врезаться в скважинную обсадную колонну для перфорирования скважинной обсадной колонны. Режущие головки 8 или другие рабочие элементы снабжены множеством наклонных проточек 28 (фиг. 2b), которые могут скользить в множестве соответствующих наклонных проточек 30 (фиг. 1b), выполненных в корпусе 6. Соответствующие наклонные проточки 28 и 30 образуют наклонную направляющую, обеспечивающую скольжение рабочего элемента 8 между втянутым внутрь и выдвинутым наружу положениями. Элемент 4 активирования содержит углубление 32, в котором установлен ведущий элемент 34. Следовательно, когда элемент 4 активирования перемещается влево на фиг. 1а и 1b, ведущий элемент 34 перемещается влево, при этом, толкая режущую головку 8 влево так, что проточки 28 режущей головки 8 скользят вверх по проточкам 30 корпуса 6 для перемещения режущей головки 8 в выдвинутое наружу положение для врезания кромки 16 в скважинную обсадную колонну (не показано) для перфорирования скважинной обсадной колонны.

Возвратная пружина 36 создана для возврата режущей головки 8 во втянутое внутрь положение, когда давление текучей среды в канале 18 уменьшается. Для дополнительного содействия режущим головкам в перемещении назад во втянутое внутрь положение наклонная направляющая 28, 30 имеет наклон относительно продольной оси корпуса так, что при подъеме инструмента 2 из скважины обсадная колонна в которой он установлен, толкает режущие головки 8 во втянутое внутрь положение.

Как показано на фиг. 1а, 1b и 5а, каждая камера 12 повышенного давления ограничена на одном конце поршнем 10 и на противоположном конце стационарным уплотнением 38, закрепленным относительно корпуса 6 с помощью резьбовых крепежных деталей 40. Каждая камера 12 повышенного давления гидравлически сообщается с каналом 18 через множество окон 42, выполненных в насосно-компрессорной трубе 14, которая образует часть элемента 4 активирования. Следовательно, когда давление текучей среды в канале 18 увеличивается, текучая среда проходит через окна 42 в камеру 12 повышенного давления, толкая каждый поршень 10 влево, для перемещения, показанного на фиг. 1а-1b. Множество окон 44 давления в кольцевом пространстве выполнены проходящими через корпус 6 смежно с каждой камерой 12 повышенного давления для обеспечения перемещения поршней относительно корпуса 6. В частности, текучая среда выпускается окна 44 давления в кольцевом пространстве, когда поршни перемещаются.

На чертежах показано, что каждый поршень 10 расположен концентрично вокруг элемента 4, 14 активирования, и каждая камера повышенного давления образует кольцевую камеру, расположенную концентрично вокруг элемента активирования. Это обеспечивает компактное и удобное расположение для увеличения усилия, имеющегося в распоряжении оператора.

На фиг. 1-6 и 10 показана и описана ниже работа скважинного инструмента 2 перфорирования скважинной обсадной колонны.

Скважинный инструмент 2 устанавливают в скважинной обсадной колонне 3, подлежащей перфорированию, с режущими головками 8 в конфигурации, в которой они втянуты внутрь относительно корпуса 6, показанной на фиг. 1а. Оператор на поверхности затем подает насосом текучую среду в колонну, в которой скважинный инструмент 2 установлен, так что текучая среда перемещается в канал 18. Это приводит в действие плунжер 22 клапанной компоновки 20, вдавливающийся в гнездо 26. Канал 18, при этом, заполняется текучей средой и давление текучей среды увеличивается под действием дополнительного нагнетания насосом с поверхности.

Это обуславливает перемещение текучей среды 18 через окна 42 в камеры 12 повышенного давления. Когда давление в камерах 12 увеличивается, поршни 10 перемещаются влево или вверх относительно ствола скважины, что перемещает элемент 4 активирования, ведущий элемент 34 и выталкивает режущий элемент 8 вдоль направляющих 30 для выдвигания наружу в положение, показанное на фиг. 1b. При этом, кромка 16 врезается во внутреннюю поверхность скважинной обсадной колонны, выполняя перфорирование скважинной обсадной колонны. Если каждый из поршней 12 имеет площадь два квадратных дюйма (13 см^2), с использованием показанных четырех камер 12 повышенного давления, инструмент 2 имеет площадь восемь квадратных дюймов (52 см^2), и это обеспечивает достаточную силу для выталкивания элементом 4 активирования режущей головки 8 наружу для прорезания или перфорирования обсадной колонны.

Когда давление текучей среды сбрасывают, возвратная пружина 36 толкает элемент 4 активирова-

ния и, при этом, поршни 10 вниз, возвращая рабочие элементы 8 во втянутое внутрь положение. Альтернативно, инструмент 2 можно использовать без возвратной пружины 36, поскольку действие подъема инструмента 2 из скважинной обсадной колонны должно возвращать режущие головки 8 во втянутое внутрь положение.

Как показано на фиг. 7а и 7b, дополнительное улучшение можно выполнить в перфорирующем инструменте 2 добавлением плавающего поршня 50, устанавливаемого в верхней части канала 18. Верхняя часть канала 18 расположена в верхнем патрубке 6а. Пробка 52 установлена в самом низу канала 18. Пробка эффективно герметизирует нижний конец канала 18. Канал 18 также заполнен маслом или другой рабочей текучей средой, и перемещение плавающего поршня 50 вниз, как показано на фиг. 7а-7b, увеличивает давление масла в канале 18, обуславливая перемещение режущих головок наружу способом, описанным выше. В верхнем участке 19 канала, другую текучую среду используют для приложения давления к плавающему поршню 50. При использовании масла в канале 18, герметично закрытом с одного конца пробкой 52 и с другого конца плавающим поршнем 50, внутренний диаметр инструмента 2 можно сохранять чистым. Указанная конструкция также помогает предотвращению попадания обломков породы в рабочие части перфорирующего инструмента 2.

Показанная на фиг. 10а и 10b, скважинная рабочая колонна 60 установлена в скважинной обсадной колонне 3 и содержит перфорирующий инструмент 2, описанный выше, и манжетный инструмент 62, показанный на фиг. 8 и 9. Перфорирующий инструмент 2 содержит плавающий поршень 50 для увеличения давления масла в канале 18.

На фиг. 8 и 9, манжетный инструмент 62 выполнен из патрубка 64 рабочей колонны, на котором установлено множество кольцевых эластомерных манжетных элементов 66. Манжетные элементы 66 образуют углубления 68, в которые проходит текучая среда гидравлического разрыва пласта под давлением для образования кольцевого уплотнения между манжетными элементами 66 и обсадной колонной 3. Соединение друг с другом элементов скважинной рабочей колонны известно специалистам в данной области техники и не описывается с дополнительными подробностями в данном документе.

Ниже описан и показан на фиг. 8-10b, способ заканчивания углеводородной скважины с использованием рабочей колонны, содержащей перфорирующий инструмент 2 и манжетный инструмент 62. Вначале рабочую колонну спускают в скважину, в которой установлена обсадная колонна 3. Проводят перфорирование, содержащее увеличение давления на плавающий поршень 50 с поверхности для неоднократного выдвижения режущих головок 8 наружу для пробивания перфораций 5 в скважинной обсадной колонне 3. Рабочую колонну спускают ступенчато для пробивания перфораций 5 вдоль длины обсадной колонны 3.

Когда перфорирование завершено, выполняют гидроразрыв пласта за перфорациями 5 для обеспечения добычи нефти и газа из скважины. Для выполнения гидроразрыва текучая среда гидроразрыва подается насосом в кольцевое пространство 70, образованное снаружи рабочей колонны. Текучая среда гидроразрыва входит в углубления 68 манжетных элементов 66 манжетного инструмента 62 для образования уплотнения. Текучая среда гидроразрыва, при этом, подается насосом под давлением через перфорации 5 для обеспечения гидроразрыва пласта, в котором установлена обсадная колонна 3. Перфорирование и гидроразрыв пласта можно повторять, перфорируя секцию обсадной колонны и затем последовательно спуская манжетный инструмент, проходящий мимо перфораций, и проводя закачку в кольцевое пространство текучей среды гидроразрыва.

Следует также отметить, что когда текучую среду гидроразрыва подают насосом под давлением, плавающий поршень 50 должен перемещаться вниз для выдвижения режущих головок 8 и перфорирования обсадной колонны 3. При этом, создается закрепление с помощью режущих головок 8 в обсадной колонне 3. Данное положение показано на фиг. 10b.

В показанном на фиг. 11 альтернативном примере рабочая колонна содержит перфорирующий инструмент 2, установленный в рабочей колонне, при этом, два манжетных инструмента 62 установлены выше и ниже снабженного окнами патрубка 70, содержащего множество окон 72 в кольцевое пространство. Работа рабочей колонны фиг. 11-13 аналогична рабочей колонне фиг. 10а и 10b со следующими отличиями. После завершения перфорирования перфорирующим инструментом 2, рабочую колонну устанавливают так, что одна или несколько перфораций 5 в обсадной колонне 3 располагаются между манжетными элементами 66 соответствующих манжетных инструментов 62. Текучую среду гидроразрыва затем подают насосом во внутренний канал 74 колонны для выхода из окна 72 под давлением и выполнения гидроразрыва пласта за перфорациями 5. Соответствующие манжетные инструменты 62 обеспечивают уплотнение выше и ниже окон 72 для изоляции секции обсадной колонны 3.

Устройство пакера

Показанное на фиг. 14а-16b, устройство 102 пакера содержит корпус 106, выполненный с возможностью установки в скважинной обсадной колонне. Элемент 104 активирования установлен в корпусе 106, при этом, элемент активирования перемещается относительно корпуса для деформирования эластомерного элемента пакера 108 наружу относительно корпуса для образования кольцевого уплотнения в эксплуатируемой скважинной обсадной колонне.

Множество поршней 110 выполнено с возможностью перемещения элемента 104 активирования

относительно корпуса. Каждый поршень образует соответствующую камеру 112 повышенного давления, выполненную с возможностью заполнения текучей средой в ответ на увеличение давления текучей среды в корпусе 106 для перемещения каждого из множества поршней 110 относительно корпуса 106 и обеспечения перемещения элемента 104 активирования относительно корпуса.

Как можно видеть, корпус 106 содержит цилиндрический элемент с внутренним каналом 118, выполненным с возможностью приема текучей среды под давлением. Каждый поршень 112 установлен концентрично на корпусе 106. Множество окон 142 выполнены в корпусе 106 для обеспечения прохода текучей среды из канала 118 в камеры 112 повышенного давления.

Как можно видеть, каждая камера 112 повышенного давления образует кольцевую камеру, расположенную концентрично вокруг корпуса 106. Данная конфигурация обеспечивает установку большего числа поршней 112 на корпус 106, если требуется увеличить усилие, которым располагает оператор. Соответствующие стационарные уплотняющие кольца 138 образуют противоположные концы камер 112 повышенного давления. Конфигурация устройства 102 пакера обеспечивает приведение в действие наружного кожуха устройства текучей средой под давлением, а не внутреннего шпинделя в способе перфорирующего инструмента фиг. 1a и 1b. Множество окон 144 давления в кольцевом пространстве созданы для обеспечения ухода текучей среды в стволе скважин для обеспечения работы поршней 112.

Для деформирования эластомерного элемента пакера 108 наружу для образования уплотнения в скважинной обсадной колонне, текучую среду подают насосом под давлением в канал 118. Это обеспечивает перемещение текучей среды через окна 142 в камеры 112 повышенного давления. При этом, поршни 110 выталкиваются в направлении вверх вдоль корпуса 106, обеспечивая деформирование наружу элементом 104 активирования эластомерного элемента пакера 108. Когда давление текучей среды сбрасывают в канал 118, возвратная пружина (не показано) или воздействие при подъеме пакера 102 из скважинной обсадной колонны должно вернуть элемент пакера 108 в недеформированное состояние, показанное на фиг. 14a.

Альтернативный вариант осуществления устройства пакера показан на фиг. 20-22. Устройство пакера 202 содержит элемент 204 активирования, имеющий наклонный участок 207. Наклонный участок 207 установлен на поршне 210, содержащем камеру 212 повышенного давления. Активирование поршня 210 получают способом, аналогичным способу для устройства 102 пакера и не описывают с дополнительными подробностями в данном документе. Как показано, наклонный участок 207 проходит под эластомерный деформируемый элемент пакера при активировании для выталкивания элемента пакера 208 наружу.

На фиг. 17-19 показана скважинная рабочая колонна, подходящая для заканчивания углеводородной скважины, имеющая в составе перфорирующий инструмент 2 и два устройства 102 пакера. Рабочая колонна также содержит снабженный окнами патрубков 70, имеющий окна 72 для обеспечения прохода в перфорации 5 текучей среды гидроразрыва, подаваемой насосом. При подаче насосом текучей среды гидроразрыва под давлением вдоль канала 119 приводятся в действие плавающий поршень 50 и поршни 110 устройства 102 пакера для обеспечения выдвижения наружу уплотняющего элемента 108 пакера. Это обеспечивает проведение гидроразрыва пласта на изолированном участке обсадной колонны между элементами 108 пакера, образующими кольцевые уплотнения.

Показанные на фиг. 19a и 19b устройства 102 пакера также конкретно подходят для использования на участке необсаженного ствола 90 в пласте. Эластомерные деформируемые элементы 108 пакера выполнены с возможностью образования уплотнения на внутренней неровной поверхности 92 на участке необсаженного ствола 90 в пласте. Снабженный окнами патрубков 70 можно использовать для проведения гидроразрыва пласта на участке необсаженного ствола 90 в пласте.

Специалисту в данной области техники должно быть ясно, что варианты осуществления, описанные выше, являются только примерами, не создающими ограничений, и что различные изменения и модификации являются возможными без отхода от объема изобретения, определенного прилагаемой формулой изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Устройство пакера для создания кольцевого уплотнения в зоне забоя в скважинной обсадной колонне или на участке необсаженного ствола, содержащее
 корпус, выполненный с возможностью установки в скважинной обсадной колонне;
 элемент активирования, установленный на корпусе с возможностью перемещения относительно корпуса для деформирования эластомерного элемента пакера наружу относительно корпуса для образования кольцевого уплотнения в эксплуатируемой скважинной обсадной колонне; и
 множество поршней, выполненных с возможностью перемещения элемента активирования относительно корпуса, причем каждый поршень образует соответствующую камеру повышенного давления, выполненную с возможностью заполнения текучей средой в ответ на увеличение давления текучей среды в корпусе для перемещения каждого из множества поршней относительно корпуса и обеспечения перемещения элемента активирования относительно корпуса, отличающееся тем, что каждый поршень со-

держит стационарное уплотняющее кольцо для создания уплотнения с корпусом для соответствующей камеры повышенного давления и окно давления в кольцевом пространстве для обеспечения возможности отведения скважинной текучей среды из устройства при активировании соответствующего поршня.

2. Устройство по п.1, в котором корпус содержит цилиндрический элемент, имеющий внутренний канал, определяющий продольную ось, при этом каждый поршень является устанавливаемым concentрично с корпусом и образует часть наружного кожуха устройства, устанавливаемую к другому поршню, образующему дополнительную часть наружного кожуха устройства, и множество окон, выполненных в корпусе, обеспечивающих проход текучей среды из канала в каждую камеру повышенного давления.

3. Устройство по п.2, в котором каждая камера повышенного давления образует кольцевую камеру, расположенную concentрично вокруг корпуса.

4. Устройство по любому из пп.1-3, в котором элемент активирования содержит наклонный участок, выполненный с возможностью скольжения под и деформирования наружу участка эластомерного элемента пакера.

5. Устройство по любому из пп.1-3, в котором, когда давление текучей среды в корпусе сбрасывают, под действием подъема устройства пакера из ствола скважины эластомерный элемент пакера возвращается в недеформированное состояние.

6. Способ создания кольцевого уплотнения в скважинной обсадной колонне или на участке необсаженного ствола, в котором

осуществляют установку в нужное место в обсаженном стволе или на участке необсаженного ствола, где требуется кольцевое уплотнение, устройства пакера по любому из пп.1-5; и

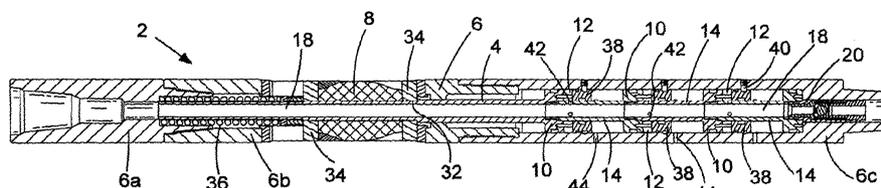
подают насосом текучую среду гидроразрыва пласта через устройство пакера для активирования устройства пакера и создают кольцевое уплотнение в эксплуатируемом обсаженном стволе или на участке необсаженного ствола.

7. Скважинная рабочая колонна, содержащая снабженный окнами патрубков (70), содержащий окна (72) для обеспечения выхода подаваемой насосом текучей среды гидроразрыва пласта из патрубка с окнами;

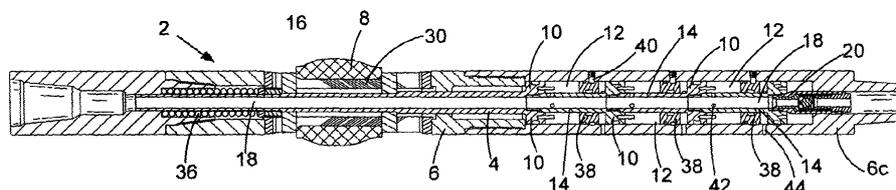
первое устройство пакера по любому из пп.1-5, установленное в рабочей колонне на месте выше используемого патрубка с окнами; и

второе устройство пакера по любому из пп.1-5, установленное в рабочей колонне на месте ниже используемого патрубка с окнами;

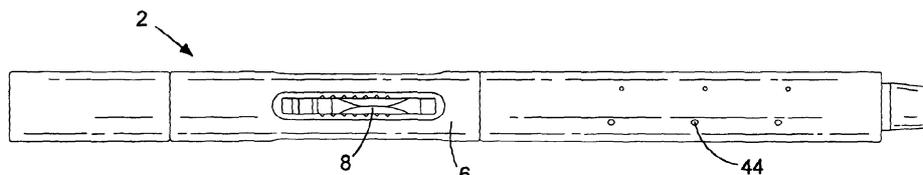
при этом первое и второе устройство пакера выполнены с возможностью функционирования в ответ на увеличение давления текучей среды гидроразрыва пласта, проходящей в рабочей колонне.



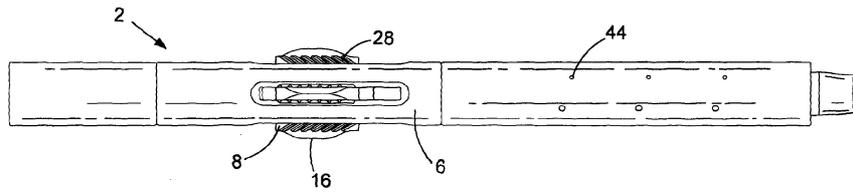
Фиг. 1а



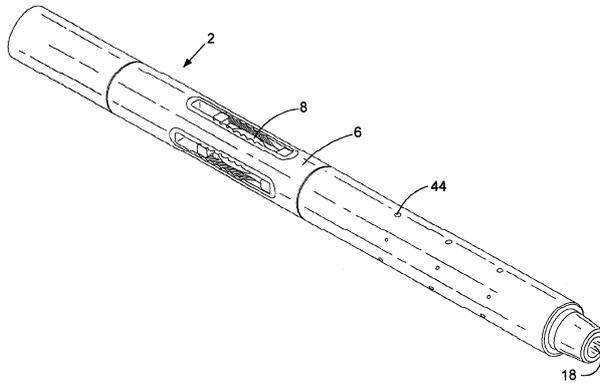
Фиг. 1б



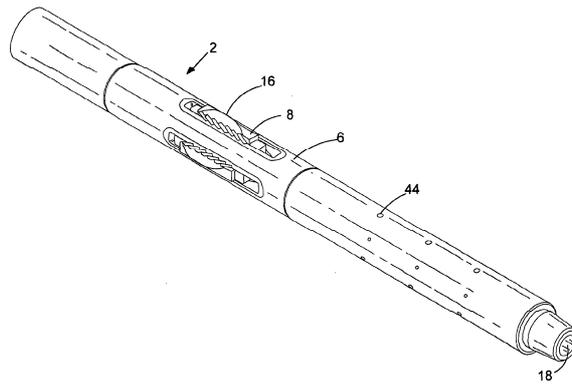
Фиг. 2а



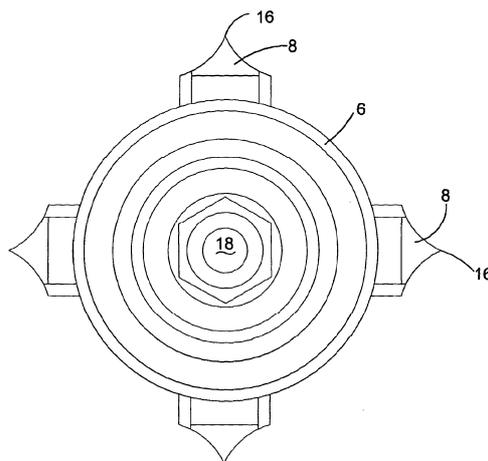
Фиг. 2b



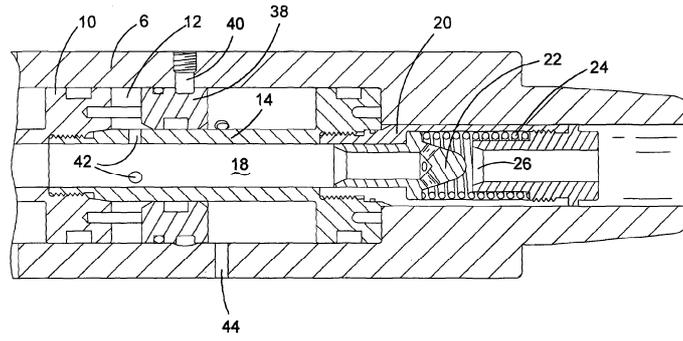
Фиг. 3a



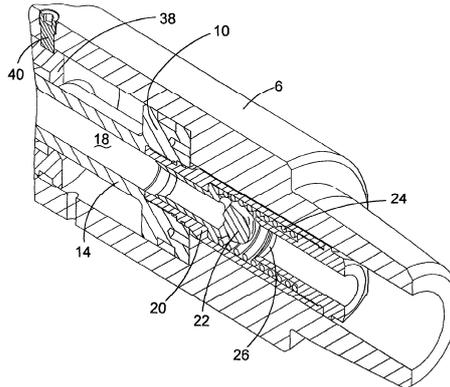
Фиг. 3b



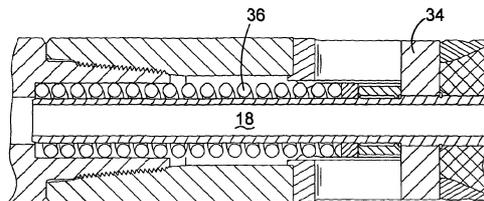
Фиг. 4



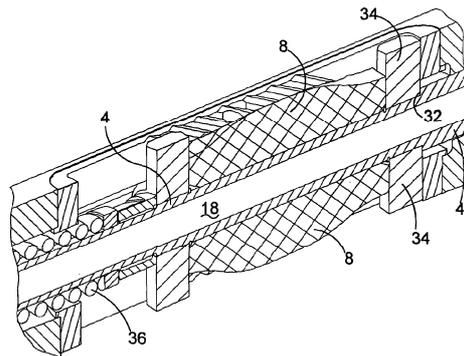
Фиг. 5а



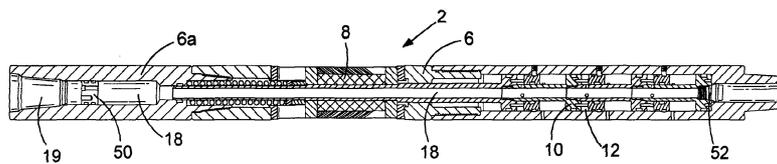
Фиг. 5б



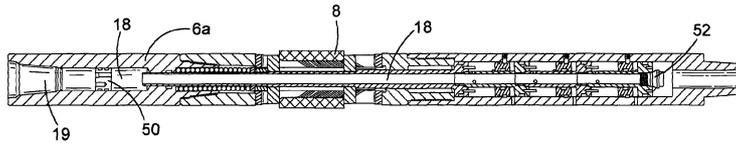
Фиг. 6а



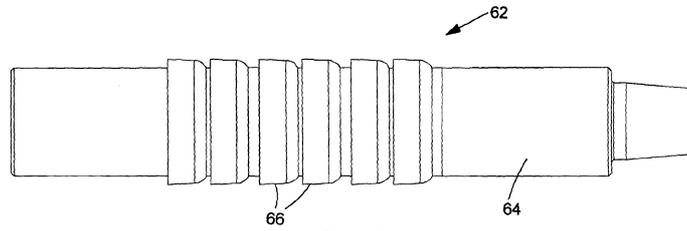
Фиг. 6б



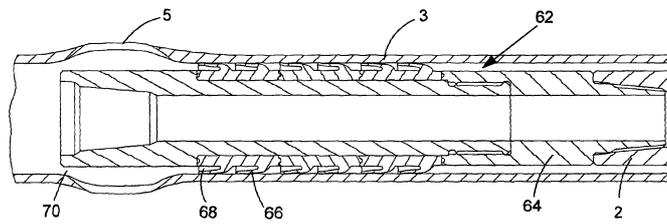
Фиг. 7а



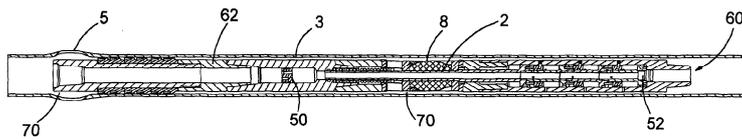
Фиг. 7b



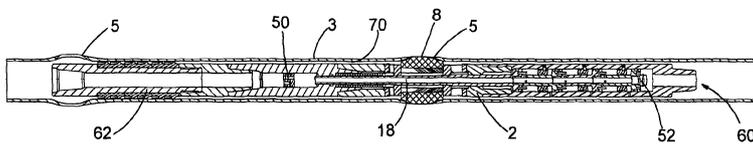
Фиг. 8



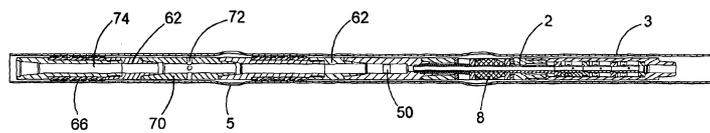
Фиг. 9



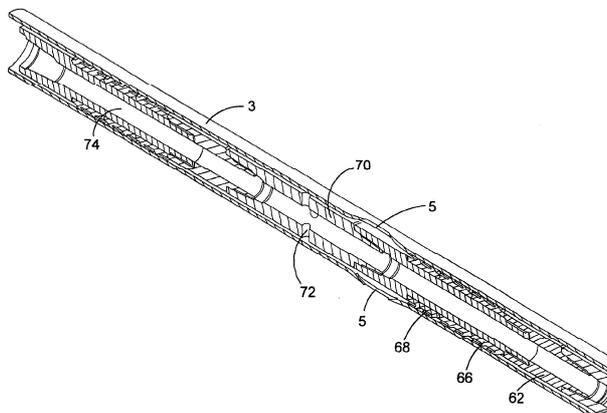
Фиг. 10a



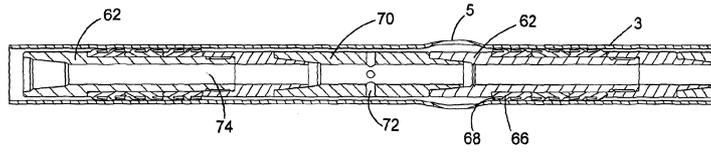
Фиг. 10b



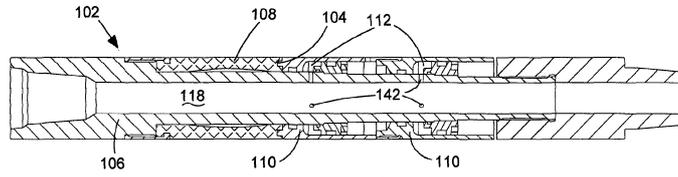
Фиг. 11



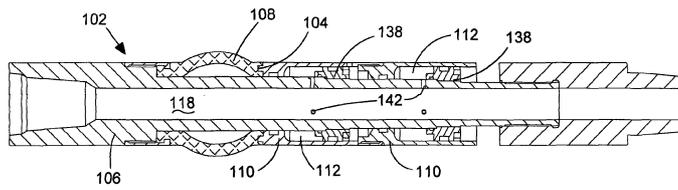
Фиг. 12



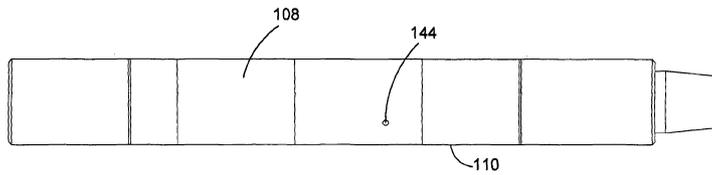
Фиг. 13



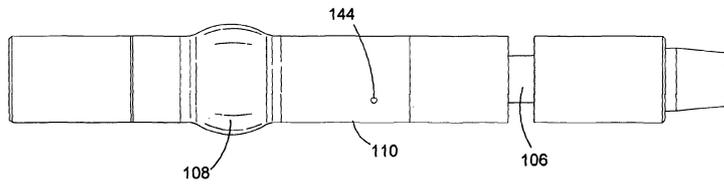
Фиг. 14а



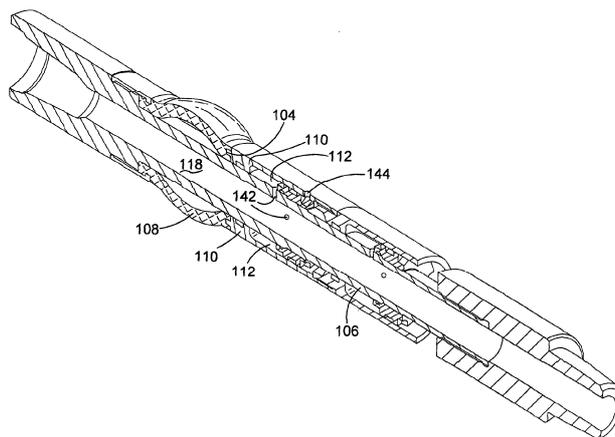
Фиг. 14б



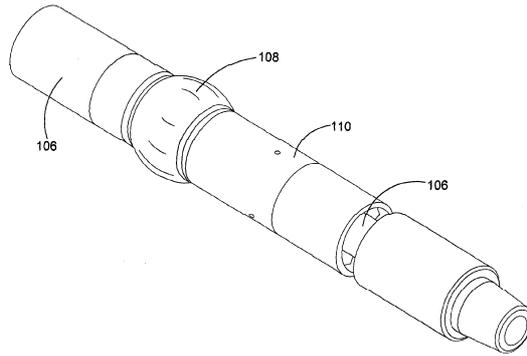
Фиг. 15а



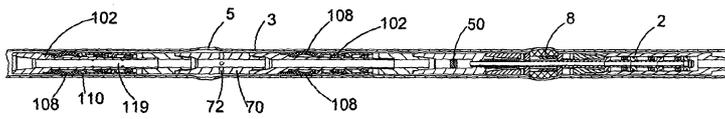
Фиг. 15б



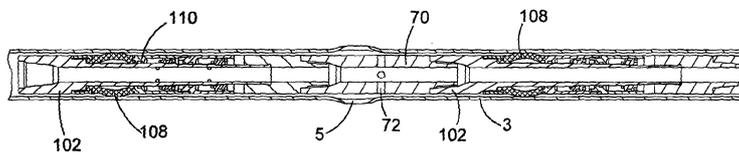
Фиг. 16а



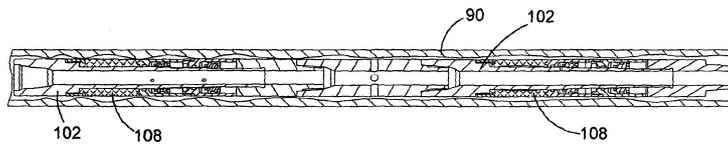
Фиг. 16b



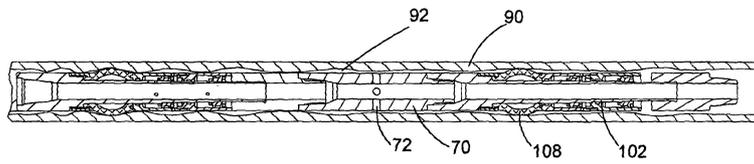
Фиг. 17



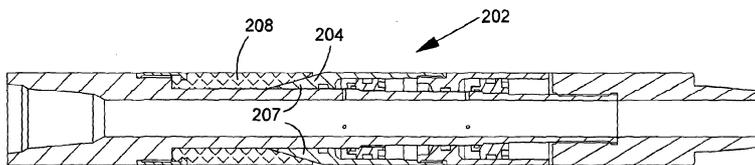
Фиг. 18



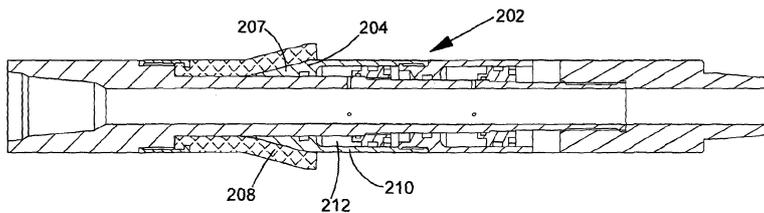
Фиг. 19a



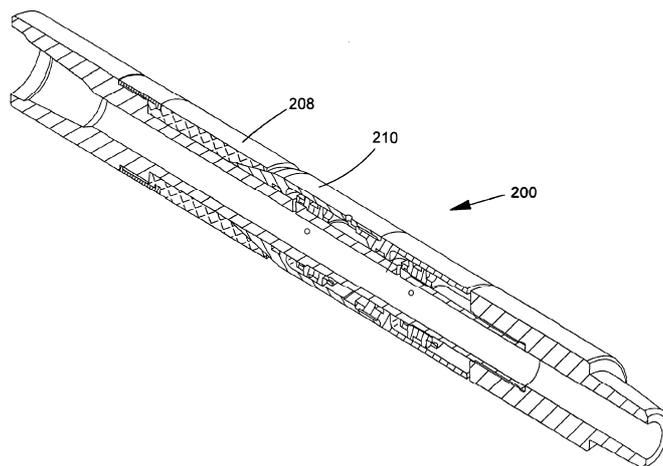
Фиг. 19b



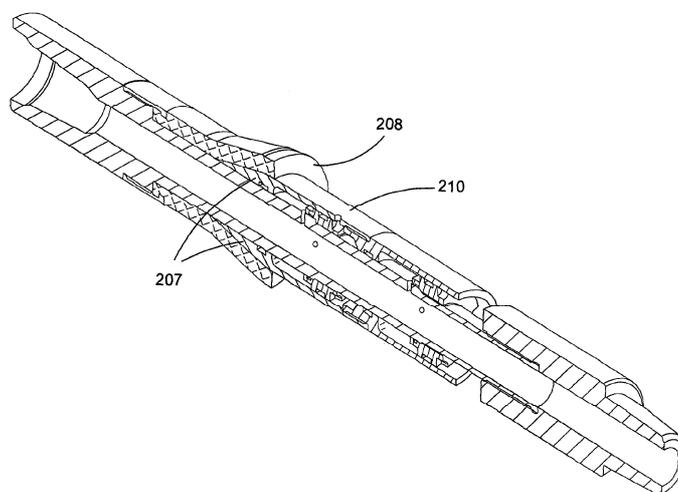
Фиг. 20a



Фиг. 20b



Фиг. 21



Фиг. 22