



## ПАТРОН ДЛЯ РОТОРНОГО БУРОВОГО ДОЛОТА

Настоящее изобретение относится к патрону для бурового долота роторной системы для направленного бурения. Патрон может использоваться для управления направлением ствола скважины в толще пород. Ствол скважины может использоваться для добычи углеводородов, воды, геотермальной энергии или для прокладки коммуникаций, однако в данном изобретении рассмотрены в основном буровые системы для добычи углеводородов. Настоящее изобретение также относится к комплексу, содержащему патрон и буровое долото, и к способу направленного бурения ствола скважины в породе.

Вращательная или роторная буровая система, как правило, содержит роторное буровое долото, расположенное на конце бурильной колонны. Буровые долота имеют механические резцы для бурения ствола скважины. Примерами роторных буровых долот являются буровые долота с поликристаллическим алмазным композитом (PDC - polycrystalline diamond compact) и шарошечные долота. Бурильная колонна содержит трубчатые секции или трубы, которые добавляются к бурильной колонне по мере увеличения глубины ствола скважины. В процессе бурения буровые долота вращают путем вращения всей бурильной колонны с помощью системы привода, расположенной на поверхности. При вращении буровые долота, прорезая породу, образуют буровой шлам. Буровую текучую среду или буровой раствор нагнетают по внутренней части бурильной колонны к буровому долоту, и они проходят в ствол скважины через сопла, выполненные в буровом долоте. Буровая текучая среда способствует смазыванию во время бурильного процесса, а минералы, содержащиеся в буровой текучей среде, помогают герметизировать ствол скважины. Другой функцией буровой текучей среды является вынос бурового шлама из ствола скважины.

Известны системы и способы роторного направленного бурения в толще пород. В данном документе термин "направленное бурение" относится к практике бурения ствола скважины, при которой по меньшей мере часть ствола скважины является не вертикальной. Направление бурильной колонны может быть изменено или отклонено от прямой вертикальной траектории для обеспечения бурения ствола скважины в нужном направлении. В нефтегазовой промышленности это может использоваться для получения доступа к большему объему природных ресурсов, содержащихся в минеральной породе, чем это было бы возможно при обычном вертикальном бурении. Например, буровое долото может быть направлено в горизонтальном направлении для следования горизонтальной

залежи в породе для высвобождения природных ресурсов вдоль длины указанной горизонтальной залежи.

Для определения положения и направления бурового долота возможно использование инструментов для измерения в процессе бурения (MWD - measure-while-drilling). Такие инструменты предоставляют данные, необходимые для бурения по заданной траектории. Инструменты для измерения в процессе бурения могут использовать акселерометры для измерения угла наклона и магнитометры для определения азимута для создания трехмерного представления хода бурения. Данные с измерительных приборов передаются оператору на поверхности с помощью телеметрической системы. Питание инструментов может обеспечиваться путем соединения с поверхностью или, чаще всего, с помощью удаленного источника энергии, например, аккумулятора или турбогенератора, расположенного в потоке буровой текучей среды

Направленное бурение может выполняться несколькими способами. Наиболее распространенным способом является использование "кривого переводника" и объемного двигателя или гидравлического забойного двигателя. Кривой переводник представляет собой трубу небольшой длины с резьбовыми соединениями на обоих концах для присоединения к бурильной колонне. Ось нижнего соединения немного смещена под углом (менее 3 градусов) относительно оси верхнего соединения. Кривой переводник вводят в бурильную колонну вблизи ее нисходящего конца на небольшом расстоянии от бурового долота, что обеспечивает наклон угла бурильной колонны под ним, а также наклон оси бурового долота. Таким образом, вращение бурового долота путем вращения бурильной колонны невозможно из-за углового смещения. Вместо этого между кривым переводником и буровым долотом расположен объемный двигатель. В некоторых установках кривой переводник является составной частью объемного двигателя. Объемный двигатель содержит приводной вал, который соединен с буровым долотом и создает крутящий момент путем прохождения буровой текучей среды через объемный двигатель. Вращение бурового долота и бурение отклоненного участка ствола скважины может осуществляться закачиванием буровой текучей среды в бурильную колонну и пропуская ее через объемный двигатель. Тем не менее, для продолжения бурения по прямой линии после изменения направления ствола скважины требуется снять с бурильной колонны кривой переводник, что предполагает извлечение всей бурильной колонны из ствола скважины. Это требует больших затрат времени и средств.

Другой способ направленного бурения заключается в использовании управляемой буровой системы. В одном из типов управляемой буровой системы кривой переводник

располагают очень близко к буровому долоту, так, что угол отклонения по сравнению с обычным узлом кривого переводника значительно ближе к буровому долоту, и, таким образом, отклонение бурового долота значительно меньше. В результате вращение бурового долота может также выполняться путем вращения всей бурильной колонны с поверхности. Таким образом, управляемая буровая система может направляться в направлении кривого переводника путем закачивания буровой текучей среды к буровому долоту и использования объемного двигателя для приведения в действие бурового долота. Для бурения по прямой линии вращение бурового долота может выполняться как вращением бурильной колонны, так и подачей буровой текучей среды к буровому долоту. Хотя при этом буровое долото будет отклоняться из-за относительно небольшого угла наклона, любое влияние этого угла на буровое долото будет устранено или усреднено в равной мере по всем направлениям за счет вращения всего узла таким образом, чтобы общее направление бурения было прямолинейным. Тем не менее, такое отклонение бурового долота может привести к его повышенному износу.

Так как управляемые буровые системы обеспечивают изменение направления бурения при вращении бурильной колонны, возможно обеспечение более высоких скоростей прохода и более ровных стволов скважин. В других типах управляемых буровых систем возможно использование различных способов направления бурового долота в нужном направлении, например, с помощью приводимых в действие упорных колодок для толкания долота в боковом направлении. Тем не менее, такие системы могут также приводить к повышенному износу бурового долота и других буровых компонентов. Кроме того, потребность в дополнительных компонентах, таких как объемные двигатели, увеличивает сложность и стоимость таких систем, а также повышает вероятность отказа компонентов.

Вместо передачи механического усилия породе от удаленного управляющего блока в некоторых других типах управляемых буровых систем возможно использование гидравлики бурового долота для обеспечения управляющего усилия путем управления потоком и направлением буровой текучей среды, выходящей из бурового долота. В известных системах и способах для обеспечения эффекта направленного бурения используют специально приспособленные сопла на буровом долоте. Тем не менее, это требует значительных модификаций традиционных буровых долот и часто приводит к необходимости использования поворачивающихся затворов или клапанов, что увеличивает сложность системы и делает ее более уязвимой к экстремальным условиям эксплуатации, возникающим при буровых работах. В частности, известные системы очень чувствительны

к сильным вибрациям и осевым нагрузкам, возникающим во время бурения, а точное управление направлением потока текучей среды представляет собой сложную задачу. Такие системы часто требуют добавления в бурильную колонну дополнительных секций трубы для размещения компонентов управления потоком, что увеличивает длину колонны. Это делает систему более восприимчивой к изгибающим нагрузкам, возникающим при изменении направления перемещения бурильной колонны.

В настоящем изобретении учтены вышеперечисленные проблемы известных роторных систем направленного бурения.

Согласно примеру настоящего изобретения, предложен патрон для бурового долота роторной системы направленного бурения. Патрон содержит корпус, имеющий впускной конец для приема буровой текучей среды из бурильной колонны и выпускной конец, через который буровая текучая среда может выходить из корпуса патрона. Патрон дополнительно содержит распределитель потока, выполненный с возможностью выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выходе из корпуса патрона.

Пример настоящего изобретения включает в себя патрон для бурового долота роторной системы направленного бурения, содержащий корпус, имеющий впускной конец для подачи буровой текучей среды из бурильной колонны и выпускной конец, через который буровая текучая среда может выходить из корпуса патрона, и распределитель потока, причем распределитель потока подвижен относительно корпуса патрона для выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выходе из корпуса патрона, при этом патрон выполнен с возможностью его размещения во внутреннем пространстве бурового долота.

Пример настоящего изобретения включает в себя патрон для бурового долота роторной системы направленного бурения, содержащий корпус, имеющий впускной конец для подачи буровой текучей среды из бурильной колонны и выпускной конец, через который буровая текучая среда может выходить из корпуса патрона, распределитель потока, выполненный с возможностью выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выходе из корпуса патрона, и подшипниковый узел для удержания распределителя потока, причем подшипниковый узел содержит по меньшей мере один подшипник, расположенный на выпускном конце корпуса патрона.

Пример настоящего изобретения включает в себя патрон для бурового долота роторной системы направленного бурения, содержащий корпус, имеющий впускной конец для подачи буровой текучей среды из бурильной колонны и выпускной конец, через который буровая текучая среда может выходить из корпуса патрона, распределитель

потока, выполненный с возможностью выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выходе из корпуса патрона, и подшипниковый узел для удержания распределителя потока, причем подшипниковый узел содержит по меньшей мере один подшипник, расположенный в корпусе патрона.

Впускной конец корпуса патрона может иметь впускное отверстие для приема буровой текучей среды из бурильной колонны. Впускное отверстие может представлять собой отверстие в корпусе патрона. Впускное отверстие может быть единственным в корпусе патрона. Впускное отверстие может быть выполнено с возможностью приема по меньшей мере 50% объема буровой текучей среды, проходящей в буровое долото. Впускное отверстие может быть выполнено с возможностью приема по меньшей мере 80% объема буровой текучей среды, проходящей в буровое долото. Впускное отверстие может быть выполнено с возможностью приема всей буровой текучей среды, проходящей в буровое долото.

Впускной конец корпуса патрона может иметь выпускное отверстие, через которое буровая текучая среда, проходящая через патрон, может выходить из корпуса патрона. Выпускное отверстие может представлять собой отверстие в корпусе патрона. Выпускное отверстие может быть единственным выпускным отверстием корпуса патрона. Патрон может быть выполнен так, что, когда он установлен в буровое долото роторной буровой системы, по меньшей мере 50% объема буровой текучей среды, выходящей из патрона, будет выходить через выпускное отверстие корпуса патрона. Патрон может быть выполнен так, что, когда он установлен в буровое долото роторной буровой системы, по меньшей мере 80% объема буровой текучей среды, выпускаемой из патрона, будет выходить через выпускное отверстие корпуса патрона. Патрон может быть выполнен так, что, когда он установлен в буровое долото роторной буровой системы, вся буровая текучая среда, выходящая из патрона, будет выходить через выпускное отверстие корпуса патрона.

Патрон использует поток текучей среды для изменения направления бурового долота при направленном бурении. В частности, патрон использует дифференциальный поток текучей среды через сопла бурового долота для изменения направления. Путем перенаправления по меньшей мере части буровой текучей среды в выбранном направлении к определенному участку ствола скважины буровая текучая среда выходит из сопла или сопел бурового долота в этом участке ствола скважины с большей скоростью, что приводит к падению давления на данных соплах и перепаду давления по буровому долоту и вокруг его сторон в обратном кольцевом канале, выровненном с перенаправленным потоком, что помогает направить буровое долото в нужном направлении.

Патрон может быть выполнен с возможностью вставки во внутреннее пространство бурового долота. Преимущество заключается в том, что это дает возможность преобразовать существующее управляемое роторное буровое долото для использования в системе направленного бурения без необходимости производить специально спроектированное буровое долото или модифицировать сопла бурового долота. Для преобразования буровых долот требуются лишь относительно небольшие изменения, включающие формирование внутреннего пространства или изменение размеров существующего внутреннего пространства в буровом долоте для вставки патрона. Это может быть быстро и легко выполнено в механической мастерской. Это может привести к экономии времени и средств на изготовление управляемых буровых долот.

Еще одно преимущество патрона, приспособленного для размещения во внутреннем пространстве бурового долота, состоит в том, что патрон защищен от воздействия буровых работ и не подвергается такому износу, как другие известные компоненты, в результате физического контакта со стволом скважины во время бурения. Предложенный патрон меньше и легче, чем известные устройства, и лучше удерживается благодаря расположению внутри бурового долота. Кроме того, расположение патрона внутри бурового долота означает, что патрон перемещается меньше, чем если бы он находился снаружи бурового долота и был частью бурильной колонны, что снижает нагрузку на внутренние компоненты патрона.

Распределитель потока может быть подвижен относительно патрона для выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выпуске из корпуса патрона. Это позволяет отделить распределитель потока от вращения бурильной колонны и бурового долота, так что распределитель потока может оставаться в геостационарном положении для управления направленной подачей буровой текучей среды в определенный участок ствола скважины. Также это обеспечивает точный контроль вращательного положения распределителя потока. В данном документе термин "геостационарный" означает неподвижный или не перемещающийся относительно окружающей породы или ствола скважины. Например, распределитель потока может удерживаться в геостационарном положении при вращении бурового долота вокруг него так, что распределитель потока удерживается в одном и том же пространственном положении относительно ствола скважины.

Распределитель потока может быть расположен на выпускном или нижнем конце корпуса патрона или вблизи него. В данном документе термин "нижний конец" определяет направление ко дну ствола скважины или обращенное к нему. Кроме того, термин "верхний

конец" определяет направление к верху ствола скважины или обращенное к нему.

Патрон может дополнительно содержать подшипниковый узел для удержания распределителя потока. Подшипниковый узел может содержать по меньшей мере один подшипник, расположенный на выпускном конце корпуса патрона. Преимущество заключается в том, что с помощью удержания распределителя потока с использованием по меньшей мере одного подшипника, расположенного на выпускном конце корпуса патрона, распределитель потока удерживается в точке приложения усилия или давления или вблизи нее. Подшипник снижает риск повреждения распределителя потока и обеспечивает его дальнейший свободный поворот.

Подшипниковый узел может содержать по меньшей мере один подшипник, расположенный в корпусе патрона. Указанный по меньшей мере один подшипник, расположенный в корпусе патрона, может быть расположен между впускным отверстием корпуса патрона и распределителем потока. Таким образом, указанный по меньшей мере один подшипник может быть расположен перед распределителем потока. Также, указанный по меньшей мере один подшипник может быть расположен перед выпускным концом корпуса патрона. Размещение по меньшей мере одного подшипника для распределителя потока в корпусе патрона и перед распределителем потока обеспечивает сохранение компактности устройства для системы направленного бурения и расположение опоры подшипника вблизи распределителя потока с обеспечением надежной опоры в точке приложения усилия или давления или вблизи нее. Это обеспечивает более жесткую конструкцию, что уменьшает изгиб распределителя потока или компонентов, на которых он установлен. Такое расположение также обеспечивает защиту указанного по меньшей мере одного подшипника.

Подшипниковый узел может содержать первый упорный подшипник, расположенный на выпускном конце корпуса патрона. Это обеспечивает сопротивление распределителя потока осевым нагрузкам, которые он испытывает от находящегося над ним столба буровой текучей среды, которая стекает по бурильной колонне и ударяется о распределитель потока до того, как он будет отклонен.

Первый упорный подшипник может быть коническим подшипником. Конический упорный подшипник может преимущественно обеспечить сопротивление распределителя потока как боковым, так и осевым нагрузкам, возникающим при бурении. Первый упорный подшипник может быть выполнен с возможностью вращения вокруг продольной оси патрона. Продольная ось патрона может быть расположена по центру патрона.

Указанный первый упорный подшипник может содержать стержневой подшипник.

Стержневой подшипник может содержать охватываемую стержневую часть, соединенную с распределителем потока. Охватываемая стержневая часть может быть выполнена с возможностью взаимодействия с охватывающей стержень частью для вставки и обеспечения опоры охватываемой стержневой части. Охватывающая часть может быть соединена с буровым долотом. Например, охватывающая часть может быть выполнена в виде выемки в основании отверстия хвостовика бурового долота. Охватываемая стержневая часть может иметь по существу коническую форму. Охватывающая часть может быть выемкой по существу конической формы. По существу коническая форма выемки охватывающей части может соответствовать по существу конической форме охватываемой стержневой части.

Подшипниковый узел может содержать второй упорный подшипник, расположенный в корпусе патрона. Второй упорный подшипник также помогает распределителю потока сопротивляться осевым нагрузкам, оказываемым на него.

Как вариант, второй упорный подшипник может содержать поджимающий элемент для поджатия распределителя потока в нужное положение в осевом направлении. Поджимающий элемент может содержать упругий элемент. Поджимающий элемент может содержать пружину или эластомерный элемент. Поджимающий элемент помогает удерживать распределитель потока в фиксированном осевом положении. Это помогает предотвратить значительное перемещение распределителя потока в осевом направлении, например, тряску или вибрацию, во время использования патрона в стволе скважины. Это обеспечивает снижение риска повреждения распределителя потока и любых связанных с ним компонентов, например, одной или более связанных упорных поверхностей во время эксплуатации патрона в стволе скважины. Например, поджимающий элемент может помочь удерживать распределитель потока и связанный с ним первый упорный подшипник, расположенный на выпускном конце распределителя потока, напротив соответствующей опорной поверхности бурового долота.

Подшипниковый узел может содержать радиальный подшипник, расположенный в корпусе патрона. Радиальный подшипник может обеспечить сопротивление распределителя потока изгибающим и/или инерционным нагрузкам, что, в свою очередь, обеспечивает уменьшение сопротивления вращению. Радиальный подшипник может содержать разделительный элемент и два контактных элемента, расположенных на обоих концах распорного элемента. Контактные элементы могут находиться в контакте со шпинделем патрона. Контактные элементы могут содержать один или оба вида карбида вольфрама и поликристаллического алмаза. Предпочтительно поверхность контактных

элементов содержит один или оба вида карбида вольфрама и поликристаллического алмаза. Предпочтительно, каждый контактный элемент содержит корпус, выполненный из первого материала, и поверхностное покрытие, выполненное из второго материала, причем второй материал включает или содержит один или оба вида карбида вольфрама и поликристаллического алмаза.

Корпус патрона может быть выполнен с возможностью вращения совместно с буровым долотом. Распределитель потока может быть установлен с возможностью вращения в корпусе патрона. Такая компоновка позволяет отделить распределитель потока от вращения бурового долота и бурильной колонны и удерживать его в геостационарном положении для направления буровой текучей среды к нужному участку ствола скважины. Таким образом, корпус патрона может содержать один или более компонентов для закрепления корпуса патрона в фиксированном положении в буровом долоте.

Распределитель потока может быть установлен на шпинделе. Шпиндель может быть неподвижно прикреплен к распределителю потока и выполнен с возможностью вращения совместно с распределителем потока. Шпиндель может быть установлен в радиальном подшипнике с возможностью вращения. Такое расположение обеспечивает сопротивление шпинделя изгибающим и радиальным нагрузкам. Длина шпинделя может быть такой, что он не проходит за пределы патрона.

Кроме того, патрон может дополнительно содержать опорный подвес. Опорный подвес может обеспечивать опору радиального подшипника. Опорный подвес обеспечивает возможность установки радиального подшипника по центру вблизи шпинделя.

Как вариант, опорный подвес может быть расположен вблизи распределителя потока или смежно с ним. Такое расположение уменьшает длину шпинделя между опорным подвесом и распределителем потока, что повышает жесткость конструкции и обеспечивает уменьшение изгиба и прогиба шпинделя. Это уменьшает сопротивление вращению и обеспечивает свободный поворот распределителя потока.

Опорный подвес может иметь отверстия для обеспечения прохода буровой текучей среды через опорный подвес. Это обеспечивает возможность прохождения опорного подвеса через всю внутреннюю камеру корпуса патрона, чтобы удерживать шпиндель распределителя потока по центру, обеспечивая при этом прохождение буровой текучей среды.

Опорный подвес может быть расположен перед распределителем потока. Опорный подвес может быть закреплен относительно корпуса патрона. Опорный подвес может быть закреплен внутри корпуса патрона.

Патрон может дополнительно содержать соединитель для соединения распределителя потока с блоком управления вращением для управления вращательным положением распределителя потока. Соединитель может быть расположен на одном конце шпинделя. Соединитель может быть расположен на верхнем по потоку или по стволу конце шпинделя. Соединитель может быть расположен в корпусе патрона. Такое расположение может обеспечить защиту соединителя.

Распределитель потока может быть выполнен с возможностью перенаправления буровой текучей среды относительно продольной оси патрона. Распределитель потока может иметь эксцентрическое отверстие для перенаправления буровой текучей среды. При такой конструкции отверстие для перенаправления потока смещено от продольной оси патрона так, что текучая среда отводится в сторону от продольной оси, что обеспечивает перенаправление буровой текучей среды к участку ствола скважины через сопла в буровом долоте.

Распределитель потока может содержать пластину или пластинчатый элемент, предназначенный для перекрытия или закрытия нижнего по потоку или стволу конца корпуса патрона или выпускного конца корпуса патрона. Пластина или пластинчатый элемент может иметь форму диска. Отверстие для перенаправления потока может представлять собой дугообразное отверстие в пластине или пластинчатом элементе.

Отверстие для перенаправления потока может быть выполнено с обеспечением сообщения с по меньшей мере одним впускным отверстием сопла бурового долота. Патрон может быть выполнен с возможностью направления по существу всей буровой текучей среды к впускному отверстию единственного сопла бурового долота. При такой конструкции обеспечен выпуск по существу всей буровой текучей среды из бурового долота через единственное сопло в относительно узкой части ствола скважины.

Отверстие для перенаправления потока может быть выполнено с возможностью сообщения с несколькими впускными отверстиями в соответствующих нескольких соплах бурового долота. Например, размеры отверстия для перенаправления потока могут быть больше, чем пространство между впускными отверстиями к соплам бурового долота, так что отверстие для перенаправления потока перекрывает больше одного впускного отверстия. Патрон может быть выполнен с обеспечением возможности направления по существу всей буровой текучей среды к впускным отверстиям нескольких сопел бурового долота. При такой конфигурации по существу вся буровая текучая среда выходит из бурового долота из более чем одного сопла в более широкой части ствола скважины по сравнению с конфигурацией, в которой текучая среда выходит из единственного сопла.

Патрон может быть выполнен с возможностью вставки в отверстие хвостовика бурового долота. Патрон может быть выполнен с возможностью вставки целиком в отверстие хвостовика бурового долота. При такой конструкции патрон и компоненты распределителя потока находятся внутри бурового долота. Для размещения данных компонентов не требуется дополнительных частей бурильной колонны, поэтому такое расположение обеспечивает компактную и надежную систему направленного бурения.

Корпус патрона может содержать единственную часть. Корпус патрона может содержать несколько частей. Корпус патрона может представлять собой трубчатую втулку. Корпус патрона может содержать единственную втулку. Корпус патрона может содержать несколько втулок.

Согласно другому примеру настоящего изобретения, предложен комплект, содержащий любой из описанных выше патронов и буровое долото роторной системы направленного бурения. Буровое долото может быть буровым долотом с поликристаллическим алмазным композитом или долотом шарошечного типа.

Согласно другому примеру настоящего изобретения, предложен способ направленного бурения ствола скважины по породе. Способ включает размещение патрона во внутреннем пространстве бурового долота. Патрон содержит корпус, имеющий впускной конец для приема буровой текучей среды из бурильной колонны и выпускной конец, через который буровая текучая среда выходит из корпуса патрона. Патрон дополнительно содержит распределитель потока для выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при выходе буровой текучей среды из корпуса патрона. Способ дополнительно включает использование распределителя потока для выборочного направления по меньшей мере части буровой текучей среды в одно или более сопел бурового долота.

Способ может дополнительно включать подключение распределителя потока к блоку управления вращением; вращение распределителя потока относительно вращения бурильной колонны в направлении, противоположном направлению вращения бурильной колонны; и управление вращательным положением распределителя потока для выборочного направления по меньшей мере части буровой текучей среды к одному или более соплам бурового долота.

Патрон может быть установлен в буровое долото на буровой площадке или буровой установке.

Варианты выполнения настоящего изобретения подробнее описаны ниже, исключительно в качестве примера, со ссылкой на сопутствующие чертежи, на которых:

Фиг.1 изображает продольный разрез роторного бурового долота, который выполнен с возможностью вставки в него патрона согласно настоящему изобретению;

Фиг.2 изображает горизонтальную проекцию бурового долота, показанного на Фиг.1;

Фиг.3 изображает продольный разрез верхней части бурового долота, показанного на Фиг.1, на котором показан патрон согласно одному из вариантов выполнения настоящего изобретения, вставленный в буровое долото;

Фиг.4А изображает продольный разрез распределителя потока и шпинделя патрона, показанного на Фиг.3;

Фиг.4В изображает вид сзади или со стороны нижнего конца корпуса патрона распределителя потока и шпинделя патрона, показанного на Фиг.3;

Фиг.5 изображает вид в аксонометрии опорного подвеса патрона, показанного на Фиг.3;

Фиг.6 изображает продольный разрез верхней части бурового долота, показанного на Фиг.1, на котором показан патрон согласно другому варианту выполнения данного изобретения, вставленный в буровое долото;

Фиг.7А изображает продольный разрез распределителя потока и шпинделя патрона, показанного на Фиг.6;

Фиг.7В изображает вид сзади или со стороны нижнего конца корпуса патрона распределителя потока и шпинделя патрона, показанного на Фиг.6;

Фиг.8А-8D изображают горизонтальные проекции бурового долота и патрона в сборе, как показано на Фиг.3 и 6, на которых проиллюстрированы различные положения отверстия для перенаправления потока относительно одного или более отверстий сопел бурового долота;

Фиг.9А схематично изображает буровое долото и патрон в сборе, показанные на Фиг.3 и 6, соединенные с частью буровой колонны и расположенные в стволе скважины в породе. На данном чертеже также показаны усилия, действующие на буровое долото в результате использования патрона согласно настоящему изобретению;

Фиг.9В изображает вид снизу на узел, показанный на Фиг.9А.

На Фиг.1 показано роторное буровое долото 1 для направленного бурения ствола скважины в наземной или подземной толще пород. Буровое долото 1 представляет собой буровое долото с поликристаллическим алмазным композитом (PDC). Тем не менее, следует понимать, что патрон согласно данному изобретению может применяться и с буровыми долотами других типов. Буровое долото 1 содержит корпус или хвостовик 2,

имеющий механические режущие средства в виде резцов 4 с поликристаллическим алмазным композитом. Резцы 4 образуют торец 6 долота на нижнем конце корпуса патрона долота 1. Во время бурения торец 6 долота обращен к стволу скважины (не показана) и расположен вблизи нее. Продольная ось долота 1 обозначена линией А-А.

На верхнем конце 12 долота 1 имеется резьбовое стержневое соединение 10 для присоединения долота 1 к бурильной колонне (не показана). Долото 1 имеет впускное отверстие 14 для прохождения буровой текучей среды из бурильной колонны. Впускное отверстие 14 является впускным отверстием в отверстие 16 хвостовика, которое образует внутреннее пространство 18 в корпусе 2 долота 1. В нижней части отверстия 16 хвостовика выполнены окна 20. Каждое окно 20 долота образует впускное отверстие в проточный канал 22, который проходит от окна 20 к соплу 24, выполненному в торце 6 долота. Следует отметить, что долото 1 имеет три проточных канала 22 и связанные с ними окна 20 и сопла 24, но два проточных канала не показаны на Фиг.1, так как они находятся вне плоскости разреза. Тем не менее на Фиг.2 видны три окна 20, образующих впускное отверстие в соответствующий из трех проточных каналов.

Буровая текучая среда (не показана) поступает в долото 1 через впускное отверстие 14 и проходит через долото 1 по отверстию 16 хвостовика и всем проточным каналам 22 к соплам 24, где затем она выталкивается из бурильного долота 1. Буровая текучая среда протекает по внешней стороне бурового долота между долотом 1 и стенками ствола скважины (не показаны) и назад по внешней стороне бурильной колонны на поверхность, где обеспечена ее рециркуляция. Буровая текучая среда обеспечивает смазку при бурении и вынос бурового шлама из ствола скважины на поверхность.

На Фиг.2 показана горизонтальная проекция долота 1, показанного на Фиг.1. В нижней части отверстия 16 хвостовика выполнены три окна 20 долота, которые с помощью проточных каналов 22 сообщаются с соплами 24. Каждое окно 20 выполнено в виде кругового сектора и проходит по угловой дуге примерно 85 градусов. Между каждой парой окон 20 расположена перемычка 26 долота, отделяющая соответствующие проточные каналы 22.

На Фиг.3 показан продольный разрез верхней части бурового долота 1, показанного на Фиг.1, на котором показан патрон 100, вставленный в отверстие 16 хвостовика долота 1. Патрон 100 содержит верхнюю втулку 102a и нижнюю втулку 102b, которые образуют корпус патрона 100. Втулки 102a и 102b имеют в целом трубчатую форму, а внешняя поверхность втулок 102a и 102b плотно прилегает к внутренней поверхности отверстия 16 хвостовика. Втулки 102a и 102b вращаются совместно с буровым долотом 1. Внутреннее

пространство во втулках 102a и 102b образует камеру для приема буровой текучей среды из бурильной колонны (не показана). Буровая текучая среда поступает в патрон 100 через отверстие 104 в верхнем конце корпуса патрона или впускном конце 105 верхней втулки 102a патрона. Буровая текучая среда выходит из патрона 100 на нижнем конце корпуса патрона или на выпускном конце 107 нижней втулки 102b патрона.

На нижнем конце корпуса патрона или выпускном конце 107 нижней втулки 102b патрона расположен клапан или распределитель 106 потока, с возможностью вращения установленный на шпинделе 108 так, что распределитель 106 потока может быть отделен от вращения бурового долота 1 и может вращаться независимо от бурового долота 1. Шпиндель 108 неподвижно закреплен в центральной муфте, расположенной на верхней стороне распределителя 106 потока, и поворачивается совместно с распределителем 106 потока. Распределитель 106 потока имеет форму диска или короткого цилиндра, длина которого меньше его диаметра. Внешняя цилиндрическая поверхность распределителя 106 потока плотно прилегает к внутренней поверхности нижней втулки 102b патрона. Распределитель 106 потока имеет эксцентрично расположенное отверстие 110 для перенаправления потока для обеспечения прохождения буровой текучей среды из патрона 100 в один из проточных каналов 22, образованных в буровом долоте 1. Распределитель 106 потока перенаправляет буровую текучую среду относительно продольной оси А-А патрона 100 и бурового долота 1 по направлению к отверстию 110 для перенаправления потока. Распределитель потока закрывает выпускной конец 107 патрона 100, за исключением буровой текучей среды, которая может проходить через отверстие 110 для перенаправления потока.

Распределитель 106 потока установлен на первом упорном подшипнике 112, расположенном на выпускном конце 107 нижней втулки 102b патрона. Первый упорный подшипник 112 содержит стержневой подшипник, имеющую охватываемую стержневую часть 112a, расположенную в центральном отверстии, выполненном в нижнем конце распределителя 106 потока, и охватывающую часть 112b для вставки и опоры охватываемой стержневой части 112a, расположенную в центральной выемке, выполненной в нижней части отверстия 16 хвостовика. Благодаря первому упорному подшипнику 112 распределитель 106 потока выдерживает осевую гидравлическую нагрузку, создаваемую колонной буровой текучей среды над распределителем 106 потока. Такое расположение обеспечивает свободный поворот распределителя 106 потока даже при высоких гидравлических нагрузках, возникающих в процессе бурения. Было установлено, что использование упорного подшипника, установленного по центру, в качестве первого

упорного подшипника 112 обеспечивает более высокие рабочие параметры по сравнению с упорным подшипником, установленным по окружности.

Нижняя часть нижней втулки 102b патрона имеет выемку 114, которая окружает внутреннюю поверхность нижней втулки 102b патрона. В выемке 114 расположена цилиндрическая стенка распределителя 106 потока так, что внутренняя поверхность этой стенки находится вровень с внутренней поверхностью верхнего участка нижней цилиндрической втулки. Такое расположение уменьшает препятствия для прохождения текучей среды через патрон 100, а также снижает гидравлическую нагрузку на распределителе 106.

Шпиндель 108 по его длине опирается на подшипниковый подвес или опорный подвес 116. Опорный подвес 116 содержит внутренний трубчатый элемент 118, через который проходит шпиндель, и внешний трубчатый элемент 120, который вставлен в выемки прилегающих частей верхней 102a и нижней 102b втулок патрона. Опорный подвес 116 вращается совместно с втулками 102a и 102b патрона, которые, в свою очередь, вращаются совместно с буровым долотом 1. Три опорные стойки 122 (на Фиг.3 показаны только две) пересекают кольцевой зазор между внутренним 118 и внешним 120 трубчатыми элементами и обеспечивают опору внутреннего трубчатого элемента 118. Три опорные стойки 122 отстоят на равное расстояние друг от друга по окружности вокруг внутреннего трубчатого элемента 118, а области между ними позволяют буровой текучей среде проходить через кольцевой зазор между внутренним трубчатым элементом 118 и внешним 120 трубчатым элементом опорного подвеса 116.

Внутри опорного подвеса 116 между внутренним трубчатым элементом 118 и шпинделем 108 расположен радиальный подшипник 124. Благодаря радиальному подшипнику 124 распределитель 106 потока выдерживает изгибающие и боковые нагрузки, действующие на распределитель 106 и шпиндель 108 во время буровых работ. Это уменьшает вращательное сопротивление на распределителе 106 потока и обеспечивает его свободный поворот даже под действием высоких гравитационных и вибрационных нагрузок, возникающих при бурении. Радиальный подшипник 124 также обеспечивает удержание шпинделя 108 и изоляцию шпинделя 108 и распределителя 106 потока от вращения совместно с опорным подвесом 116 и буровым долотом 1.

Между радиальным подшипником 124 и распределителем 106 потока расположен второй упорный подшипник 126. Благодаря второму упорному подшипнику 126 распределитель 106 выдерживает осевые нагрузки, возникающие при вибрации и отскоке бурового долота 1 во время буровых работ.

Первый упорный подшипник 112, второй упорный подшипник 126 и радиальный подшипник образуют подшипниковый узел патрона 100.

Верхний конец шпинделя 108 соединен с приводным соединительным элементом 128 для обеспечения соединения шпинделя 108 и распределителя 106 потока с блоком управления вращением (не показан). Блок управления вращением предназначен для управления вращательным положением распределителя 106 потока и отделения распределителя 106 от вращения бурового долота 1. Блок управления вращением может использоваться для удержания распределителя потока в геостационарном положении при вращении бурового долота 1 вокруг него. Следовательно, блок управления вращением может использоваться для управления угловым положением отверстия 110 для перенаправления потока, из которого буровая текучая среда выходит в отверстие 16 хвостовика бурового долота 1.

Патрон 100 выполнен с возможностью вставки в отверстие 16 хвостовика бурового долота 1 целиком и удерживается в отверстии 16 хвостовика с помощью удерживающего зажима 130, который может быть быстро закреплен или удален. Отверстие 16 хвостовика может быть изменено для вставки патрона 100. Патрон 100 может быть легко и быстро установлен в соответствующее буровое долото 1 на буровой площадке.

На Фиг.4А и 4В подробнее показаны распределитель 106 потока и шпиндель 108, показанный на Фиг.3. На Фиг.4А показан вид в аксонометрии с продольным разрезом шпинделя 108 и распределителя 106 потока. Отверстие 110 для перенаправления потока выполнено в нижнем конце 106b распределителя 106 и радиально смещено от продольной оси распределителя 106 и шпинделя 108, обозначенной линией А-А. Отверстие 110 выполнено в виде кругового сектора и проходит по угловой дуге около 85 градусов. Тем не менее, следует понимать, что угловая дуга отверстия 110 может быть изменена или отрегулирована в зависимости от бурового долота, на которое должен устанавливаться патрон 100, и требуемых рабочих параметров. Остальная часть нижнего конца 106b распределителя 106 потока закрыта и образует блокирующую поток часть 111, которая предотвращает прохождение буровой текучей среды через эту часть распределителя 106 потока.

В нижнем конце 106b распределителя 106 потока в месте, расположенном по существу диаметрально противоположно отверстию 110 для перенаправления потока, выполнена выемка 132. Выемка 132 уменьшает вес данной части распределителя 106 и обеспечивает баланс распределителя 106 при его вращении, уменьшая неуравновешенные вращательные усилия. Это также обеспечивает уменьшение вращательного сопротивления

на распределителе 106 во время бурения. Цилиндрическая стенка 134 распределителя 106 проходит в направлении вверх от нижнего конца 106b распределителя 106. Шпиндель 108 неподвижно прикреплен к центральной муфте 136, расположенной на верхней стороне распределителя 106. В забойном конце 106b распределителя 106 выполнено центральное отверстие 133 для вставки охватываемой стержневой части указанного первого упорного подшипника (не показан).

На Фиг.4В показан вид в аксонометрии распределителя 106 и шпинделя 108, показанного на Фиг.3, со стороны скважины. Цилиндрическая стенка 134 ограничивает отверстие 138 на верхнем конце 106a распределителя 106 для приема буровой текучей среды. На верхней стороне распределителя 106 выполнен выступ или гребень 140, который совпадает с выемкой 132, выполненной на нижней стороне, и перекрывает ее (см. Фиг.4А). Внутренний профиль верхней части распределителя 106 наклонен к нижнему концу 106b распределителя 106 по обе стороны от гребня 140 по направлению к отверстию 110 для перенаправления потока. Таким образом, между гребнем 140 и отверстием 110 по обе стороны от гребня 140 образован уклон, который обеспечивает отвод потока буровой текучей среды, падающей на противоположную сторону распределителя 106, к отверстию 110. По сравнению с плоской поверхностью, перпендикулярной направлению потока текучей среды, уклон предотвращает резкую остановку буровой текучей среды на верхней стороне преобразователя 106, что снижает осевые гидравлические нагрузки на распределителе 106.

На Фиг.5 подробнее показан опорный подвес 116 патрона 100, показанного на Фиг.3. Опорный подвес 116 содержит внутренний трубчатый элемент 118, имеющий внутренний канал 119 для установки радиального подшипника (не показан), который, в свою очередь, удерживает шпиндель (не показан). Также выполнен внешний трубчатый элемент 120, а три опорные стойки 122 пересекают кольцевой зазор между внутренним 118 и внешним 120 трубчатыми элементами. Три опорные стойки 122 обеспечивают опору внутреннего трубчатого элемента 118 и отстоят на одинаковое расстояние друг от друга по окружности вокруг внутреннего трубчатого элемента 118. Три области или отверстия 123 между тремя опорными стойками 122 обеспечивают прохождение буровой текучей среды через кольцевой зазор между внутренним 118 и внешним 120 трубчатыми элементами опорного подвеса 116.

На Фиг.6 показан продольный разрез верхней части бурового долота 1, показанного на Фиг.1, на котором показан другой вариант выполнения патрона 100, вставленного в отверстие 16 хвостовика бурового долота 1. Конструкция патрона 100, показанного на

Фиг.6, схожа с конструкцией патрона 100, показанного на Фиг.3, и на Фиг.6 для обозначения одних и тех же частей использованы те же номера позиции. Основные отличия патрона 100, показанного на Фиг.6, от патрона, показанного на Фиг.3, заключаются в конфигурации распределителя 106 потока, второго упорного подшипника 126 и радиального подшипника 124. Отличия распределителя потока рассмотрены ниже со ссылкой на Фиг.7А и 7В.

Как и на Фиг.3, между радиальным подшипником 124 и распределителем 106 потока расположен второй упорный подшипник 126 патрона 100, показанный на Фиг.6. Благодаря второму упорному подшипнику 126 распределитель 106 потока выдерживает осевые нагрузки, возникающие при вибрации и отскоке бурового долота 1 во время бурения. На Фиг.6 второй упорный подшипник 126 содержит пружину 127, которая действует в качестве поджимающего элемента и поджимает распределитель 106 в нужное положение в осевом направлении. Пружина действует в двух направлениях: i) поджимает распределитель 106 в сторону выпускного конца 107 патрона 100 для взаимодействия с первым упорным подшипником 112; ii) поджимает второй упорный подшипник 126 к радиальному подшипнику 124. Благодаря этому распределитель потока удерживается в фиксированном положении на выпускном конце 107 патрона 100 и уменьшается вибрация или отскок распределителя 106, которые могут привести к его повреждению.

Как и на Фиг.3, радиальный подшипник 124 патрона 100 на Фиг.6 расположен в пределах опорного подвеса 116 и удерживает шпиндель 108. Благодаря радиальному подшипнику 124 распределитель 106 потока выдерживает изгибающие и боковые нагрузки, действующие на распределитель 106 и шпиндель 108 во время буровых работ. На Фиг.6 радиальный подшипник 124 содержит разделительный элемент 124с и два контактных элемента 124а и 124б, расположенные на соответствующих продольных концах разделительного элемента 124с. Контактные элементы 124а и 124б находятся в контакте со шпинделем для обеспечения его опоры. Разделительный элемент 124с не находится в контакте со шпинделем 108, а только обеспечивает конструктивную опору контактными элементами 124а и 124б. Такое расположение уменьшает площадь контакта радиального подшипника 124 со шпинделем 108, что обеспечивает снижение трения между радиальным подшипником 124 и шпинделем 108. Контактные элементы 124а и 124б выполнены из карбида вольфрама и/или поликристаллического алмаза. По длине шпинделя 108 в пределах радиального подшипника 124 нанесено покрытие из карбида вольфрама, обеспечивающее твердую износостойкую поверхность и повышающее долговечность патрона 100.

На Фиг.7А и 7В более подробно показаны распределитель 106 потока и шпindelь 108, показанный на Фиг.6. На Фиг.7А показан продольный разрез аксонометрии распределителя 106 потока и шпинделя 108. Распределитель 106 содержит по существу дискообразную пластину 109, расположенную на нижнем конце 106b распределителя 106. На внешней окружности дискообразной пластины 109 выполнен вырез для образования отверстия 110 для перенаправления потока, который радиально смещен относительно продольной оси распределителя 106 и шпинделя 108, обозначенной линией А-А. Внешняя окружность дискообразной пластины 109 точно соответствует внутренней окружности корпуса патрона 100 (см. Фиг.6) так, что по существу вся буровая текучая среда проходит через отверстие 110. В забойном конце 106b распределителя 106 выполнено центральное отверстие 133 для установки охватываемой стержневой части указанного первого упорного подшипника (не показан).

На Фиг.7В показан вид в аксонометрии распределителя 106 потока и шпинделя 108, показанного на Фиг.6, со стороны скважины. Как показано на данном чертеже, отверстие 110 для перенаправления потока выполнено в виде кругового сектора и проходит на угловую дугу примерно 85 градусов. Тем не менее, следует понимать, что угловая дуга отверстия 110 может быть изменена или отрегулирована в зависимости от бурового долота, на которое устанавливается патрон 100, и требуемых рабочих параметров. Остальная часть нижнего конца 106b распределителя 106 потока закрыта и образует блокирующую поток часть 111, которая предотвращает прохождение буровой текучей среды через данную часть распределителя 106. Центральная муфта или гнездо 136 расположено на верхнем конце 106a дискообразной пластины 109 и проходит в восходящем направлении. Шпindelь 108 неподвижно прикреплен к центральному гнезду 136. В верхней части центрального гнезда 136 выполнена кольцевая выемка 137 для размещения пружины и части указанного второго упорного подшипника (не показан).

На Фиг.8А-8D показаны горизонтальные проекции бурового долота 1 и патрона 100 в сборе, как показано на Фиг.3 и 6, на которых проиллюстрированы различные положения отверстия 110 для перенаправления потока распределителя 106 относительно одного или более окон 20 и перемычек 26 бурового долота 1, показанных на Фиг.2.

На Фиг.8А отверстие 110 для перенаправления потока распределителя 106 и одно окно 20 долота 1 полностью выровнены. Площадь поперечного сечения проточного канала через отверстие 110 и окно 20 долота максимальна. Таким образом, скорость потока буровой текучей среды через этот проточный канал минимальна, и такая конфигурация приводит к наименьшему перепаду давления. Два других окна (не показаны) бурового

долота 1 заблокированы или перекрыты блокирующей поток частью 111 распределителя 106 так, что буровая текучая среда по существу не проходит через эти окна.

На Фиг.8В показан повернутый на небольшое угловое расстояние против часовой стрелки распределитель 106 потока, и теперь отверстие 110 в распределителе 106 частично закрыто одной из перемычек 26 долота 1. Площадь поперечного сечения проточного канала через отверстие 110 для перенаправления потока и окно 20 долота меньше по сравнению с показанной на Фиг.5А. Таким образом, скорость потока буровой текучей среды через этот проточный канал увеличена, и перепад давления увеличен.

На Фиг.8С показан повернутый еще на небольшое угловое расстояние против часовой стрелки распределитель 106 потока, и теперь вся ширина перемычки 26 долота попадает в отверстие 110 для перенаправления потока в распределителе 106, то есть окно максимально закрыто перемычкой 26 долота. Площадь поперечного сечения проточного канала через отверстие 110 для перенаправления потока и окно 20 минимальна. Таким образом, скорость потока буровой текучей среды через этот проточный канал максимальна, и такая конфигурация приводит к наибольшему перепаду давления.

На Фиг.8D показан повернутый еще на небольшое угловое расстояние против часовой стрелки распределитель 106 потока. Как и на Фиг.5С, вся ширина перемычки 26 попадает в отверстие 110 в распределителе 106, таким образом, окно снова максимально перекрыто перемычкой 26. Тем не менее, в этот раз отверстие 110 перекрывает два окна 20 долота. Площадь поперечного сечения проточного канала через отверстие 110 и окно 20 долота минимальна. Таким образом, скорость потока буровой текучей среды через проточный канал максимальна, и такая конфигурация приводит к наибольшему перепаду давления, но на этот раз поток текучей среды распределен по двум окнам долота, которые, в свою очередь, находятся в сообщении с соответствующими соплами в долоте 1.

На Фиг.8А-8D проиллюстрирован поворот распределителя 106 потока для демонстрации его взаимодействия с окнами 20 бурового долота 1. Тем не менее, при направленном бурении распределитель 106 удерживается в геостационарном положении в фиксированном угловом положении относительно определенного сектора ствола скважины во время вращения долота 1 вокруг распределителя потока. При вращении бурового долота обеспечено последовательное вращение окон 20 долота 1, что приводит к мгновенному выравниванию с отверстием 110 для перенаправления потока. Таким образом, так как окна 20 долота находятся в сообщении с отверстием 110, буровая текучая среда будет выходить из вращающегося бурового долота 1 либо одной струей из одного сопла, как показано на Фиг.8А-8С, либо двумя струями из двух сопел, как показано на Фиг.8D. Тем не менее,

каждый из этих потоков последовательно выводится только в определенный сектор ствола скважины, соответствующий угловому положению отверстия 110.

На Фиг.9А схематично показан вид сбоку узла из бурового долота 1 и патрона (не показан), показанного на Фиг.3 и 6, при работе в определенный момент времени. Буровое долото 1 присоединено к части бурильной колонны 200 и размещено в стволе 301 скважины в породе 300. На Фиг.9В показан вид снизу на конструкцию, показанную на Фиг.9А, где изображены резцы 4 и сопла 24а, 24б и 24с для буровой текучей среды, расположенные на торце 6 бурового долота 1.

На Фиг.9А и 9В буровое долото 1 вращается бурильной колонной 200 с помощью либо приводного средства (не показано), расположенного на поверхности, либо с помощью гидравлического забойного двигателя (не показан), либо того и другого. Распределитель потока патрона 100 соединен с блоком управления вращением (не показан), который размещен в одной из секций бурильной колонны 200. Блок управления вращением выполняет контрвращение распределителя потока (не показан) с по существу той же скоростью вращения, что и буровое долото 1, так, что распределитель потока удерживается в геостационарном положении относительно ствола 301 скважины с постоянным углом наклона. Отверстие для перенаправления потока (не показано) распределителя потока расположено под углом в азимутальном направлении стрелки В, как показано на Фиг.9А, что соответствует нужному направлению перемещения. Таким образом, буровая текучая среда из бурового долота 1 будет поступать в конкретный сектор ствола 301 скважины, соответствующий угловому положению отверстия для перенаправления потока распределителя потока при последовательном выравнивании сопел с отверстием для перенаправления потока. В этот конкретный момент времени буровая текучая среда выходит из бурового долота 1 в виде единой высокоскоростной струи через сопло 24а, как показано на Фиг.9В. Струя буровой текучей среды ударяется о дно ствола 301 скважины и быстро меняет направление, возвращаясь на поверхность через кольцевое пространство, образованное между бурильной колонной 200 и стволом 301 скважины. Таким образом, перенаправление буровой текучей среды приводит к тому, что буровое долото 1 отклоняется в направлении стрелки В.

Не ограничиваясь теорией, можно предположить, что в управлении буровым долотом 1 участвуют четыре физических механизма. Первым физическим механизмом является гидравлический эффект, вызванный перепадом давления по окружности бурового долота 1. Поток текучей среды с большой скоростью имеет меньший статический напор по сравнению с потоком текучей среды с меньшей скоростью. Это явление хорошо изучено и

регулируется уравнением Бернулли для энергии текучей среды. Таким образом, перенаправленный возвратный поток вокруг поверхности одного из участков бурового долота 1 создает разность давлений по окружности вращающегося бурового долота, которое отклоняет буровое долото 1 в направлении стрелки В на Фиг.9А по направлению к перенаправленному потоку (который находится под более низким давлением относительно остальной части окружности бурового долота). Таким образом, буровое долото 1 притягивается к породе, создавая боковое усилие для смещения долота.

Второй физический механизм также является гидравлическим эффектом и возникает в дополнение к эффекту Бернулли. Данный механизм возникает при выходе перенаправленного потока текучей среды из сопла 24а и столкновении с породой 300, после чего он быстро меняет направление и течет вокруг долота, как описано выше. Это приводит к быстрому ускорению буровой текучей среды на границе породы 300, что, в свою очередь, вызывает высокое положительное давление, которое действует на участок торца б долота, обозначенный стрелкой А на Фиг.9А. Это создает изгибающий момент, обозначенный стрелкой С на Фиг.9А, который отклоняет бурильную колонну 200 непосредственно над буровым долотом 1, создавая угол между торцом б долота и породой 300.

Два вышеуказанных гидравлических эффекта - эффект Бернулли и высокое давление на торце долота - дополняют друг друга и служат для смещения и наклона долота в сторону требуемого торца инструмента.

Третий физический механизм - преимущественная эрозия на торце б долота - является результатом смещения текучей среды в одном сегменте долота. Высокая скорость текучей среды, вызванная образованием струй на торце долота, как описано выше, создает абразивное различие на торце б долота. Скорость абразивного износа пропорциональна скорости перемещения текучей среды, поэтому в области торца долота с высокой скоростью перемещения текучей среды скорость абразивного износа выше, чем в области с низкой скоростью перемещения текучей среды. Проще говоря, материал размывается или вымывается в передней части долота, что приводит к сниженному «режущему» требованию и более общему направлению перемещения долота по "пути наименьшего сопротивления".

Четвертый физический механизм подобен третьему, но в данном случае он связан с эрозией вокруг выступа или боковой поверхности бурового долота 1. При повороте выпускаемой буровой текучей среды и направлении ее обратно к поверхности в область низкого давления (см. первый физический механизм выше), на торце долота возникает эрозионный дисбаланс из-за области высокого ускорения текучей среды. Данные абразивные и эрозионные эффекты приводят к преимущественному удалению материала

пород в зонах высоких скоростей и ускорений на торце долота. Это приводит к смещению бурового долота  $l$  в сторону областей с преимущественно пониженным содержанием породы.

После того, как операция направленного бурения завершена, а буровое долото и бурильная колонна были направлены в требуемую сторону, буровое долото может быть возвращено к бурению по прямой линии. Для прямолинейного бурения распределитель потока вращается с контролируемой абсолютной скоростью вращения так, что буровая текучая среда подается к соплам бурового долота по существу во всех угловых положениях, так что общее боковое результирующее усилие на буровом долоте отсутствует.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Патрон для бурового долота роторной системы направленного бурения, содержащий:

корпус, имеющий впускной конец для приема буровой текучей среды из буровой колонны и выпускной конец, через который буровая текучая среда может выходить из корпуса патрона,

распределитель потока, выполненный с возможностью выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выходе из корпуса патрона, и

подшипниковый узел для удержания распределителя потока,

причем подшипниковый узел содержит по меньшей мере один подшипник, расположенный на выпускном конце корпуса патрона.

2. Патрон для бурового долота роторной системы направленного бурения, содержащий:

корпус, который имеет впускной конец, имеющий впускное отверстие для приема буровой текучей среды из бурильной колонны, и выпускной конец, имеющий выпускное отверстие, через которое буровая текучая среда может выходить из корпуса патрона,

распределитель потока, выполненный с возможностью выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выходе из корпуса патрона, и

подшипниковый узел для удержания распределителя потока,

причем подшипниковый узел содержит по меньшей мере один подшипник, расположенный в корпусе патрона между впускным отверстием корпуса патрона и распределителем потока.

3. Патрон по п.1 или 2, в котором подшипниковый узел содержит первый упорный подшипник, расположенный на выпускном конце корпуса патрона.

4. Патрон по п.3, в котором первый упорный подшипник представляет собой конический подшипник.

5. Патрон по п.4, в котором первый упорный подшипник выполнен с возможностью вращения вокруг центральной продольной оси патрона.

6. Патрон по любому из п.п.2-5, в котором подшипниковый узел содержит второй упорный подшипник, расположенный в корпусе патрона.

7. Патрон по п.6, в котором второй упорный подшипник содержит поджимающий

элемент для поджатия распределителя потока в осевом направлении в его положение.

8. Патрон по любому из п.п.2-7, в котором подшипниковый узел содержит радиальный подшипник, расположенный в корпусе патрона.

9. Патрон по п.8, в котором радиальный подшипник содержит разделительный элемент и два контактных элемента, расположенных на обоих концах разделительного элемента, причем контактные элементы находятся в контакте со шпинделем патрона.

10. Патрон по п. 9, в котором контактные элементы выполнены из карбида вольфрама и/или поликристаллического алмаза.

11. Патрон по любому из предыдущих пунктов, в котором распределитель потока установлен в корпусе патрона с возможностью вращения.

12. Патрон по любому из п.п.9-11, в котором распределитель потока установлен на шпинделе, который неподвижно прикреплен к распределителю потока и вращается совместно с ним.

13. Патрон по любому из п.п.9-12, в котором шпиндель установлен с возможностью вращения в радиальном подшипнике.

14. Патрон по п.13, дополнительно содержащий опорный подвес, который обеспечивает опору радиальному подшипнику.

15. Патрон по п.14, в котором опорный подвес расположен вблизи распределителя потока или смежно с ним.

16. Патрон по п.14 или 15, в котором опорный подвес имеет отверстия для обеспечения возможности прохождения буровой текучей среды через опорный подвес.

17. Патрон по любому из предыдущих пунктов, дополнительно содержащий соединитель для соединения распределителя потока с блоком управления вращением для управления вращательным положением распределителя потока.

18. Патрон по любому из предыдущих пунктов, в котором распределитель потока имеет эксцентрическое отверстие для перенаправления потока, предназначенное для перенаправления буровой текучей среды.

19. Патрон по п.18, в котором отверстие для перенаправления потока выполнено с возможностью сообщения с по меньшей мере одним впускным отверстием сопла бурового долота.

20. Патрон по п.15 или 16, в котором отверстие для перенаправления потока

выполнено с возможностью сообщения с впускными отверстиями соответствующих сопел бурового долота.

21. Патрон по любому из предыдущих пунктов, который выполнен с возможностью вставки в отверстие хвостовика бурового долота.

22. Комплект, содержащий патрон по любому из п.п.1-21 и буровое долото роторной системы направленного бурения.

23. Комплект по п.22, в котором буровое долото представляет собой буровое долото с поликристаллическим алмазным композитом или шарошечное долото.

24. Способ направленного бурения ствола скважины в породе, включающий:

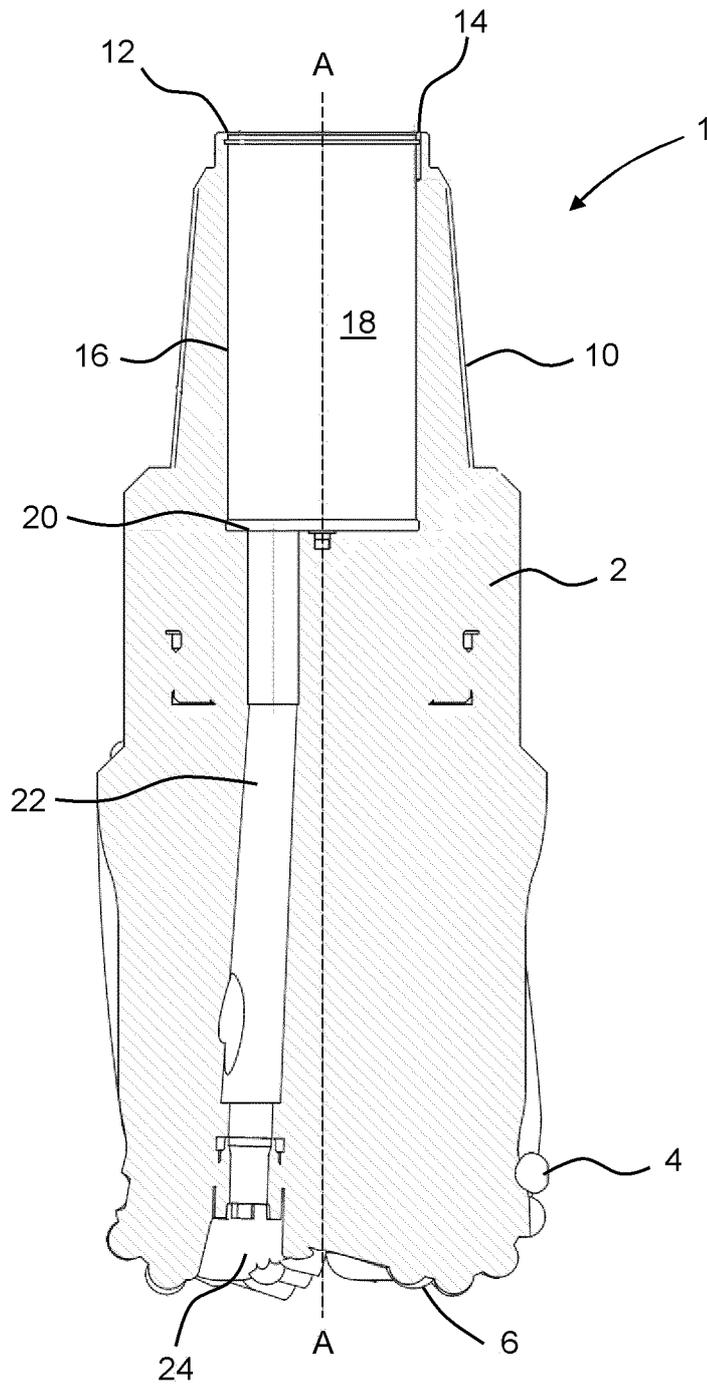
вставку патрона во внутреннее пространство бурового долота, причем патрон содержит корпус, имеющий впускной конец для приема буровой текучей среды из бурильной колонны и выпускной конец, через который буровая текучая среда выходит из корпуса патрона, и распределитель потока для выборочного управления направлением потока буровой текучей среды при ее выходе из корпуса патрона, и

использование распределителя потока для выборочного направления по меньшей мере части буровой текучей среды в одно или более сопел бурового долота.

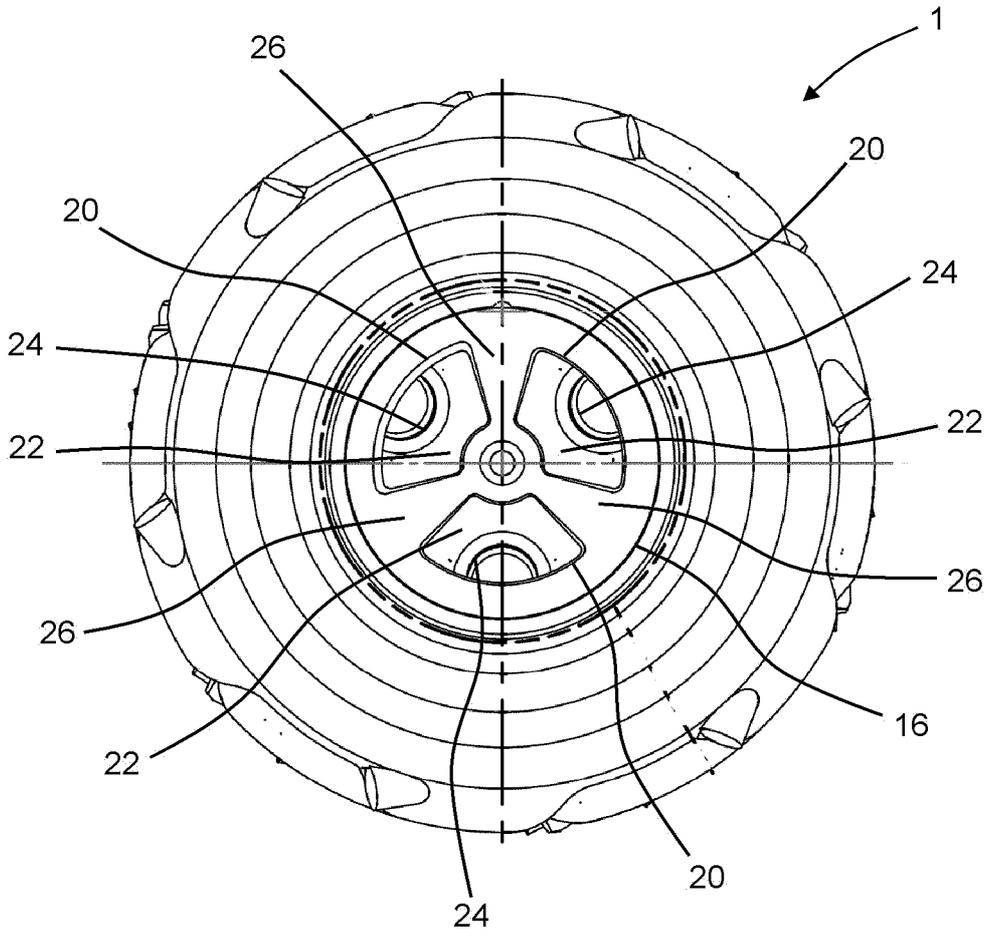
25. Способ по п.24, в котором дополнительно:

присоединяют распределитель потока к блоку управления вращением, вращают распределитель потока относительно вращения бурильной колонны в направлении вращения, противоположном направлению вращения бурильной колонны, и управляют вращательным положением распределителя потока для выборочного направления по меньшей мере части буровой текучей среды в одно или более сопел бурового долота.

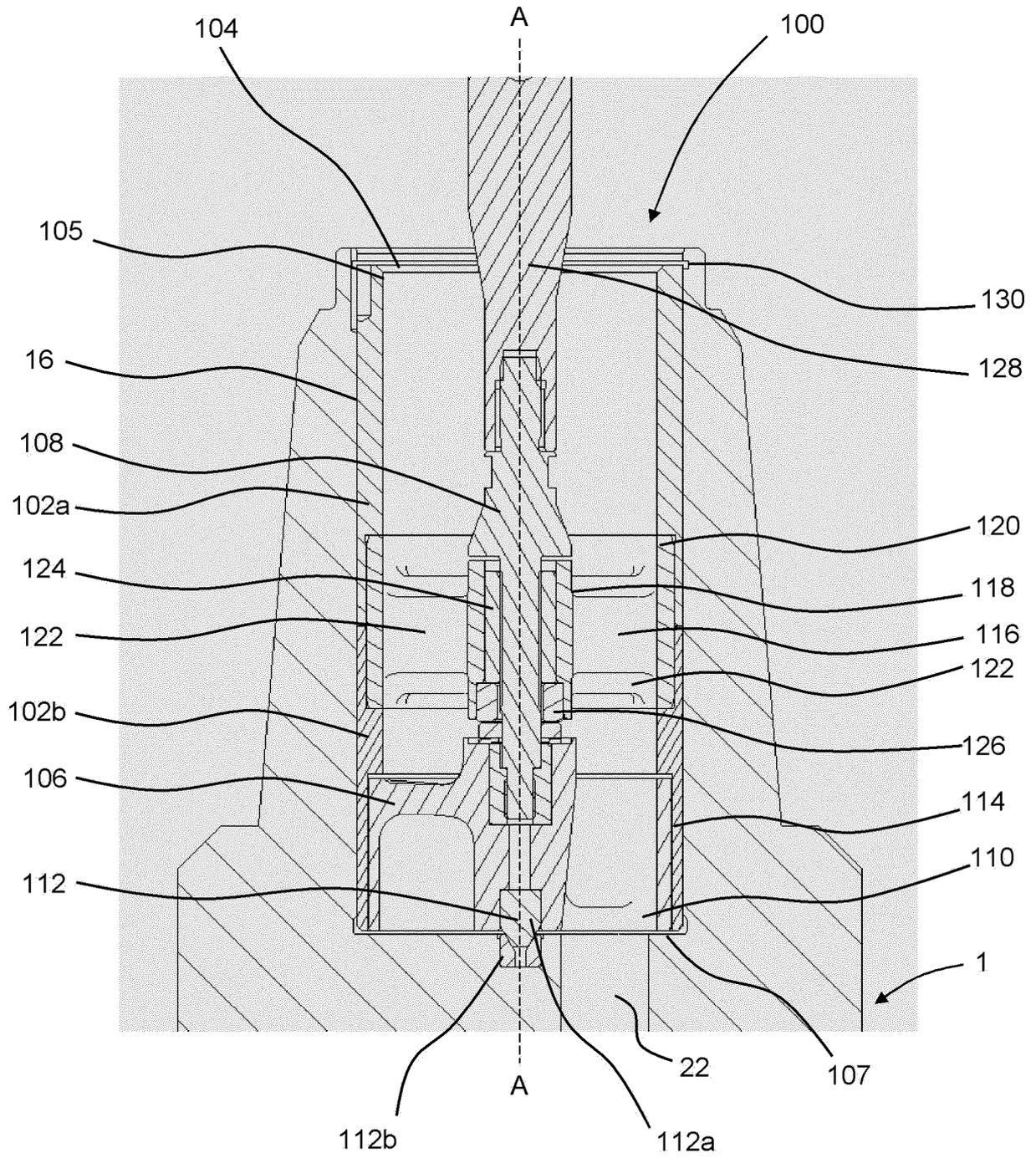
26. Способ по п.24 или 25, в котором патрон вставляют в буровое долото на буровой площадке или буровой установке.



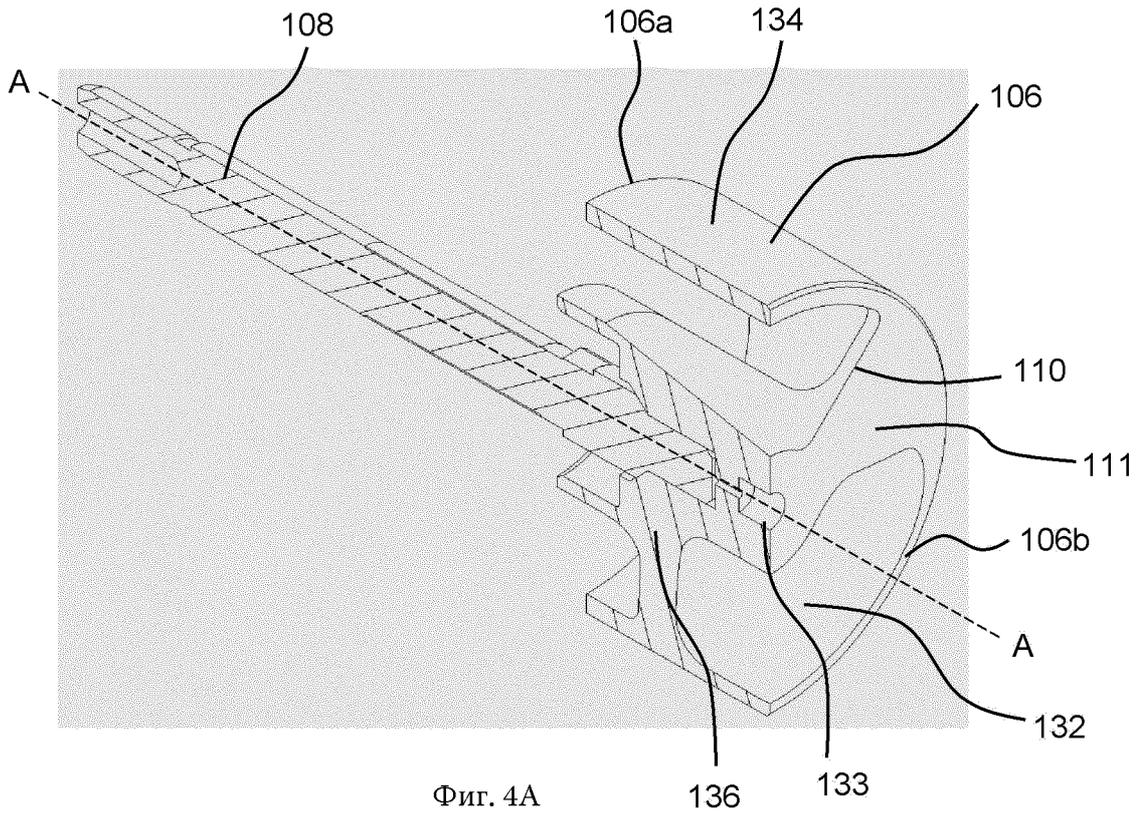
Фиг. 1



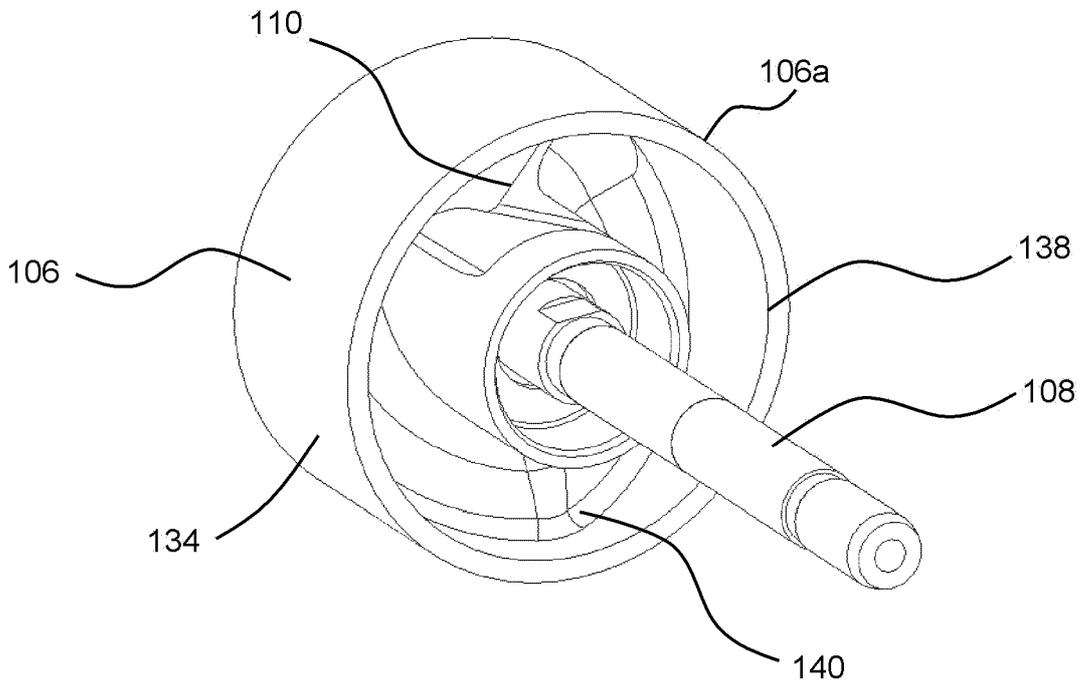
Фиг. 2



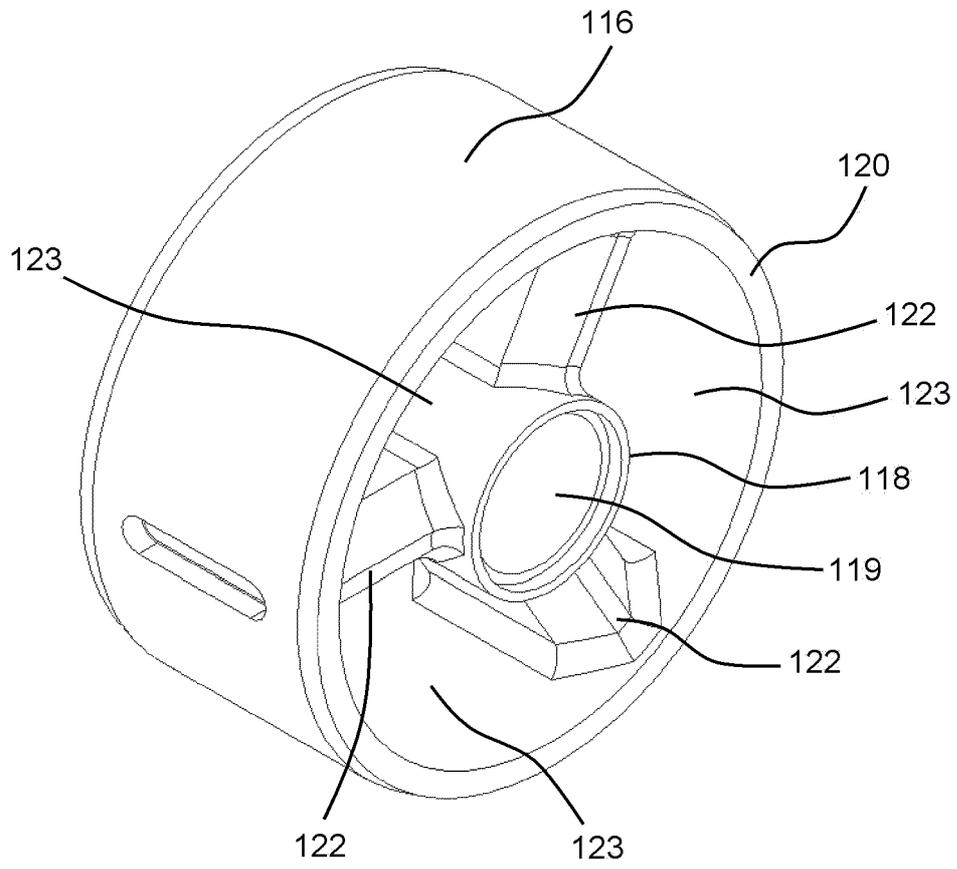
Фиг. 3



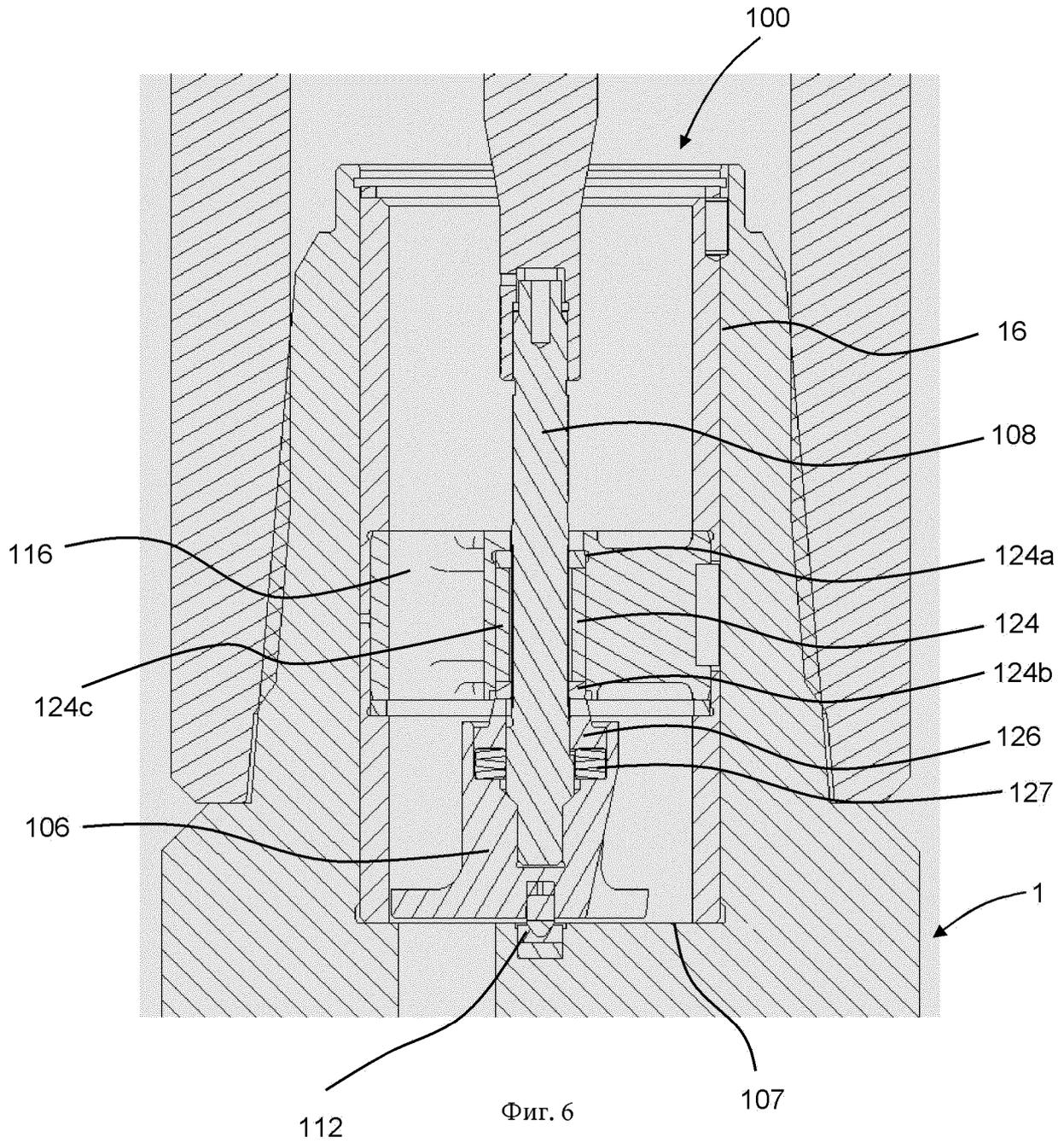
Фиг. 4А

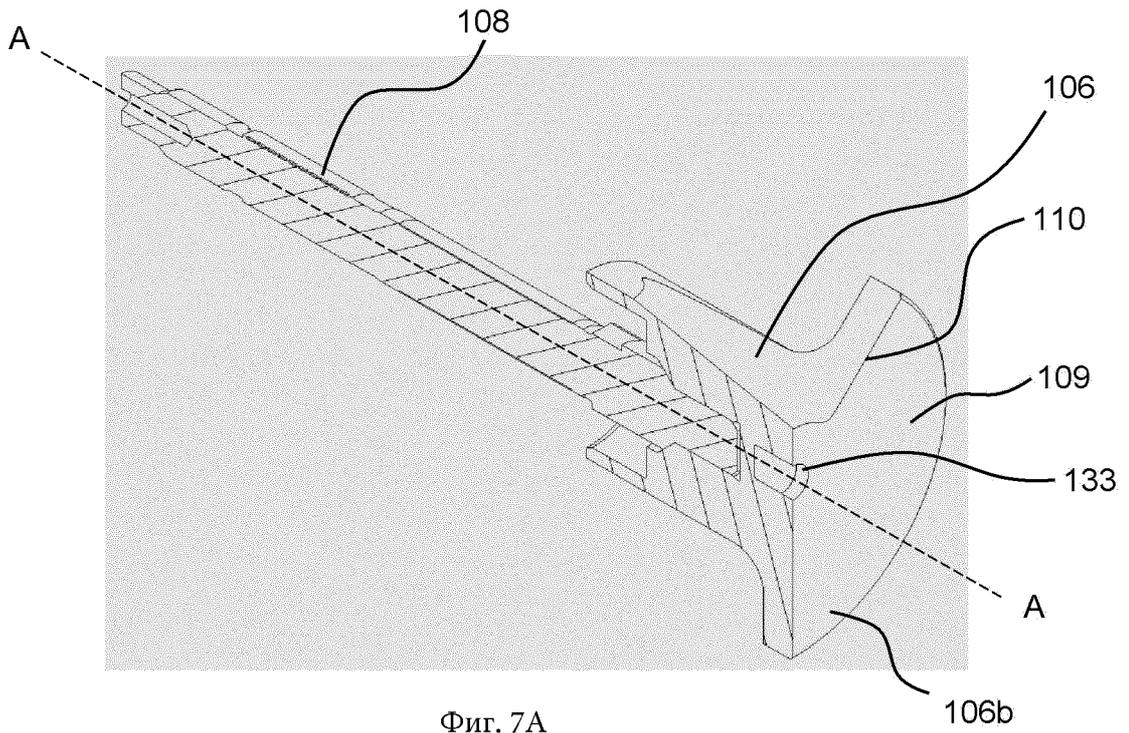


Фиг. 4В

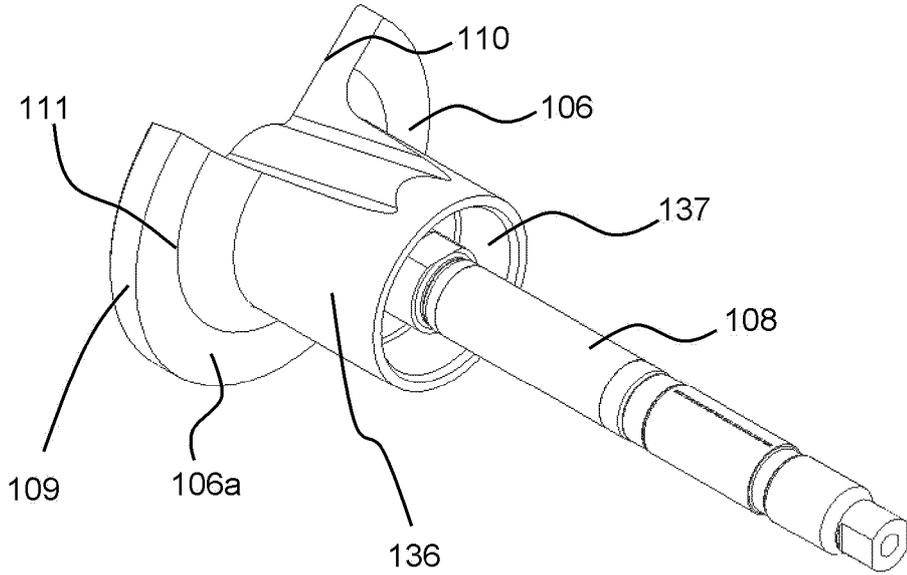


Фиг. 5

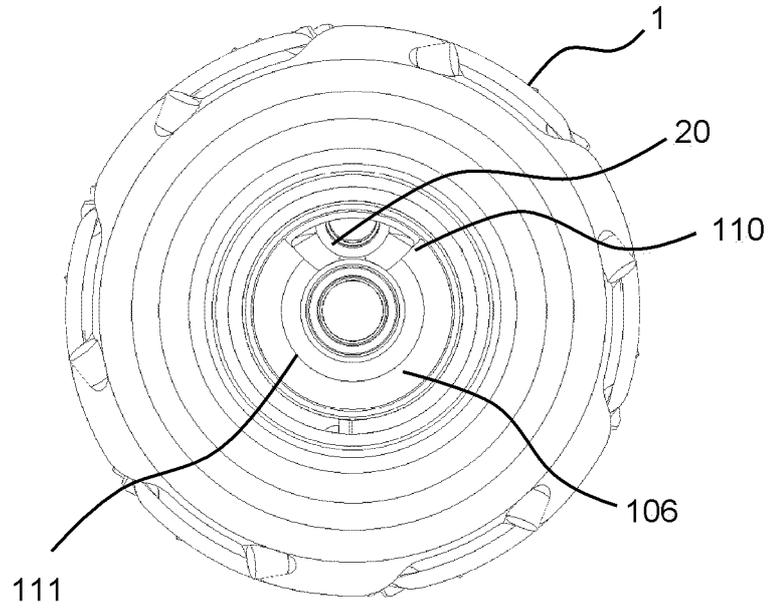




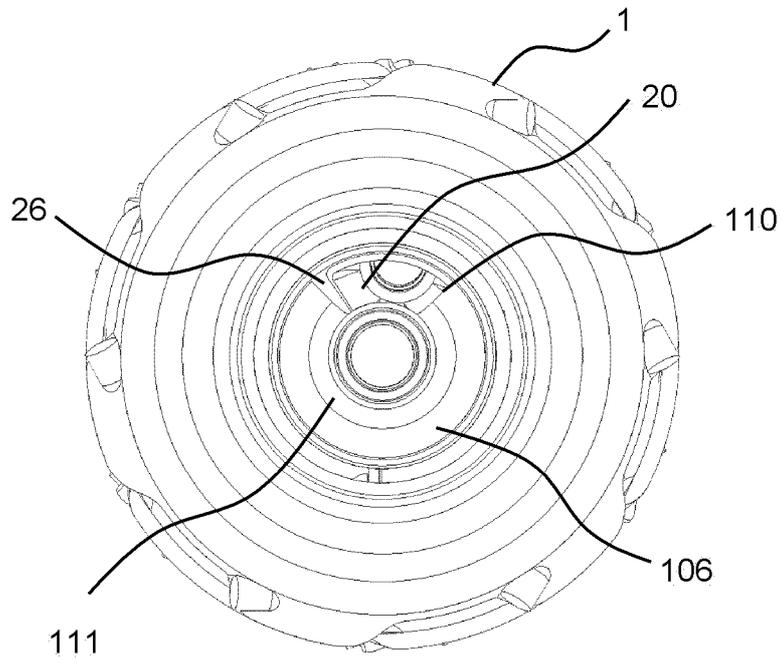
Фиг. 7А



Фиг. 7В

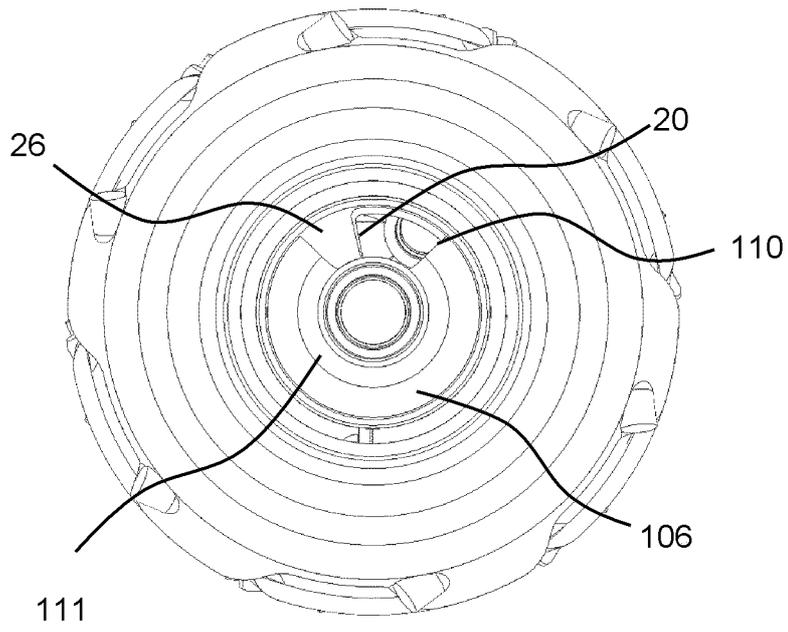


Фиг. 8А

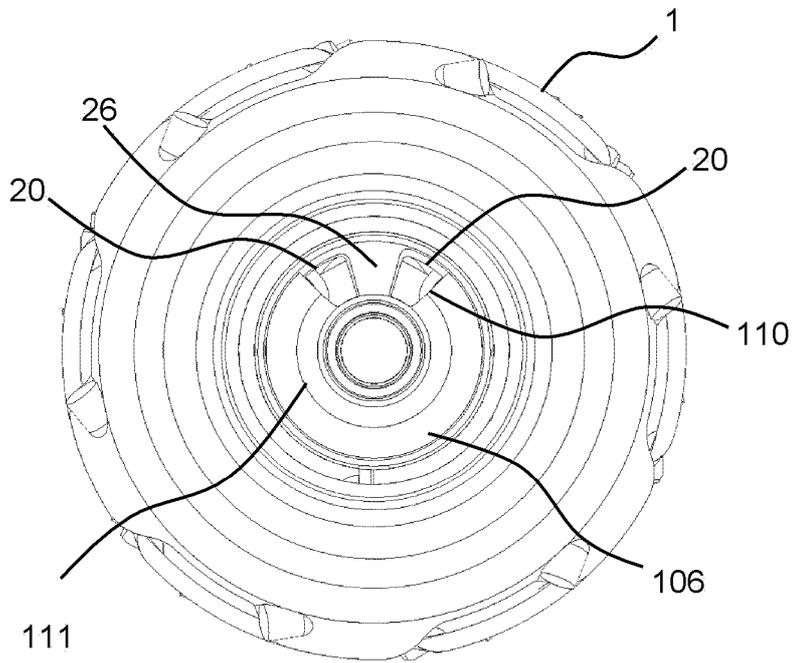


Фиг. 8В





Фиг. 8С



Фиг. 8D

