



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2013111959/03, 09.09.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
09.09.2011

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:  
09.09.2010 US 61/381,243;  
04.11.2010 US 61/410,099

(43) Дата публикации заявки: 20.10.2014 Бюл. № 29

(45) Опубликовано: 10.02.2015 Бюл. № 4

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 5706905 A, 13.01.1998 . SU 1779088 A1, 15.04.1994 . RU 2239042 C2, 27.10.2004 . WO 2007/138314 A1, 06.12.2007 . WO 2009/070521 A2, 04.06.2009. EA 9968 B1, 28.04.2008 . UA 28665 A, 16.10.2000

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 09.04.2013

(86) Заявка РСТ:  
CA 2011/001006 (09.09.2011)(87) Публикация заявки РСТ:  
WO 2012/031353 (15.03.2012)Адрес для переписки:  
190000, Санкт-Петербург, ВОХ 1125,  
"ПАТЕНТИКА"

(72) Автор(ы):

**КЛАУСЕН Джеффри (US),  
ПРИЛЛ Джонатан Райн (CA)**

(73) Патентообладатель(и):

**НЭШНЛ ОЙЛВЭЛЛ ВАРКО, Л.П. (US)****(54) ВНУТРИСКВАЖИННОЕ РОТОРНОЕ БУРОВОЕ УСТРОЙСТВО С ЭЛЕМЕНТАМИ, ВХОДЯЩИМИ В КОНТАКТ С ПОРОДОЙ, И СИСТЕМОЙ КОНТРОЛЯ**

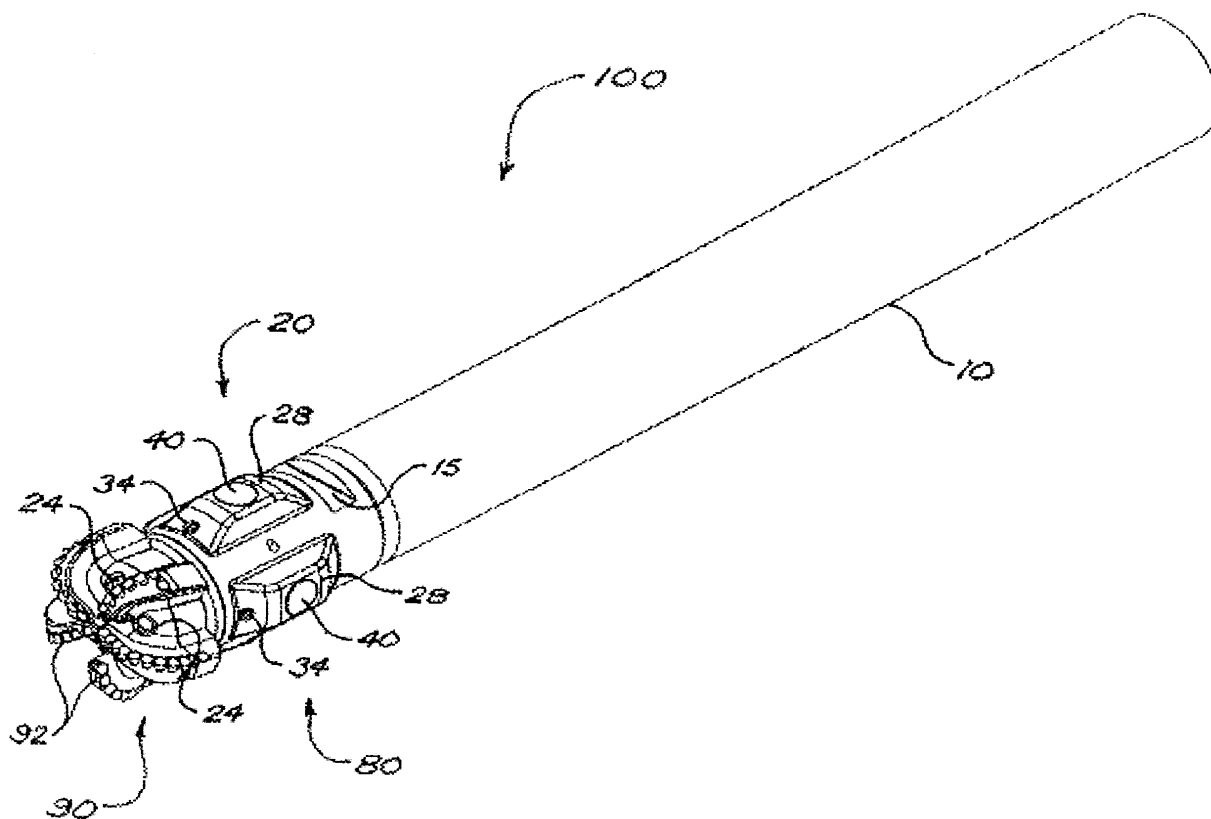
(57) Реферат:

Группа изобретений относится к области направленного бурения стволов нефтяных и газовых скважин. Управляемое буровое устройство включает систему контроля, расположенную внутри цилиндрического корпуса, присоединенного к буровому долоту, имеющему выполненные с возможностью радиального выдвигания поршни. Текучая среда, приводящая поршень в действие, течет из корпуса и через дозирующий текучую среду узел, который направляет текучую среду внутрь каналов для

текучей среды в буровом долоте, ведущих к соответствующим поршням. Система контроля контролирует дозирующий текучую среду узел, с тем чтобы выборочно позволять текучей среде течь через каналы для текучей среды к поршням и выходить через выпускное отверстие в каждом канале для текучей среды. Выборочное протекание текучей среды вынуждает поршни в буровом долоте временно выдвигаться в направлении, противоположном желаемому отклонению ствола скважины, тем самым

отклоняя его (буровое долото) от осевой линии ствола скважины. Дозирующий текучую среду узел обладает способностью стабилизировать суммарную площадь потока, управлять суммарной площадью потока и изменять суммарную площадь потока внутри бурового долота путем перемещения верхнего элемента

внутри дозирующего текучую среду узла. Система контроля и буровое долото соединены особым образом для облегчения отделения для изменения конфигурации или размера управляющей секции и режущей конструкции бурового долота одновременно. 3 н. и 39 з.п. ф-лы, 45 ил.



ФИГ.1

RU 2540761 C2

RU 2540761 C2



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2013111959/03, 09.09.2011**

(24) Effective date for property rights:  
**09.09.2011**

Priority:

(30) Convention priority:  
**09.09.2010 US 61/381,243;**  
**04.11.2010 US 61/410,099**

(43) Application published: **20.10.2014** Bull. № 29

(45) Date of publication: **10.02.2015** Bull. № 4

(85) Commencement of national phase: **09.04.2013**

(86) PCT application:  
**CA 2011/001006 (09.09.2011)**

(87) PCT publication:  
**WO 2012/031353 (15.03.2012)**

Mail address:  
**190000, Sankt-Peterburg, VOKh 1125,**  
**"PATENTIKA"**

(72) Inventor(s):  
**KLAUSEN Dzheffri (US),**  
**PRILL Dzhonatan Rajn (CA)**

(73) Proprietor(s):  
**NEhShNL OJLVEhLL VARKO, L.P. (US)**

(54) **DOWNHOLE ROTOR DRILLING ASSEMBLY WITH ELEMENTS CONTACTING ROCKS AND WITH CONTROL SYSTEM**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention refers to the field of controlled drilling of oil and gas wells. The controlled drilling assembly includes control system placed inside a cylindrical body connected to the drilling bit having radially retractable pistons. The fluid activating the piston flows from the body through the fluid dosing unit, which directs the fluid to the fluid channels in the drilling bit, which lead to the respective pistons. The control system controls the fluid dosing unit in order to ensure selective passing of the fluid through the fluid channels to pistons and to let it out through the outlet in each fluid channel. Selective passing of the fluid forces pistons in the drilling bit to retract in the direction opposite to the desired deviation of the well bore, thus deviating the drilling bit from the axial line of the well bore. The fluid dosing unit is capable to stabilise total area of the flow, to control total area of the flow and

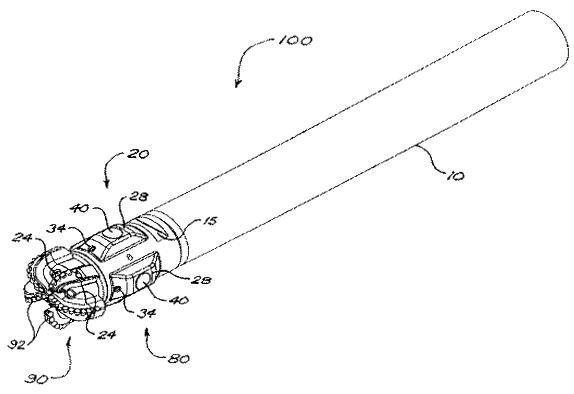
change total area of the flow inside the drilling bit by moving the upper element inside the fluid dosing unit.

EFFECT: control system and drilling bit are connected in a special way to facilitate separation in order to change configuration and size of the control section and cutting design of the drilling bit simultaneously.

42 cl, 45 dwg

RU 2 540 761 C 2

RU 2 540 761 C 2



Фиг.1

RU 2540761 C2

RU 2540761 C2

## ОБЛАСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Настоящее изобретение относится в целом к системам и устройству для направленного бурения стволов скважин, в частности нефтяных и газовых скважин.

### УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

5 В роторных управляемых системах (РУС), в настоящее время используемых в бурении нефтяных и газовых скважин внутри подземных пород, обычно используются инструменты, которые работают выше бурового долота как полностью независимые инструменты, контролируемые с поверхности. Эти инструменты используются для направления буровой колонны в желаемом направлении от вертикали или другой  
10 желаемой ориентации ствола скважины, например, посредством управляющих накладок или реактивных элементов, которые прикладывают поперечные усилия к стенке ствола скважины для отклонения бурового долота относительно осевой линии ствола скважины. Большинство из этих стандартных систем являются сложными и дорогостоящими и имеют ограниченное время работы ввиду ограничений батареи и  
15 электроники. Они также требуют транспортировки всего инструмента с буровой площадки на предприятие, занимающееся ремонтом и техническим обслуживанием, когда части инструмента выходят из строя. Большинство используемых в настоящее время конструкций требуют больших перепадов давления на инструменте для хорошей работы инструментов. В настоящее время не существует легко разделяемого соединения  
20 между системами контроля РУС и реактивными элементами, входящими в контакт с породой, которые позволяют осуществлять контроль направления непосредственно на долоте.

Имеется две основные категории роторных управляемых буровых систем, используемых для направленного бурения. В буровых системах с направлением долота  
25 ориентацию бурового долота варьируют относительно осевой линии буровой колонны для достижения желаемого отклонения ствола скважины. В системах с отклонением долота поперечное или боковое усилие прикладывают к буровой колонне (обычно в точке, находящейся в нескольких футах выше бурового долота), тем самым отклоняя долото от местной оси ствола скважины для достижения желаемого отклонения.

30 Роторные управляемые системы (РУС), в настоящее время используемые для направленного бурения, сфокусированы на инструментах, которые сидят выше бурового долота и либо отклоняют долото с помощью постоянного усилия, прикладываемого несколькими футами выше долота, либо изменяют ориентацию долота, с тем чтобы  
35 направить долото в желаемом направлении. Системы с отклонением долота являются более простыми и более прочными, но имеют ограничения ввиду приложения бокового усилия в нескольких футах от долота, что требует приложения сравнительно больших усилий для отклонения долота. С точки зрения основ физики, боковое усилие, необходимое для вызывания заданного отклонения долота (и, следовательно, заданного изменения в направлении долота), увеличивается по мере увеличения расстояния между  
40 местом приложения бокового усилия и долотом.

Примеры РУС уровня техники могут быть найдены в патентах США №4690229 (Раней); 5265682 (Рассел и др.); 5513713 (Глоувс); 5520255 (Барр и др.); 5553678 (Барр и др.); 5582260 (Мюрер и др.); 5706905 (Барр); 5778992 (Фуллер); 5803185 (Барр и др.); 5971085 (Коулбрук); 6279670 (Эддисон и др.); 6439318 (Эддисон и др.); 7413034 (Киркхоуп и др.); 7287605 (Ван Стинвик и др.); 7306060 (Крюгер и др.); 7810585 (Даунтон) и 7931098 (Аронстам и др.) и в международной заявке № PCT/US 2008/068100 (Даунтон), опубликованной под номером международной публикации WO 2009/002996 A1.

Используемые в настоящее время конструкции РУС обычно требуют больших

перепадов давления на долоте, тем самым ограничивая гидравлические возможности в данной скважине ввиду увеличенной требуемой мощности накачки для циркуляции буровых текучих сред через устройство. Системы с направлением долота могут иметь эксплуатационные преимущества перед системами с отклонением долота, но они требуют сложных и дорогостоящих конструкций бурового долота; более того, они могут быть подвержены проблемам стабильности долота в стволе скважины, что делает их менее подходящими и более трудноуправляемыми, особенно при бурении сквозь мягкие породы.

Система с отклонением долота обычно требует использования фильтрующего подузла выше инструмента для удержания выбуренной породы за пределами важных областей устройства. Если крупные куски выбуренной породы (например, куски горной породы) или большие количества закупоривающего материала (например, буровой текучей среды) получают возможность войти в клапанные механизмы в современных конструкциях инструмента с отклонением долота, результатом обычно является выход клапана из строя. Однако фильтры тоже подвержены проблемам; если закупоривающая добавка или куски горной породы входят в фильтр и закупоривают фильтр, может быть необходимо выполнять извлечение (или подъем и спуск) буровой колонны и долота из ствола скважины для очистки фильтра.

По названным выше причинам имеется необходимость в роторных управляемых буровых системах и устройствах с отклонением долота, которые могут смещать буровое долото до желаемой степени, прикладывая меньшие боковые усилия к буровой колонне, чем в стандартных системах с отклонением долота, в то же время производя меньший перепад давления на инструменте, чем имеет место при использовании известных систем. Имеется также необходимость в роторных управляемых буровых системах и устройствах с отклонением долота, которые могут работать надежно без необходимости их использования совместно с фильтрующими подсистемами.

Конструкции РУС с отклонением долота, используемые в настоящее время, обычно включают интегрированную систему контроля или интегрированное устройство контроля РУС для контроля работы РУС-инструмента. Таким образом, необходимо отделять все РУС-устройство от буровой колонны и заменять его новым РУС-устройством всякий раз, когда требуется изменить размеры долота. Это приводит к увеличенным издержкам и потере времени, связанным с заменами долота. Соответственно, также имеется необходимость в конструкциях РУС с отклонением долота, в которых устройство контроля РУС выполнено с возможностью его легкого отделения от управляющего механизма и может быть использовано с различными размерами бурового долота.

Имеется также необходимость в системах и устройствах РУС с отклонением долота, которые могут выборочно работать либо в первом режиме для направленного бурения, либо во втором режиме, в котором управляющий механизм отключен в целях прямого неотклоняющегося бурения. Такая возможность выбора рабочего режима увеличит срок службы устройства, а также время между заменами инструмента на месте эксплуатации. Кроме того, имеется необходимость в таких системах и устройствах, которые используют модульную конструкцию с возможностью обслуживания на месте эксплуатации, что позволяет заменять систему контроля и компоненты отклоняющей системы на месте эксплуатации, тем самым обеспечивая увеличенные надежность и гибкость для оператора, работающего на месте эксплуатации, и более низкую стоимость.

## СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

В целом, настоящее раскрытие описывает варианты реализации роторного

управляемого бурового устройства с отклонением долота (также называемого РУС-инструментом), содержащего буровое долото, имеющее

- режущую конструкцию,

- отклоняющий механизм (или управляющую секцию) для поперечного отклонения режущей конструкции путем приложения бокового усилия к буровому долоту, и

- узел контроля для приведения в действие отклоняющего долото механизма. В настоящем патентном документе термин «буровое долото» следует понимать как включающий и режущую конструкцию, и управляющую секцию, причем режущая конструкция присоединена к нижнему концу управляющей секции. Режущая конструкция может быть присоединена к управляющей секции или интегрирована с управляющей секцией без возможности отделения либо может иметь возможность отделения от управляющей секции.

Управляющая секция бурового долота вмещает по меньшей мере один поршень, каждый из которых имеет радиальный ход. Поршни обычно (но не обязательно) расположены с равными интервалами вокруг периферии долота и адаптированы для выдвижения радиально наружу от основного тела управляющей секции. В некоторых вариантах реализации поршни адаптированы для прямого контакта со стенкой ствола скважины, пробуренного внутри подземной породы. В других вариантах реализации реактивный элемент (также называемый реактивной накладкой) может быть обеспечен для каждого поршня, при этом наружные поверхности реактивных элементов лежат в круговом расположении, в целом соответствующем диаметру (т.е. размеру) ствола скважины и режущей конструкции бурового долота. Каждый реактивный элемент установлен на управляющей секции так, чтобы проходить над по меньшей мере частью наружной поверхности соответствующего поршня, так что, когда данный поршень выдвинут, он давит на внутреннюю поверхность его реактивного элемента. Наружная поверхность реактивного элемента, в свою очередь, давит на стенку ствола скважины, так что боковое усилие, вызываемое выдвижением поршня, отклоняет или смещает режущую конструкцию в направлении от выдвинутого поршня к противоположной стороне ствола скважины. Реактивные элементы установлены на управляющей секции нежестким, или упругим, способом, с тем чтобы иметь возможность смещаться наружу относительно управляющей секции, с тем чтобы вызывать поперечное смещение режущей конструкции относительно ствола скважины, когда данный поршень приведен в действие. Поршни могут быть смещены к отведенным позициям внутри управляющей секции, например, посредством смещающих пружин.

Управляющая секция сформирована с по меньшей мере одним каналом для текучей среды, причем количество этих каналов соответствует количеству поршней, и каждый из них проходит между радиально внутренним концом соответствующего поршня и впускным отверстием для текучей среды у верхнего конца управляющей секции, так что текучая среда (такая как буровой раствор), приводящая поршень в действие, может входить в любой данный канал для текучей среды для приведения в действие соответствующего поршня. Каналы для текучей среды обычно продолжаются вниз после поршней для обеспечения возможности для текучей среды выходить внутрь ствола скважины через концевые сопла долота.

Узел контроля РУС-инструмента расположен внутри корпуса, нижний конец которого присоединен к верхнему концу управляющей секции. Текучая среда, приводящая поршень в действие, такая как буровой раствор, течет вниз через корпус и вокруг управляющей секции. Нижний конец узла контроля взаимодействует с дозирующим текучую среду узлом и приводит в действие дозирующий текучую среду узел для

направления текучей среды, приводящей поршень в действие, к (по меньшей мере) одному из поршней через соответствующие каналы для текучей среды в управляющей секции.

В одном варианте реализации РУС-инструмента дозирующий текучую среду узел 5 содержит в целом цилиндрический верхний втулочный элемент, имеющий верхний выступ и дозирующий текучую среду паз или дозирующее текучую среду отверстие во втулке ниже выступа. Дозирующий текучую среду узел также содержит нижнюю втулку, имеющую центральное отверстие и определяющую требуемое количество впускных 10 отверстий для текучей среды, при этом каждое впускное отверстие для текучей среды открыто в центральное отверстие через соответствующее углубление в верхней области нижней втулки. Нижняя втулка установлена на верхний конец управляющей секции или выполнена за одно целое с верхним концом управляющей секции. Верхняя втулка 15 выполнена с возможностью размещения внутри отверстия нижней втулки, при этом паз в верхней втулке находится в целом на той же высоте, что и углубления в нижней втулке. Узел контроля адаптирован для взаимодействия с верхней втулкой и вращения верхней втулки внутри нижней втулки, так что текучая среда, приводящая поршень в действие, течет из корпуса внутрь верхней втулки, а затем направляется через паз в 20 верхней втулке внутрь углубления, с которым паз выровнен, и, следовательно, внутрь соответствующего впускного отверстия для текучей среды и вниз внутрь соответствующего канала для текучей среды в управляющей секции для приведения в действие (т.е. радиального выдвижения) соответствующего поршня.

Корпус и буровое долото вращаются с буровой колонной, но узел контроля адаптирован для контроля вращения верхней втулки относительно корпуса. Для 25 использования устройства для смещения или отклонения ствола скважины в конкретном направлении узел контроля контролирует вращение верхней втулки для ее удержания в желаемой угловой ориентации относительно ствола скважины независимо от вращения буровой колонны. В этом рабочем режиме дозирующий текучую среду паз в верхней втулке остается ориентированным в выбранном направлении относительно земли, т.е. 30 противоположно направлению, в котором требуется отклонить ствол скважины. Поскольку нижняя втулка вращается ниже и относительно верхней втулки, текучая среда, приводящая поршень в действие, направляется последовательно внутрь каждого из впускных отверстий для текучей среды, тем самым приводя в действие каждый поршень для приложения усилия к стенке ствола скважины, тем самым отклоняя и 35 смещая режущую конструкцию долота в противоположном направлении относительно ствола скважины. С каждым кратковременным выравниванием дозирующего текучую среду паза верхней втулки с одним из впускных отверстий для текучей среды текучая среда течет внутрь этого впускного отверстия для текучей среды и приводит в действие соответствующий поршень для смещения режущей конструкции в желаемом поперечном 40 направлении (т.е. к стороне ствола скважины, противоположной приведенному в действие поршню). Соответственно, с каждым оборотом буровой колонны режущая конструкция подвергается некоторому количеству кратковременных отклонений, которое (количество) соответствует количеству впускных отверстий для текучей среды и поршней.

В одном варианте реализации верхняя и нижняя втулки адаптированы и 45 пропорционированы, так что верхняя втулка имеет возможность осевого перемещения относительно нижней втулки из верхней позиции, позволяющей текучей среде течь внутрь всех впускных отверстий для текучей среды одновременно, к промежуточной позиции, позволяющей текучей среде течь внутрь лишь одного впускного отверстия

для текучей среды в каждый момент времени, и к нижней позиции, предотвращающей протекание текучей среды внутрь всех впускных отверстий для текучей среды (в этом случае вся текучая среда просто продолжает течь вниз к режущей конструкции через центральное отверстие, или центральный канал, в управляющей секции).

5 В еще одном варианте реализации РУС-инструмента дозирующий текучую среду узел содержит верхнюю пластину, которая выполнена с возможностью соосного вращения (посредством узла контроля) выше зафиксированной нижней пластины, включенной в верхний конец управляющей секции, при этом зафиксированная нижняя пластина определяет требуемое количество впускных отверстий для текучей среды, 10 которые имеют круговое расположение, концентричное с продольной осью (т.е. осевой линией) управляющей секции, и выровнены с соответствующими каналами для текучей среды в управляющей секции. Верхняя и нижняя пластины, предпочтительно, выполнены из карбида вольфрама или другого износостойчивого материала. Верхняя пластина имеет одно дозирующее текучую среду отверстие, проходящее сквозь нее, смещенное 15 на некоторое радиальное расстояние, в целом соответствующее радиусу впускных отверстий для текучей среды в зафиксированной нижней пластине. Когда корпус инструмента и буровое долото вращаются с буровой колонной, узел контроля контролирует вращение верхней пластины для ее удержания в желаемой угловой ориентации относительно ствола скважины независимо от вращения буровой колонны.

20 Вращающаяся верхняя пластина пролегает непосредственно над зафиксированной нижней пластиной и параллельна зафиксированной нижней пластине, так что, когда дозирующее текучую среду отверстие в верхней пластине выровнено с данным одним из впускных отверстий для текучей среды в зафиксированной нижней пластине, текучая среда, приводящая поршень в действие, может течь через дозирующее текучую среду 25 отверстие в верхней пластине и выровненное впускное отверстие для текучей среды в зафиксированной нижней пластине внутрь соответствующего канала для текучей среды в управляющей секции. Этот поток текучей среды вынуждает соответствующий поршень выдвинуться радиально наружу из управляющей секции, так что он давит на его реактивный элемент (или давит непосредственно на ствол скважины), тем самым 30 отклоняя и смещая режущую конструкцию долота в противоположном направлении.

Предпочтительно, управляющая секция бурового долота выполнена с возможностью отделения от узла контроля (например, посредством стандартного резьбового соединения концов труб без помощи муфт), при этом вращающаяся верхняя пластина включена в узел контроля. Это обеспечивает возможность сборки компонентов на 35 месте эксплуатации для завершения РУС-инструмента на буровой площадке и обеспечивает возможность быстрых замен бурового долота на буровой площадке - либо для использования другой режущей конструкции, либо для обслуживания управляющей секции - без необходимости извлечения узла контроля из буровой колонны.

Для отклонения режущей конструкции в желаемом направлении относительно ствола 40 скважины узел контроля настраивают на удержание дозирующего текучую среду отверстия ориентированным в направлении, противоположном желаемому направлению отклонения (т.е. направлению смещения). Буровое долото вращается внутри ствола скважины, в то время как верхняя пластина не вращается относительно ствола скважины. С каждым оборотом бурового долота дозирующее текучую среду отверстие 45 в верхней пластине проходит над каждым из впускных отверстий для текучей среды в зафиксированной нижней пластине и кратковременно выравнивается с каждым из этих впускных отверстий. Соответственно, когда приводящая в действие текучая среда введена внутрь внутренней части корпуса инструмента выше верхней пластины, текучая

среда течет внутрь каждого канала для текучей среды по очереди во время каждого оборота буровой колонны.

При каждом кратковременном выравнивании дозирующего текучую среду отверстия верхней пластины с одним из впускных отверстий для текучей среды текучая среда течет внутрь этого впускного отверстия для текучей среды и приводит в действие соответствующий поршень для отклонения (т.е. смещения) режущей конструкции в желаемом поперечном направлении (т.е. к стороне ствола скважины, противоположной приведенному в действие поршню). Соответственно, при каждом обороте бурового долота режущая конструкция подвергается некоторому количеству кратковременных отклонений, которое (количество) соответствует количеству впускных отверстий для текучей среды и поршней.

Посредством узла контроля направление, в котором режущая конструкция отклоняется, может быть изменено путем вращения верхней пластины для придания ей другой зафиксированной ориентации относительно ствола скважины. Однако, если необходимо использовать инструмент для прямого (т.е. неотклоняющегося) бурения, инструмент может быть переведен в режим прямого бурения (как дополнительно описано ниже в настоящем документе).

Благодаря приложению бокового усилия непосредственно к буровому долоту, близко к режущей конструкции, а не на значительном расстоянии выше долота, как в стандартных системах с отклонением долота, возможность управления долотом повышена, а усилие, необходимое для отклонения долота, уменьшено. Более низкое приложение боковых усилий к долоту, когда долото удерживается на одной линии с остальной частью стабилизированной буровой колонны, расположенной позади, также повышает стабильность и улучшает повторяемость в мягких породах. Термин «повторяемость», используемый в настоящем патентном документе, понимается в области направленного бурения как означающий способность многократно получать постоянный радиус кривизны (или «степень набора») для траектории ствола скважины в данной подземной породе независимо от прочности породы. Чем больше величина усилия, прикладываемого к стенке ствола скважины поршнем в буровой системе с отклонением долота, тем больше тенденция поршня врезаться внутрь более мягких пород и уменьшать кривизну траектории ствола скважины (по сравнению с эффектом таких же усилий в более твердых породах). Соответственно, эта тенденция в более мягких породах будет уменьшаться посредством меньших усилий поршня, требуемых для такой же эффективности, при использовании систем с отклонением долота согласно настоящему раскрытию.

Роторные управляемые буровые системы и устройства с отклонением долота согласно настоящему раскрытию могут иметь модульную конструкцию, так что любой из различных компонентов (например, поршни, реактивные элементы, узел контроля и компоненты узла контроля) может быть заменен на месте эксплуатации во время замены долота. Как было отмечено, еще одним выгодным признаком устройства является то, что вращающаяся верхняя пластина (или втулка) дозирующего текучую среду узла может быть деактивирована, так чтобы инструмент бурил прямо, когда отклонение ствола скважины не требуется, тем самым обеспечивая более долгий срок службы батареи (например, для питающихся от батареи компонентов узла контроля) и, следовательно, увеличивая временной интервал, в течение которого инструмент может работать без замены батарей.

Узел контроля для роторного управляемого бурового устройства согласно настоящему раскрытию может быть любого функционально подходящего типа. В

качестве неограничивающего примера, узел контроля может быть аналогом или производным узла контроля, приводимого в действие текучей средой и относящегося к типу, используемому в системе вертикального бурения, раскрытой в Международной заявке № РСТ/US 2009/040983 (опубликованной как Международная публикация № WO 2009/151786). В других вариантах реализации узел контроля может вращать 5 вращающуюся верхнюю пластину или верхнюю втулку с использованием, например, электродвигателя или турбин противоположного действия.

#### КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Варианты реализации согласно настоящему раскрытию будут описаны далее со 10 ссылками на прилагаемые чертежи, на которых одними и теми же позициями обозначены одни и те же части, и из которых

Фиг.1 - изометрический вид первого варианта реализации роторного бурового устройства согласно настоящему раскрытию со смещающими долото поршнями, адаптированными для прямого контакта со стенкой ствола скважины,

15 Фиг.2 - вид в продольном разрезе первого варианта реализации роторного бурового устройства, показанного на Фиг.1, в котором дозирующий текучую среду узел содержит вращающуюся верхнюю втулку и зафиксированную нижнюю втулку,

Фиг.2А - увеличенный подробный вид дозирующего текучую среду узла, показанного на Фиг.2,

20 Фиг.3А, 3В и 3С - изометрический вид, вид в разрезе и вид сбоку, соответственно, вращающейся верхней втулки устройства, показанного на Фиг.2,

Фиг.4А, 4В и 4С - изометрический вид, вид в разрезе и вид сбоку, соответственно, зафиксированной нижней втулки устройства, показанного на Фиг.2,

Фиг.5 - вид в поперечном разрезе устройства, показанного на Фиг.2, показывающий 25 дозирующий текучую среду паз во вращающейся верхней втулке, выровненный с впускным отверстием для текучей среды в зафиксированной нижней втулке для обеспечения протекания текучей среды внутрь соответствующего канала для текучей среды в буровом долоте, и показывающий соответствующий поршень выдвинутым,

30 Фиг.6 - изометрический местный вид в продольном разрезе средней области устройства, показанного на Фиг.2, показывающий вращающуюся верхнюю втулку, зафиксированную нижнюю втулку с впускными отверстиями для текучей среды и каналы для текучей среды в управляющей секции,

Фиг.7 - вид снизу устройства, показанного на Фиг.2, показывающий буровое долото и корпуса поршней, при этом один смещающий долото поршень выдвинут,

35 Фиг.8А - вид в разрезе варианта реализации втулочного узла, показанного на Фиг.2-б, с вращающейся верхней втулкой, находящейся в верхней позиции, при которой текучая среда, приводящая поршень в действие, течет внутрь всех каналов для текучей среды,

40 Фиг.8В - вид в поперечном разрезе втулочного узла, показанного на Фиг.8А, иллюстрирующий протекание текучей среды, приводящей поршень в действие, внутрь всех впускных отверстий для текучей среды,

Фиг.9А - вид в разрезе варианта реализации втулочного узла, показанного на Фиг.8А, с вращающейся верхней втулкой, находящейся в промежуточной позиции, при которой текучая среда, приводящая поршень в действие, течет лишь внутрь одного впускного отверстия для текучей среды,

45 Фиг.9В - вид в поперечном разрезе втулочного узла, показанного на Фиг.9А, иллюстрирующий протекание текучей среды, приводящей поршень в действие, внутрь впускного отверстия для текучей среды, выровненного с пазом во вращающейся верхней втулке,

Фиг.10А - вид в разрезе варианта реализации втулочного узла, показанного на Фиг.8А, с вращающейся верхней втулкой, находящейся в нижней позиции, при которой приводящая в действие текучая среда не может течь внутрь всех впускных отверстий для текучей среды,

5 Фиг.10В - вид в поперечном разрезе втулочного узла, показанного на Фиг.10А, иллюстрирующий заблокированное протекание текучей среды во впускные отверстия для текучей среды,

Фиг.11 - вид в продольном разрезе, подобный Фиг.2, показывающий роторное буровое устройство в работе внутри ствола скважины, при этом один поршень радиально выдвинут и прикладывает смещающее долото усилие к одной стороне ствола скважины,

Фиг.12 - вид в продольном разрезе второго варианта реализации роторного бурового устройства, показанного на Фиг.1, с упруго установленным реактивным элементом, относящимся к каждому поршню, и в котором дозирующий текучую среду узел содержит вращающуюся верхнюю пластину и зафиксированную нижнюю пластину,

15 Фиг.12А - вид сверху вращающейся верхней пластины дозирующего текучую среду узла, показанного на Фиг.12,

Фиг.12В - вид сверху зафиксированной нижней пластины дозирующего текучую среду узла, показанного на Фиг.12,

20 Фиг.13 - вид в поперечном разрезе устройства, показанного на Фиг.12, иллюстрирующий дозирующее текучую среду отверстие во вращающейся верхней пластине, выровненное с впускным отверстием для текучей среды, проходящим сквозь зафиксированную верхнюю пластину внутрь бурового долота, и показывающий соответствующий смещающий долото поршень выдвинутым,

25 Фиг.14А - изометрический вид управляющей секции устройства, показанного на Фиг.12, с гибким реактивным элементом, установленным на управляющей секции совместно с каждым поршнем,

Фиг.14В - вид со стороны верхнего конца устройства, показанного на Фиг.14А, показывающий верхнюю и нижнюю пластины дозирующего текучую среду узла, корпусы поршней и упруго установленные гибкие реактивные элементы,

30 Фиг.14С - вид сбоку устройства, показанного на Фиг.14А, где один поршень приведен в действие и смещает его соответствующий гибкий реактивный элемент,

Фиг.14D - вид в продольном разрезе устройства, показанного на Фиг.14А, где один поршень приведен в действие и смещает его соответствующий гибкий реактивный элемент,

35 Фиг.15А - изометрический вид управляющей секции устройства, показанного на Фиг.12, с шарнирным реактивным элементом, установленным на управляющей секции совместно с каждым поршнем,

40 Фиг.15В - вид со стороны верхнего конца устройства, показанного на Фиг.15А, показывающий верхнюю и нижнюю пластины механизма, приводящего поршень в действие, корпусы поршней и шарнирные реактивные элементы,

Фиг.15С - вид сбоку устройства, показанного на Фиг.15А, где один поршень приведен в действие и смещает его соответствующий шарнирный реактивный элемент,

45 Фиг.15D - вид в продольном разрезе устройства, показанного на Фиг.15А, где один поршень приведен в действие и смещает его соответствующий шарнирный реактивный элемент,

Фиг.16А - изометрический вид варианта реализации управляющей секции устройства, показанного на Фиг.12, с дозирующим текучую среду узлом, включающим втулочный

узел, как на Фиг.2-6,

Фиг.16В - вид с верхнего конца устройства, показанного на Фиг.16А, показывающий верхнюю и нижнюю втулки механизма, приводящего поршень в действие, корпуса поршней и упруго установленные гибкие реактивные элементы,

5 Фиг.16С - вид сбоку устройства, показанного на Фиг.16А, где один поршень приведен в действие и смещает его соответствующий гибкий реактивный элемент,

Фиг.16D - вид в продольном разрезе устройства, показанного на Фиг.16А, где один поршень приведен в действие и смещает его соответствующий гибкий реактивный элемент,

10 Фиг.17А - вид в разрезе одного варианта реализации поршневого узла согласно настоящему раскрытию в отведенной позиции,

Фиг.17В - вид в разрезе поршневого узла, показанного на Фиг.17А, в выдвинутой позиции (и с не показанной смещающей пружиной для ясности иллюстрации),

15 Фиг.18А - вид сбоку поршневого узла, показанного на Фиг.17А и 17В, в отведенной позиции,

Фиг.18В - вид сбоку поршневого узла, показанного на Фиг.17А и 17В, в выдвинутой позиции,

Фиг.19А - изометрический вид поршневого узла, показанного на Фиг.17А-18В, в отведенной позиции,

20 Фиг.19В - изометрический вид поршневого узла, показанного на Фиг.17А-18В, в выдвинутой позиции,

Фиг.20А - изометрический вид наружного элемента поршневого узла, показанного на Фиг.17А-19В,

25 Фиг.20В - изометрический вид внутреннего элемента поршневого узла, показанного на Фиг.17А-19В,

Фиг.21 - изометрический вид смещающей пружины поршневого узла, показанного на Фиг.17А-19В,

Фиг.22 - вид в поперечном разрезе управляющей секции бурового устройства, показанного на Фиг.2, включающей поршневые узлы согласно Фиг.17А-21.

### 30 ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ

Фиг.1 и 2 иллюстрируют (в изометрическом виде и в продольном разрезе, соответственно) роторное управляемое буровое устройство (или РУС-инструмент) 100 согласно первому варианту реализации. РУС-инструмент 100 содержит цилиндрический корпус 10, который вмещает узел 50 контроля; и буровое долото 20. Кольцевое пространство 12 сформировано вокруг узла 50 контроля внутри корпуса 10, так что буровая текучая среда, текущая внутри корпуса 10, течет вниз через кольцевое пространство 12 к буровому долоту 20. Буровое долото 20 содержит управляющую секцию 80, присоединенную к нижнему концу корпуса 10, и режущую конструкцию 90, присоединенную к нижнему концу управляющей секции 80 так, чтобы иметь возможность вращаться вместе с ней. Управляющая секция 80, предпочтительно, сформирована со средствами для облегчения отделения от корпуса или снабжена этими средствами, такими как пазы 15 для навинчивания и свинчивания долота. Режущая конструкция 90 может быть любого подходящего типа (например, долото с поликристаллическими алмазными вставками или коническое шарошечное долото), и режущая конструкция 90 не формирует часть основных вариантов реализации устройства согласно настоящему раскрытию.

Управляющая секция 80 имеет по меньшей мере один канал 30 для текучей среды, проходящий вниз от верхнего конца управляющей секции 80. Как видно на Фиг.2,

управляющая секция 80 также имеет центральный осевой канал 22 для перемещения текучей среды к режущей конструкции 90, где буровая текучая среда может выходить под давлением через сопла 24 (для повышения эффективности режущей конструкции 90, когда она вбуривается внутрь материалов подземных пород). Каждый канал 30 для текучей среды ведет к радиально внутреннему концу соответствующего поршня 40, выполненного с возможностью выдвижения радиально наружу из управляющей секции 80 под действием давления приводящей в действие текучей среды, текущей под давлением через канал 30 для текучей среды. Обычно каждый канал 30 для текучей среды проходит на другую сторону его соответствующего поршня 40 к концевому соплу 34 долота, которое обеспечивает возможность слива текучей среды и стравливания давления текучей среды.

Управляющая секция 80 определяет и включает корпуса 28 поршней, отходящие наружу от управляющей секции 80 (основное тело которой обычно имеет диаметр, равный или близкий к диаметру корпуса 10). Радиальный ход каждого поршня 40, предпочтительно, ограничен любыми подходящими средствами (представленными в качестве примера на Фиг.12 в форме поперечного стержня 41, проходящего через щелевое отверстие 43 в поршне 40 и закрепленного внутри корпуса 28 поршня на каждой стороне поршня 40). Этот конкретный признак приведен лишь в качестве примера, и специалисты в данной области должны понимать, что другие средства для ограничения хода поршня могут быть с легкостью разработаны без выхода за рамки объема настоящего раскрытия. Поршни 40 также, предпочтительно, снабжены подходящими смещающими средствами (такими как, в качестве неограничивающего примера, смещающие пружины), смещающими поршни 40 в отведенную позицию внутри их соответствующих корпусов 28 поршней.

В типовом случае текучая среда, приводящая поршень в действие, представляет собой часть буровой текучей среды, отделившуюся от текучей среды, текущей через осевой канал 22 к режущей конструкции 90. Однако текучая среда, приводящая поршень в действие, может в других вариантах реализации представлять собой текучую среду, отличную и/или поступающую из другого источника по отношению буровой текучей среде, текущей к режущей конструкции 90.

РУС-инструмент 100 включает дозирующий текучую среду узел, который в варианте реализации, показанном на Фиг.2, содержит верхнюю втулку 110, которая выполнена с возможностью вращения посредством узла 50 контроля внутри и относительно нижней втулки 120, которая, в свою очередь, является зафиксированной на верхнем конце управляющей секции 80 или выполненной за одно целое с верхним концом управляющей секции 80. Как лучше всего видно на Фиг.2А, 3А, 3В и 3С, выполненная с возможностью вращения верхняя втулка 110 имеет отверстие 114, проходящее через цилиндрическую секцию 116, проходящую вниз ниже кольцевого верхнего выступа 112. Цилиндрическая секция 116 имеет дозирующее текучую среду отверстие, показанное в форме вертикального паза 118. Как видно на Фиг.2А, 4А, 4В и 4С, зафиксированная нижняя втулка 120 имеет отверстие 121 и впускные отверстия 122 для текучей среды, геометрически расположенные так, чтобы соответствовать каналам 30 для текучей среды в управляющей секции 80. В изображенных вариантах реализации впускные отверстия 122 для текучей среды имеют круговое расположение, центром которого является продольная осевая линия  $CL_{RSS}$  РУС-инструмента 100.

Углубления 124 сформированы внутри верхней области нижней втулки 120 для обеспечения сообщения текучей средой между каждым впускным отверстием 122 для текучей среды и отверстием 121. Соответственно, и как лучше всего видно на Фиг.2А

и 6, когда цилиндрическая секция 116 верхней втулки 110 расположена внутри отверстия 121 нижней втулки 120 с дозирующим текучую среду пазом 118, выровненным с данным углублением 124 в нижней втулке 120, отверстие 114 верхней втулки 110 сообщается через текучую среду с соответствующим каналом 30 для текучей среды в управляющей секции 80 через паз 118, углубление 124 и впускное отверстие 122 для текучей среды. Как можно видеть на Фиг.5, результирующий поток приводящей в действие текучей среды, находящейся под давлением, внутри соответствующего канала 30 для текучей среды вызывает приведение в действие и выдвигание радиально наружу соответствующего поршня (показанного на Фиг.5 позицией 40А, используемой для обозначения приведенного в действие поршня).

Узел и работа дозирующего текучую среду узла, описанные выше, могут быть дополнительно уяснены со ссылкой на Фиг.6. Узел 50 контроля снабжен средствами взаимодействия с дозирующим узлом для вращения верхней втулки 110, и они могут иметь любую функционально эффективную форму. В качестве неограничивающего примера, средства взаимодействия с дозирующим узлом показаны на Фиг.2, 2А и 6 как содержащие вал 52, оперативно присоединенный на его верхнем конце к узлу 50 контроля и присоединенный на его нижнем конце к цилиндрическому держателю 54, имеющему верхнюю концевую пластину 53 по меньшей мере с одним отверстием 53А для текучей среды. Цилиндрический держатель 54 концентрично присоединен на его нижнем конце 54L к выступу 112 верхней втулки 110, так что верхняя втулка 110 вращается относительно нижней втулки 120, когда вал 52 вращается узлом 50 контроля. Текучая среда 70, текущая вниз внутри кольцевого пространства 12, окружающего узел 50 контроля внутри корпуса 10, течет через отверстия 53А для текучей среды в верхней концевой пластине 53 держателя 54, внутрь цилиндрической полости 55 внутри держателя 54, а затем внутрь отверстия 114 верхней втулки 110. Часть текучей среды 70 отделяется через паз 118 в цилиндрической секции 116 верхней втулки 110 внутрь впускного отверстия 120 для текучей среды, выровненного в это время с пазом 118, а затем - внутрь соответствующего канала 30 для текучей среды для приведения в действие соответствующего поршня 40. Остальная часть текучей среды 70 течет внутрь основного осевого канала 22 в управляющей секции 80 для ее доставки к режущей конструкции 90.

Фиг.7 - вид снизу бурового долота 20, показывающий режущую конструкцию 90 с режущими элементами или зубьями 92, соплами 24 долота, поршнями 40 и корпусами 28 поршней. На Фиг.13 один поршень, обозначенный позицией 40А, показан в его приведенной в действие позиции выдвинутым радиально наружу от его корпуса 28 поршня.

Фиг.8А иллюстрирует вариант реализации втулочного узла, показанного на Фиг.2 и 6 и соответствующих детализированных чертежах. Верхняя втулка 210 на Фиг.8А в целом подобна верхней втулке 110, показанной на Фиг.3А-3С, тем, что выступ 212 и отверстие 214 подобны выступу 112 и отверстию 114 в верхней втулке 110, но отличается от втулки 110 тем, что она имеет цилиндрическую секцию 216, более длинную, чем цилиндрическая секция 116 в верхней втулке 110. Цилиндрическая секция 216 имеет дозирующий текучую среду паз 218, подобный дозирующему текучую среду пазу 118 в цилиндрической секции 116, расположенный в нижней области цилиндрической секции 216. Нижняя втулка 220, показанная на Фиг.8А, в целом подобна нижней втулке 120, показанной на Фиг.4А-4С, тем, что она имеет впускные отверстия 222 для текучей среды ниже соответствующих углублений 224 (подобные впускным отверстиям 122 для текучей среды и углублениям 124 в нижней втулке 120), сформированные в нижнем теле 225,

имеющем отверстие 221, аналогичное отверстию 121 в нижней втулке 120, но отличается от нижней втулки 120 тем, что дополнительно имеет покрывающую пластину 226, проходящую через верх нижнего тела 225 и имеющую центральное отверстие для приема цилиндрической секции 216 верхней втулки 210.

5 Как можно понять из Фиг.8А и 8В, когда верхняя втулка 210 находится в верхней позиции относительно нижней втулки 220, при этом поднятая цилиндрическая секция 216 по меньшей мере частично открывает углубления 224 в нижней втулке 220, части текучей среды 70, текущей внутри отверстия 214 в верхней втулке 210, и отверстия 221  
10 в нижней втулке 220, отделяются непосредственно внутрь всех углублений 224 и впускных отверстий 222 для текучей среды для приведения в действие всех поршней 40. В этом рабочем режиме приведенные в действие поршни служат для центрирования и стабилизации бурового долота 20 при бурении неотклоняемой секции ствола скважины. Это может быть особенно благоприятным и выгодным при бурении прямой, но не вертикальной секции ствола скважины и/или когда необходимо довести до максимума  
15 суммарную площадь потока (СПП) на долоте (СПП определена как суммарная площадь всех форсунок или сопел, через которые текучая среда может вытекать из долота). СПП является наибольшей, когда верхняя втулка 210 находится в ее самой верхней позиции, при которой текучая среда может течь внутрь всех каналов 30 для текучей среды. Это обусловлено тем, что текучая среда при этом способна вытекать из всех  
20 концевых сопел 34 долота, соединенных с каналами 30 для текучей среды, в дополнение к вытеканию из всех сопел 24 долота в режущей конструкции 90. И, наоборот, СПП является наименьшей, когда верхняя втулка 210 находится в ее самой нижней позиции (как показано на Фиг.10А и 10В), при которой поток текучей среды внутрь всех каналов 30 для текучей среды заблокирован, и текучая среда может выходить из инструмента  
25 лишь через сопла 24 долота.

Стабилизация бурового долота посредством выдвигания всех поршней может также быть желательной во время «прямого» бурения для уменьшения «вибраций долота», которые могут быть результатом низкого качества ствола скважины при бурении  
сквозь мягкие породы.

30 Фиг.9А и 9В иллюстрируют ситуацию, когда верхняя втулка 210 находится в промежуточной позиции относительно нижней втулки 220, при этом цилиндрическая секция 216 проходит ниже покрывающей пластины 226 для обеспечения возможности протекания текучей среды из отверстия 214 через дозирующий текучую среду паз 218. В этом рабочем режиме текучая среда 70 отделяется внутрь углубления 224,  
35 выровненного с пазом 218, а затем течет внутрь соответствующего впускного отверстия 222 для текучей среды для приведения в действие соответствующего поршня 40; т.е. происходит по существу то же самое, что и в втулочном узле, показанном на Фиг.2А.

Фиг.10А и 10В иллюстрируют ситуацию, когда верхняя втулка 210 находится в нижней позиции относительно нижней втулки 220, при этом паз 218 расположен ниже углублений  
40 224, так что текучая среда не может входить в какое-либо из углублений 224 и впускных отверстий 222 для текучей среды. В этом рабочем режиме вся текучая среда 70 течет непосредственно к режущей конструкции 90 без отделения. Это может быть желательным для прямого бурения через сравнительно стабильные подземные породы при меньшей СПП на долоте.

45 Для оперирования дозирующим текучую среду узлом, включающим верхнюю и нижнюю втулки 210 и 220, как показано на Фиг.8А-10В, узел 50 контроля включает средства для подъема и опускания верхней втулки 210 или снабжен средствами для подъема и опускания верхней втулки 210 в дополнение к вращению верхней втулки 210.

Специалисты в данной области должны понимать, что различные средства для осевого перемещения верхней втулки 210 относительно нижней втулки 220 могут быть разработаны в соответствии с известными технологиями, и настоящее раскрытие не ограничено использованием каких-либо конкретных таких средств.

5 Фиг.11 иллюстрирует РУС-инструмент 100, показанный на Фиг.2, во время работы внутри ствола WB скважины. На этом виде часть 70А текучей среды 70 из кольцевого пространства 12 РУС-инструмента 100 отделилась в «активный» канал 30А для текучей среды в управляющей секции 80 через дозирующий текучую среду паз 118 во  
10 вращающейся верхней втулке 110 дозирующего текучую среду узла. Поток текучей среды, находящейся под давлением, внутри канала 30А для текучей среды приводит в действие соответствующий поршень 40А, вынуждая приведенный в действие поршень 40А выдвинуться радиально наружу из управляющей секции 80 в реактивный контакт со стенкой ствола WB скважины в контактной области WX, тем самым приложив  
15 поперечное усилие к управляющей секции 80, сместив режущую конструкцию 90 в направлении от контактной области WX на расстояние D смещения, которое представляет собой поперечный сдвиг смещенной осевой линии  $CL_{RSS}$  РУС-инструмента 100 относительно осевой линии  $CL_{WB}$  ствола WB скважины. Контактная область WX для данной фиксированной ориентации верхней втулки 110 и ее дозирующего текучую среду паза 118 относительно ствола WB скважины не является конкретной  
20 фиксированной точкой или конкретной фиксированной областью на стенке ствола скважины, а, напротив, перемещается по мере продвижения процесса бурения глубже внутрь грунта. При этом для рабочих режимов, обеспечивающих приведение в действие лишь одного поршня 40 в данный момент времени, контактная область WX всегда соответствует угловому положению дозирующего текучую среду паза 118.

25 Когда инструмент 100 продолжает вращение, поток приводящей в действие текучей среды 70А внутри активного канала 30А для текучей среды блокируется, в результате чего сбрасывается гидравлическое усилие, приводящее в действие поршень 40А, который затем отводится внутрь тела управляющей секции 80. Дальнейшее вращение инструмента 100 вынуждает приводящую в действие текучую среду течь внутрь следующего канала  
30 30 для текучей среды в управляющей секции 80, тем самым приводя в действие и выдвигая следующий поршень 40 последовательно и прикладывая еще одно поперечное усилие в контактной области WX ствола WB скважины.

Соответственно, для каждого оборота инструмента 100 поперечное усилие, отклоняющее долото, прикладывается к стволу WB скважины в контактной области  
35 WX такое же количество раз, что и количество каналов 30 для текучей среды в управляющей секции 80, тем самым поддерживая эффективно постоянное расстояние D смещения режущей конструкции 90 в постоянном поперечном направлении относительно ствола WB скважины. В результате этого смещения угловая ориентация  
40 ствола WB скважины постепенно изменяется, создавая искривленную секцию в стволе WB скважины.

Когда желаемая степень кривизны или отклонения ствола скважины была достигнута, и требуется бурить неотклоненную секцию ствола скважины, работу узла 50 контроля регулируют для вращения верхней втулки 110 так, чтобы дозирующий текучую среду паз 118 находился в нейтральной позиции между парой соседних углублений 124 в  
45 нижней втулке 120, так что текучая среда 70 не может отделяться внутрь какого-либо из впускных отверстий 122 для текучей среды в нижней втулке 120. Узел 50 контроля (или средства взаимодействия с дозирующим узлом) затем либо выводят из взаимодействия с верхней втулкой 110, оставляя верхнюю втулку 110 свободной для

вращения с нижней втулкой 120 и управляющей секцией 80, или - в другом варианте реализации - приводят верхнюю втулку 110 во вращение с такой же скоростью, что и инструмент 100, тем самым в любом случае поддерживая паз 118 в нейтральной позиции относительно нижней втулки 120, так что текучая среда не может течь к какому-либо из поршней 40. Буровые операции могут затем быть продолжены без какого-либо поперечного усилия, действующего для смещения режущей конструкции 90.

В вариантах реализации, в которых дозирующий текучую среду узел включает выполненную с возможностью осевого перемещения верхнюю втулку 210 и нижнюю втулку 220, как показано на Фиг.8А-10В, переход к неотклоняемым буровым операциям выполняют путем перемещения верхней втулки 210 (посредством узла 50 контроля) в ее верхнюю или нижнюю позицию относительно нижней втулки 220, как может быть необходимым или подходящим с операционной точки зрения. Поток текучей среды к каналам 30 для текучей среды тем самым предотвращается независимо от того, продолжает ли верхняя втулка 210 вращаться относительно нижней втулки 220.

Фиг.12 иллюстрирует РУС-инструмент 200 согласно еще одному варианту реализации, в котором дозирующий текучую среду узел содержит вращающуюся верхнюю пластину 60 и нижнюю пластину 35, зафиксированную на верхнем конце модифицированной управляющей секции 280 или выполненную за одно целое с верхним концом модифицированной управляющей секции 280. Нижняя пластина 35 имеет по меньшей мере одно впускное отверстие 32 для текучей среды, аналогичное впускным отверстиям 122 для текучей среды в нижней втулке 120, показанной на Фиг.2 и 6 (и в других частях настоящего документа). В изображенном варианте реализации и как показано на Фиг.12В, впускные отверстия 32 для текучей среды имеют круговое расположение, центром которого является осевая линия  $CL_{RSS}$  РУС-инструмента 200. Верхняя пластина 60 выполнена с возможностью вращения относительно корпуса 10 вокруг оси вращения, совпадающей с осевой линией  $CL_{RSS}$ . Как показано на Фиг.12А, верхняя пластина 60 имеет дозирующее текучую среду отверстие 62, смещенное от осевой линии  $CL_{RSS}$  на радиус, соответствующий радиусу кругового расположения впускных отверстий 32 для текучей среды, сформированных в зафиксированной нижней пластине 35. Верхняя пластина 60 также имеет центральное отверстие 63 для обеспечения возможности протекания текучей среды вниз внутрь осевого канала 22 управляющей секции 80, и нижняя пластина 35 имеет центральное отверстие 33 для этой же цели.

Дозирующий текучую среду узел показанный на Фиг.12, 12А и 12В, функционирует по существу таким же способом, что был описан для вариантов реализации РУС-инструмента, имеющих дозирующий текучую среду узел, включающий верхнюю втулку 110 (или 210) и нижнюю втулку 120 (или 220). Верхняя пластина 60 вращается узлом 50 контроля (например, посредством держателя 54, как описано выше), с тем чтобы удерживать дозирующее текучую среду отверстие 62 в фиксированной ориентации относительно ствола WB скважины независимо от вращения корпуса 10 и управляющей секции 80. Когда корпус 10 и управляющая секция 80 вращаются относительно ствола WB скважины, дозирующее текучую среду отверстие 62 в верхней пластине 60 входит в выравнивание с каждым из впускных отверстий 32 для текучей среды в нижней пластине 35 последовательно, тем самым позволяя части текучей среды, текущей из кольцевого пространства 12 через отверстия 53А в верхней концевой пластине 53 держателя 54, отделяться внутрь каждого канала 30 для текучей среды последовательно и вынуждать соответствующие поршни 40 радиально выдвигаться последовательно, тем самым вызывая отклонение в ориентации ствола WB скважины, как описано выше.

Фиг.13 - вид в поперечном разрезе корпуса 10 непосредственно над верхней пластиной 60, показывающий смещенное отверстие 62 в верхней пластине 60 и - пунктирными линиями - впускные отверстия 32 для текучей среды (всего четыре в изображенном варианте реализации) в зафиксированной нижней пластине 35, расположенной ниже верхней пластины 60. Кроме того, Фиг.13 иллюстрирует поршни 40 и их соответствующие корпуса 28 поршней (всего четыре, что соответствует количеству впускных отверстий 32 для текучей среды) и расположенную ниже них режущую конструкцию 90 с зубьями 92 бурового долота. Фиг.13 иллюстрирует выравнивание дозирующего текучую среду отверстия 62 верхней пластины 60 с одним из впускных отверстий 32 для текучей среды в нижней пластине 35, обеспечивающее в результате выдвигание радиально наружу соответствующего приведенного в действие поршня 40А.

Для перевода РУС-инструмента 200 на неотклоняемые буровые операции узел 50 контроля приводят в действие для вращения верхней пластины 60 в нейтральную позицию относительно нижней пластины, так что дозирующее текучую среду отверстие 62 не находится в выравнивании с каким-либо из впускных отверстий 32 для текучей среды в нижней пластине 35, и верхнюю пластину 60 затем вращают с такой же скоростью, что и управляющую секцию 80 для удержания дозирующего текучую среду отверстия 62 в нейтральной позиции относительно нижней пластины 35.

В еще одном варианте реализации устройства (не показан) верхнюю пластину 60 могут выборочно перемещать в осевом направлении вверх от нижней пластины 35, тем самым обеспечивая возможность протекания текучей среды внутрь всех каналов 30 для текучей среды и вызывая выдвигание наружу всех поршней 40. Это приводит к тому, что одинаковые поперечные усилия приложены вокруг периметра управляющей секции 80 и эффективно вынуждают режущую конструкцию 90 бурить прямо, без отклонения, в то же время также стабилизируя режущую конструкцию 90 внутри ствола WB скважины подобно случаю для описанных выше вариантов реализации, включающих верхнюю и нижнюю втулки 210 и 220, когда верхняя втулка 210 находится в ее верхней позиции относительно нижней втулки 220. Система 50 контроля может быть деактивирована или переведена в режим пониженного энергопотребления, когда верхняя пластина 60 и нижняя пластина 35 не находятся в контакте, чем увеличивается срок службы батареи и уменьшается износ компонентов системы контроля.

В одном варианте реализации узел 50 контроля содержит управляемый электроникой объемный двигатель (ОД), который вращает верхнюю пластину 60 (или верхнюю втулку 110 или 210), но узел 50 контроля не ограничен этим или каким-либо другим конкретным типом механизма.

Управляемые роторные буровые системы согласно настоящему раскрытию могут быть с легкостью адаптированы для облегчения замены интенсивно циклично используемых поршней во время замен долота. Эта возможность замены поршней независимо от системы контроля - в конструкции, которая обеспечивает соединения с возможностью замены на месте эксплуатации, - делает систему более компактной, простой для обслуживания, более универсальной и более надежной, чем стандартные управляемые системы. РУС-инструменты согласно настоящему раскрытию также обеспечивают возможность использования разных размеров и типов буровых долот и/или поршней совместно с одной и той же системой контроля без необходимости замены чего-либо еще, кроме управляющей системы и/или режущей конструкции. Это означает, например, что система может быть использована для бурения 12-1/4" (311 мм) ствола скважины, а затем быть использована для бурения 8-3/4" (222 мм) ствола

скважины без изменения размера корпуса системы контроля, тем самым экономя время и требуя меньше оборудования.

Система может также быть адаптирована для обеспечения возможности использования бурового долота отдельно от системы контроля. Дополнительно узел контроля может иметь модульную конструкцию для контроля не только буровых долот, но также других буровых инструментов, которые могут с выгодой использовать вращающуюся верхнюю пластину (или втулку) инструмента для выполнения полезных работ.

Фиг.14А, 14В, 14С и 14D иллюстрируют управляющую секцию 280 РУС-инструмента согласно варианту реализации, показанному на Фиг.12. Управляющая секция 280 по существу подобна управляющей секции 80, описанной со ссылкой на Фиг.2, и одинаковые позиции использованы для компонентов, общих для обоих вариантов реализации. Управляющая секция 280 показана - в качестве неограничивающего примера - с верхним концом 16 с наружной резьбой для резьбового присоединения к нижнему концу корпуса 10 и с нижним концом 17 с внутренней резьбой для резьбового присоединения к верхнему концу режущей конструкции 90. Управляющая секция 280 отличается от управляющей секции 80, показанной на Фиг.2, наличием гибких реактивных накладок 240, каждая из которых имеет верхний конец, упруго установленный на основное тело управляющей секции, и свободный нижний конец 241, который проходит поверх соответствующего корпуса 28 поршня. В изображенном варианте реализации упругая установка гибких реактивных накладок 240 на тело управляющей секции 280 осуществлена за счет того, что верхние концы реактивных накладок 240 сформированы за одно целое с охватывающим ободом 242, расположенным внутри кольцевой канавки 243, проходящей вокруг периферии управляющей секции 280 в месте ниже конца 16 с наружной резьбой. Однако это лишь пример. Специалисты в данной области должны понимать, что другие способы упругой установки верхних концов реактивных накладок 240 на управляющей секции 280 могут быть с легкостью разработаны, и настоящее раскрытие не ограничено использованием каких-либо конкретных средств или способов установки реактивных накладок 240.

Как лучше всего видно на верхней части Фиг.14D, когда данный поршень 40 находится в его отведенной позиции, свободный нижний конец 241 его соответствующей гибкой реактивной накладки 240, предпочтительно, лежит на одном уровне или почти на одном уровне с наружной поверхностью соответствующего корпуса 28 поршня. Однако когда поршень приведен в действие (как изображено приведенным в действие поршнем 40А в нижней части Фиг.14D), он смещает свободный нижний конец 241 соответствующей реактивной накладки (обозначенной позицией 240А на Фиг.14D) радиально наружу. Смещенная гибкая реактивная накладка 240А тем самым отклоняется и прижимается к стенке ствола скважины, в результате чего управляющая секция 280 и режущая конструкция 90 отклоняются в радиально противоположном направлении. Когда приведенный в действие поршень 40А отводится внутрь его корпуса 28 поршня, свободный конец реактивной накладки 240А упруго возвращается в его ненапряженное состояние и позицию.

Фиг.15А, 15В, 15С и 15D иллюстрируют управляющую секцию 380 РУС-инструмента согласно еще одному варианту реализации. Управляющая секция 380 по существу подобна управляющей секции 80, описанной со ссылкой на Фиг.2, и одинаковые позиции использованы для компонентов, общих для обоих вариантов реализации. Управляющая секция 380 отличается от управляющей секции 80 наличием шарнирных реактивных накладок 340, каждая из которых проходит поверх соответствующего корпуса 28

поршня, к которому реактивная накладка 340 присоединена по меньшей мере одним шарниром 342, с тем чтобы иметь возможность поворота вокруг оси шарнира, по существу параллельной продольной оси управляющей секции 380. Шарниры 342, предпочтительно, расположены на ведущих краях шарнирных реактивных накладок 340 (термин «ведущий край» относится к направлению вращения инструмента).

Как лучше всего видно на верхней части Фиг.15D, когда данный поршень 40 находится в его отведенной позиции, соответствующая шарнирная реактивная накладка 340, предпочтительно, лежит на одном уровне или почти на одном уровне с поверхностью соответствующего корпуса 28 поршня. Однако, когда поршень приведен в действие (как изображено приведенным в действие поршнем 40А в нижней части Фиг.15D), он отклоняет наружу его соответствующую шарнирную реактивную накладку 340А, вынуждая накладку 340А повернуться вокруг ее шарнира(ов), сместиться наружу и прижаться к стенке ствола скважины, как видно на Фиг.15С и 15D. В результате управляющая секция 380 и режущая конструкция 90 отклоняются в радиально противоположном направлении. Когда приведенный в действие поршень 40А отводится внутрь его корпуса 28 поршня, смещенная шарнирная реактивная накладка 340А может быть возвращена в ее исходную позицию при помощи, в зависимости от ситуации, подходящих смещающих средств.

Фиг.16А, 16В, 16С и 16D иллюстрируют вариант 280-1 управляющей секции 280, показанной на Фиг.14А, 14В, 14С и 14D, отличающийся лишь тем, что дозирующий текучую среду узел в управляющей секции 280-1 включает верхнюю и нижнюю втулки 110 и 120, как на Фиг.3А-3С и 4А-4С, а не верхнюю и нижнюю пластины 60 и 35, как в управляющей секции 280. Компоненты и признаки, не имеющие позиций на Фиг.16А, 16В, 16С и 16D, соответствуют таким же компонентам и признакам, показанным на Фиг.14А, 14В, 14С и 14D. Специалисты в данной области должны также понимать, что управляющая секция 380, показанная на Фиг.15А, 15В, 15С и 15D может быть так же модифицирована.

РУС-инструменты согласно настоящему раскрытию могут использовать поршни любого функционально подходящего типа и любой функционально подходящей конструкции, и раскрытие не ограничено использованием какого-либо конкретного типа поршня, описанного или изображенного в настоящем документе. Фиг.12, 14D, 15D и 16D, например, показывают цельные, или состоящие из одной части, поршни 40. Фиг.17А-21 иллюстрируют вариант реализации поршневого узла 140, содержащего наружный (или верхний) элемент 150, внутренний (или нижний) элемент 160 и, в предпочтительных вариантах реализации, смещающую пружину 170. В настоящем описании поршневого узла 140 и его составляющих элементов прилагательные «внутренний» и «наружный» использованы по отношению к осевой линии управляющей секции 80, совместно с которой поршень 140 установлен; т.е. внутренний элемент 160 расположен радиально внутри относительно наружного элемента 150, в то время как наружный элемент 150 выполнен с возможностью выдвижения радиально наружу из управляющей секции 80 (и от внутреннего элемента 160). Однако для удобства в описании этих компонентов прилагательные «верхний» и «нижний» могут быть использованы взаимозаменяемо с прилагательными «наружный» и «внутренний», соответственно, в зависимости от графического представления этих элементов на Фиг.17А-21.

Как показано в подробностях на Фиг.17А и 17В, наружный элемент 150 поршневого узла 140 имеет цилиндрическую боковую стенку 152 с верхним концом 152U, который закрыт крышечным элементом 151, и открытым нижним концом 152L. Верхняя (или

наружная) поверхность 151А крышечного элемента 151 может иметь контур, как на Фиг.17А, 17В или как на Фиг.18А, 18В, чтобы соответствовать эффективному диаметру режущей конструкции 90, установленной на управляющей секции 80, в вариантах реализации, предназначенных для прямого контакта поршня со стенкой ствола скважины без участия реактивных элементов. Вариант реализации наружного элемента 150, показанный на Фиг.17А и 17В, адаптирован для приема верхнего конца смещающей пружины 170 (способом, описанным ниже в настоящем документе) и для этой цели сформирован с цилиндрическим выступом 153, проходящим соосно вниз от крышечного элемента 151 и имеющим открытую снизу и снабженную внутренней резьбой полость 154. Открытое снизу кольцевое пространство 155, таким образом, сформировано между выступом 153 и боковой стенкой 152 наружного элемента 150.

Вниз от цилиндрической боковой стенки 152 проходит пара находящихся на расстоянии искривленных и диаметрально противоположных выступов 156 боковой стенки, каждый из которых имеет нижнюю часть 157, сформированную с проходящим по окружности зацепом или стопорным элементом 157А на каждом окружном конце нижней части 157. Каждый выступ 156 боковой стенки может, таким образом, быть описан как имеющий в целом перевернутую Т-образную форму с парой диаметрально противоположных отверстий 156А боковой стенки, сформированных между этими двумя выступами 156 боковой стенки.

Внутренний элемент 160 поршневого узла 140 имеет цилиндрическую боковую стенку 161, которая имеет верхний конец 160U и нижний конец 160L и охватывает цилиндрическую полость 165, которая открыта на каждом конце. Пара диаметрально противоположных отверстий 162 для удерживающего пальца сформирована сквозь боковую стенку 161 для приема удерживающего пальца 145 для закрепления внутреннего элемента 160 относительно управляющей секции 80 и внутри управляющей секции 80, так что позиция внутреннего элемента 160 относительно управляющей секции 80 радиально зафиксирована. Пара диаметрально противоположных отверстий 168 для текучей среды (полукруглых или полуовальных в изображенном варианте реализации) сформирована внутри боковой стенки 161 внутреннего элемента 160 так, что эти отверстия прерывают нижний конец 160L внутреннего элемента 160, проходят под прямыми углами к отверстиям 162 для удерживающего пальца и в целом выровнены с соответствующими каналами 30 для текучей среды, когда поршневой узел 140 установлен в управляющую секцию 80, для обеспечения возможности прохождения буровой текучей среды вниз дальше внутреннего элемента 160 внутрь соответствующего сопла 34 долота в управляющей секции 80. Как лучше всего видно на Фиг.17В, и как будет описано ниже в настоящем документе, кольцевая канавка 169 сформирована вокруг полости 165 на нижнем конце 160L внутреннего элемента 160. В изображенном варианте реализации кольцевая канавка 169 является прерывистой и прерывается отверстиями 168 для текучей среды.

Вверх от цилиндрической боковой стенки 161 проходит пара находящихся на расстоянии, искривленных и диаметрально противоположных выступов 163 боковой стенки, каждый из которых имеет верхнюю часть 164, сформированную так, что она определяет проходящий по окружности зацеп или стопорный элемент 164А на каждом окружном конце верхней части 164. Каждый выступ 163 боковой стенки может, таким образом, быть описан как имеющий в целом Т-образную форму с парой диаметрально противоположных отверстий 163А боковой стенки, сформированных между двумя выступами 163 боковой стенки. В сочетании зацепы 157А и 164А, таким образом, служат в качестве ограничивающих ход средств, определяющих максимальный радиальный

ход наружного элемента 150 поршневого узла 140.

Как можно лучше всего понять из Фиг.18А, 18В, 19А и 19В, наружный элемент 150 и внутренний элемент 160 могут быть собраны путем поперечного введения верхних частей выступов 163 боковой стенки внутреннего элемента внутрь отверстий 156А боковой стенки наружного элемента 150 так, чтобы наружный элемент 150 и внутренний элемент 160 были в осевом выравнивании. Наружный элемент 150 может перемещаться в осевом направлении относительно внутреннего элемента 160 (т.е. радиально относительно управляющей секции 80), при этом наружное осевое перемещение наружного элемента 150 ограничено примыканием зацепов 157А, расположенных на наружном элементе 150, к зацепам 164А, расположенным на внутреннем элементе 160, как видно на Фиг.17В, 18В и 19В.

Смещающая пружина 170, показанная в изометрическом виде на Фиг.21, содержит цилиндрическую боковую стенку 173, которая имеет верхний конец 173U и нижний конец 173L и определяет цилиндрическую внутреннюю камеру 174. Верхний конец 173U боковой стенки 173 сформирован с или снабжен проходящим внутрь кольцевым выступом 171, а нижний конец 173L боковой стенки 173 сформирован с или снабжен проходящим наружу кольцевым выступом 179. Спиральный паз 175 сформирован сквозь боковую стенку 173, так что боковая стенка 173 имеет форму спиральной пружины, при этом спиральный паз 175 имеет верхний конец вблизи кольцевого выступа 171 и нижний конец вблизи кольцевого выступа 179. Пара диаметрально противоположных отверстий 172 для удерживающего пальца сформирована сквозь боковую стенку 173 для приема удерживающего пальца 145, когда смещающая пружина собрана с внутренним элементом 160 поршневого узла 140 и установлена в управляющую секцию 80 (как будет описано ниже в настоящем документе). В изображенном варианте реализации пружины 170 нижний конец спирального паза 175 совпадает с одним из отверстий 172 для удерживающего пальца, но это лишь для удобства, а не по причине какой-либо функциональной важности. Пара диаметрально противоположных отверстий 178 для текучей среды (полукруглых или полуовальных в изображенном варианте реализации) сформирована внутри боковой стенки 173 так, что эти отверстия прерывают нижний конец 173L боковой стенки 173, проходят под прямыми углами к отверстиям 172 для удерживающего пальца и в целом выровнены с отверстиями 168 для текучей среды в боковой стенке 161 внутреннего элемента 160, когда смещающая пружина 170 собрана с внутренним элементом 160.

Сборка поршневого узла 140 может быть наилучшим образом понята из Фиг.17А, 17В и 22. Первым этапом сборки является введение смещающей пружины 170 вверх внутрь полости 165 внутреннего элемента 160, так что кольцевой выступ 179 на смещающей пружине 170 с удерживанием взаимодействует с кольцевой канавкой 169 на нижнем конце 160L внутреннего элемента 160. Следующим этапом является сборка подузла из внутреннего элемента 160 и смещающей пружины 170 с наружным элементом 150 путем введения верхнего конца смещающей пружины 170 внутрь нижнего конца наружного элемента 150 так, чтобы кольцевой выступ 171 смещающей пружины 170 был расположен внутри кольцевого пространства 155 в наружном элементе 150. В целом цилиндрическую фиксирующую втулку 180, имеющую проходящий внутрь кольцевой выступ 180А на ее нижнем конце, затем располагают поверх и вокруг цилиндрического выступа 153, и винт 182 с головкой вводят вверх через отверстие в фиксирующей втулке 180 и ввинчивают внутрь резьбовой полости 154 в выступе 153, тем самым фиксируя фиксирующую втулку 180 и верхний конец смещающей пружины 170 на наружном элементе 150.

Собранный таким образом поршень 140 включает смещающую пружину 170 с ее верхним (наружным) концом, надежно удерживаемым внутри наружного элемента 150, и с ее нижним (внутренним) концом, надежно удерживаемым внутренним элементом 160. Соответственно, когда текучая среда, приводящая поршень в действие, течет внутрь соответствующего канала 30 для текучей среды в управляющей секции 80, эта текучая среда течет внутрь поршня 140 и прикладывает давление к крышечному элементу 151 наружного элемента 150, с тем чтобы преодолеть смещающее усилие смещающей пружины 170 и выдвинуть наружный элемент 150 радиально наружу из управляющей секции 80. Когда давление текучей среды сброшено, смещающая пружина 170 возвращает наружный элемент 150 в его отведенную позицию, как показано на Фиг.17А и 18А. Величина смещающего усилия, обеспечиваемого смещающей пружинной 170, может быть отрегулирована путем регулировки осевой позиции винта 182 с головкой и/или путем использования фиксирующих втулок 180 разных осевых длин.

Собранный(ые) поршень(поршни) 140 могут затем установить внутри управляющей секции 80, как показано на Фиг.22. Удерживающие пальцы 145 вводят сквозь поперечные отверстия в управляющей секции 80 и сквозь отверстия 162 и 172 для удерживающего пальца во внутреннем элементе 160 и смещающей пружине 170, соответственно, тем самым фиксируя внутренний элемент 160 и нижний конец смещающей пружины 170 против радиального перемещения относительно управляющей секции 80.

Конкретная конфигурация смещающей пружины 170, показанная на фигурах, и конкретные средства, используемые для сборки смещающей пружины 170 с наружным элементом 150 и внутренним элементом 160, приведены лишь в качестве примера. Специалисты в данной области должны понимать, что другие конфигурации и средства сборки могут быть разработаны в соответствии с известными технологиями, и такие другие конфигурации и средства сборки входят в объем настоящего раскрытия.

Поршневой узел 140 обеспечивает значительные выгоды и преимущества перед существующими конструкциями поршней. Конструкция поршневого узла 140 способствует длинному ходу поршня внутри сравнительно короткого поршневого узла с большим механическим возвратным усилием, обеспечиваемым интегрированной возвратной пружинной 170. Этот поршневой узел также меньше подвержен действию выбуренной породы, приводящему к застреванию поршней внутри управляющей секции или ограничению хода поршня, при работе в грязных текучих средах. Он также позволяет предварительно нагруженному пружинной поршневому узлу быть собранным и зафиксированным на месте внутри управляющей секции с использованием одного пальца без необходимости предварительного нагружения пружины во время введения внутрь управляющей секции, что облегчает обслуживание и замену поршневого узла.

Специалистам в данной области должно быть понятно, что различные модификации вариантов реализации, представленных настоящим раскрытием, могут быть разработаны без выхода за рамки идеи и объема настоящего раскрытия, включая модификации, которые используют эквивалентные структуры или материалы, которые будут созданы или разработаны в будущем. В частности, необходимо понимать, что настоящее раскрытие не следует ограничивать каким-либо описанным или изображенным вариантом реализации, и что замена варианта заявленного элемента или признака без какого-либо существенного итогового изменения в работе не является выходом за рамки объема настоящего раскрытия. Также необходимо понимать, что различные идеи вариантов реализации, описанных и обсужденных в настоящем документе, могут быть использованы отдельно или в любом подходящем сочетании для производства других вариантов реализации, обеспечивающих желаемые результаты.

Специалисты в данной области должны также понимать, что компоненты раскрытых вариантов реализации, которые описаны или изображены в настоящем документе как цельные компоненты, могут также состоять из нескольких подкомпонентов без существенного влияния на функционирование или оперирование, если контекст явным образом не требует, чтобы такие компоненты имели цельную конструкцию. Аналогично, компоненты, описанные или изображенные как являющиеся собранными из нескольких подкомпонентов, могут быть представлены в качестве цельных компонентов, если контекст не требует иного.

В настоящем патентном документе любую форму слова «содержать» необходимо понимать в неограничивающем смысле, т.е. так, что изделия, перечисляемые после этого слова, включены, но и изделия, конкретно не упомянутые, тоже не исключены. Упоминание элемента в единственном числе не исключает возможность того, что имеется более одного такого элемента, если контекст явным образом не требует, чтобы имелся один и только один такой элемент.

Любое использование любой формы терминов «соединять», «взаимодействовать», «связывать», «прикреплять» или других терминов, описывающих взаимодействие между элементами, не предназначено для ограничения такого взаимодействия прямым взаимодействием между названными элементами, а может также включать не прямое взаимодействие между элементами, такое как через вспомогательную или промежуточную структуру.

Термины, означающие взаимное расположение, такие как «параллельные», «перпендикулярные», «совпадающие», «пересекающиеся», «равные», «соосные» и «равноудаленные», не предназначены для выражения или требования абсолютной математической или геометрической точности. Соответственно, такие термины следует понимать как выражающие или требующие лишь точности по существу (например, «по существу параллельные»), если контекст явным образом не требует иного.

В настоящем документе термины «обычный» или «обычно» следует истолковывать в значении «типичное или распространенное использование» либо «типичная или распространенная практика», но не следует понимать в значении неперменного требования или инвариантности.

В настоящем патентном документе некоторые компоненты раскрываемых вариантов реализации РУС-инструмента описаны с использованием прилагательных, таких как «верхний» и «нижний». Такие термины использованы для создания удобной системы координат с целью облегчения объяснения и улучшения понимания читателем пространственных соотношений и относительных расположений различных элементов и признаков рассматриваемых компонентов. Использование таких терминов не следует истолковывать так, что они являются технически применимыми во всех практических воплощениях и использованиях РУС-инструментов согласно настоящему раскрытию, или что такие подинструменты должны быть использованы в пространственных ориентациях, которые точно соответствуют прилагательным, названным выше. Например, РУС-инструменты согласно настоящему раскрытию могут быть использованы в бурении горизонтальных или ориентированных под углом стволов скважин. Для большей точности, таким образом, прилагательные «верхний» и «нижний», когда они использованы применительно к РУС-инструменту, следует понимать в значении «к верхнему (или нижнему) концу буровой колонны» независимо от того, в какой действительной пространственной ориентации РУС-инструмент и буровая колонна могут находиться в данном практическом использовании. Надлежащая и предполагаемая интерпретация прилагательных «внутренний», «наружный»; «верхний»

и «нижний» для конкретных изображенных поршневых узлов и их компонентов должна быть понятна из соответствующих частей подробного описания.

#### Формула изобретения

- 5 1. Роторное управляемое буровое устройство, содержащее узел контроля, расположенный внутри цилиндрического корпуса; управляющую секцию, имеющую центральную ось, первый конец, присоединенный к корпусу, второй конец, центральный канал и по меньшей мере один канал для текучей среды, находящийся на радиальном расстоянии от центрального канала;
- 10 по меньшей мере один выполненный с возможностью радиального выдвижения поршень, размещенный в управляющей секции; причем центральный канал проходит в осевом направлении от первого конца и выполнен с возможностью обеспечения протекания буровой текучей среды через управляющую секцию;
- 15 причем каждый из каналов для текучей среды проходит к одному из поршней и выполнен с возможностью обеспечения протекания буровой текучей среды к соответствующему поршню; и дозирующий текучую среду узел, выполненный с возможностью выборочного дозирования протекания буровой текучей среды внутрь по меньшей мере одного из
- 20 каналов для текучей среды управляющей секции; причем дозирующий текучую среду узел включает первый компонент, присоединенный к узлу контроля, и второй компонент, присоединенный к управляющей секции; причем второй компонент включает центральное сквозное отверстие и по меньшей
- 25 мере одно впускное отверстие для текучей среды, при этом впускные отверстия для текучей среды расположены вокруг центрального сквозного отверстия, причем центральное сквозное отверстие второго компонента сообщается через текучую среду с центральным каналом управляющей секции; причем каждое впускное отверстие для текучей среды второго компонента
- 30 сообщается через текучую среду по меньшей мере с одним каналом для текучей среды управляющей секции; причем узел контроля сконфигурирован для перемещения первого компонента относительно второго компонента для контроля протекания буровой текучей среды по меньшей мере в одно из впускных отверстий для текучей среды второго компонента.
- 35 2. Роторное управляемое буровое устройство по п.1, в котором первый конец управляющей секции присоединен к нижнему концу корпуса и в котором первый компонент расположен в осевом направлении выше второго компонента.
- 40 3. Роторное управляемое буровое устройство по п.2, в котором второй конец управляющей секции содержит режущую конструкцию.
4. Роторное управляемое буровое устройство по п.1, в котором первый компонент содержит выступ и втулку, проходящую в осевом направлении от выступа; причем втулка проходит внутрь центрального сквозного отверстия второго компонента и взаимодействует с возможностью скольжения с нижним компонентом.
- 45 5. Роторное управляемое буровое устройство по п.4, в котором первый компонент содержит центральное сквозное отверстие, проходящее в осевом направлении сквозь выступ и втулку, и дозирующее текучую среду отверстие, проходящее радиально сквозь втулку;

причем центральное сквозное отверстие первого компонента сообщается через текучую среду с центральным сквозным отверстием второго компонента.

5 6. Роторное управляемое буровое устройство по п.5, в котором узел контроля выполнен с возможностью вращения первого компонента относительно второго компонента для помещения дозирующего текучую среду отверстия первого компонента в сообщение текучей средой с каждым впускным отверстием для текучей среды нижнего компонента последовательно.

10 7. Роторное управляемое буровое устройство по п.5, в котором узел контроля выполнен с возможностью перемещения первого компонента в осевом направлении относительно второго компонента между

первой позицией, позволяющей буровой текучей среде течь из центрального сквозного отверстия первого компонента внутрь всех впускных отверстий для текучей среды второго компонента одновременно;

15 второй позицией, позволяющей буровой текучей среде течь из центрального сквозного отверстия первого компонента внутрь по меньшей мере одного из впускных отверстий для текучей среды нижнего компонента в каждый момент времени.

20 8. Роторное управляемое буровое устройство по п.7, в котором узел контроля выполнен с возможностью перемещения первого компонента в осевом направлении относительно второго компонента между первой позицией, второй позицией и третьей позицией, предотвращающей протекание буровой текучей среды из центрального сквозного отверстия первого компонента внутрь всех впускных отверстий для текучей среды второго компонента.

25 9. Роторное управляемое буровое устройство по п.1, в котором первый компонент содержит первую пластину, имеющую центральное сквозное отверстие и дозирующее текучую среду отверстие, проходящее в осевом направлении сквозь первую пластину, причем дозирующее текучую среду отверстие радиально смещено от центрального сквозного отверстия первой пластины.

30 10. Роторное управляемое буровое устройство по п.9, в котором узел контроля выполнен с возможностью вращения первой пластины относительно второго компонента для помещения дозирующего текучую среду отверстия первой пластины в сообщение текучей средой с каждым впускным отверстием для текучей среды второго компонента последовательно.

35 11. Роторное управляемое буровое устройство по п.1, дополнительно содержащее по меньшей мере одну реактивную накладку, присоединенную к управляющей секции, причем одна реактивная накладка имеется для каждого поршня;

причем каждый поршень выполнен с возможностью смещения соответствующей реактивной накладки радиально от управляющей секции в ответ на протекание буровой текучей среды через соответствующий канал для текучей среды.

40 12. Роторное управляемое буровое устройство по п.11, в котором каждая реактивная накладка содержит гибкий элемент, упруго установленный на управляющую секцию.

13. Роторное управляемое буровое устройство по п.11, в котором каждая реактивная накладка содержит шарнирный элемент, присоединенный с возможностью поворота к управляющей секции, и выполнена с возможностью поворота вокруг оси шарнира, ориентированной параллельно центральной оси управляющей секции.

45 14. Роторное управляемое буровое устройство по п.1, дополнительно содержащее смещающие средства для каждого поршня, причем каждые смещающие средства выполнены с возможностью смещения поршня в радиально отведенную позицию внутрь управляющей секции.

15. Роторное управляемое буровое устройство по п.1, в котором по меньшей мере один из по меньшей мере одного поршня представляет собой состоящий из двух частей поршневой узел, содержащий

5       внутренний элемент, присоединенный с возможностью фиксации к управляющей секции; и

      наружный элемент, расположенный вблизи внутреннего элемента и выполненный с возможностью радиального перемещения относительно внутреннего элемента и управляющей секции.

10       16. Роторное управляемое буровое устройство по п.15, в котором состоящий из двух частей поршневой узел содержит ограничивающие ход средства для ограничения радиального хода наружного элемента относительно внутреннего элемента и управляющей секции.

15       17. Роторное управляемое буровое устройство по п.16, в котором ограничивающие ход средства содержат первые стопорные элементы, сформированные на наружном элементе, и вторые стопорные элементы, сформированные на внутреннем элементе, причем указанные первые и вторые стопорные элементы выполнены и расположены так, что каждый первый стопорный элемент упирается в один из вторых стопорных элементов, когда ход верхнего элемента достигает предварительно определенного предела.

20       18. Роторное управляемое буровое устройство по п.1, в котором узел контроля выполнен с возможностью его отделения от управляющей секции, так что первый компонент остается присоединенным к узлу контроля.

      19. Роторное управляемое буровое устройство, содержащее  
25       управляющую секцию, имеющую центральную ось, первый конец, второй конец, содержащий режущую конструкцию, центральный канал и расположенные по окружности на расстоянии друг от друга каналы для текучей среды, расположенные вокруг центрального канала;

      поршни, размещенные в управляющей секции;

30       причем центральный канал проходит в осевом направлении от первого конца управляющей секции и выполнен с возможностью обеспечения протекания буровой текучей среды через управляющую секцию к режущей конструкции;

      причем каждый из каналов для текучей среды проходит от первого конца управляющей секции по меньшей мере к одному из поршней;

35       причем каждый поршень выполнен с возможностью перемещения радиально наружу в ответ на подачу буровой текучей среды по меньшей мере одним из каналов для текучей среды;

      дозирующий текучую среду узел, включающий нижний компонент, присоединенный с возможностью фиксации к управляющей секции, и верхний компонент, присоединенный к узлу контроля;

40       причем нижний компонент включает центральное сквозное отверстие и расположенные по окружности на расстоянии друг от друга впускные отверстия для текучей среды, расположенные вокруг центрального сквозного отверстия, причем центральное сквозное отверстие нижнего компонента сообщается через текучую среду с центральным каналом управляющей секции, и выполнен с возможностью обеспечения  
45       протекания буровой текучей среды через центральный канал управляющей секции к режущей конструкции, причем каждое впускное отверстие для текучей среды сообщается через текучую среду по меньшей мере с одним каналом для текучей среды управляющей секции;

причем узел контроля выполнен с возможностью перемещения верхнего компонента относительно нижнего компонента для контроля распределения буровой текучей среды между центральным сквозным отверстием нижнего компонента и впускными отверстиями для текучей среды нижнего компонента.

5 20. Роторное управляемое буровое устройство по п.19, в котором верхний компонент содержит выступ и втулку, проходящую в осевом направлении от выступа;

причем втулка проходит внутрь центрального сквозного отверстия нижнего компонента и взаимодействует с возможностью скольжения с нижним компонентом.

10 21. Роторное управляемое буровое устройство по п.19, в котором верхний компонент содержит центральное сквозное отверстие, проходящее в осевом направлении сквозь выступ и втулку, и дозирующее текучую среду отверстие, проходящее радиально от центрального сквозного отверстия к радиально наружной поверхности втулки;

причем центральное сквозное отверстие верхнего компонента сообщается через текучую среду с центральным сквозным отверстием нижнего компонента.

15 22. Роторное управляемое буровое устройство по п.21, в котором узел контроля выполнен с возможностью вращения верхнего компонента относительно нижнего компонента для помещения дозирующего текучую среду отверстия верхнего компонента в сообщение текучей средой по меньшей мере с одним из впускных отверстий для текучей среды нижнего компонента.

20 23. Роторное управляемое буровое устройство по п.21, в котором узел контроля выполнен с возможностью перемещения верхнего компонента в осевом направлении относительно нижнего компонента между

25 верхней позицией, позволяющей буровой текучей среде течь из центрального сквозного отверстия верхнего компонента внутрь всех впускных отверстий для текучей среды нижнего компонента одновременно; и

промежуточной позицией, позволяющей буровой текучей среде течь из центрального сквозного отверстия верхнего компонента внутрь по меньшей мере одного из впускных отверстий для текучей среды нижнего компонента в каждый момент времени.

30 24. Роторное управляемое буровое устройство по п.23, в котором узел контроля выполнен с возможностью перемещения верхнего компонента в осевом направлении относительно нижнего компонента между верхней позицией, промежуточной позицией и нижней позицией, предотвращающей протекание буровой текучей среды из центрального сквозного отверстия верхнего компонента внутрь всех впускных отверстий для текучей среды нижнего компонента.

35 25. Роторное управляемое буровое устройство по п.19, в котором верхний компонент содержит верхнюю пластину, имеющую центральное сквозное отверстие, проходящее в осевом направлении сквозь верхнюю пластину, и дугообразное дозирующее текучую среду отверстие, проходящее в осевом направлении сквозь верхнюю пластину, причем дозирующее текучую среду отверстие радиально смещено от центрального сквозного  
40 отверстия верхней пластины.

26. Роторное управляемое буровое устройство по п.25, в котором узел контроля выполнен с возможностью вращения верхней пластины относительно нижнего компонента для помещения дозирующего текучую среду отверстия верхней пластины в сообщение текучей средой по меньшей мере с одним из впускных отверстий для  
45 текучей среды нижнего компонента.

27. Роторное управляемое буровое устройство по п.26, в котором узел контроля выполнен с возможностью перемещения верхней пластины в осевом направлении от нижнего компонента для обеспечения возможности для буровой текучей среды течь

через центральное отверстие верхней пластины внутрь всех впускных отверстий для текучей среды нижней пластины одновременно.

28. Роторное управляемое буровое устройство по п.19, дополнительно содержащее по меньшей мере одну реактивную накладку, присоединенную к управляющей секции, 5 причем одна реактивная накладка имеется для каждого поршня;

причем каждый поршень выполнен с возможностью смещения соответствующей реактивной накладки радиально от управляющей секции в ответ на протекание буровой текучей среды через соответствующий канал для текучей среды.

29. Роторное управляемое буровое устройство по п.19, дополнительно содержащее 10 смещающие средства для каждого поршня, причем каждое смещающее средство выполнено с возможностью смещения поршня в радиально отведенную позицию внутрь управляющей секции.

30. Роторное управляемое буровое устройство по п.19, в котором по меньшей мере один из по меньшей мере одного поршня представляет собой состоящий из двух частей 15 поршневой узел, содержащий

внутренний элемент, присоединенный с возможностью фиксации к управляющей секции; и

наружный элемент, расположенный вблизи внутреннего элемента и выполненный с возможностью перемещения радиально относительно внутреннего элемента и 20 управляющей секции.

31. Роторное управляемое буровое устройство по п.30, в котором состоящий из двух частей поршневой узел содержит ограничивающие ход средства для ограничения радиального хода наружного элемента относительно внутреннего элемента и 25 управляющей секции.

32. Способ бурения ствола скважины с помощью бурового долота, имеющего режущую конструкцию, включающий 25

(а) протекание буровой текучей среды к управляющей секции, имеющей центральную ось, первый конец и второй конец, противоположный первому концу, причем второй конец содержит режущую конструкцию;

30 (b) выборочное распределение буровой текучей среды, подаваемой к управляющей секции, с помощью дозирующего текучую среду узла, причем дозирующий текучую среду узел содержит первый компонент и второй компонент;

(с) непрерывное протекание буровой текучей среды через первый компонент, второй компонент и управляющую секцию к режущей конструкции;

35 (d) протекание буровой текучей среды через выпускное отверстие первого компонента, первое впускное отверстие второго компонента и первый канал для текучей среды в управляющей секции к первому поршню, размещенному в управляющей секции, при одновременном протекании буровой текучей среды к режущей конструкции на этапе (с) и

40 (е) перемещение первого поршня радиально наружу из управляющей секции во время этапа (d).

33. Способ по п.32, дополнительно включающий

45 (f) протекание буровой текучей среды через выпускное отверстие первого компонента, второе впускное отверстие второго компонента и второй канал для текучей среды в управляющей секции ко второму поршню, размещенному в управляющей секции, после этапа (d) и одновременно с протеканием буровой текучей среды к режущей конструкции на этапе (с);

(g) перемещение второго поршня радиально наружу из управляющей секции во

время этапа (f).

34. Способ по п.33, в котором этап (d) включает вращение первого компонента в первую позицию, выравнивающую выпускное отверстие с первым впускным отверстием, а этап (f) включает вращение первого компонента во вторую позицию, выравнивающую выпускное отверстие со вторым впускным отверстием.

35. Способ по п.32, в котором этап (с) включает непрерывное протекание буровой текучей среды через центральный проход в первом компоненте, центральный проход во втором компоненте и центральный канал в управляющей секции.

36. Способ по п.32, в котором выпускное отверстие проходит радиально сквозь первый компонент.

37. Способ по п.32, в котором выпускное отверстие проходит в осевом направлении сквозь первый компонент, а первое впускное отверстие проходит в осевом направлении сквозь второй компонент.

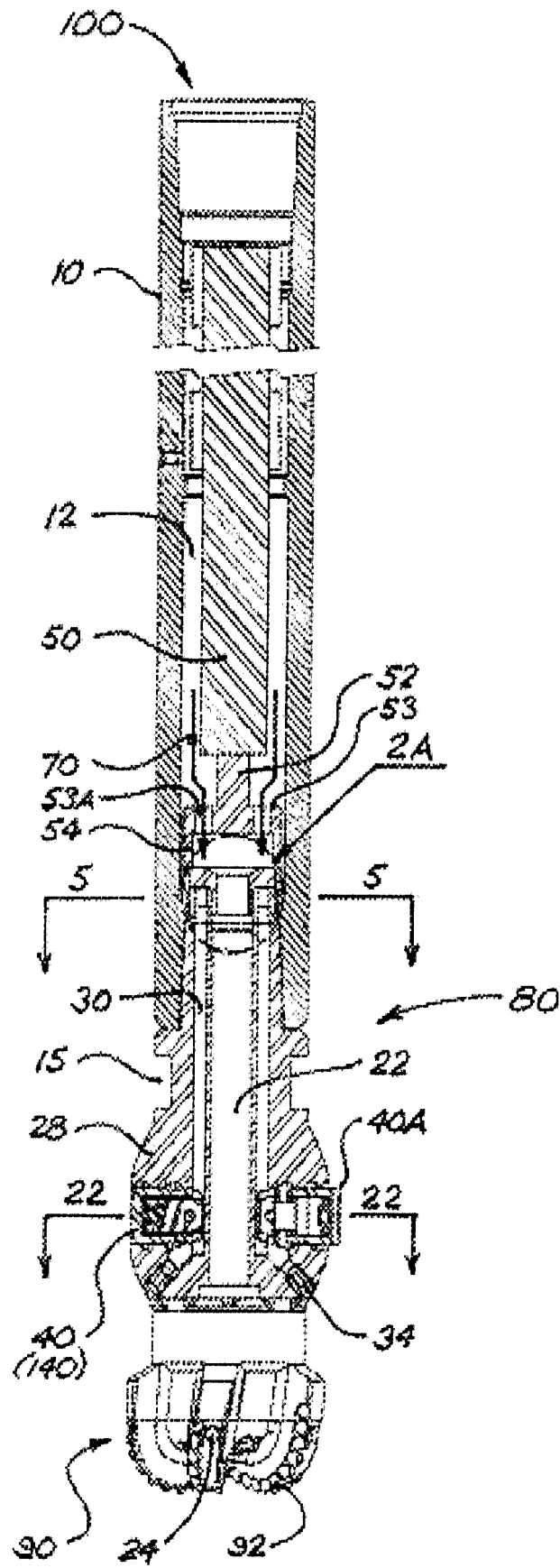
38. Способ по п.32, дополнительно включающий вращение первого компонента относительно второго компонента для помещения выпускного отверстия в сообщение текучей средой с первым впускным отверстием.

39. Способ по п.32, дополнительно включающий перемещение первого компонента в осевом направлении относительно второго компонента для помещения выпускного отверстия в сообщение текучей средой с первым впускным отверстием.

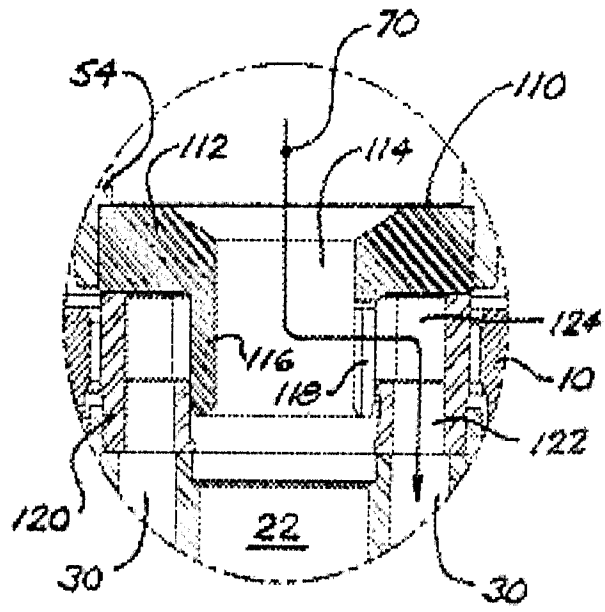
40. Способ по п.33, дополнительно включающий (h) протекание буровой текучей среды через первый компонент внутрь как первого впускного отверстия, так и второго впускного отверстия одновременно.

41. Способ по п.40, дополнительно включающий выдвижение первого поршня и второго поршня радиально наружу из управляющей секции для центрирования бурового долота в стволе скважины во время этапа (h).

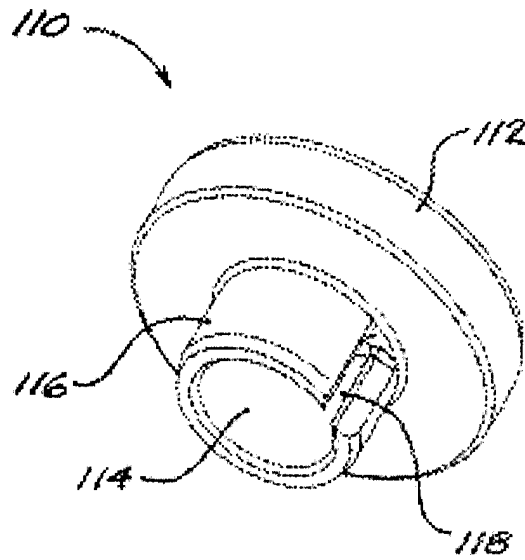
42. Способ по п.40, дополнительно включающий протекание буровой текучей среды через первый компонент и второй компонент при предотвращении протекания буровой текучей среды внутрь первого впускного отверстия и второго впускного отверстия.



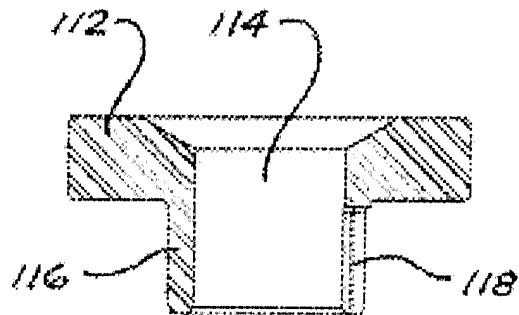
ФИГ. 2



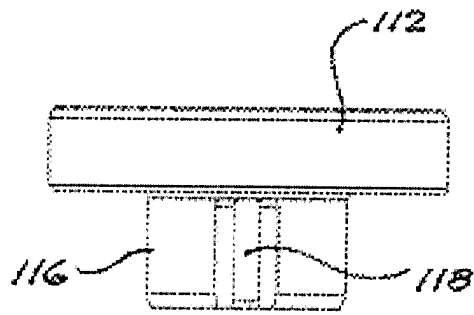
ФИГ. 2А



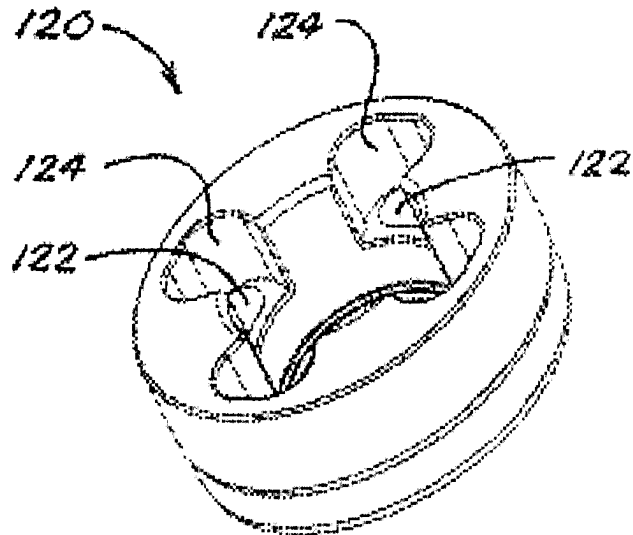
ФИГ. 3А



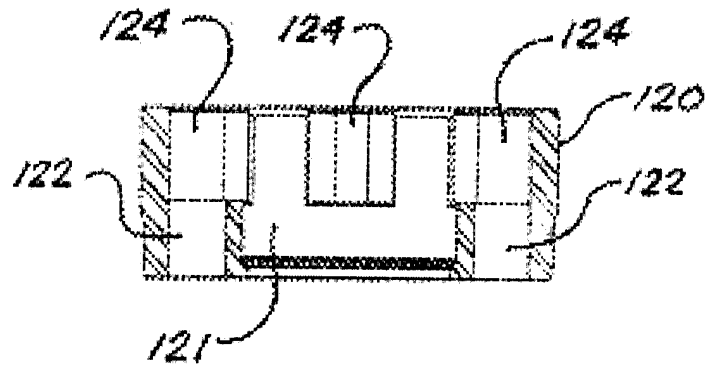
ФИГ. 3В



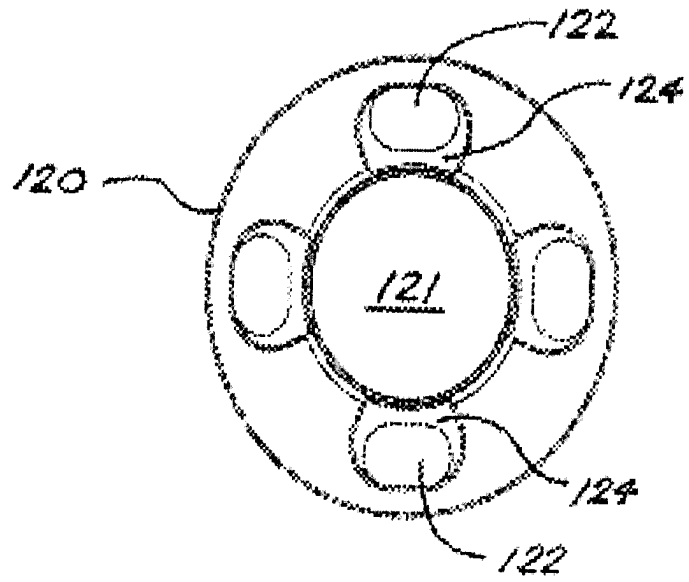
ФИГ. 3С



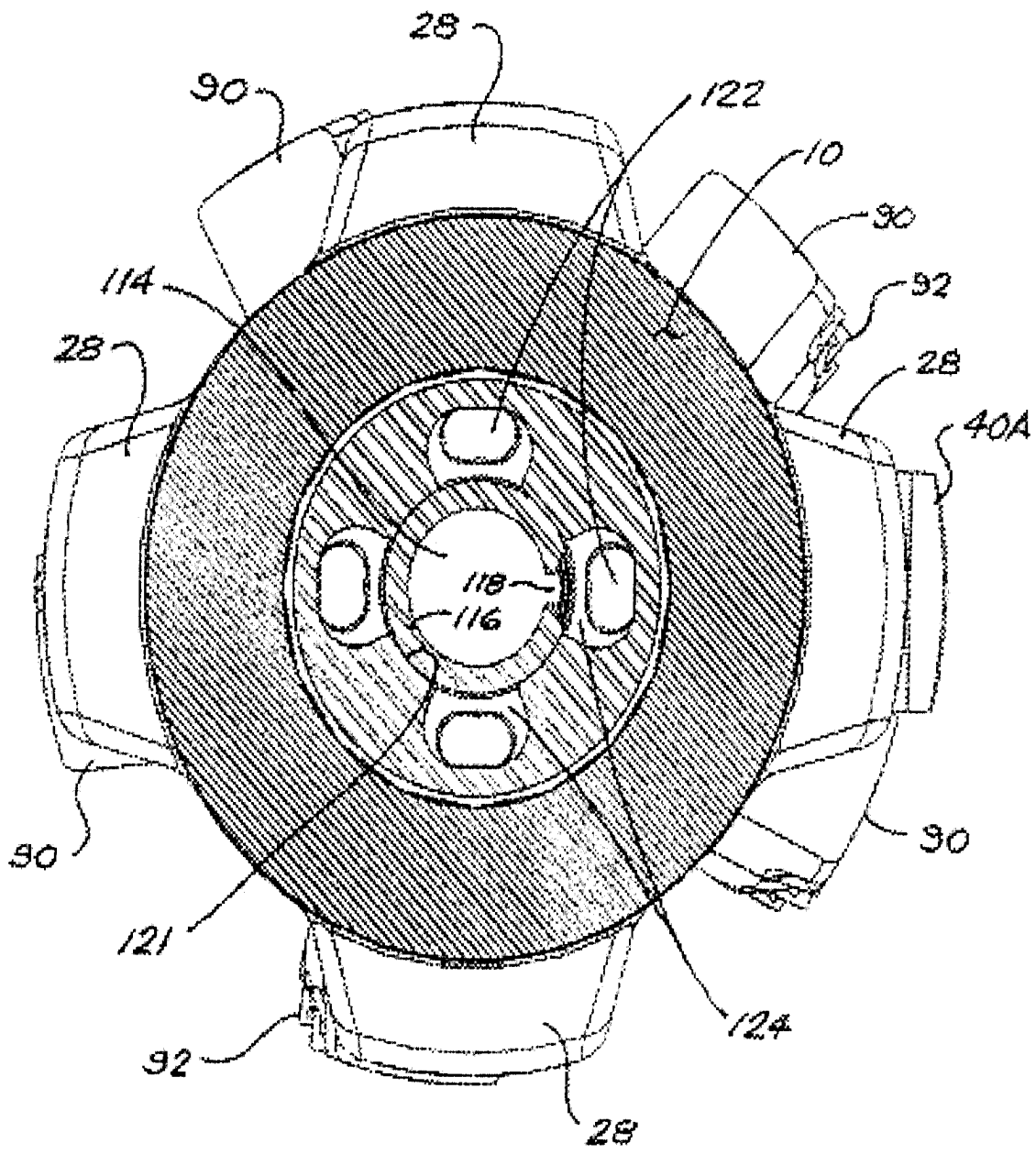
ФИГ. 4А



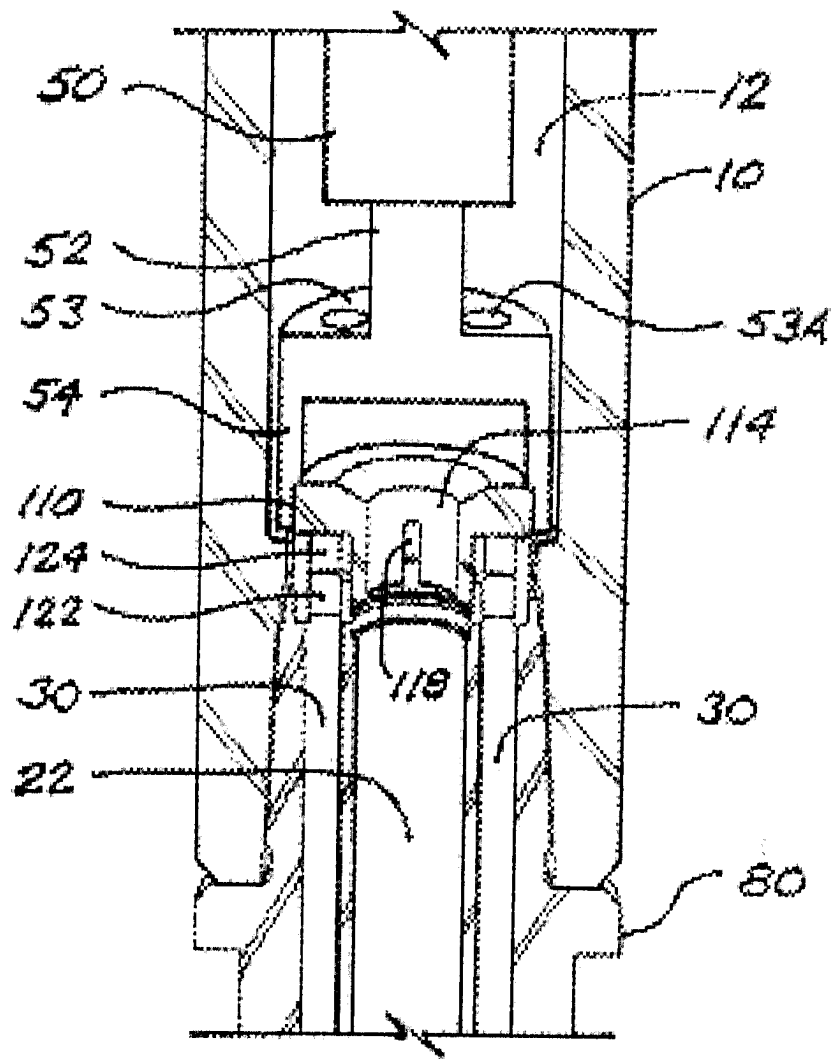
ФИГ. 4В



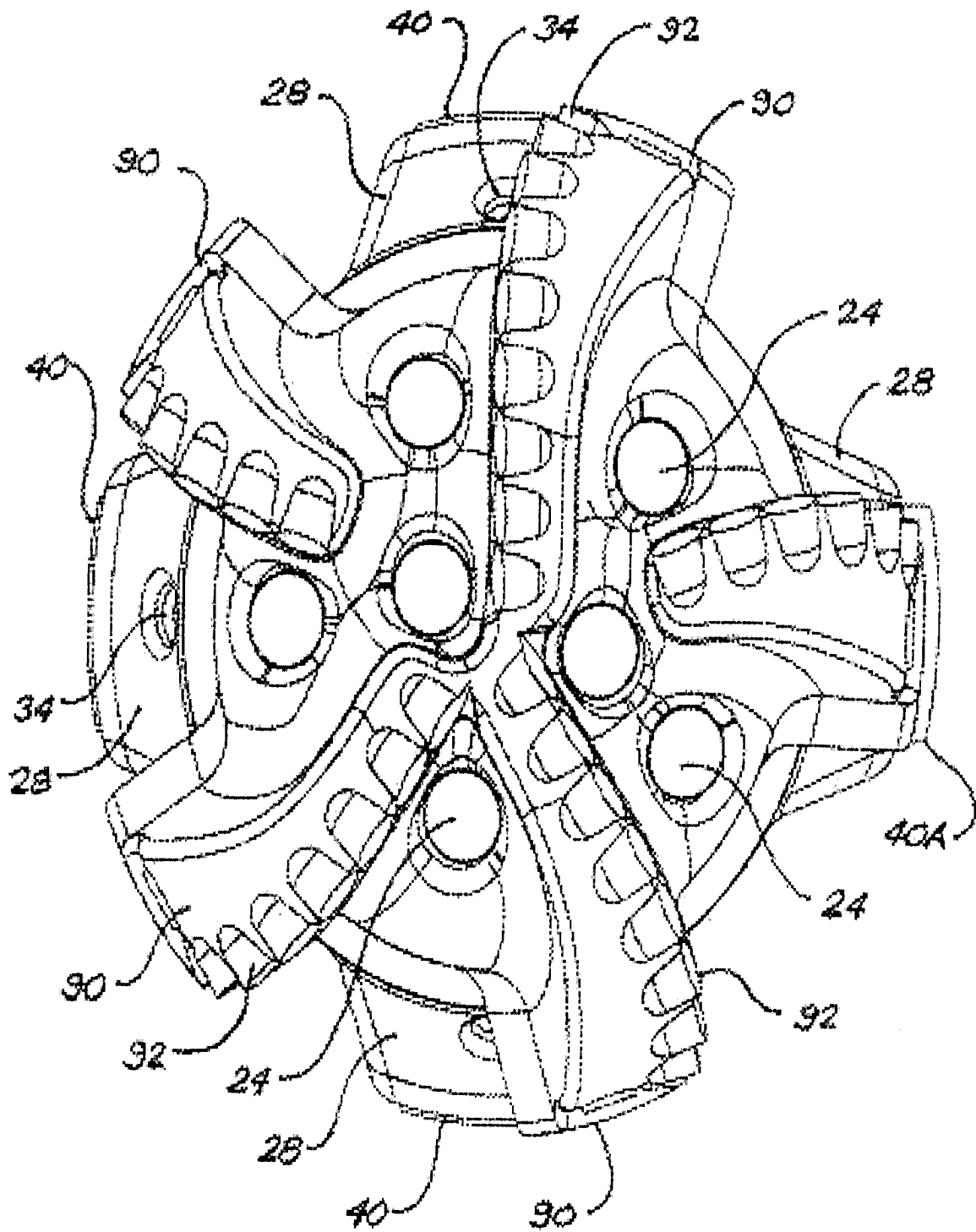
ФИГ. 4С



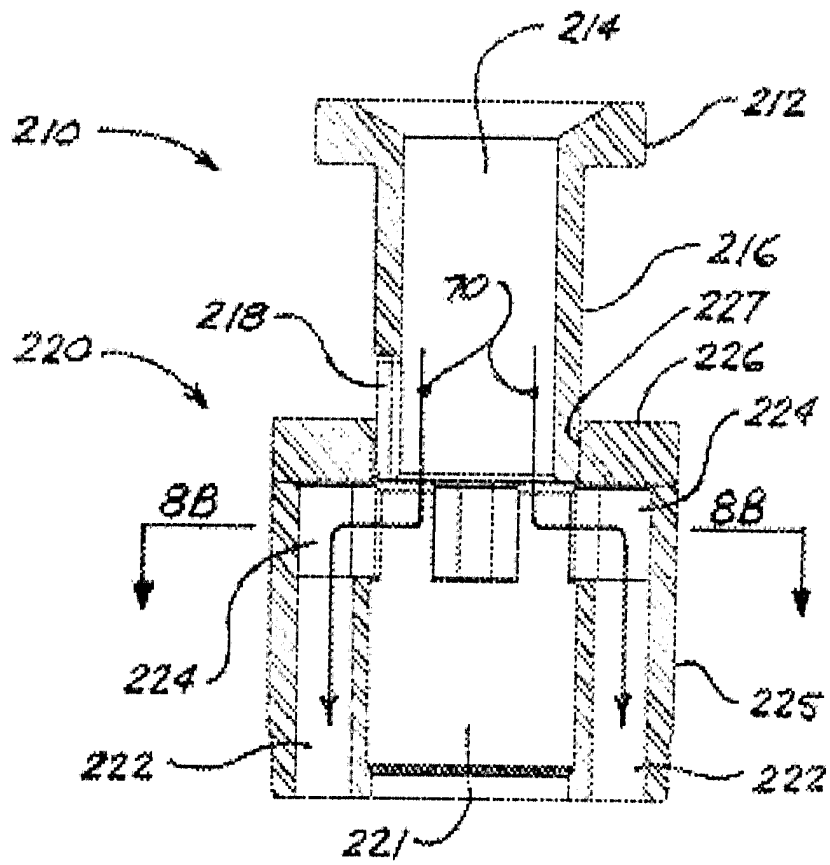
ФИГ. 5



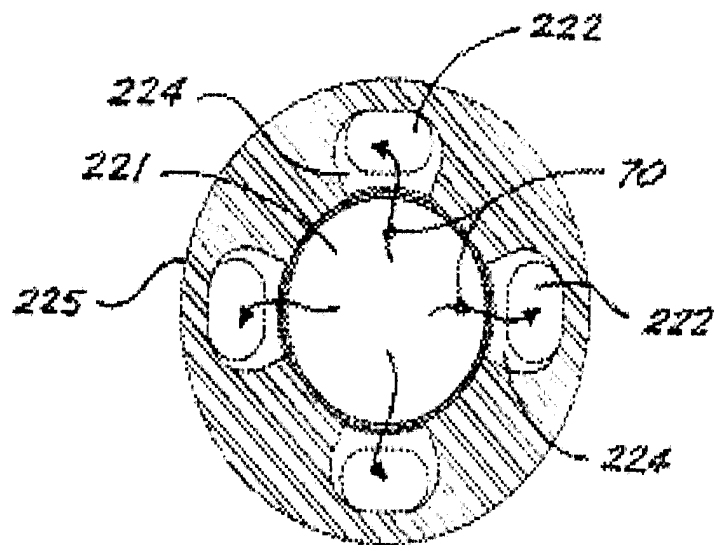
ФИГ. 6



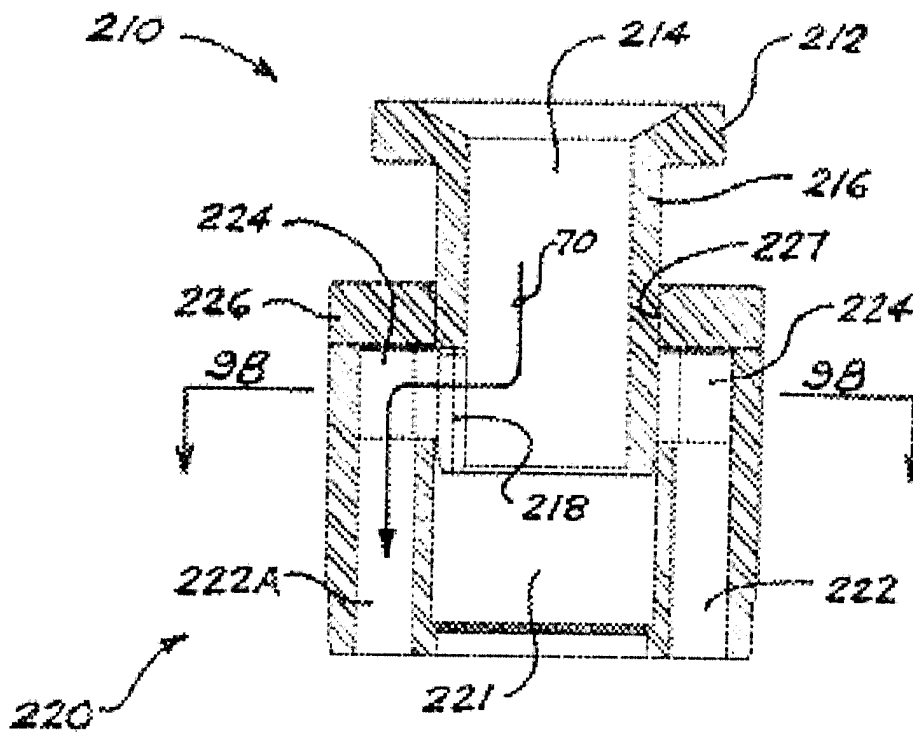
ФИГ. 7



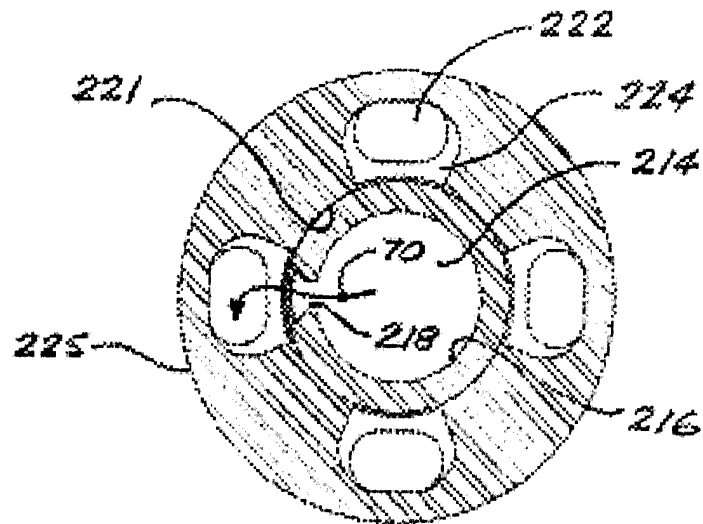
ФИГ. 8А



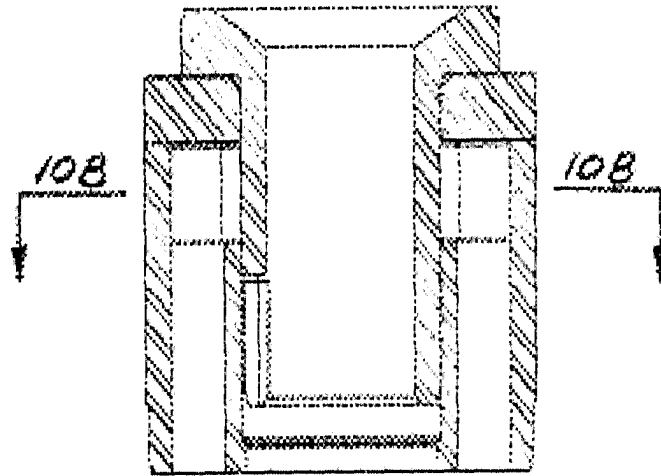
ФИГ. 8В



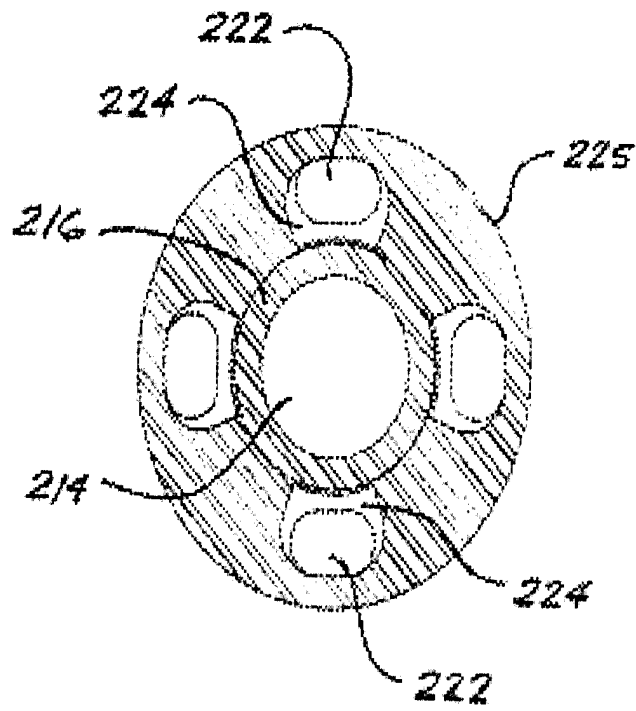
ФИГ. 9А



ФИГ. 9В

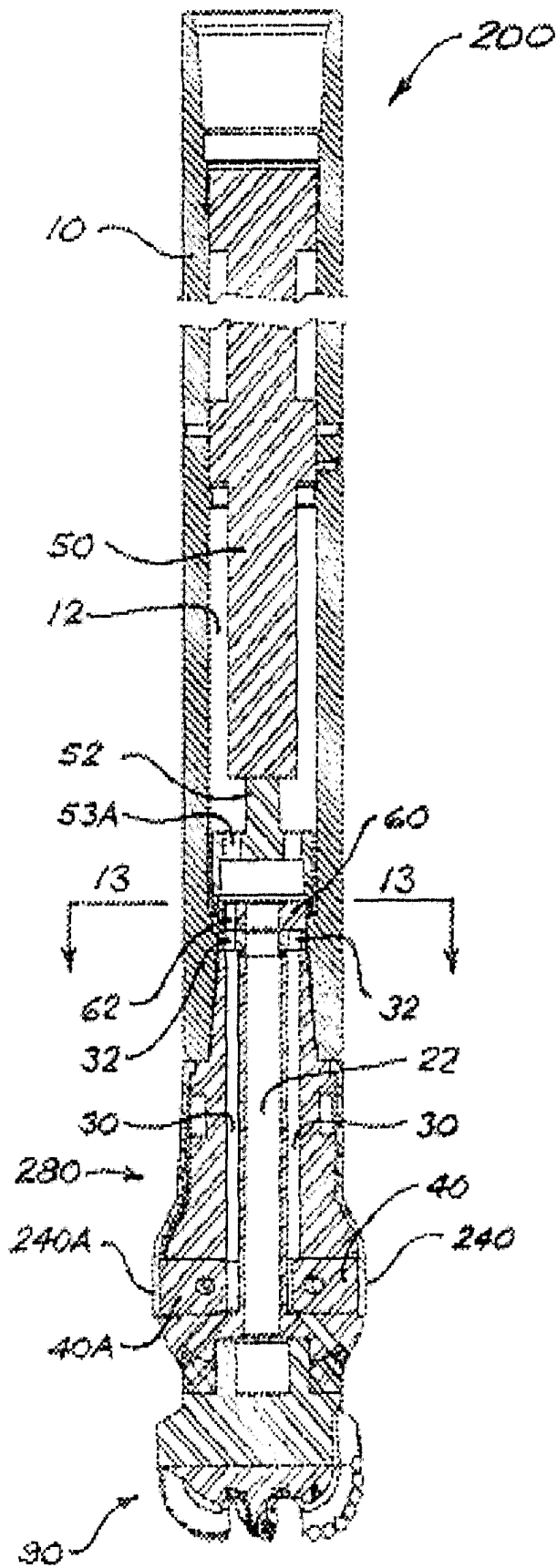


ФИГ. 10А

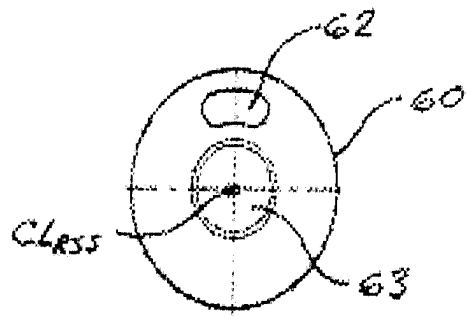


ФИГ. 10В

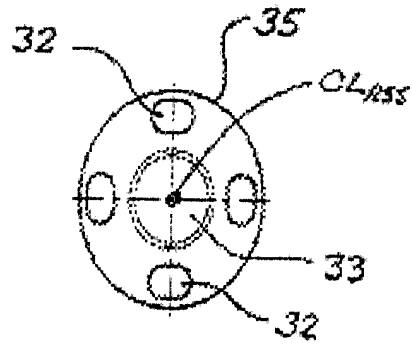




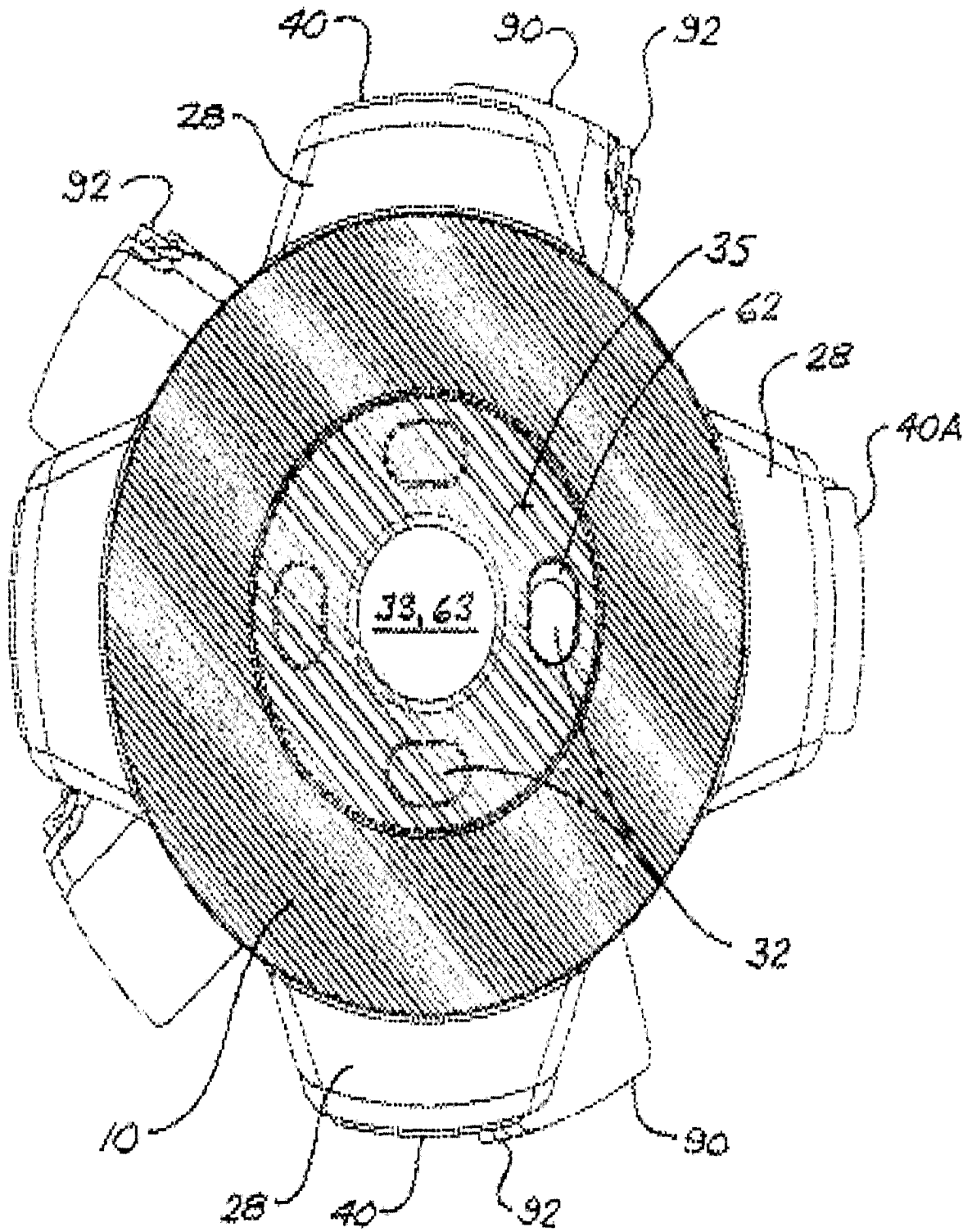
ФИГ. 12



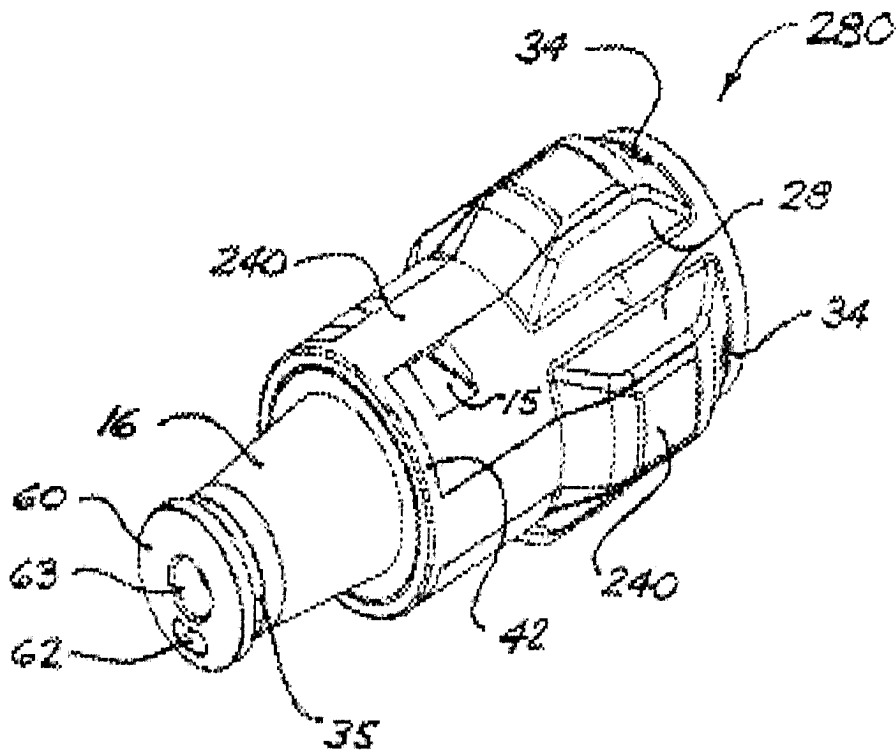
ФИГ. 12А



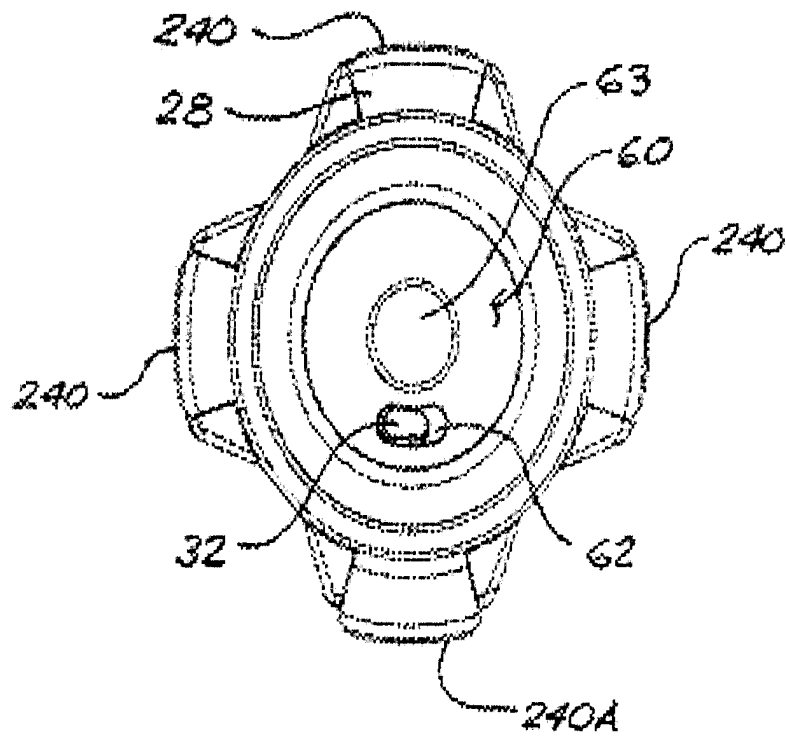
ФИГ. 12В



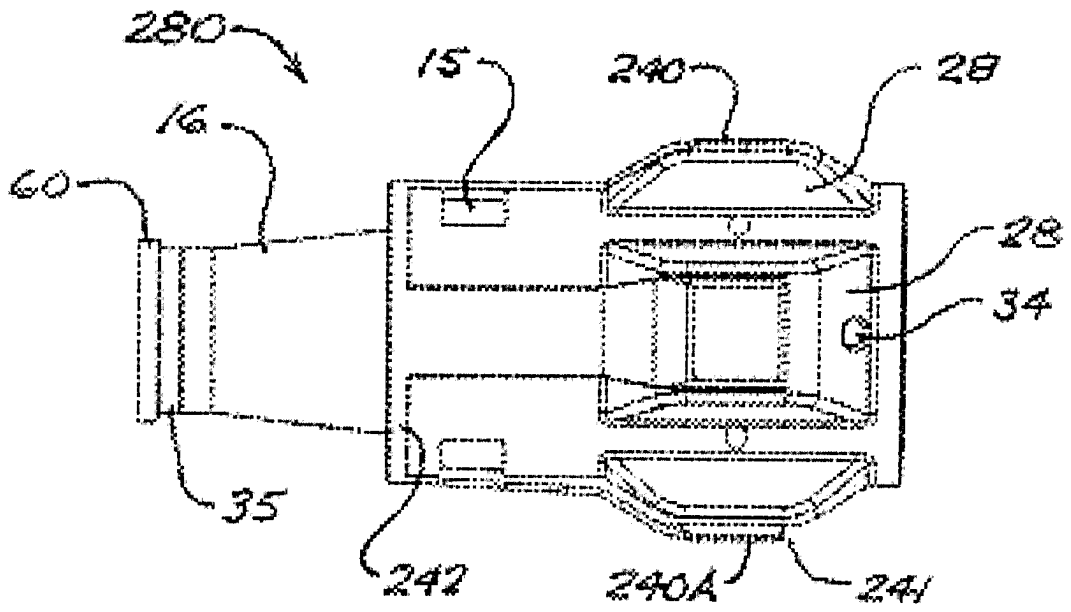
ФИГ. 13



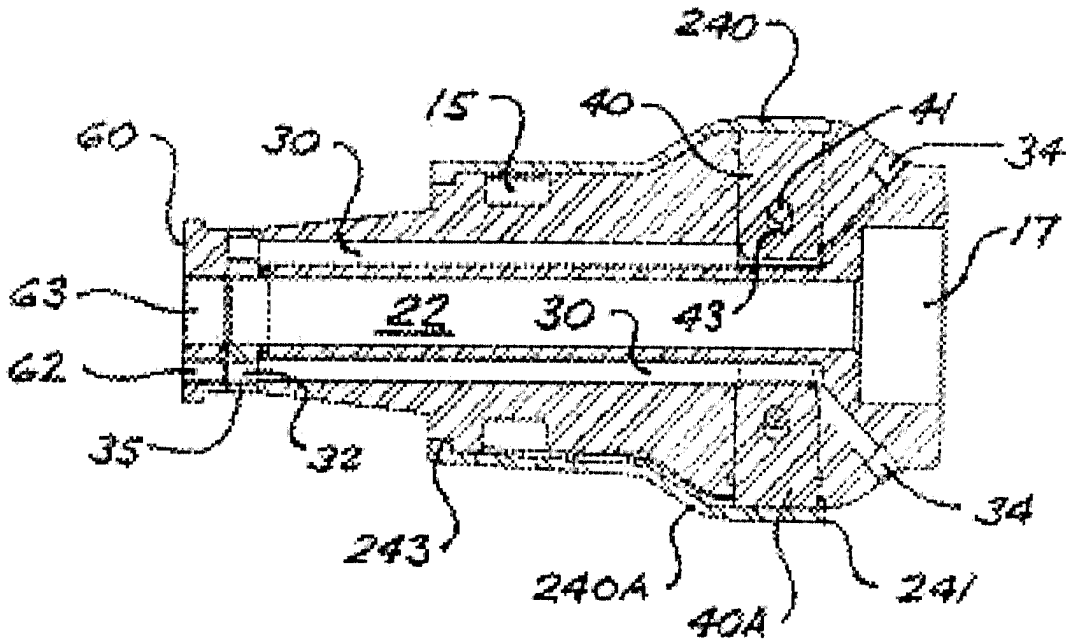
ФИГ. 14А



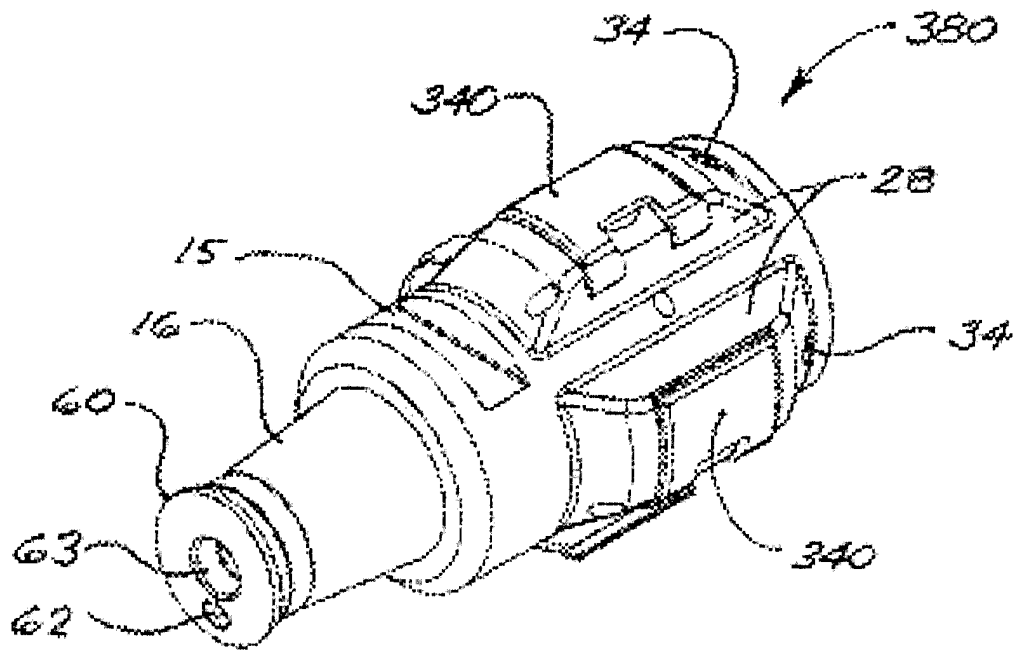
ФИГ. 14В



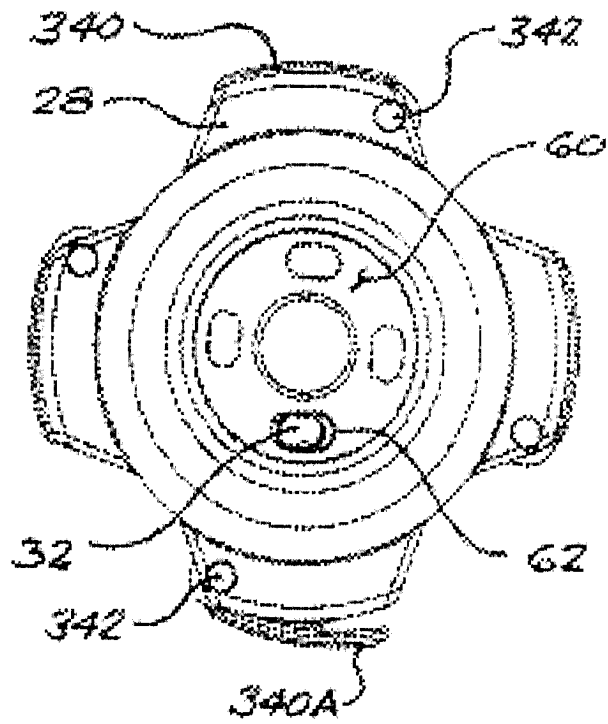
ФИГ. 14С



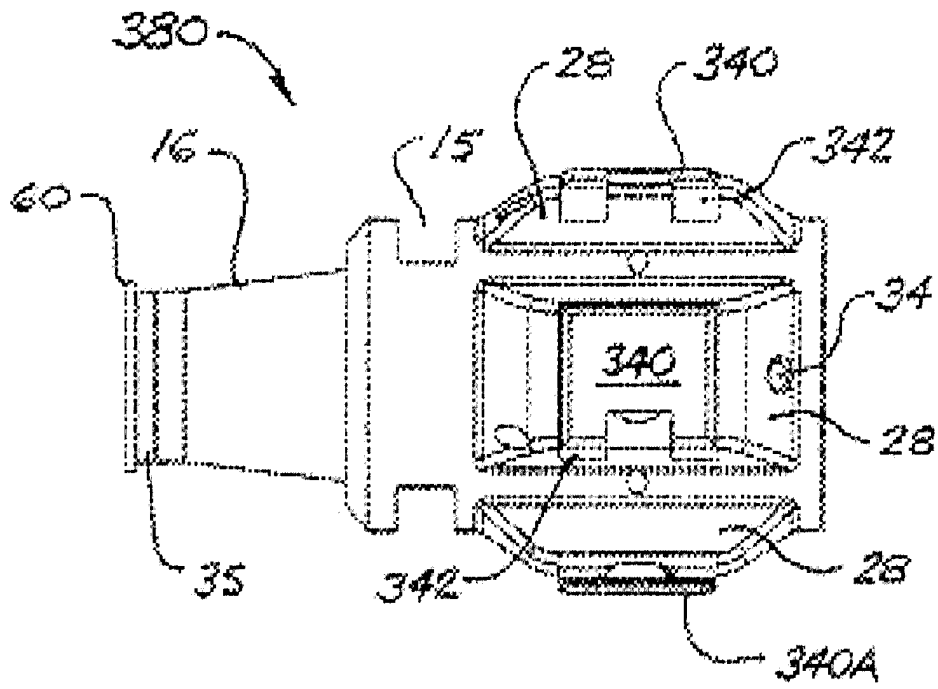
ФИГ. 14D



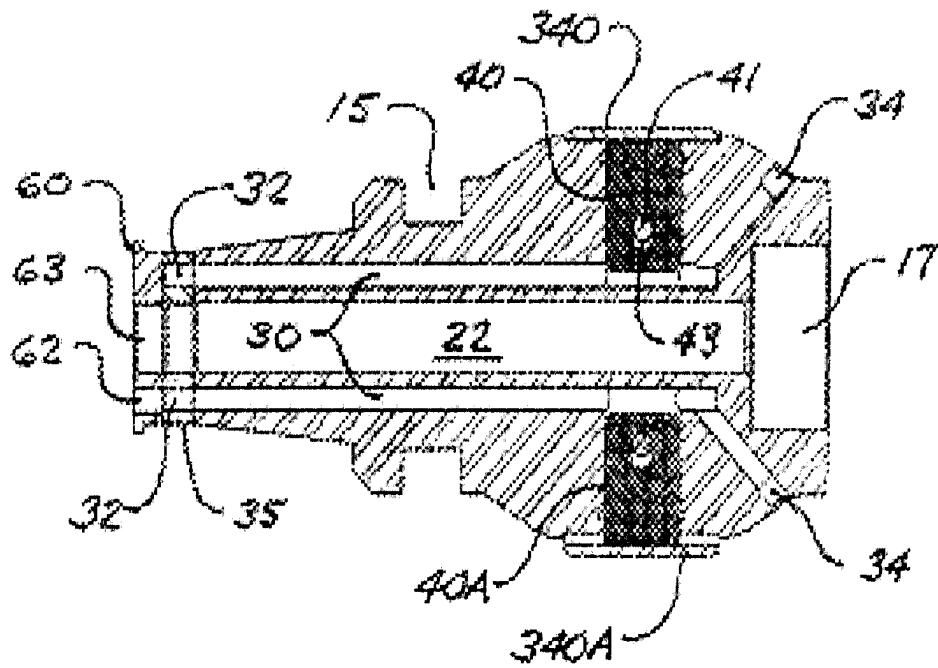
ФИГ. 15А



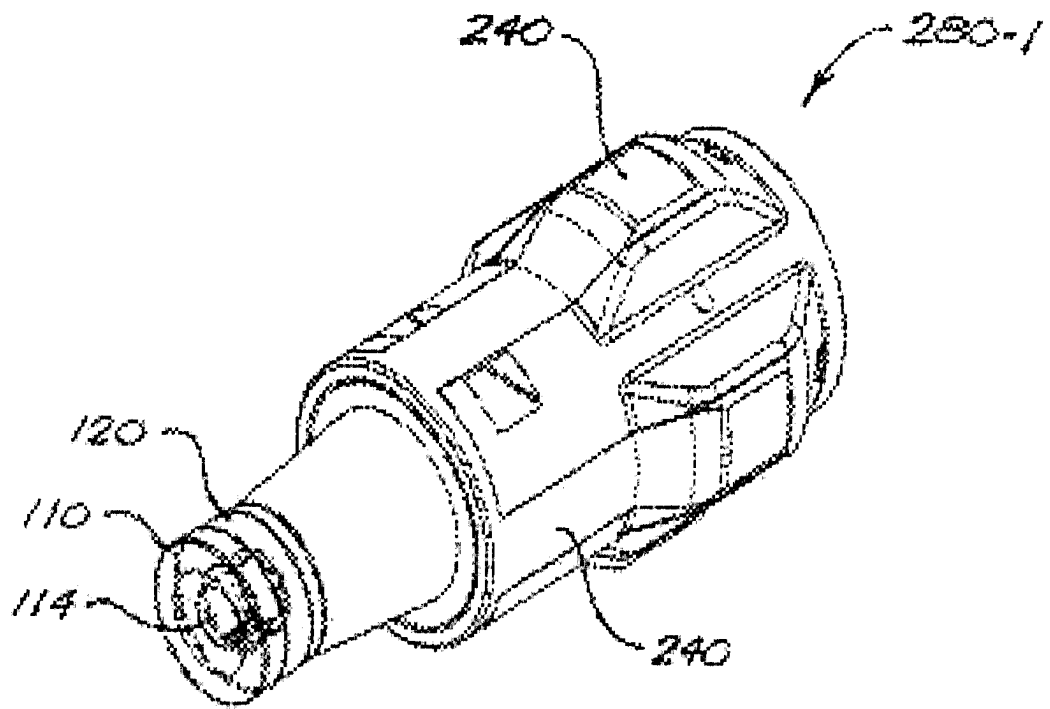
ФИГ. 15В



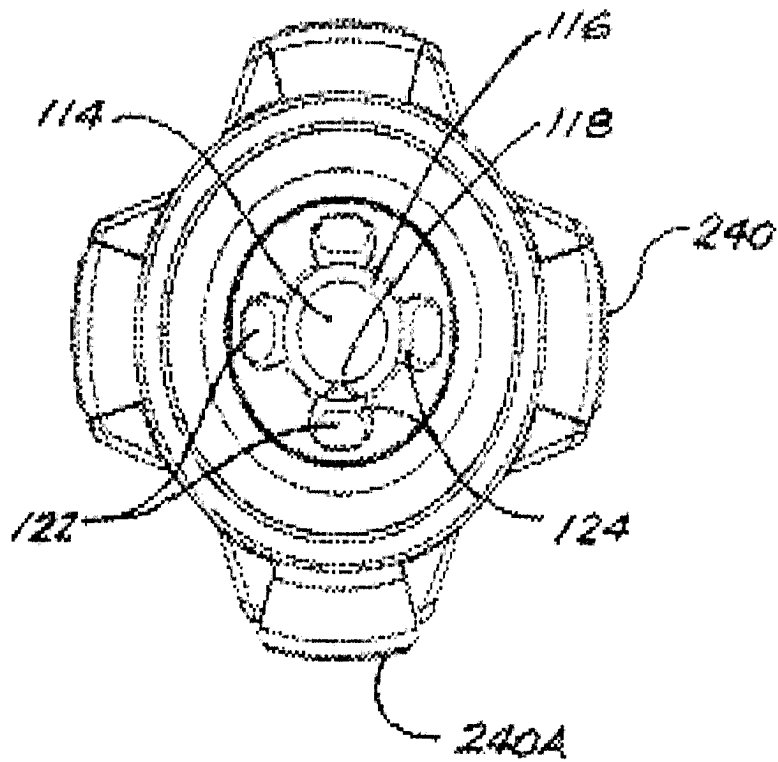
ФИГ. 15С



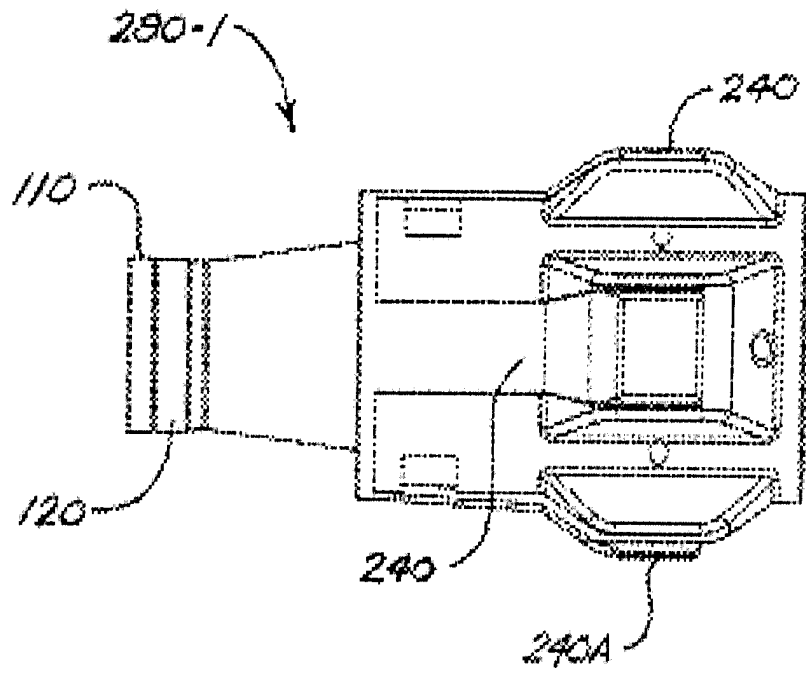
ФИГ. 15D



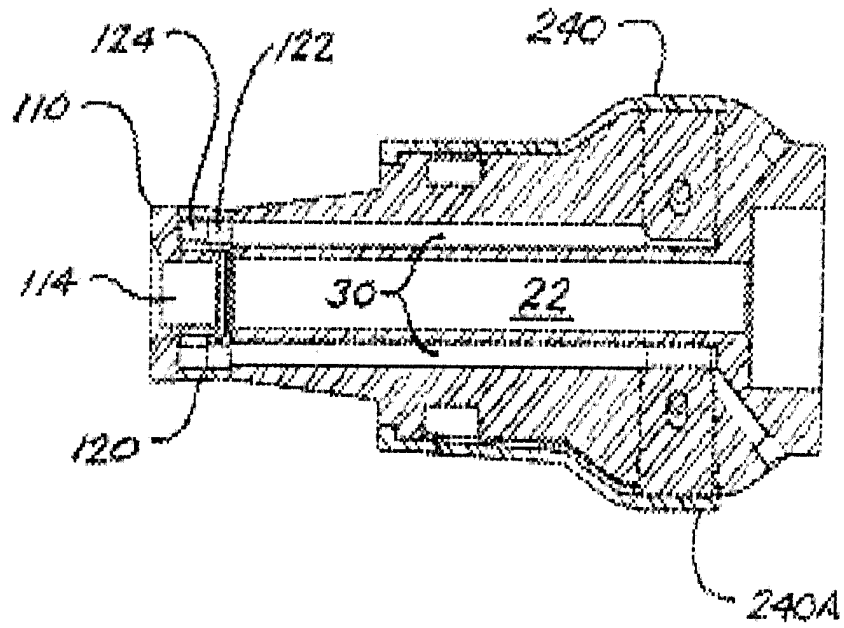
ФИГ. 16А



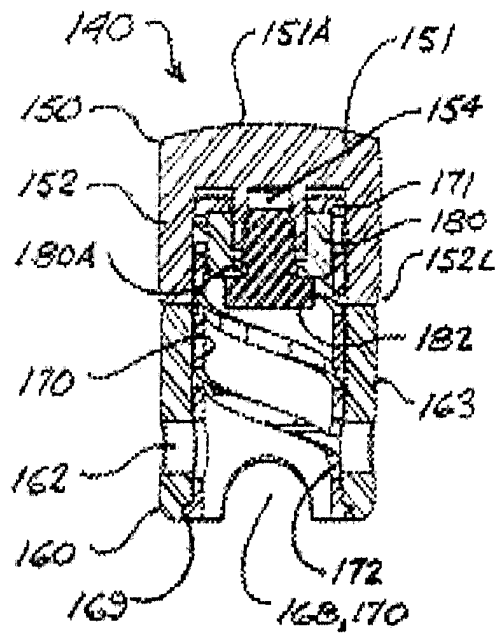
ФИГ. 16В



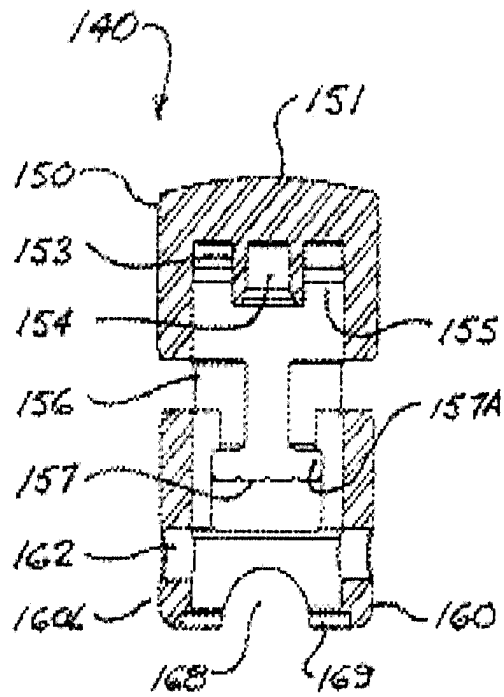
ФИГ. 16С



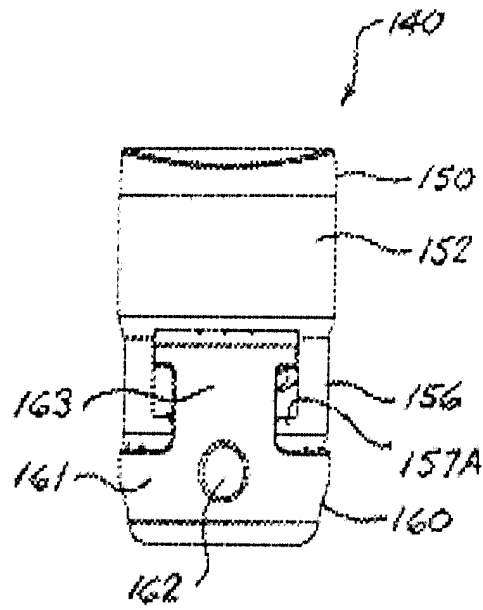
ФИГ. 16D



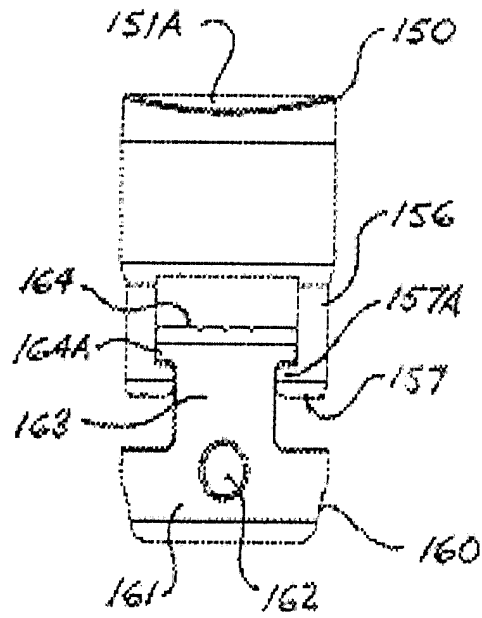
ФИГ. 17А



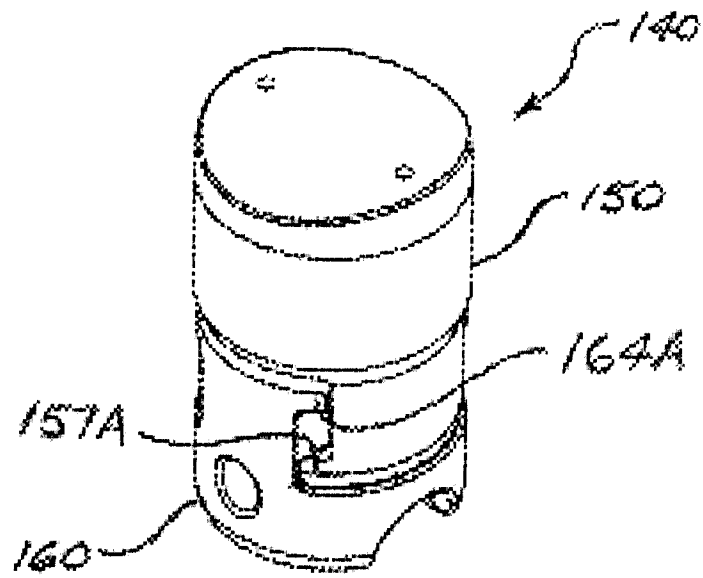
ФИГ. 17В



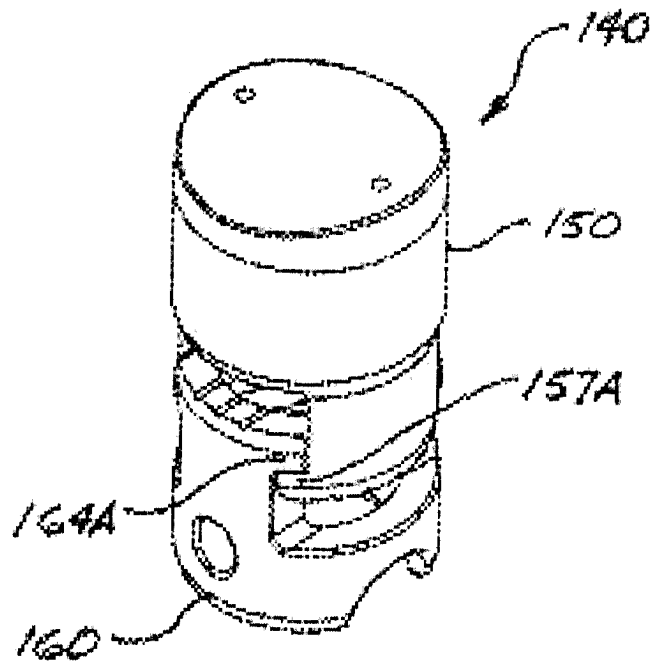
ФИГ. 18А



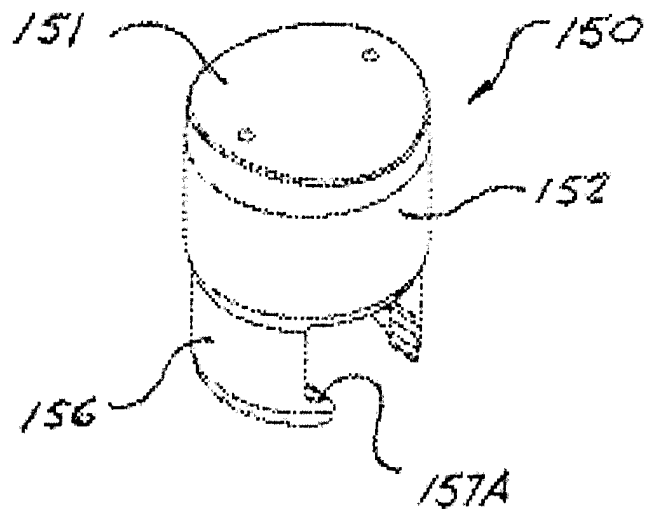
ФИГ. 18В



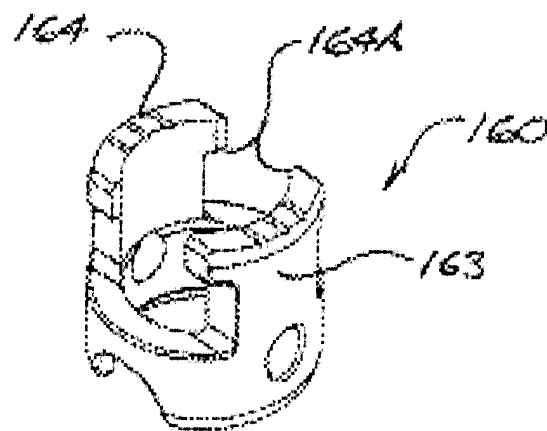
ФИГ. 19А



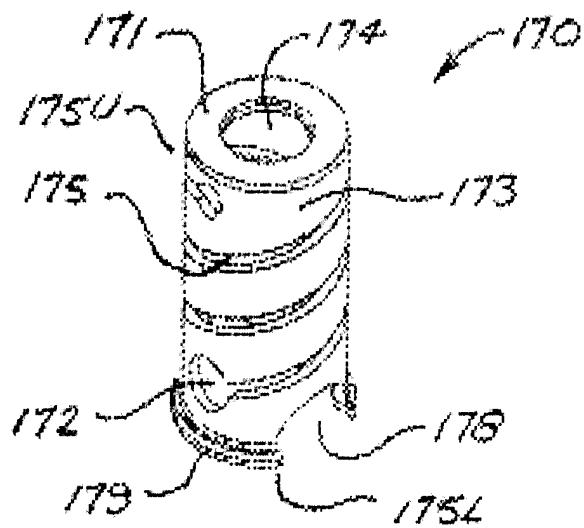
ФИГ. 19В



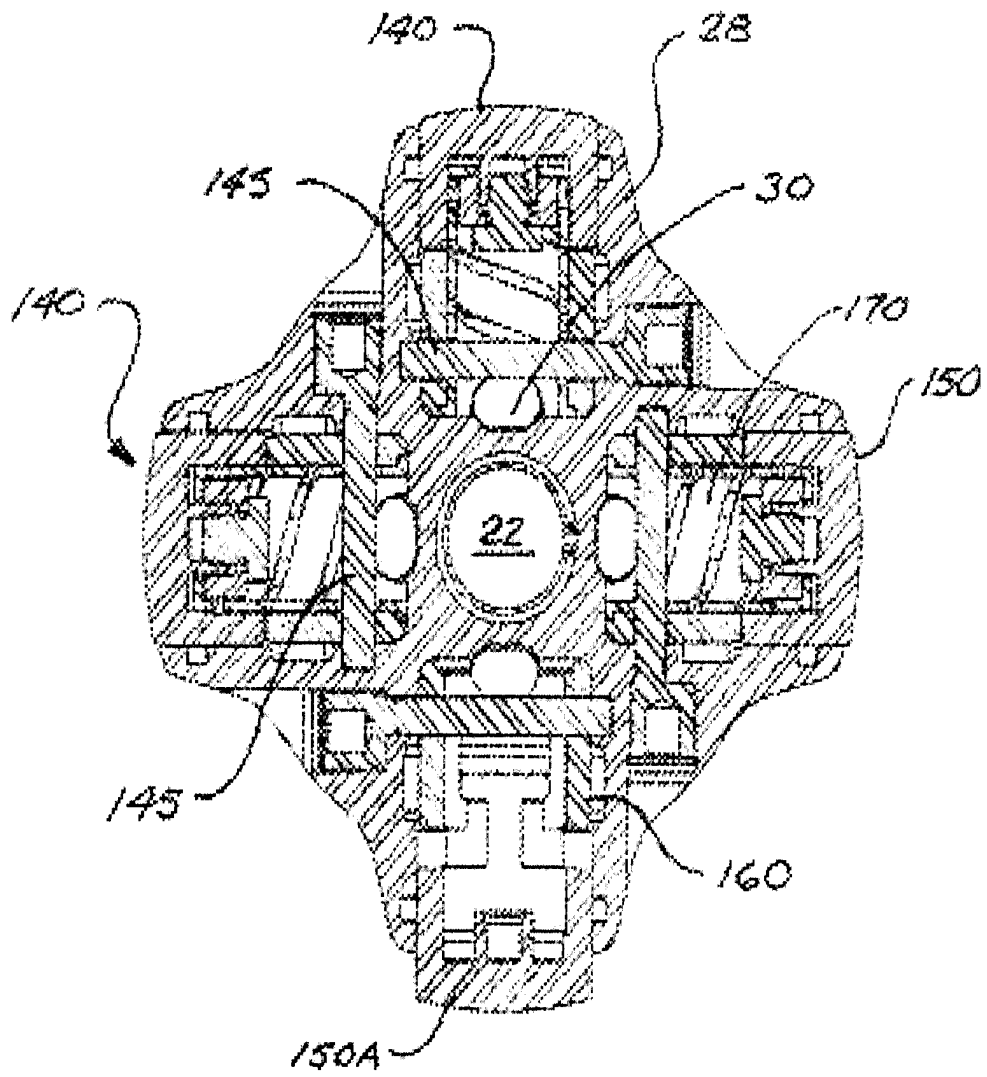
ФИГ. 20А



ФИГ. 20В



ФИГ. 21



ФИГ. 22