

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **041943**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.12.16

(51) Int. Cl. **E21B 7/04** (2006.01)

(21) Номер заявки
201891369

(22) Дата подачи заявки
2016.01.06

(54) **ПРЕОБРАЗОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГИЕЙ В СКВАЖИНЕ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИНАМИЧЕСКИ РЕГУЛИРУЕМОГО НАСОСА С
РЕГУЛИРУЕМОЙ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ**

(43) **2018.11.30**

(56) US-A-3743034
US-B2-7934547
US-A1-20110164999

(86) **PCT/US2016/012373**

(87) **WO 2017/119880 2017.07.13**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ИСОДРИЛЛ, ИНК. (US)

(72) Изобретатель:
**Баргач Саад, Боннер Стивен Д., Нолд
Ш Реймонд В., Мэсси Джеймс П.,
Брунетти Джон А. (US)**

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

(57) Описан управляемый аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью. В одном варианте реализации изобретения насос содержит вращающийся цилиндр с плунжерами гидравлического цилиндра, которые контактируют с поверхностью наклонной шайбы. Угол наклона наклонной шайбы можно регулировать таким образом, чтобы управлять движением поршней, производительностью насоса и энергией, генерируемой насосом. Управляемый аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью может использоваться в сочетании с вращающимся управляемым устройством, включая такое устройство, как описано в данной заявке, в котором используются плунжеры гидравлического цилиндра для приведения в действие отклонения долота, или в сочетании с другими скважинными инструментами и устройствами. При использовании в скважине на буровой колонне с турбиной, приводимой в действие буровым раствором, управляемый аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью ограничивает и регулирует энергию, подводимую к инструменту, в широком диапазоне масс и скоростей потока бурового раствора.

B1**041943****041943****B1**

Область техники

Устройство и способы, раскрытые в данном изобретении, относятся к бурению скважин и прецизионной навигации, а также размещению траекторий стволов скважин, включая скважины для добычи углеводородной сырой нефти или природного газа. Более конкретно, устройство и способы, раскрытые в данном изобретении, относятся к управляемой компоновке низа бурильной колонны для роторного бурения и силовой секции объемного двигателя, которые можно использовать независимо или в комбинации друг с другом.

Уровень техники

Системы для направленного роторного бурения уже давно используют в направленном бурении для добычи углеводородов. В общем, в таких системах используют либо технологию "с отклонением долота", либо технологию "с направлением долота". Система первого типа постоянно децентрирует долото в заданном направлении, а система второго типа изменяет направление долота относительно остальной части инструмента. Оба типа существующих роторных управляемых систем обладают значительными преимуществами, хотя оба также имеют определенные недостатки, как более подробно описано ниже.

Одно из предшествующих изобретений в отношении устройства и способа направленного роторного бурения датируется по меньшей мере 1973 годом и описано автором Bradley в патенте США № 3743034 (в дальнейшем именуемый "Bradley"). Настоящее раскрытие изобретения охватывает ряд тем, таких как использование забойного двигателя, приводимого в действие буровым раствором, или электродвигателя для приведения в действие гидравлического насоса с прямой объемной подачей, использование универсального соединения для соединения двух валов, которые могут быть произвольно и непрерывно шарнирно соединены друг с другом, а также использование гидравлических поршней в качестве силовых приводов для непрерывного поддержания требуемого направления смещения, которое является постоянным по отношению к наземной системе координат при поворачивании инструмента. Поскольку заявка Bradley предшествует коммерческому применению микропроцессоров во внутрискважинных инструментах, она основывается на высокоскоростном канале передачи-приема данных телеметрии, связанном с поверхностью с использованием бурильной трубы с кабелем передачи сигнала, в которой сегменты изолированного электрического проводника встроены в каждое соединение бурильной трубы (как описано автором Fontenot в 1970 году в патенте США № 3518699) для передачи электрических сигналов по бурильной трубе на поверхность для управления механизмом управления инструментом. В заявке Bradley раскрыто управление углом отклонения блока смещения путем регулирования длительности открытия и закрытия поршневых регулирующих клапанов, тех же клапанов, которые также управляют направлением бурения в этой конфигурации, чтобы допускать попадание в поршень или выход из поршня большего или меньшего количества флюида, тем самым изменяя амплитуду возвратно-поступательного движения поршней.

В некоторых более ранних конструкциях роторных управляемых инструментов применяются буровой раствор и перепад давления на долоте для приведения в действие механизма блока смещения, независимо от того, использует ли он метод с направлением долота, метод с отклонением долота или комбинацию обоих методов. В других более ранних конструкциях инструмента может применяться турбинный двигатель с применением бурового раствора, приводящий в действие электрический генератор переменного тока для генерирования электрической энергии для смещения долота и поддержки углового смещения.

Применение роторного управляемого устройства, которое является предметом настоящего изобретения, устраняет ряд эксплуатационных ограничений, связанных с существующими роторными управляемыми системами. С самого начала важно отметить, что данное раскрытие изобретения охватывает два разных изобретения, оба из которых более подробно описаны ниже: аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью и шарнирное соединение, которое ограничивает движение шарнирного соединения долота одной степенью свободы (вместо универсального соединения с 2 или более степенями свободы), обеспечивая пространственно фазированное когерентное симметричное двунаправленное отклонение бурового долота. Оба изобретения могут применяться вместе, но и каждое из них может быть использовано независимо от другого. Термин "пространственное фазирование" относится к динамической синхронизации события или действия, связанной с шарнирным соединением долота при вращении инструмента, по отношению к фиксированной наземной системе координат, такой как гравитация или магнитное поле Земли. Пространственная фаза выражается через мгновенную угловую ориентацию (положение отклонителя) контрольной отметки на инструменте относительно гравитационного (гравиметрическое положение отклонителя) или магнитного поля Земли (магнитометрическое положение отклонителя).

Во-первых, что касается преимуществ аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью, использование фиксированного насоса с прямым объемным вытеснением для создания гидравлической мощности является целесообразным только в очень узком диапазоне скоростей потока бурового раствора. В случае, когда турбина генерирует достаточную мощность на нижнем конце диапазона скоростей потока, тогда она будет потенциально генерировать слишком большую мощность в верхнем конце диапазона скоростей потока, если допустимый диапазон скоростей потока не яв-

ляется чрезвычайно узким, что ограничивает способность бурового мастера оптимизировать параметры бурения для обеспечения эффективности и безопасности без повреждения инструмента.

Новое применение аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью, раскрытое в данной заявке, решает эту проблему путем регулируемого уменьшения производительности насоса на каждый оборот для поддержания постоянной выходной мощности по мере увеличения скорости потока бурового раствора и регулируемого увеличения его производительности на каждый оборот по мере уменьшения скорости потока бурового раствора. Во-вторых, амплитуду отклонений долота, будь то статическую или колебательную, можно контролировать путем дополнительного регулирования производительности на оборот насоса с регулируемой во время работы производительностью, что позволяет контролировать амплитуду движения шарнирного соединения долота независимо от управления направлением бурения при вращении инструмента, является ли целью поддержание постоянного угла смещения долота независимо от вращения или в случае, когда долото совершает возвратно-поступательное движение с той же частотой, с какой вращается утяжеленная бурильная труба.

Используемый в настоящей заявке термин "аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью" относится к гидравлическому насосу с вращающимся цилиндром, приводимым в движение приводным валом, который может быть выполнен с двумя или более поршнями, симметрично расположенными в цилиндре, которые совершают возвратно-поступательные движения в направлении, параллельном оси вращения цилиндрического блока поршня. Конструкция этого насоса более подробно описана в следующих разделах настоящего раскрытия изобретения. Один конец каждого поршня может заканчиваться "направляющей манжетой", которая контактирует с и скользит по торцевой поверхности наклонной шайбы. Наклонная шайба не соединена с приводным валом. Вместо этого наклонная шайба установлена на отдельной оси, осевая линия которой ортогональна, но пересекает осевую линию приводного вала. В случае, когда торцевая поверхность наклонной шайбы перпендикулярна оси приводного вала, это называется углом "ноль градусов" наклонной шайбы. В этом положении наклонной шайбы при вращении цилиндрического блока поршни не совершают возвратно-поступательные движения и производительность насоса равна нулю. В случае, когда угол наклона наклонной шайбы увеличен до некоторого угла θ , поршни начинают совершать возвратно-поступательное движение, увеличивая производительность насоса в соответствии с уравнением $Q = Q_0 \cdot \sin(\theta)$, где $Q_0 = [Q_{\text{МАКС}} / \sin(\theta_{\text{МАКС}})]$, где $Q_{\text{МАКС}}$ представляет собой максимальную фактическую производительность насоса на оборот приводного вала под максимальным практическим углом наклона $\theta_{\text{МАКС}}$ наклонной шайбы. Другой конец поршней соединен с отверстиями "А" и "В" насоса для подачи гидравлической жидкости. В зависимости от того, является ли угол наклона наклонной шайбы положительным или отрицательным, "А" будет, соответственно, выпускным отверстием, а "В" - впускным отверстием или "А" будет впускным отверстием, а "В" - выпускным отверстием. Угол наклона наклонной шайбы может управляться электрическим приводом или гидравлическим приводом посредством рычажного механизма, который соединен с наклонной шайбой. Положение наклонной шайбы можно измерить с помощью ЛРДТ ("линейно регулируемого дифференциального трансформатора") или простого потенциометра. В предпочтительном варианте реализации изобретения угол наклона наклонной шайбы динамически управляется модулем управления направлением бурения.

В-третьих, использование аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью позволяет мгновенно и непрерывно управлять темпом естественного искривления ствола скважины в искривленных участках без необходимости направлять в обход избыточную жидкость под высоким давлением обратно в резервуар. Для инструментов, которые используют буровой раствор и перепад давления на долоте для приведения в действие поверхностей для управления направлением бурения, приведение в действие обычно является общим или вообще отсутствует. В таких случаях невозможно частично привести в действие отклонение долота. Путем допуска частичного приведения в действие отклонения долота может быть достигнута и поддерживаться при бурении более точная регулировка управления направлением бурения.

Второе изобретение, раскрытое в данной заявке, относится к шарнирному соединению, которое ограничивает движение шарнирного соединения бурового долота относительно инструмента одной степенью свободы. Как будет объяснено в последующем описании, ограничение движения шарнирного соединения долота одной степенью свободы относительно фиксированной точки на инструменте, и применение способа когерентных симметричных двунаправленных отклонений, пространственно фазированных по отношению к фиксированной наземной системе координат, для управления направлением бурения, позволяет использовать одноосный шарнир вместо универсального шарнира с двумя степенями свободы, чтобы прикрепить долото к нижней части инструмента для направленного роторного бурения. Новый способ, который требуется для направления скважины и извлечения полноценной выгоды из упрощенной механики нового инструмента для направленного роторного бурения, называется "пространственно-фазированным когерентным симметричным двунаправленным отклонением" долота. Он будет более подробно объяснен ниже в настоящем раскрытии изобретения. Шарнир ограничивает движение долота одной степенью свободы. Однако для того, чтобы направлять скважину к намеченной цели, тре-

буются две степени свободы. В настоящем раскрытии изобретения вторая степень свободы обеспечивается вращением инструмента для направленного роторного бурения во время бурения путем вращения колонны обсадных труб.

КНБК или "компоновка низа бурильной колонны" описывает находящуюся внизу или нижнюю секцию бурильной колонны, которая заканчивается долотом и проходит вверх по стволу скважины до точки, расположенной чуть ниже нижнего конца бурильной трубы. В дополнение к долоту, КНБК может состоять из любого количества утяжеленных бурильных труб для дополнительного веса или специальных утяжеленных труб, которые могут содержать или не содержать, например, но не ограничиваясь ими: стабилизаторы, расширители ствола скважины, двигатели с прямой объемной подачей, кривые переводники, оснащенные контрольно-измерительной аппаратурой утяжеленные бурильные трубы для измерений различных параметров пласта месторождения и окружающей среды (для определения, в зависимости от глубины и времени, смеси и объема флюидов в пласте месторождения или литологии пласта или механических свойств пласта месторождения и ствола скважины или наклона и азимута ствола скважины) или инструменты для направленного роторного бурения, такие как предмет настоящего изобретения. Компоненты, которые являются частью данной КНБК, выбираются для оптимизации эффективности бурения, а также размещения и геометрии ствола скважины.

Временное или пространственное фазирование отклонений долота контролируется таким образом, что для наблюдателя, который является неподвижным относительно Земли, долото совершает возвратно-поступательное отклонение в одном и том же направлении на каждые 180° поворота КНБК. И, наоборот, для наблюдателя, который вращается с инструментом, т.е. является неподвижным по отношению к инструменту, для каждого поворота инструмента на 360 градусов он будет видеть положительное отклонение долота по отношению к фиксированной контрольной метке ("разметочной линии"), за которым следует отрицательное отклонение долота от контрольной метки разметочной линии, причем оба события отклонения отделены на 180° поворота инструмента.

Другие преимущества использования единственной степени свободы движения шарнирного соединения относительно фиксированной точки на утяжеленной трубе будут объяснены далее в последующем раскрытии изобретения. Хотя это не является предпочтительным вариантом реализации изобретения, следует понимать, что гидравлический насос с регулируемой во время работы производительностью также могут использовать для управления внутрискважинными инструментами, отличными от описанного выше инструмента для направленного роторного бурения, включая, но не ограничиваясь ими, более обычную систему с несколькими приводами и шарнир с множеством степеней свободы шарнирного соединения для непрерывного поддержания угла шарнирного соединения долота в определенном направлении, которое зафиксировано по отношению к земле, или для управления скоростью обратного вращения геостационарного узла для поддержания фиксированной ориентации геостационарного узла по отношению к земле при вращении инструмента.

Краткое описание сущности изобретения

Целью одного аспекта настоящего изобретения является обеспечение нового динамически управляемого инструмента для направленного роторного бурения, имеющего резьбовое соединение с компонентом роторного привода, таким как выходной вал гидравлического забойного двигателя или роторная бурильная колонна, которая приводится в действие посредством роторного стола или верхнего привода буровой установки, что позволяет осуществлять направленное бурение выбранных участков ствола скважины, изогнутых или прямых, путем прецизионного управления направлением бурения ствола скважины в направлении подповерхностного объекта разработки. Инструмент для направленного роторного бурения выполнен с возможностью пробурить башмак обсадной колонны, пробурить кривую и боковой ствол скважины до целевой глубины и "достичь" цели с заданным наклоном и азимутом в течение одной операции спуска долота, сводя к минимуму время нахождения буровой установки на скважине для завершения скважины.

Одна из проблем, которую стремится решить данный аспект настоящего изобретения, заключается в том, чтобы свести к минимуму механическую сложность динамически управляемого инструмента для направленного роторного бурения. В предпочтительном варианте реализации изобретения это достигается с помощью простейшего шарнирного соединения узла долота с нижним концом утяжеленной бурильной трубы для направленного роторного бурения, а именно простого шарнира. Узел долота содержит долото, прикрепленное к нижнему концу шарнирного вала долота. Прикрепление верхнего конца вала долота к утяжеленной бурильной трубе посредством простого шарнирного соединения ограничивает сочленение узла долота до одной степени свободы по отношению к базовой системе координат, связанной и поворачивающейся вместе с утяжеленной бурильной трубой для направленного роторного бурения ("система координат инструмента"). Во время интенсивных операций по управлению направлением бурения длинная ось узла долота совершает возвратно-поступательное движение и при этом двунаправлено и симметрично отклоняется с той же частотой, с какой поворачивается утяжеленная бурильная труба для направленного роторного бурения с помощью одного двунаправленного привода, который поворачивается с утяжеленной бурильной трубой для направленного роторного бурения. Дальнейшего механического упрощения можно достичь за счет вычислительной реализации дополнительной 9-осевой вирту-

ально-геостационарной навигационной платформы, состоящей из датчиков, которые размещены в физической камере, которая прикреплена к утяжеленной бурильной колонне для направленного роторного бурения и поворачивается вместе с ней, тем самым устраняя необходимость в любом геостационарном и/или приближенном к геостационарному механическом узле или устройстве, которое вращается в противоположную сторону по отношению к утяжеленной бурильной колонне для направленного роторного бурения, но в остальном является частью КНБК для направленного роторного бурения. Устранение необходимости в геостационарном и/или приближенном к геостационарному механическом узле дополнительно устраняет необходимость в использовании поворотных электрических соединений (например, токосъемных контактных колец), герметичных уплотнений и подшипников.

Одно из отличий вышеописанного варианта реализации инструмента для направленного роторного бурения, раскрытого в настоящей заявке, от других инструментов для направленного роторного бурения заключается в том, что двунаправленный возвратно-поступательный вал долота механически соединен с нижней частью утяжеленной бурильной трубы для направленного роторного бурения с помощью одноосного шарнира, который передает крутящий момент и усилие от утяжеленной бурильной трубы для направленного роторного бурения на вал долота и само долото. Эта конструкция отличается от более сложных крепежных и приводных механизмов, которые необходимы для поддержки двух или более степеней свободы шарнирного соединения в случае инструментов, которые постоянно отклоняют долото в заданном направлении по отношению к наземной системе координат, в то время как инструмент для направленного роторного бурения вращается, например, шлицевые шаровые шарниры, шарниры равных угловых скоростей или универсальные шарниры с несколькими независимыми приводами. В случае инструментов для направления долота, которые постоянно децентрируют долото в заданном направлении, требуется несколько приводов и/или поверхностей управления, при этом способность поддерживать децентрированное расположение долота во время бурения может быть ограничена количеством и размещением сконфигурированных приводов.

Способ управления направлением бурения скважины в определенном направлении по отношению к гравитационному или магнитному северу осуществляется путем управления пространственным фазированием указанных когерентных симметричных возвратно-поступательных отклонений указанного вала долота по отношению либо к гравиметрическому положению отклонителя (ГПО), либо к магнитометрическому положению отклонителя (МПО), во время вращения инструмента. (Мгновенное ГПО с нулевым градусом соответствует точке, когда контрольная метка на инструменте, известная как "разметочная линия", ориентирована в направлении верхней части ствола скважины. Мгновенное ГПО 180° соответствует точке, когда разметочная линия ориентирована в направлении нижней части ствола скважины. Аналогично и в случае МПО, мгновенное МПО с нулевым градусом соответствует точке, когда разметочная линия ориентирована на магнитный север, а мгновенное МПО под 180° соответствует точке, когда разметочная линия ориентирована на магнитный юг. В случае идеально вертикального ствола скважины значение ГПО является неопределенным. Также аналогично в случае МПО, в случае, когда азимут ствола скважины направлен точно на север или точно на юг, а наклон ствола скважины равен местному падению магнитного поля Земли, значение МПО является неопределенным.) Это позволяет долоту предпочтительно извлекать пласт месторождения с определенной стороны ствола скважины ("передней стороны") и в то же время извлекать меньший объем пласта с противоположной стороны ствола скважины ("задней стороны"), чтобы изменить направление ствола скважины в направлении целевого наклона и/или азимута с целью постепенного бурения изогнутого и/или прямого ствола скважины в направлении предполагаемой геометрической или геологической цели или для активного бурения вертикальных стволов скважин. Данный способ позволяет получать диаметр ствола скважины, который слегка увеличен от нуля до около 5 процентов от номинального диаметра долота в изогнутых участках, тем самым уменьшая силы трения и концентрации механических напряжений на КНБК и других системах труб, в то время как они вводятся или поворачиваются через искривление ствола скважины, что приводит к меньшему трению при продольном перемещении бурильной колонны и, следовательно, увеличению нагрузки и крутящего момента на долоте, когда они находятся на изогнутом участке и ниже изогнутого участка. Небольшое расширение ствола скважины во время операций направленного бурения при бурении изогнутого участка является непосредственным результатом перемещения управления направлением бурового долота при вращении инструмента. Это будет подробно объяснено ниже при рассмотрении фиг. 7C и 7D. Отклонение долота во время операций направленного бурения увеличивает фактический диаметр резания долота на несколько процентов в предпочтительном направлении направленного бурения. В то же время, когда дополнительный материал предпочтительно извлекают с "передней стороны" скважины в направлении, в котором направляют инструмент, с "задней стороны" скважины извлекают меньший объем материала, что приводит к изогнутой траектории ствола скважины со слегка увеличенным диаметром ствола скважины. Еще одним преимуществом нового способа, раскрытого в данной заявке, является то, что во время операций направленного бурения, на изогнутом участке, на долото добавляют дополнительную мощность механической зарубки в то время, когда осуществляется бурение по направлению вперед. Это связано с дополнительным движением, переданным долоту в результате выполнения операций направленного бурения. Другие способы, которые поддерживают постоянную децентрированную или угловую

ориентацию бурового долота при вращении инструмента, не добавляют дополнительной мощности зарубки на долото. С практической точки зрения, дополнительная мощность механической зарубки, обеспечиваемая долотом 12, приводит к более быстрому бурению на изогнутом участке и более высокой общей эффективности бурения.

Применение способа пространственно фазированных когерентных симметричных возвратно-поступательных движений долота для направленного бурения прямо противоположно традиционным системам отклонения долота, которые непрерывно поддерживают заданный угол смещения оси долота по отношению к оси вращения КНБК и фиксированной наземной системе координат, которая не зависит от вращения инструмента для направленного роторного бурения, в то время как утяжеленная бурильная колонна вращается во время операций управления направлением бурения, требуя механического шарнирного соединения и приведения в действие с двумя или более степенями свободы. Кроме того, применение пространственно-фазированных когерентных двунаправленных симметричных возвратно-поступательных отклонений долота прямо противоположно традиционным системам направления долота, которые непрерывно поддерживают постоянное параллельное боковое смещение оси вращения долота по отношению к оси вращения КНБК и фиксированной наземной системе координат, которая не зависит от вращения инструмента для направленного роторного бурения, в то время как утяжеленная бурильная колонна вращается во время операций управления направлением бурения, требуя механического приведения в действие с двумя или более степенями свободы для непрерывного создания боковых сил децентрирования в заданном направлении.

В некоторых вариантах реализации изобретения используют приводимый в действие буровым раствором аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью, который регулирует переменную и/или изменяющуюся входную мощность, поступающую от приводимой в действие буровым раствором турбины, а также регулирует выходную скорость потока гидравлической жидкости под давлением до нагрузки в ответ на потребление мощности приводами блока смещения для мгновенного и непрерывного управления силой отклонения и амплитудой отклонения когерентных симметричных двунаправленных возвратно-поступательных движений вала долота и бурового долота. Термин "блок смещения" описывает секцию инструмента для направленного роторного бурения, которая "смещает" или направляет инструмент в заданном направлении. Блок смещения состоит из долота, средств приведения в действие и управления для децентрирования или шарнирного соединения долота, утяжеленной бурильной колонны, необязательно одного или более центраторов и источника питания. Выход насоса приводит в действие один двунаправленный гидравлический поршень с осью силы, которая ориентирована перпендикулярно как к оси шарнира, так и к оси вращения КНБК, которая приводит в действие указанные пространственно фазированные когерентные симметричные возвратно-поступательные движения вала долота и бурового долота с целью управления траекторией ствола скважины в указанном выбранном направлении. Во время интенсивных операций направленного бурения аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью позволяет в непрерывном режиме плавно регулировать амплитуду указанных когерентных симметричных возвратно-поступательных отклонений указанного узла долота, чтобы регулировать темп естественного искривления ствола скважины (скорость изменения кривизны) при указанном изменении направления буровой скважины и динамически регулировать боковые силы поворота, прикладываемые к долоту, в ответ на механические свойства пласта месторождения, динамику резания и техническое состояние долота, обнаруженное возникновение неравномерного вращения, и/или допускать неравномерное вращение до некоторого заранее определенного порогового значения.

В варианте реализации инструмента амплитудой и пространственным фазированием указанных когерентных возвратно-поступательных движений долота управляют с помощью встроенного во внутрискважинный инструмент узла микроконтроллера и/или микропроцессора. Этот узел может иметь различные конфигурации, которые могут содержать микроконтроллер и/или микропроцессор, память, энергонезависимую память, каналы ввода/вывода, различные навигационные датчики и/или программное средство, хранящееся в памяти, которое выполняется узлом во время работы. Узел микроконтроллера и/или микропроцессора внутрискважинного инструмента генерирует сигналы управления направлением бурения в ответ либо на команды, генерируемые на поверхности, либо на автономные алгоритмические команды, созданные на основании полученных внутри скважины навигационных параметров, либо на их комбинацию. Таким образом, инструмент для направленного роторного бурения по настоящему изобретению динамически регулируется, в то время как инструмент расположен внутри скважины и во время бурения, при необходимости, для управляемого изменения наклона и азимута траектории ствола скважины. Пространственное фазирование указанных когерентных возвратно-поступательных движений регулируется независимо, отдельно от амплитуды возвратно-поступательных движений, при вращении для поступательного бурения скважины в заданном направлении. И наоборот, амплитуда указанных возвратно-поступательных движений может динамически регулироваться независимо от пространственного фазирования указанных возвратно-поступательных движений, чтобы непрерывно и постепенно увеличивать или уменьшать скорость изменения кривизны ствола скважины для достижения намеченной траектории ствола скважины и оптимизации качества и плавности траектории ствола скважины. В варианте

реализации по настоящему изобретению во время операций управления направлением бурения рабочий цикл каждого из отдельных клапанов, которые управляют гидравлическим приводом, составляет 50%, то есть время включения каждого клапана приблизительно равно времени его выключения. Кроме того, клапаны не совпадают по фазе по отношению друг к другу. В случае, когда один клапан включен, другой клапан выключен. В случае, когда один клапан переходит из выключенного положения во включенное положение, другой клапан переходит из включенного положения в выключенное положение. В случае, когда инструмент вращается, синхронизация сигналов управления клапанами относительно ГПО или МПО регулирует пространственное направление, в котором инструмент осуществляет бурение, но не амплитуду шарнирных соединений долота. Вместо этого, регулирование угла наклона наклонной шайбы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью управляет амплитудой шарнирных соединений долота. Этот способ независимого регулирования амплитуды шарнирных соединений отдельно от синхронизации шарнирных соединений долота при вращении инструмента приводит к плавному и повторяемому результирующему движению долота независимо от амплитуды шарнирных соединений. Этот способ следует противопоставлять способу, описанному Bradley, который приводит к блочным и резким движениям долота, поскольку инструмент пытается поддерживать постоянный угол смещения долота в постоянном направлении относительно оси вращения инструмента. Bradley описывает изменение рабочего цикла отдельных клапанов, которые управляют каждым из гидравлических приводов, для регулирования амплитуды шарнирных соединений долота одновременно с регулированием синхронизации настройки включения и выключения каждого клапана для регулирования направления, в котором инструмент осуществляет бурение.

Инструменты для направленного роторного бурения могут быть выполнены на основе акселерометров, магнитометров и гироскопов для обеспечения навигационной информации для управления направлением бурения подземных скважин для добычи нефти и газа или для закачки воды и/или пара. Эти навигационные датчики могут быть размещены во вторичном узле внутри инструмента для направленного роторного бурения, который вращается в противоположную сторону относительно утяжеленной буровой трубы таким образом, что датчики поддерживают стационарное положение по отношению к земле, часто называемое "геостационарной платформой". Однако концепция вращающейся в противоположную сторону геостационарной платформы сопряжена со вспомогательной механической задачей с точки зрения уплотнений, подшипников и токосъемных контактных колец, а также средства управления и поддержки вращения в противоположную сторону с переменными скоростями вращения КНБК и значительной механической инерции геостационарной платформы. В патенте США 3743034, автор Bradley, предлагается использовать "инерциальную систему координат", установленную непосредственно на камере во вращающейся утяжеленной буровой трубе - в данном случае "систему координат, такую как центр шарнирно сочлененной гироскопической платформы", размещенную в секции шарнирного соединения инструмента, расположенной под универсальным узловым соединением, - чтобы определить, в каком направлении ориентировано долото. "Инерциальная система координат" по определению является невращающейся или геостационарной системой координат. Следовательно, благодаря универсальному шарнирному соединению гироскопа с вращающимся корпусом гироскоп является фактически геостационарной системой координат, которая поддерживает постоянную ориентацию гироскопической платформы по отношению к Земле за счет углового момента гироскопа.

В варианте реализации по настоящему изобретению акселерометры и магнитометры размещаются внутри и вращаются с инструментом, содержащим "неинерциальную вращающуюся навигационную платформу". Одним из преимуществ использования вращающейся навигационной платформы вместо геостационарной инерциальной навигационной платформы является то, что ошибки соосности физического монтажа навигационных датчиков, в частности акселерометров и магнитометров, могут быть сведены к минимуму или устранены для повышения точности измерений, в результате чего размещение ствола скважины будет таким, как предполагалось заказчиком. При использовании акселерометров и магнитометров существуют по меньшей мере две причины ошибок механической несоосности. Во-первых, это несоосность устройства внутри его узла, и, во-вторых - несоосность установки узла на плате с печатным монтажом или на монтажной панели инструмента. Ошибки механической несоосности влияют на относительную перпендикулярность каждой из осей измерения датчиков. На акселерометры могут дополнительно оказывать влияние центробежные эффекты, в случае, когда они не точно установлены на оси вращения инструмента. Для некоторых двухосевых микроэлектромеханических систем ("MEMS") относительная перпендикулярность осей определяется литографическим процессом, используемым для изготовления устройства, что приводит к почти идеальной перпендикулярности, практически исключая причину ошибки по сравнению с перпендикулярно установленными одноосевыми устройствами. Ошибки, вызванные несоосностью, могут иметь значение либо при интенсивном направленном бурении вертикального ствола скважины и когда наклон (наклонное положение) ствола скважины по определению очень близок к нулю градусов, либо в случае, когда наклон скважины близок к горизонтальному. При интенсивном бурении вертикальной скважины наклон является обычным и находится в пределах около 1 градуса по вертикали. Например, для целевой глубины более 3000 м (10000 футов) дно вертикального участка ствола скважины не должно смещаться в сторону более чем на 53 м (175 футов) в лю-

бом направлении относительно буровой установки на поверхности или подводной точки входа на морском дне. Для поперечно направленных измерений гравитационного и магнитного полей, выполняемых с помощью вращательной навигационной платформы, ошибки несоосности и электрического смещения возникают при постоянном токе, в то время как представляющие интерес измерения имеют одинаковую частоту переменного тока, как и скорость вращения инструмента. Кроме того, любые разности в усилении амплитуд или чувствительности между двумя перпендикулярными поперечными каналами, вызванные несоосностью монтажа, могут быть без труда динамически исправлены путем нормализации амплитуды измерений переменного тока одного канала относительно другого для повышения точности измерений. Кроме того, в случае поперечно направленных измерений магнитного поля будет небольшая коррекция, необходимая для компенсации электромагнитного поверхностного эффекта переменного тока, который является пропорциональным частоте вращения. Фазовая коррекция может достигать 15° , а амплитудная коррекция может достигать 2,6 дБ. Эффект является воспроизводимым и может быть эмпирически получен как функция частоты и температуры. В случае осевых измерений гравитации и магнитного поля с помощью вращательной навигационной платформы ошибки несоосности появляются с частотой, равной скорости вращения инструмента. Амплитуда сигнала ошибки переменного тока даст количественный показатель осевой несоосности, чтобы можно было применить небольшой поправочный коэффициент к постоянной составляющей измерения. Надлежащая низкочастотная фильтрация сигналов ошибки по переменному току устранил ошибку. В случае осевого магнитного сигнала компенсация электромагнитного поверхностного эффекта не требуется, так как осевая составляющая магнитного поля является постоянным током независимо от того, вращается ли утяжеленная буровая труба или нет. Однако использование вращательной навигационной платформы не устраняет необходимость смещения постоянного тока и усиления термической характеристики для направленных по оси устройств и усиления термической характеристики для поперечно расположенных устройств.

Можно, например, предположить, что в вертикальной скважине, пробуренной с помощью геостационарной навигационной платформы, каждый из акселерометров x , y и z смещен под любым незначительным произвольным углом в произвольном направлении относительно декартовой системы координат, зафиксированной на инструменте. Затем при проведении статических замеров, для получения которых может понадобиться несколько минут, несоосность акселерометров по отношению к оси инструмента будет сказываться на точности замеров и быть причиной ошибок в прокладывании траектории ствола скважины, если она не будет надлежащим образом откалибрована и учтена. Следует принять во внимание, что акселерометры обычно монтируют перпендикулярно друг другу относительно декартовой системы координат, которая вращается вместе с инструментом, причем ось z ориентирована так, что направляет ствол скважины в сторону долота вдоль оси вращения КНБК. Две другие поперечные оси обозначены как " x " и " y ", и образуют правую систему координат с " z ", так что i_x , перпендикулярное i_y равно i_z , где i_x , i_y и i_z - единичные векторы, соответствующие своим относительным декартовым осям, прикрепленным к инструменту. При вращении ошибка несоосности проявляется в случае поперечно направленных датчиков x и y иначе, чем в случае датчиков оси z . Для поперечно расположенных датчиков первичная чувствительность перпендикулярна оси вращения, что дает сигнал переменного тока с частотой, равной частоте вращения, и амплитудой, пропорциональной значению угла наклона ствола скважины. Ошибка поперечной несоосности дает небольшую векторную чувствительность в направлении z вдоль оси инструмента. Следовательно, ответ на ошибку поперечно направленного датчика, вызванный несоосностью, не зависит от вращения инструмента, то есть это является смещением постоянного тока. Благодаря совмещению общий сигнал поперечно направленного датчика является основным сигналом переменного тока с небольшим смещением постоянного тока, наложенным на него. В случае направленных по оси датчиков верно обратное, ошибка несоосности дает небольшую векторную чувствительность, поперечную к оси инструмента. Благодаря совмещению общий сигнал направленного по оси датчика является основным сигналом постоянного тока, который пропорционален гравитации Земли, умноженной на косинус угла наклона, плюс небольшой сигнал ошибки несоосности переменного тока, наложенный на него. Однако ошибка несоосности направленного по оси датчика устраняется просто путем усреднения результатов замеров по целому числу оборотов КНБК.

В случае вертикального ствола скважины, так что ось z инструмента точно выровнена с вектором гравитационного поля Земли, т.е. в случае, когда угол наклона равен нулю градусов, поперечно направленные акселерометры x и y не будут иметь никакой переменной составляющей, а будут иметь только небольшое смещение датчика постоянного тока. В случае, когда амплитуда переменного тока поперечно направленных акселерометров равна нулю, это подтверждает, что ствол скважины является вертикальным. В случае, когда ствол скважины начинает отклоняться от вертикального направления, то есть, когда ствол скважины начинает наклоняться, амплитуда переменного тока поперечно направленных акселерометров x и y начинает увеличиваться, причем амплитуда пропорциональна величине наклона. Ориентированный вдоль оси z акселерометр измеряет косинус угла наклона, умноженный на гравитационное поле Земли, и поскольку косинус угла наклона довольно нечувствителен к небольшим изменениям угла наклона, когда направленный по оси акселерометр выровнен с вектором гравитационного поля Земли, это не подходит для управления вертикальным бурением. На практике в случае, когда ось вращения ин-

струмента наклонена под некоторым углом относительно вектора гравитационного поля Земли, поперечно направленные акселерометры могут использоваться динамически для количественного определения наклона ствола скважины при угле наклона вплоть до около 75° с использованием амплитуды основной частоты сигнала переменного тока поперечно направленных акселерометров. В случае выше около 75° сигнал постоянного тока от акселерометра на "оси z" следует использовать для динамического измерения наклона ствола скважины.

При динамическом использовании акселерометров при скорости вращения КНБК применяют гауссовские методы подавления помех для уменьшения эффектов ускорений, вызванных случайными ударами и вибрациями. Для достижения наилучших результатов частотная характеристика навигационных акселерометров должна быть ограничена физическими свойствами устройства, так что устройство по своей природе нечувствительно к высокочастотным ударам и вибрациям, которые могут быть существенными, из-за чего большое количество данных поступает на устройство за пределами представляющей интерес полосы частот, влияя на точность устройства в представляющей интерес полосы частот. Обычно "представляющая интерес полосы частот" подразумевает частоты примерно в 2 или 3 раза ниже максимальной скорости вращения КНБК. Кроме того, правильный выбор устройства сведет к минимуму эффекты устранения вибрации, позволяя реализовать все преимущества фильтрации помех для надежного расчета наклона ствола скважины, азимута наклона ствола скважины и мгновенных ГПО и МПО инструмента.

Вариант реализации настоящего изобретения основан на полностью автономной виртуальной геостационарной платформе с автокорректирующими и самокалибрующими измерениями для генерирования сигналов и достижения синхронизации, требуемых для динамического управления инструментом для направленного роторного бурения в требуемом направлении относительно наземной системы координат или цели. В инструменте расположены три взаимно-перпендикулярных акселерометра, три взаимно-перпендикулярных магнитометра и три взаимно-перпендикулярных гироскопа угловой скорости, которые охватывают широкий спектр условий бурения, углы наклона ствола скважины и случаи, когда либо магнитное поле Земли искажается соседними обсадными колоннами скважины, либо когда траектория ствола скважины проходит с севера на юг или с юга на север, а наклон ствола скважины находится в пределах нескольких градусов, совпадая с углом местного падения магнитного поля Земли. Эти 9 осей динамически объединены в широком диапазоне скоростей вращения КНБК от нулевого числа оборотов в минуту (об/мин) до нескольких сотен об/мин. "Геостационарные" выходные данные вращающейся виртуальной геостационарной платформы представляют собой наклон ствола скважины и азимут наклона ствола скважины. Мгновенными или динамическими выходными данными являются ГПО, МПО, локальный угол между ГПО и МПО (угол X) и мгновенная частота вращения. Эти 6 выходных видов данных используют для управления синхронизацией приводов, которые динамически отклоняют долото и приводят к тому, что инструмент для роторного бурения направляет траекторию скважины в определенном направлении, которое является фиксированным относительно земли.

В варианте реализации изобретения виртуальная геостационарная платформа может содержать отдельный узел микроконтроллера и/или микропроцессора ("VGPM") виртуальной геостационарной платформы или может использовать микроконтроллер и/или узел микроконтроллера в другой системе, такой как описанная выше система для направленного роторного бурения. VGPM, если сконфигурирован, может иметь различные конфигурации, которые могут содержать микроконтроллер и/или микропроцессор, память, энергонезависимую память, каналы ввода/вывода, различные датчики и/или программное средство, хранящееся в памяти, которое узел выполняет во время работы. Кроме того, как обсуждалось в предыдущем параграфе, виртуальная геостационарная платформа может быть сконфигурирована с датчиками, включая: три взаимно-перпендикулярных акселерометра, три взаимно-перпендикулярных магнитометра и три взаимно-перпендикулярных гироскопа угловой скорости, которые обеспечивают вход(-ы) в VGPM или заменяющую систему обработки, такую как система узла для направленного роторного бурения. Затем система обработки входных данных датчика обрабатывает эту информацию для расчета местоположения и определения любых возможных ошибок несоосности. Как вариант, данные датчиков и/или другие данные могут быть сохранены в памяти.

Гироскопы угловой скорости, упомянутые в этом варианте реализации изобретения, не используются для инерциальной навигации; они не являются гироскопами с ориентацией на север, которые понадобились бы для инерциального наведения, и они не установлены посредством универсального шарнирного соединения. Они измеряют скорости вращения КНБК вдоль каждой оси системы координат инструмента для определения параметров, относящихся к динамике и кинематике бурения. Гироскоп на оси z измеряет мгновенную скорость вращения инструмента вокруг оси z, чтобы обнаруживать и корректировать движение неравномерного вращения долота и зоны магнитных помех. Гироскопы на осях x и y дают показания по движению инструмента в ответ на удары и вибрации при бурении. Иными словами, если движение КНБК из-за удара является поступательным, то гироскопы на осях x и y не будут считывать никакое относительное вращение. Однако, в случае, когда гироскопы на осях x и y измеряют вращательную составляющую движения КНБК, которая коррелирует с акселерометрами на осях x и y, соответственно, это означает, что ответ инструмента на удары и вибрации включает угол наклона и поворот во-

круг вертикальной оси в стволе скважины и что движение включает в себя маятникообразную составляющую. Это движение может идентифицировать ложные показания наклона ствола скважины, так, чтобы их можно было правильно идентифицировать как наклон инструмента в стволе скважины, а не как наклон ствола скважины.

Электронная аппаратура и функция обработки для управления направленным бурением инструмента содержат множество датчиков обратной связи, навигационные датчики и узел микроконтроллера и/или микропроцессора для обработки комбинированных входных данных от различных датчиков для управления инструментом на основании входных данных датчиков, любые заранее запрограммированные параметры управления направлением бурения и/или дополнительные входные данные управления направлением бурения, передаваемые с поверхности или от других внутрискважинных систем. В одном варианте реализации изобретения обработка сигналов, подавление помех и обработка с возможностью динамической коррекции ошибок позволяет точно рассчитывать в режиме реального времени мгновенные результаты измерения положения отклонителя и скорости вращения КНБК, а также геостатические параметры траектории ствола скважины независимо от того, вращается ли инструмент или находится в статическом состоянии, тем самым устраняя необходимость в геостационарной платформе или приближенной к геостационарной платформе для навигационных датчиков и делая возможными немедленные и мгновенные корректировки траектории ствола скважины без прерывания и делая их очевидными для процесса бурения. Кроме того, хорошо известный метод состоит в том, чтобы разместить два аналогичных устройства измерения отдельно друг от друга на известном расстоянии, например, посредством наклона, для динамического вычисления и контроля мгновенного темпа естественного искривления ствола скважины, так что упреждающие корректировки темпа набора кривизны ствола скважины могут выполняться "на лету" без прерывания операций роторного бурения и направленного бурения и без необходимости получать данные о глубине нисходящей линии и/или информацию о МСП с поверхности и без команды, генерируемой на поверхности. В качестве дополнительного или альтернативного варианта, могут использовать тензометрические датчики для определения темпа естественного искривления ствола скважины на основании амплитуды симметричного изгиба утяжеленной бурильной трубы, в то время как она вращается на криволинейном участке скважины или проходит через него.

Кроме того, в одном варианте реализации изобретения электронные устройства и контрольно-измерительные приборы инструмента для направленного роторного бурения могут быть объединены с нисходящим каналом от поверхности до внутрискважинного инструмента, что позволяет обновлять инструмент и/или перепрограммировать инструмент с поверхности, чтобы в зависимости от условий устанавливать или изменять требуемые целевые значения азимута и наклона ствола скважины при продолжающемся вращении и/или направленном бурении. В дополнение к необходимой навигационной аппаратуре, в одном варианте реализации изобретения инструмент может содержать приборы для различных измерений характеристик пласта месторождения, таких как определение среднего или квадрантного естественного гамма-излучения, многоуровневое удельное сопротивление пласта, плотность и пористость по данным нейтронного каротажа, пористость по данным акустического каротажа, отображение удельного сопротивления ствола скважины, замеры опережающего и кругового обзора, измерения ультразвуковым каверномером диаметра ствола скважины и механические характеристики бурения. Электронная энергонезависимая память в варианте реализации встроенного электронного оборудования инструмента выполнена с возможностью регистрировать и сохранять и/или регистрировать и передавать, или просто передавать в режиме реального времени или с задержкой посредством буферной памяти, полный набор данных геофизических исследований ствола скважины и другие данные, чтобы обеспечить возможность геологического направленного управления, чтобы инструмент для направленного роторного бурения можно было эффективно использовать для бурения всех участков скважины с заданным диаметром. В случае, когда датчики расположены ниже двигателя с прямой объемной подачей, данные в режиме реального времени могут быть переданы по беспроводной телеметрической связи во время бурения от инструмента для направленного роторного бурения в приемлемый инструмент дистанционного приемного устройства, расположенный над гидравлическим забойным двигателем, а затем могут быть переданы телеметрическим путем на поверхность посредством гидроимпульсной, электромагнитной ("ЭМ") или другой телеметрии, которые могут стать доступными. В одном варианте реализации изобретения электропитание для управления и работы электромагнитных клапанов и контрольно-измерительных приборов, сбора данных и телеметрических электронных приборов для измерения во время бурения обеспечивают вспомогательные внутрискважинные батареи или генератор переменного тока, приводимый в действие гидравлической турбиной, или комбинация обоих вариантов. Кроме того, система может питаться от других внутрискважинных энергетических установок.

Краткое описание графических материалов

На фиг. 1 проиллюстрирован вид сбоку развернутой роторной бурильной колонны с буровым долотом, содержащей компоновку низа бурильной колонны ("КНБК").

На фиг. 2А и 2В проиллюстрированы варианты реализации инструмента для направленного роторного бурения и проиллюстрированы два перпендикулярных вида сбоку прикрепления долота к инструменту для направленного роторного бурения.

На фиг. 2С проиллюстрирован вариант реализации бурового долота инструмента для направленного роторного бурения, проиллюстрированного на фиг. 2А и 2В, с точки зрения наблюдателя, смотрящего на долото из скважины, и определена декартова система координат для создания контрольных точек.

На фиг. 3А-1, 3В-1, 3С-1 и 3D-1 проиллюстрирован вариант реализации инструмента для направленного роторного бурения и показана последовательность перпендикулярных видов сбоку прикрепления долота к инструменту для направленного роторного бурения, в то время как инструмент имеет динамический угол падения.

На фиг. 3А-2, 3В-2, 3С-2 и 3D-2 проиллюстрирован вариант реализации инструмента для направленного роторного бурения и показано буровое долото инструмента для направленного роторного бурения, проиллюстрированного на фиг. 3А-1, 3В-1, 3С-1 и 3D-1, соответственно, с точки зрения наблюдателя, смотрящего на долото из скважины, и определена декартова система координат для создания контрольных точек.

На фиг. 4А-4В проиллюстрирован вид сбоку с частичным разрезом, иллюстрирующий внутреннюю конструкцию варианта реализации инструмента для направленного роторного бурения и показаны два вида возвратно-поступательного движения долота и вала долота.

На фиг. 5 проиллюстрирован увеличенный участок привода с отводным рычагом инструмента для направленного роторного бурения, проиллюстрированного на фиг. 4А-4В.

На фиг. 6А-6В проиллюстрирован вид сбоку, иллюстрирующий внутреннюю конструкцию варианта реализации инструмента для направленного роторного бурения и иллюстрирующий два вида работы механизма блокировки отводного рычага, который используется для блокировки долота в центрированном положении в случае прекращения операций направленного бурения. На фиг. 6А проиллюстрирован инструмент в заблокированном положении. На фиг. 6В проиллюстрирован инструмент в разблокированном положении.

На фиг. 7А-7D проиллюстрирован вариант реализации изобретения для приведения в действие долота инструмента для направленного роторного бурения.

На фиг. 8А-8D проиллюстрирован вариант реализации навигационного модуля для виртуальной геостационарной платформы.

На фиг. 9 проиллюстрирован вид сбоку в перспективе развернутой бурильной колонны инструмента для направленного роторного бурения, содержащей компоновку низа бурильной колонны ("КНБК"), выполненную с виртуальной геостационарной платформой.

На фиг. 10 проиллюстрирован другой вариант применения для бурения нефтяных и газовых скважин и проиллюстрирован вариант реализации изобретения, в котором вывод аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью может быть соединен гидравлической линией с гидравлическим двигателем, тем самым образуя гидравлическую передачу.

На фиг. 11А-11В проиллюстрирован еще один вариант реализации изобретения, в котором выходной вал гидравлического двигателя может быть выполнен с возможностью приведения в действие клапана, приводимого в действие буровым раствором для роторного бурения, для генерирования сигналов телеметрии по гидроимпульсному каналу связи.

На фиг. 12 проиллюстрирован вариант применения аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью в обратимой гидравлической системе с замкнутым контуром для вырезки кернов, отбираемых из боковых стенок ствола скважины.

На фиг. 13 проиллюстрирован предшествующий уровень техники, используемый для приведения в действие насоса с гантелевидным сечением для отбора проб флюида из пласта месторождения.

На фиг. 14 проиллюстрирован вариант реализации изобретения с использованием аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью в конфигурации с замкнутым контуром для управления и приведения в действие насоса с гантелевидным сечением.

Подробное описание предпочтительных вариантов реализации изобретения

В соответствии с фиг. 1, проиллюстрировано, что ствол скважины 10 пробурен с помощью бурового долота 12 для роторного бурения, которое соединено с нижним концом бурильной колонны 14, которая проходит вверх к поверхности, где она приводится в действие роторным столом 16 или верхним приводом 6 типичной буровой установки 8. Бурильная колонна 14 обычно состоит из секций бурильной трубы 18, соединенных с компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) 28, имеющей одну или более утяжеленных бурильных труб 20, соединенных с ней для приложения усилия к буровому долоту 12. На фиг. 1 проиллюстрирован ствол скважины 10, имеющий вертикальный или практически вертикальный верхний участок 22 и отклоненный, криволинейный или горизонтальный нижний участок 24, который бурят при интенсивном управлении направлением бурения инструмента для направленного роторного бурения, показанным в основном ссылочном номере 26, который выполнен в соответствии с одним из аспектов настоящего изобретения. Как будет подробно описано ниже, инструмент для направленного роторного бурения 26 выполнен и устроен так, чтобы буровое долото 12 выполняло бурение по изогнутой траектории, которая обозначена настройками управления направления бурения инструмента для направленного роторного бурения 26, в соответствии с раскрытыми в данной заявке принципами. Буровой раствор закачивается вниз внутрь бурильной колонны 14, проходит через КНБК 28, выходит из насадок на долоте 12

и возвращается на поверхность с буровым шламом в кольцевом пространстве 30. КНБК 28 содержит буровое долото 12, соединенное непосредственно с нижней частью активно управляемого инструмента для направленного роторного бурения 26. КНБК может также содержать другие инструменты для бурения, такие как двигатели с прямой объемной подачей, для управления скоростью вращения и крутящим моментом, а также толкатели для управления нагрузкой на долоте. Кроме того, расположение этих компонентов в буровой колонне может быть выбрано персоналом буровой на основании его опыта и предпочтений в соответствии с широким спектром характеристик бурения, таких как радиус поворота криволинейного участка ствола скважины, характеристики пласта, в котором осуществляют бурение, характеристики бурового оборудования, используемого для бурения, и глубина, на которой происходит бурение. Поскольку количество возможных комбинаций и перемещений этих других утяжеленных буровых труб велико, они не будут перечислены в настоящем раскрытии изобретения. Достаточно сказать, что размещение и расположение этих дополнительных компонентов в буровой колонне по отношению к активно управляемому инструменту для направленного роторного бурения 26 не влияет на конструкцию и принципы работы настоящего изобретения.

На фиг. 2А и 2В проиллюстрирован вариант реализации инструмента для направленного роторного бурения 26 ("ИНРБ") и проиллюстрированы два перпендикулярных вида сбоку прикрепления долота 12 к ИНРБ. Фиксированная точка системы координат на ИНРБ, называемая разметочной линией 7, может быть или не быть заметной на утяжеленной буровой трубе ИНРБ. Независимо от того, заметна она или нет, разметочная линия зафиксирована относительно и вращается с механическими и электронными устройствами инструмента для направленного роторного бурения, а также служит в качестве пространственной контрольной точки для расчетов, выполняемых системой управления направления бурения. Для этого описания будет полезно определить трехмерную опорную декартову систему координат, проиллюстрированную на фиг. 2С, с точки зрения наблюдателя, смотрящего вглубь скважины по направлению к долоту, которое крепится к инструменту для направленного роторного бурения и вращается с ним. Исходная точка 203 опорной декартовой системы координат является точкой пересечения осевой линии 50 ИНРБ и осей x и y . Ось x 204 проходит через исходную точку 203 и перпендикулярно пересекает разметочную линию 7. Ось y 205 перпендикулярна оси x и параллельна оси шарнира 5 шарнирного соединения 3. В соответствии с отраслевой стандартной номенклатурой, ось z 206, проиллюстрированная на фиг. 2А и 2В, коллинеарна с осевой линией 50 ИНРБ и является положительной в направлении вглубь ствола скважины с увеличением измеренной глубины и отрицательной в направлении вверх по стволу скважины с уменьшением измеренной глубины. Полярность оси y 205 выбирают так, чтобы оси x , y и z всегда образовывали правую систему координат. Единичные векторы I_x , I_y и I_z удовлетворяют следующим отношениям векторных произведений: $I_x \otimes I_y = I_z$, $I_y \otimes I_z = I_x$ и $I_z \otimes I_x = I_y$. В соответствии с фиг. 2А, можно определить отрезок прямой, параллельный оси x , который проходит от осевой линии 50 ИНРБ и перпендикулярно к ней, и заканчивается на разметочной линии 7, образуя вектор ориентации инструмента 60. В случае, когда инструмент вращается в стволе скважины, который не является вертикальным относительно гравитационного поля Земли, считают, что мгновенное ГПО ИНРБ составляет "0°" или идет "вверх", когда вертикальная составляющая вектора ориентации инструмента 60 направлена в направлении, противоположном вектору гравитации Земли. И наоборот, в случае когда инструмент вращается в стволе скважины, который не является вертикальным относительно гравитационного поля Земли, считают, что мгновенное ГПО ИНРБ составляет "180°" или идет "вниз", когда вертикальная составляющая вектора ориентации инструмента 60 направлена в том же самом направлении, что и вектор гравитации Земли.

В соответствии с фиг. 2С, полезно определить цилиндрическую систему координат инструмента, которая прикрепляется к и вращается с инструментом для направленного роторного бурения. Ось z 206 остается такой же, как определено для трехмерной декартовой системы координат. Если рассматривать поперечное сечение по линии АА на фиг. 2А, оси x и y заменяются радиусом r 210 и углом θ (тета) 212. При описании точки на инструменте ее радиус " r " равен $(x+y)$. Угол θ определяется относительно разметочной линии 7 и равен нулю градусов на разметочной линии, а также является положительным в направлении по часовой стрелке, если смотреть в направлении $+z$ вглубь скважины.

В соответствии с вариантом реализации ИНРБ, проиллюстрированным на фиг. 2А и 2В, узел долота прикреплен к нижнему концу ИНРБ посредством одноосного шарнирного узла 5, состоящего из кривошипа 41, который предпочтительно выполнен как единое целое с утяжеленной буровой трубой 43 инструмента для направленного роторного бурения, вала долота 33, который ввинчен в долото 12 на своем нижнем конце и сопрягается с кривошипом 41 на своем верхнем конце, и оси шарнира 37, которая вставляется в кривошип 41 и верхний конец вала долота 33. Как проиллюстрировано на фиг. 2А и 2В, ориентация оси шарнира 37 параллельна оси y 205 опорной декартовой системы координат инструмента, что делает его перпендикулярным как вектору ориентации инструмента 60, так и осевой линии 50 ИНРБ. Вектор ориентации инструмента 60 будет находиться в направлении 0° в цилиндрической системе координат инструмента. Шарнир 5 позволяет валу долота 33 шарнирно соединяться с единственной степенью свободы относительно утяжеленной буровой трубы 43 инструмента для направленного роторного бурения вокруг оси шарнира 5 шарнирного соединения 3.

Это отличается от систем отклонения долота, в которых используются многонаправленные шарниры с множеством степеней свободы или универсальные шарнирные соединения, так что отклонение долота может постоянно поддерживаться относительно геостационарной системы координат (системы координат, которая не вращается вместе с инструментом, а привязана к земле) при вращении инструмента. Как будет описано более подробно ниже, изменение направления ствола скважины в определенном направлении с использованием этого аспекта настоящего изобретения осуществляется пространственно фазированными когерентными симметричными двунаправленными возвратно-поступательными движениями вала 33 долота и бурового долота 12 при вращении активно управляемого ИНРБ.

Пара лопастей 35 стабилизатора может либо составлять единое целое с, либо быть приваренной к валу 33 долота под углом $\theta_{212}=0^\circ$ и под углом 180° к валу долота, проходящему над осью шарнира 37, для улучшения управляемости ИНРБ. Кроме того, может быть полезным добавить пару полноразмерных лопастей стабилизатора немного выше долота с лопастями, центрированными под углом $\theta_{212}=90^\circ$ и под углом 270° для дальнейшего улучшения управляемости ИНРБ. Одна или более фиксированных лопастей 39 стабилизатора могут быть расположены и установлены на наружном диаметре утяжеленной буровой трубы 43 ИНРБ над шарниром, если это необходимо для устойчивости и управляемости КНБК. Лопастей 39 стабилизатора могут быть либо прямолинейными, либо криволинейными, цилиндрическими или овально-образными, в соответствии с предполагаемыми темпами набора кривизны ствола скважины и внутрискважинными характеристиками бурения, требуемыми персоналом буровой.

"Моментальные снимки" инструмента на фиг. 3А-3D иллюстрируют последовательность 4 боковых видов и торцевых видов снизу вверх, в то время как ИНРБ поворачивается и управляется по сценарию, согласно которому угол ствола скважины падает, то есть "передняя сторона" изогнутого участка опускается. Утяжеленная буровая труба над шарниром обозначена номером 43 и поворачивается по осевой линии 50 инструмента. Мгновенная ориентация ГПО инструмента на каждой фигуре идентифицируется по расположению разметочной линии 7 и вектора ориентации инструмента 60. С целью ясности описания, отклонение вала долота преувеличено, а лопасти стабилизатора не показаны.

Вращение на каждой фигуре осуществляется в направлении по часовой стрелке, если смотреть с поверхности, и проиллюстрировано изогнутыми стрелками, обозначенными символом "W" (омега). При вращении ИНРБ, долото вала 33 и долото 12 отклоняются относительно осевой линии 50 инструмента. Для удобства, оси опорной декартовой системы координат инструмента совмещаются на каждой фигуре. Ось z 206 коллинеарна с осевой линией 50 инструмента. Как ось x 204, так и ось y 205 являются поперечными по отношению к осевой линии 50 инструмента. В контексте данного обсуждения, исходная точка опорной системы координат 203 проиллюстрирована на пересечении оси z 206, оси x 204 и оси шарнира шарнирного соединения 3. Шарнирная ось шарнирного соединения 3 коллинеарна оси y 205. Отклонение долота относительно осевой линии 50 вращения ИНРБ обозначается греческой буквой "дельта" (δ), которая представляет собой угол, образованный длинной осью 85 вала долота 33 и осевой линией 50 ИНРБ. Установление формулы зависимости для угла δ является отрицательным, если вал долота 33 отклоняется от разметочной линии 7, и является положительным, если вал долота 33 отклоняется в сторону разметочной линии 7. Углы ГПО 0, 90, 180 и 270° на каждой фигуре обозначены на нижнем виде с торца. Эти углы фиксируются относительно вектора гравитации Земли и не вращаются вместе с инструментом.

Как проиллюстрировано на фиг. 3А, разметочная линия 7 идет "вверх", а ГПО составляет 0° . Как проиллюстрировано на фиг. 3С, разметочная линия 7 идет "вниз", а ГПО составляет 180° . Направления "правое" и "левое" определяются с точки зрения бурового мастера, противоположной видам с торца, проиллюстрированным на фиг. 3В и 3D. Как проиллюстрировано на фиг. 3В, разметочная линия 7 находится под углом 90° . ГПО, равное 90° , называется "правым", так как отклонения долота в этом направлении вызывают искривление скважины вправо. Аналогично фиг. 3D, разметочная линия 7 находится под углом 270° , который называется "левым", так как отклонения долота в этом направлении вызывают искривление скважины влево. На фиг. 3А проиллюстрирована длинная ось 85 вала долота 33, отклоненная от разметочной линии 7 под некоторым отрицательным углом δ , но, поскольку разметочная линия ГПО находится под углом 0° , буровое долото 12 предпочтительно удаляет материал с нижней стороны ствола скважины. Моментальный снимок на фиг. 3С делается после того, как ИНРБ повернулся на 180° от своей ориентации на моментальном снимке на фиг. 3А, и иллюстрирует длинную ось 85 вала долота 33, отклоненную по направлению к разметочной линии 7 под некоторым положительным углом δ , но, поскольку разметочная линия ГПО находится под углом 180° (указывая вниз), буровое долото 12 снова предпочтительно удаляет материал с нижней стороны ствола скважины.

Моментальные снимки на фиг. 3В и 3D показывают длинную ось 85 вала долота 33, выровненную с осевой линией 50 ИНРБ. В этом положении долото 12 мгновенно соприкасается с диаметром "задней стороны" ствола скважины и, следовательно, удаляет меньше материала с диаметра "задней стороны" ствола скважины во время операций направленного бурения, чем обычно при бурении непосредственно вращением колонны обсадных труб. В случае, когда управление направлением бурения приведено в действие и ИНРБ вращается, это симметричное возвратно-поступательное движение долота 12 с той же час-

той, что и вращение КНБК, синхронно фазированное относительно пространственного направления, в котором управляют направлением бурения ствола скважины, является уникальным аспектом способа и устройства согласно настоящему изобретению.

В варианте реализации изобретения ИНРБ возвратно-поступательные движения долота 12 и вала долота 33 могут приводиться в действие механизмом, проиллюстрированным на фиг. 4А и 4В. Отводной рычаг 87 прикреплен к валу долота 33 на шарнире 5 нижним удлинителем 121 отводного рычага 87, который входит в зацепление с отверстием осевой линии через середину вала долота 33, который перпендикулярен оси шарнира шарнирного соединения 3. Эластомерное уплотнение 91 для бурового раствора на этом соединении предусмотрено для предотвращения выхода бурового раствора вокруг удлинителя 121 отводного рычага, когда он входит в зацепление с шарниром 5. Удлинитель 121 отводного рычага содержит свое собственное отверстие осевой линии, которое открыто для отверстия осевой линии в валу долота 33, чтобы обеспечить проход бурового раствора к долоту 12 и насадкам долота. В этом варианте реализации изобретения отводной рычаг 87 состоит из двух параллельных направляющих и многочисленных прокладок и крепежных элементов, которые соединены с удлинителем 121 нижнего конца. Как проиллюстрировано на фиг. 4А, когда отводной рычаг 87 смещен под углом по отношению к разметочной линии 7, долото 12 и вал долота 33 будут смещаться под углом в противоположном направлении от разметочной линии 7 посредством действия шарнира 5. И наоборот, как проиллюстрировано на фиг. 4В, когда отводной рычаг 87 смещен под углом от разметочной линии 7, долото 12 и вал долота 33 будут смещаться под углом в направлении, противоположном направлению к разметочной линии 7, посредством действия шарнира 5. В этом варианте реализации изобретения, угловое смещение отводного рычага 87 приводится в действие узлом гидравлического сервопоршня 95, хотя могут использоваться и другие средства, такие как осевой гидравлический сервопоршень с соединением, электрический привод с или без соединения или цилиндр бурового насоса. Все такие варианты входят в объем настоящего изобретения. Угловое смещение долота 12 равно и противоположно угловому смещению отводного рычага 87 посредством действия шарнира. Максимальное угловое смещение долота 12 ограничено максимальным угловым смещением отводного рычага 87, которое ограничено максимальным смещением отводного рычага, приводящего в действие узел сервопоршня 95.

Вариант реализации изобретения, проиллюстрированный на фиг. 4А и 4В, содержит корпус 67 электроники, который содержит динамические навигационные датчики и электронные устройства сбора и обработки данных, расположенные между двумя параллельными направляющими отводного рычага 87. Осевая линия корпуса коллинеарна с осевой линией 50 утяжеленной бурильной трубы 43 и неподвижно установлена на утяжеленной бурильной трубе 43 с помощью механических опор 68. Электрические соединения предусмотрены посредством проводной трубы 130, которая проходит от верхней камеры электронных устройств (не проиллюстрирована) вниз до нижнего конца корпуса 67 электроники. Корпус вращается вместе с утяжеленной бурильной трубой и не вращается в противоположную сторону и не совершает возвратно-поступательных движений вместе с движениями отводного рычага 87. В этом варианте реализации изобретения никакая часть инструмента, механическая или электронная, не вращается в противоположную сторону относительно вращения ИНРБ, хотя данный аспект настоящего изобретения не исключает такое вращение в противоположную сторону некоторых компонентов.

На фиг. 5 проиллюстрирован детализированный вид отводного рычага 87, приводящего в действие узел сервопоршня 95. Этот вариант реализации изобретения проиллюстрирован с двумя поршнями 106, гидравлически соединенными параллельно, чтобы минимизировать площадь поперечного сечения, обращенную к потоку бурового раствора, протекающему через ИНРБ, для дальнейшего уравнивания усилий на шарнирном креплении 114 к отводному рычагу 87 и удобного размещения узла в доступном объеме. Можно использовать один сервопоршень, при условии достижения достаточного усилия силового привода, с учетом рабочих предельных значений гидравлической системы, а именно максимальной скорости потока и выходного давления при размещении сервопоршня в доступном объеме. Существуют две верхние камеры 105 и две нижние камеры 107. Верхние камеры 105 гидравлически соединены с источником питания с помощью гидравлического вертлюжного соединения 113 и гидравлической трубы 109. Нижние камеры 107 гидравлически соединены с источником питания с помощью гидравлического вертлюжного соединения 115 и гидравлической трубы 111. В случае, когда гидравлическая жидкость высокого давления из насоса (не проиллюстрирован) и регулирующих клапанов (не проиллюстрированы) соединена с нижними поршневыми камерами 107, а верхние поршневые камеры 105 соединены с гидравлическим баком/резервуаром 75 низкого давления (не проиллюстрирован), то корпус узла 95 будет перемещаться вниз, вызывая движение конца отводного рычага вниз от разметочной линии 7 и отклонение долота вверх к разметочной линии 7. И наоборот, когда гидравлическая жидкость высокого давления из насоса (не проиллюстрирован) и регулирующих клапанов (не проиллюстрированы) соединена с верхними поршневыми камерами 105, а нижние поршневые камеры 107 соединены с гидравлическим баком/резервуаром 75 низкого давления (не проиллюстрирован), тогда корпус узла поршня 95 будет перемещаться вверх, вызывая движение конца отводного рычага вверх к разметочной линии 7 и отклонение долота вниз от разметочной линии 7. Как только максимальное угловое отклонение узла долота определено по конструкции, затем размещение узла поршня 95 относительно оси 3 шарнира (фиг. 4А и 4В) и

допустимое перемещение узла поршня может быть выбрано так, чтобы ограничивать соответствующее максимальное угловое смещение долота 12.

На фиг. 6А и 6В проиллюстрирована работа механизма блокировки 125 отводного рычага 87, который может использоваться для блокировки долота в центрированном положении, в случае при прекращении операций управления направлением бурения. Отводной рычаг 87 заканчивается клиновидным узлом, содержащим монтажный кронштейн 116 и штыревой клин 117. Узел ползуна содержит гнездовой ползун 103, вал 119, поршень 101 и пружину 99. Камера, в которой находится пружина 99, гидравлически соединена с баком. Сторона высокого давления поршня 101 гидравлически соединена с жидкостью высокого давления посредством гидравлического канала 123.

На фиг. 6А проиллюстрирован случай, когда управление направлением бурения не используется, и клин 117 механически входит в зацепление с ползуном 103 и удерживается в положении пружиной 99. Это соответствует случаю, когда гидравлическое давление в системе низкое, что дает пружине 99 возможность привести гнездовой ползун в зацепление со штыревым клином 117. Это механически фиксирует отводной рычаг 87 в центрированном положении и предотвращает его перемещение. На фиг. 6В проиллюстрирован случай, когда используется управление направлением бурения. По мере увеличения гидравлического рабочего давления гидравлическая жидкость высокого давления протекает через канал 123, втягивая поршень 101, сжимая пружину 99 и отсоединяя гнездовой ползун 103 от штыревого клина 117, тем самым обеспечивая возвратно-поступательное движение отводного рычага 87.

Фиг. 6В соответствует случаю, когда отводной рычаг 87 свободно перемещается, но постоянно активно удерживается в центрированном положении с помощью системы управления направлением бурения ИНРБ при подготовке к началу операций управления направлением бурения. На фиг. 4А и 4В проиллюстрирован случай, когда активное управление направлением бурения не используется, а отводной рычаг 87 проиллюстрирован в отклоненном под углом положении во время активных операций управления направлением бурения. В случае, когда отводной рычаг 87 не управляется активно действием ИНРБ, отводной рычаг 87 будет находиться в заблокированном положении, как проиллюстрировано на фиг. 6А. В качестве защитной меры, в случае, когда гидравлическое рабочее давление на линии 123 опускается по какой-либо причине ниже порогового значения, установленного пружиной 99, тогда блокирующий ползун 103 входит в зацепление с клином 117 и возвращает долото 12 в заблокированное и центрированное положение.

На фиг. 7А-7Д проиллюстрирован гидравлический вариант реализации изобретения для приведения в действие движений долота во время управления направлением бурения и способ, связанный с этим вариантом реализации изобретения. На фиг. 7А проиллюстрирована схема гидравлической системы ИНРБ. Электропитание обеспечивается приводимой в действие буровым раствором турбиной 71, установленной на приводном валу 83, который соединен с аксиально-поршневым насосом с регулируемой во время работы производительностью 70, небольшим подающим насосом 72 и небольшим электрическим генератором 73. Производительность аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 70 динамически регулируется с помощью привода 74 аксиально-поршневого насоса, который регулирует угол наклона внутренней не вращающейся наклонной шайбы относительно оси вращения приводного вала. Производительность на оборот вращения ведущего вала аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 70 регулируется углом наклона наклонной шайбы. При нуле градусов производительность насоса в основном равна нулю см³/об. Максимальная производительность насоса будет достигнута в том случае, когда наклонная шайба будет находиться под максимально допустимым углом наклона. Подающий насос 72 извлекает гидравлическую жидкость из резервуара 75 через фильтр F1 и обеспечивает минимальный поток к аксиально-поршневому насосу с регулируемой во время работы производительностью 70 через подводящий трубопровод 97 низкого давления. После загрузки аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью 70 будет извлекать дополнительную жидкость из гидравлического резервуара 75 через фильтр F2 и обратный клапан 78 и подводящий трубопровод 97 низкого давления. Аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью 70 одновременно выполняет две важные функции, а именно: динамически регулирует уровень гидравлической мощности, подаваемой в систему от приводимой в действие буровым раствором турбины 71 и динамически регулирует уровень мощности, подаваемой на отводной рычаг, приводящий в действие узел сервопоршня 95. Угол наклона наклонной шайбы будет регулироваться для компенсации изменений либо скорости вращения приводного вала 83, либо выходной скорости потока насоса 70, требуемых для приведения в движение долота 12 для направленного бурения. Приводимая в действие буровым раствором турбина 71 выполнена с возможностью обработки практического диапазона скоростей потока бурового раствора, определяемого бурильщиком и старшим буровым мастером. Это требует, чтобы инструмент работал при минимальной скорости потока и минимальном весе бурового раствора с полной мощностью, а это означает, что в случае гипотетического насоса с постоянной производительностью будет иметь место превышение мощности при максимальной скорости потока и максимальном весе бурового раствора. Поскольку аксиально-поршневой насос 70 специально разработан с целью регулирования входной и выходной мощности, в то время как доступная входная мощность турбины 71 возрастает, можно регулировать наклонную шайбу аксиально-поршневого

насоса 70 для выработки только мощности, требуемой инструментом, и, следовательно, избыточная мощность не будет вырабатываться аксиально-поршневым насосом 70. Избыточная мощность должна рассеиваться в виде тепла без какой-либо полезной работы. По мере увеличения скорости потока и/или массы бурового раствора угол наклона наклонной шайбы динамически уменьшается для генерирования только мощности, необходимой для любой заданной нагрузки. На стороне нагнетания или нагрузки насоса гидравлическая мощность, требуемая для нагрузки, определяется частотой вращения об/мин КНБК и требуемой амплитудой отклонений долота во время операций управления направлением бурения. В случае, когда мощность, требуемая ИНРБ, динамически возрастает, угол наклона наклонной шайбы будет динамически увеличен приводом 74 в ответ на управляющие сигналы от процессора управления направлением бурения.

В случае, когда управление направлением бурения не используется, мощность, требуемая от насоса, составляет практически ноль ватт механической эквивалентной мощности; и угол наклона наклонной шайбы насоса 70 будет близким к нулю градусов. В этом состоянии клапан 86 выключен и направляет поток из насоса 70 в обход через гидравлическую линию 81 и обратный клапан 80 в резервуар 75. Клапан 86 также соединяет напорный трубопровод 123 с резервуаром 75, так что механизм блокировки 125 отводного рычага механически фиксирует рычаг 87 в центрированном положении, так как поршень 101 не оказывает сопротивления пружине 99, вызывая входение клина 103 в механическое зацепление с блокирующим ползуном 117, посредством вала 119 входить. В течение времени перехода, в случае, когда сначала начаты операции управления направлением бурения, электронные устройства управления посылают сигнал на соленоид 84 клапана 86, меняя его на состояние "ВКЛ" и посылает сигнал на привод 74 поворотной пластины, чтобы увеличить угол наклона наклонной шайбы, вызывая увеличение выходного давления насоса в линии 81, что отводит гнездовой ползун 103 механизма блокировки 125 отводного рычага, путем приведения в действие поршня 101 и сжатия пружины 99, оттягивающей вал 119. В то же время оба клапана 90 и 94 будут приведены в действие сигналами "ВКЛ", поданными на соленоиды 92 и 96 соответственно. Это подает такое же давление на обе камеры 105 и 107 отводного рычага, приводящего в действие узел поршня 95 отводного рычага, мгновенно гидравлически фиксируя отводной рычаг в центрированном положении посредством действия обратных клапанов 88 и 89, которые препятствуют перемещению гидравлической жидкости между камерами 105 и 107. Направленное движение долота начинается после того, как синхронизированные сигналы, поданные на соленоиды 92 и 96 поочередно открывают и закрывают клапаны 90 и 94, как проиллюстрировано кривыми 51 и 52 на фиг. 7В. (Эти кривые будут рассмотрены в обсуждении фиг. 7В.) Предусмотрен гидроаккумулятор 93 высокого давления для сглаживания любых кратковременных скачков давления, которые могут возникать при мгновенном переключении клапанов 94 и 90; и вместе с обратным клапаном 80 он может быть локальным резервуаром высокого давления для удержания механизма блокировки 125 отводного рычага в разблокированном положении до тех пор, пока клапан 86 не будет "выключен", что позволяет механизму блокировки отводного рычага ввести ползун 103 в зацепление с клином 117. На фиг. 7А сброс избыточного давления обеспечивается клапанами сброса давления 76 и 77. В случае, когда давление в гидравлической линии 81 превышает заданное разгрузочное давление клапана сброса давления 77, давление будет сброшено за счет возврата жидкости обратно на входную сторону аксиально-поршневого насоса 70 с помощью обратного клапана 79 и гидравлической линии 97. В случае, когда давление на входной стороне аксиально-поршневого насоса 70 слишком велико, оно будет сброшено за счет возврата жидкости обратно в резервуар 75 с помощью клапана сброса давления 76.

Для заданной скорости вращения входного вала 83 амплитуда отклонений долота пропорциональна углу наклона наклонной шайбы. Это раскрывает еще одно преимущество аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 70, а именно, что амплитуда отклонений долота может быть динамически уменьшена в ответ на обнаружение неравномерных вращений долота 12 независимо от ориентирования клапанов 90 и 94. По мере увеличения амплитуды, в случае, когда обнаружено неравномерное вращение, угол наклона наклонной шайбы может быть немедленно уменьшен, чтобы облегчить или предотвратить состояние неравномерного вращения, пока параметры бурения не будут изменены в ответ на предупредительный сигнал внутрискважинных механических элементов бурения, который передается на поверхность. Еще одно преимущество аксиально-поршневого насоса 70 состоит в том, что операции управления направлением бурения могут вводиться и выводиться постепенно по этапам во избежание образования выступов в стенке ствола скважины. Посредством медленного увеличения угла наклона наклонной шайбы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 70, ИНРБ плавно переходит из прямолинейного участка ствола скважины в криволинейный участок ствола скважины путем обратного циклического изменения шага амплитуды отклонений долота 12 контролируемым образом. В случае, когда пришло время приостановить операции управления направлением бурения, угол наклона наклонной шайбы будет постепенно уменьшаться до нуля градусов, в результате чего отклонения долота 12 циклически возвращаются к нулю контролируемым образом.

На фиг. 7В проиллюстрирована схема предпочтительной синхронизации по времени и форм колебаний, которые реализуют способ фазированных синхронных симметричных двунаправленных возвратно-поступательных отклонений долота 12, которые используются ИНРБ, что является одним из аспектов

настоящего изобретения. В случае кривых на фиг. 7В, ось x каждого графика представляет собой ГПО в диапазоне от 0° до 360° для двух последовательных оборотов ИНРБ. Кривые на фиг. 7В согласуются со сценарием "угла падения", ранее описанным и проиллюстрированным на фиг. 3А-3D. Специалистам в данной области техники должно быть понятно, что относительная синхронизация колебаний по отношению друг к другу будет оставаться одной и той же для направленного бурения скважины в других направлениях, а будет отличаться только пространственное фазирование колебаний относительно ГПО (или МПО). Однако в этом примере цель состоит в том, чтобы направлять ствол скважины в направлении забоя ствола скважины или в направлении ГПО, равном 180° . Кроме того, неявно предполагается скорость вращения 420 об/мин, в случае, когда необходимо преобразовать ось X из ГПО во время.

При направленном бурении скважины модуляция отклонений долота регулируется модулем управления встроенных электронных схем (проиллюстрирован на фиг. 8), который повторно и попеременно приводит в действие клапаны 94 и 90 посредством их соответствующих соленоидов 96 и 92. Модуль управления встроенных электронных схем обеспечит надлежащее пространственное фазирование управляющих сигналов соленоидов, необходимых для управления направлением бурения скважины в любом требуемом направлении. На фиг. 7В кривая 51 иллюстрирует управляющий сигнал, который приводит в действие соленоид 96 для управления клапаном 94. Кривая 52 иллюстрирует управляющий сигнал, который приводит в действие соленоид 92 для управления клапаном 90. Ось y графиков кривых 51 и 52 присваивает логическое значение 1 функции "ВКЛ" и 0 - функции "ВЫКЛ". Как указывалось ранее, ось x на графиках всех кривых на фигуре представляет собой мгновенное ГПО разметочной линии 7 ИНРБ. Ось x графиков охватывает диапазон около 800° или немного более 2 полных оборотов ИНРБ. Кривые 51 и 52 являются логическими дополнениями, и каждая из них имеет рабочий цикл 50%. В точках "А" и "С" клапан 94 переключается на "ВКЛ" в то же самое время, когда клапан 90 переключается на "ВЫКЛ". И наоборот, в точках "В" и "D" клапан 94 переключается на "ВЫКЛ" в то же самое время, когда клапан 90 переключается на "ВКЛ". В случае, когда клапан 90 выключен, а клапан 94 включен, камера 107 отводного рычага, приводящего в действие узел поршня 95, находится под давлением, вызывая смещение отводного рычага 87 от разметочной линии 7, тем самым вызывая движение долота 12 в противоположном направлении к разметочной линии 7 или в направлении положительной оси x 204 системы координат ИНРБ, проиллюстрированной на кривой 56 между 0° и 180° ГПО. В случае, когда клапан 94 выключен, а клапан 90 включен, камера 105 отводного рычага, приводящего в действие узел поршня 95, находится под давлением, вызывая движение отводного рычага 87 в направлении разметочной линии 7, тем самым вызывая движение долота 12 в противоположном направлении в сторону от разметочной линии 7 или в направлении отрицательной оси x 204 системы координат ИНРБ, проиллюстрированной на кривой 56 между 180° и 0° ГПО. В этом конкретном примере направленного бурения скважины в направлении вниз положительные отклонения долота на кривой 56 будут максимальными в случае, когда ГПО будет равно 180° , или разметочная линия будет идти "вниз", а отрицательные отклонения долота на кривой 56 будут максимальными в случае, когда ГПО будет равно 0° или когда разметочная линия идет "вверх".

Как проиллюстрировано на фиг. 7В, кривая 53 показывает перепад давления между камерами 107 и 105, в частности, $\Delta P = P_{107} - P_{105}$. В случае, когда ΔP является положительным, долото отклоняется в направлении к разметочной линии 7. В случае, когда ΔP является отрицательным, долото отклоняется в направлении от разметочной линии 7. Амплитуда ΔP определяется аксиально-поршневым насосом с регулируемой во время работы производительностью 70 и силами напряжения трения на долоте при его отклонении и вращении ИНРБ. Кривая 54 иллюстрирует скорость потока гидравлической жидкости на штоке 1 клапана 94. Кривая 55 иллюстрирует отрицательный результат скорости потока гидравлической жидкости на штоке 1 клапана 90. Клапаны 94 и 90 не мгновенно переключаются с положения "ВКЛ" в "ВЫКЛ" и из положения "ВЫКЛ" во "ВКЛ". Каждому клапану требуется определенное количество времени для перехода из одного состояния ("ВКЛ" или "ВЫКЛ") в другое состояние ("ВЫКЛ" или "ВКЛ"). Это определенное время перехода должно приниматься во внимание модулем управления встроенных электронных схем путем увеличения синхронизации управляющих сигналов соленоида на величину, равную половине времени перехода. При 420 об/мин переход для каждого клапана требует около 54° , поэтому управляющие сигналы должны приводить к намеченной синхронизации отклонений долота на половину этого количества или примерно на 27° . Для максимального положительного отклонения долота 12 на ГПО 180° , клапаны должны переключаться на ГПО 153° . И для максимального отрицательного отклонения долота 12 на ГПО 0° , клапаны должны переключаться на ГПО -27° . Значение угла опережения управления клапаном будет уменьшаться линейно по мере уменьшения значения об/мин. На фиг. 7В проиллюстрирован преимущественный аспект использования двух независимых 3-ходовых 2-позиционных клапанов для отдельного управления и одновременного управления каждой камерой отводного рычага, приводящего в действие узел поршня 95: время перехода сокращается наполовину путем одновременного переключения обоих клапанов 94 и 90, по сравнению со временем переключения одного 4-ходового 3-позиционного клапана с сердечником, который должен перемещаться в два раза дольше и которому требуется в два раза больше времени для переключения.

На фиг. 7С проиллюстрированы две кривые, которые представляют смещение долота как функцию

ГПО для сценария "угла падения" или "управления направленным бурением вниз", проиллюстрированного на фиг. 3А-3D. Для целей этого обсуждения термин "отклонение" будет конкретно относиться к движению долота относительно системы координат, которая фиксируется и вращается вместе с инструментом. Ось x графика показывает мгновенную угловую ориентацию или ГПО разметочной линии 7 ИНРБ. Ось y графика показывает процентное соотношение максимального смещения долота в двух перпендикулярных направлениях: в этом случае в вертикальной плоскости (кривая 62) и горизонтальной плоскости (кривая 63). В общем случае кривая 62 показывает мгновенное смещение долота в направлении управления направлением бурения, в данном случае, вверх и вниз. Кривая 63 показывает мгновенное смещение долота в направлении, перпендикулярном направлению управления долотом, в данном случае, влево и вправо. "Результирующее смещение долота" представляет собой векторную сумму когерентных возвратно-поступательных отклонений долота 12 и вращения инструмента. При активировании и падении угла модуль управления электронных схем в инструменте будет пространственно синхронизировать возвратно-поступательные движения долота так, чтобы максимальное отклонение долота 12 происходило в направлении вектора гравитации, так что долото 12 будет предпочтительно удалять больший объем материала из пласта с нижней стороны ствола скважины, чем с верхней стороны ствола скважины. Метка "3А" соответствует случаю, проиллюстрированному на фиг. 3А, где отклонение долота 12 является "отрицательным" или удалено от разметочной линии 7. Поскольку разметочная линия 7 идет "вверх" с ГПО 0°, долото 12 смещается в направлении "вниз". Метка "3С" соответствует случаю, проиллюстрированному на фиг. 3С, где отклонение долота 12 является "положительным" или направлено к разметочной линии 7. Поскольку линия 7 идет "вниз" с ГПО 180°, долото 12 снова смещается в направлении "вниз". Поскольку повторяющееся движение отклонения долота совершается с той же частотой, что и вращение ИНРБ, наблюдателю, который неподвижен относительно Земли, движение смещения долота, кажется, будет вдвое больше частоты вращения ИНРБ. На каждые 180° вращения ИНРБ долото завершит полный цикл движения от централизованного (3В) до полного смещения в направлении управления направлением бурения (3С) и обратно к централизованному (3D). Для следующего полуоборота ИНРБ движение будет происходить от централизованного (3D) до полного смещения в направлении управления направлением бурения (3А) и обратно к централизованному (3В). На практике максимальное смещение долота 12 обычно составляет несколько сотых метра (несколько десятых дюйма), но может по конструкции в большей или меньшей степени зависеть от требуемой спецификации мгновенного темпа естественного искривления ствола скважины.

На фиг. 7D представлен график в полярных координатах результирующего смещения долота 12 в процессе выполнения операций управления направлением бурения. Кривая 64 представляет собой базовый график мгновенного смещения долота 12 для идеального синусоидального "прямолинейного гармонического" движения по сравнению с вращениями ИНРБ в зависимости от ГПО разметочной линии 7. Кривая 65 представляет собой график фактического мгновенного смещения долота 12 по сравнению с вращениями ИНРБ в зависимости от ГПО разметочной линии 7, с использованием алгоритма "двухпозиционного" управления и устройства, раскрытого на фиг. 7А и 7В. Использование дополнительных управляющих сигналов для управления клапанами 94 и 90 вызывает скорости потока гидравлической жидкости, направленной на отводной рычаг, приводящий в действие узел поршня 95, которые являются трапециевидными, и, следовательно, профиль скорости смещения долота 12 также трапециевидный, поскольку скорость смещения долота линейно пропорциональна чистой скорости потока жидкости, входящей в и выходящей из отводного рычага 87, приводящего в действие узел поршня 95. График фактических смещений долота, показанный на кривой 65, аналогичен графику идеальных смещений долота, показанному на кривой 64. Траектория движения долота 12, показанная на кривой 65, является фактически более предпочтительной, чем траектория, показанная на кривой 64, поскольку фактическое расширение ствола скважины на криволинейном участке с помощью управления трапециевидным движением несколько меньше, чем расширение, которое происходило бы при управлении синусоидальным движением. В случае, когда максимальные отклонения долота составляют порядка 6 мм (0,25 дюйма) при направлении инструмента, диаметр ствола скважины на криволинейном участке будет асимметрично увеличен на 6 мм (0,25 дюйма) в направлении кривой; и боковые стенки ствола скважины (слева и справа) будут симметрично увеличены примерно на 5 мм (0,2 дюйма), уменьшая воздействие сил трения на КНБК и бурильную колонну при ее вращении и скольжении через криволинейный участок ствола скважины.

На фиг. 8А проиллюстрирована блок-схема дополнительных динамических неинерциальных навигационных датчиков и обработки. Все навигационные элементы, в том числе датчики и электронные устройства для сбора и обработки данных, монтируются непосредственно на утяжеленную бурильную трубу или механическую конструкцию, которая жестко крепится к утяжеленной бурильной трубе и вращается вместе с утяжеленной бурильной трубой. В этом варианте реализации изобретения в инструменте нет конструкции, которая вращается в противоположную сторону по отношению к вращению ИНРБ для создания геостационарной платформы или, практически, геостационарной платформы. Без использования узла с вращением в противоположную сторону механические характеристики и проводка блока смещения упрощаются за счет устранения необходимости в токоемных контактных кольцах и вращающихся герметичных уплотнениях с компенсацией давления. Еще одно из преимуществ с вычислительной точки

зрения состоит в том, что имеется общая система координат, общая скорость вращения и общие мгновенные ГПО и МПО для всего инструмента и всех датчиков. Кроме того, отсутствие физического геостационарного узла позволяет располагать датчики на расстоянии нескольких метров (футов) от торцевой поверхности долота и непосредственно за шарниром.

Термин "геостационарная платформа" или "геостационарный узел" относится к узлу в инструменте для ротационного бурения, который вращается в противоположную сторону по отношению к инструменту для ротационного бурения, так что узел не вращается относительно системы координат, которая зафиксирована относительно Земли, в то время как остальная часть инструмента вращается. Ориентация такого физического геостационарного узла, определяемая в терминах не вращающегося ГПО и/или МПО, регулируется для осуществления управления направлением бурения инструмента в определенном направлении. Акселерометры и магнитометры, используемые для регулирования ориентации предполагаемого геостационарного узла, могут быть установлены либо на геостационарном узле непосредственно, либо на вращающейся утяжеленной буровой трубе, как это описано в патенте США № 6742604 для Бразилии (далее именуемом "Бразилия"). В Бразилии мгновенное положение утяжеленной буровой трубы относительно геостационарного узла измеряется дополнительным электромеханическим компонентом, известным как вращающийся синусно-косинусный преобразователь (или фазовый датчик положения), который мгновенно считывает относительное положение внутреннего геостационарного узла относительно внешней вращающейся утяжеленной буровой трубы. Угол электромеханического вращающегося синусно-косинусного преобразователя используется для перевода только ГПО из вращающейся системы координат утяжеленной буровой трубы в не вращающуюся систему координат геостационарного узла. Более простой подход, проиллюстрированный на фиг. 8А, создает "виртуальную геостационарную платформу" путем одновременного получения 3 осей для каждого из 3 типов датчиков, а именно акселерометров, гироскопов и магнитометров, всего 9 осевых, причем общее распределение общей системы координат зафиксировано на ИНРБ и вращается вместе с ним. Измерения получают в блоке В1. Показатели измерения отправляются в блок В2, где с помощью алгоритма согласования, проиллюстрированного на фиг. 8В и 8С, устраняют ошибки, вызванные смещениями постоянного тока и несоосностью монтажа, а также ошибки из-за ударов и вибраций на акселерометрах. Алгоритм виртуальной геостационарной обработки на блоке В2, метка "СИСТЕМА КООРДИНАТ ЗЕМЛИ", может использоваться для расчета наклона и азимута оси вращения ИНРБ. По определению, наклон и азимут оси вращения ИНРБ такие же, как наклон и азимут ствола скважины. Матрица вращения, управляемая либо мгновенным ГПО, либо мгновенным МПО плюс угол X, или скорость вращения инструмента от гироскопа на оси z используется для преобразования результатов измерений акселерометра и магнитометра, полученных во вращающейся системе координат ИНРБ, в виртуальную геостационарную систему координат (например, "ЗЕМНУЮ СИСТЕМУ КООРДИНАТ") для расчета наклона и азимута оси вращения ИНРБ. Мгновенные ГПО и МПО разметочной линии 7 на вращающейся утяжеленной буровой трубе 43 и угол между ними, определяемый как "угол X", вместе с виртуальными геостационарными выходными данными наклона и азимута используются для навигации по ИНРБ и управления направлением бурения скважины, запрошенном заказчиком.

Геостационарная система координат будет иметь направленный вниз ствол скважины на оси z и будет коллинеарной с осью ствола скважины и, практически, параллельной оси z ИНРБ. Ось x геостационарной системы координат направлена вверх перпендикулярно оси z ствола скважины. Ось x и ось z, а также вектор гравитации расположены в одной и той же плоскости. Ось y геостационарной системы координат является горизонтальной и направлена вправо, если смотреть вглубь ствола скважины, она перпендикулярна оси x, оси z и вектору гравитации. По определению наклон ствола скважины выражается как положительное число градусов, равное углу между вектором гравитации и осью z ствола скважины и может находиться в диапазоне от 0° до 180°. Значение наклона в вертикальной скважине равно нулю, а значение наклона горизонтальной скважины составляет 90°. По определению азимут ствола скважины выражается как положительное число градусов от 0° до 360°, равное углу между проекцией оси z на горизонтальную плоскость и направлением на северный магнитный полюс. Вычисление азимута хорошо известно любому специалисту в данной области техники. Чтобы мгновенно преобразовать пару поперечных измерений, используют либо ускорение под воздействием гравитации, либо магнитное поле Земли, для преобразования вращающейся не инерциальной системы координат ИНРБ в локальную не вращающуюся инерциальную систему координат, $A_{x\text{ствол скважины}} = A_{x\text{ИНРБ}} \cdot \cos(\text{ГПО}) + A_{y\text{ИНРБ}} \cdot \sin(\text{ГПО})$, и $A_{y\text{ствол скважины}} = A_{x\text{ИНРБ}} \cdot \sin(\text{ГПО}) + A_{y\text{ИНРБ}} \cdot \cos(\text{ГПО})$, где $A_{x\text{ствол скважины}}$ и $A_{y\text{ствол скважины}}$ являются поперечными составляющими гравитации Земли в системе координат ствола скважины, $A_{x\text{ИНРБ}}$ и $A_{y\text{ИНРБ}}$ представляют собой поперечные составляющие гравитации в системе координат ИНРБ, а ГПО представляет собой мгновенное гравиметрическое положение отклонителя ИНРБ. В качестве проверки качества значение $A_{y\text{ствол скважины}}$ должно быть тождественно равно нулю; в случае, когда $A_{y\text{ствол скважины}}$ не равно нулю, то вычисление наклона ствола скважины будет недействительным. В случае, когда нет в наличии действительного ГПО, (МПО+угол X) можно использовать в качестве оценки значения ГПО. В случае, когда в конкретный момент нет в наличии ни действительного ГПО, ни действительного МПО, можно получить расчетное значение ГПО благодаря интегрированию скорости вращения ИНРБ от датчика гироскопа на оси z, G_z . Затем расчет наклона ствола

скважины следующий: $\text{INCL} = -\text{ARCTAN}(A_{x\text{ствол скважины}}/A_{z\text{ИНРБ}})$. $M_{x\text{ИНРБ}}$, $M_{y\text{ИНРБ}}$, $M_{z\text{ИНРБ}}$, $M_{x\text{ствол скважины}}$ и $M_{y\text{ствол скважины}}$ могут быть заменены на $A_{x\text{ИНРБ}}$, $A_{y\text{ИНРБ}}$, $A_{z\text{ИНРБ}}$, $A_{x\text{ствол скважины}}$, $A_{y\text{ствол скважины}}$ соответственно в матрице вращения для расчета магнитного поля Земли в системе координат ствола скважины и стандартного расчета азимута ствола скважины.

Одним из преимуществ вращающейся навигационной платформы является то, что устройства непрерывно автоматически калибруются с помощью вращения системы, чтобы исключить ошибки установки и устройства постоянного тока, которые могут быть функцией температуры. Это позволяет точно измерять очень малые значения зенитного угла, в случае, когда ствол скважины является почти вертикальным и представляет собой азимутальный угол, в случае, когда ствол скважины ориентирован с севера на юг или с юга на север, а ось инструмента ориентирована параллельно линиям магнитного поля Земли. В отличие от Бразилии, вариант реализации изобретения в настоящем раскрытии изобретения преобразует измерения из вращающейся системы координат ИНРБ в зенитный угол ствола скважины и азимутальный угол ствола скважины в неподвижной системе координат Земли без необходимости приостанавливать бурение или создавать в инструменте геостационарный узел. Виртуальная геостационарная платформа ИНРБ выполнена с возможностью непрерывно и динамически измерять наклон ствола скважины (зенитный угол) и азимут ствола скважины (азимутальный угол) относительно не вращающейся системы координат Земли.

На фиг. 8В проиллюстрирована блок-схема варианта реализации алгоритма обработки данных, который используется для устранения ошибок несоосности на поперечно направленных акселерометрах. Эти принципы также применимы к магнитометрам. Три акселерометра, 600, 610, 620, проиллюстрированы соответственно для A_x , A_y и A_z . Оси x и y представляют собой поперечные оси, ось z представляет собой осевую линию инструмента и является положительной в направлении вглубь ствола скважины. Выходные данные акселерометров представляют собой последовательный поток цифровых данных; в схеме не представлены аналоговые сигналы. Обработка в случае A_z 620 является простой, поскольку она всегда считывает значение постоянного тока гравитации, отличное от ошибок осевых ударов и несоосности, которые могут быть легко отфильтрованы фильтром 624 даже при низких скоростях вращения. Акселерометры предпочтительно должны быть установлены как можно ближе к оси вращения ИНРБ, чтобы свести к минимуму влияние неравномерного вращения, которое добавляет составляющую переменного тока к другому значению постоянного тока центростремительного ускорения. Также было бы целесообразно, чтобы акселерометр A_z был установлен как можно ближе к осевой линии вращения, чтобы свести к минимуму любые ошибки центростремительного ускорения постоянного тока по причине несоосности. В случае акселерометров A_x и A_y , 600 и 610, ошибки несоосности и внеосевые центростремительные ускорения являются сигналами постоянного тока. Фильтры 604 и 614 представляют собой идентичные цифровые адаптивные БИХ-фильтры нижних частот 4-го порядка. Частота среза является функцией частоты вращения инструмента. В случае, когда частота вращения равна 7 Гц (420 об/мин), частота среза низких частот составляет 0,5 Гц. В случае, когда частота вращения равна 3 Гц (180 об/мин), частота среза низких частот составляет 0,214 Гц. Коэффициент передачи фильтра уменьшается примерно на 90 дБ при 360° фазового сдвига при скорости вращения инструмента, поэтому выходные данные каждого из фильтров 604 и 614 представляют собой только сигналы ошибки постоянного тока для A_x и A_y соответственно, которые затем вычитаются из их соответствующих каналов, что в результате дает сигналы 606 и 616 без ошибок. Это позволяет использовать A_x и A_y для обнаружения очень малых значений наклона при вертикальном бурении. Эта же корректирующая обработка ошибок также используется в случае магнитометров. Фильтр 624 в случае A_z (и M_z) идентичен фильтрам 604 и 614 для поперечных измерений A_x и A_y . Поскольку такие ошибки постоянного тока, как электрические смещения, не могут быть устранены этим способом, устройства для осевых измерений должны быть откалиброваны по температуре.

На фиг. 8С проиллюстрирована блок-схема динамической навигационной обработки, которая может использоваться для направления инструмента во время его вращения. Эта обработка выполняется непрерывно во время вращения инструмента. Осевые значения A_z и M_z не изменяются быстро и могут обновляться каждые несколько секунд на этапе 2.b. Поперечные измерения непрерывно обновляются на этапе 2.a. На этапе 3 смещения гироскопа для всех трех осей обновляются, в то время как инструмент неподвижен в стволе скважины. Ошибка коэффициента усиления гироскопа по оси z калибруется в стволе скважины путем корреляции либо с M_x и M_y , либо A_x и A_y в случае магнитных помех. На этапе 4 мгновенные значения ГПО и МПО и угла X вычисляются в первую очередь, поскольку они необходимы для динамического управления коэффициентами в матрице вращения. Затем измерения поперечно направленных акселерометра и магнитометра переводятся в земную систему координат и объединяются с A_z и M_z для вычисления наклона ствола скважины и азимута ствола скважины. Угол X предназначен для двух целей. Во-первых, обычно получают азимутально выполняемые измерения по сравнению с МПО. МПО плюс угол X дает в результате псевдо-значение ГПО, поэтому азимутально полученные измерения могут быть надлежащим образом ориентированы относительно верхней части ствола скважины. На этапе 5 ГПО и МПО корректируются для обработки задержек, так что они считывают пространственно скорректированные значения ГПО и МПО для целей управления направлением бурения. Затем данные пере-

даются с малой задержкой в блок управления направлением бурения для формирования команд управления, сохранения в памяти инструмента и объединения с другими данными для передачи телеметрии на поверхность с помощью приемопередатчика.

На фиг. 8D проиллюстрирован процесс обработки статических замеров, который может использоваться в том случае, когда инструмент не перемещается, как правило, на каждом соединении, в то время как бурильная колонна находится в клиновом захвате. Эта обработка занимает несколько минут для получения и обработки результатов измерений. Работа инструмента должна быть остановлена. Ускорения под воздействием гравитации Земли и магнитное поле Земли измеряются по всем трем осям инструмента. В случае, когда прогнозируется наличие магнитных помех или ошибок несоосности, статические измерения с двух или более дополнительных ориентаций ГПО и/или МПО могут быть объединены для повышения точности наклона и азимута ствола скважины.

На фиг. 9 проиллюстрирована общая компоновка инструмента по одному из возможных вариантов реализации ИНРБ. На нижнем конце инструмента долото 12 прикреплено к валу долота 33, который прикреплен к утяжеленной бурильной трубе 43 с помощью шарнира 5. Стабилизаторы не показаны. Электронные устройства и датчики 9-осевой системы динамической навигации и управления направлением бурения, которые составляют виртуальную геостационарную платформу, расположены в корпусе чуть выше (или сзади) шарнира 5. Аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью расположен в блоке "Гидравлическая силовая секция и приведение в действие управления направлением бурения" ("Hydraulic Power Section and Steering Actuation"). Верхняя часть инструмента содержит вспомогательные измерительные устройства, включая, но не ограничиваясь этим, 6-осевое статическое съемное комплектное устройство, устройства для измерения параметров окружающей среды и механических характеристик бурения, ультразвуковой каверномер, прибор для измерения удельного сопротивления с множественными интервалами распространения, поперечно направленное ЭМ для измерения расстояния до ближайших местоположений скачков удельного сопротивления, телеметрическую антенну для замера во время бурения, устройства для измерений квадрантного естественного гамма-излучения, центральный узел сбора данных, линии связи, память и резервные батареи для питания во время соединений.

В настоящем раскрытии изобретения представлены и рассмотрены некоторые преимущества и признаки, характерные для аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью, относящиеся к эксплуатации и реализации ИНРБ. Однако следует отметить, что те же преимущества и признаки, которые характерны для аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью, применимы к конструкции и эксплуатации других внутрискважинных инструментов, независимо от того, находятся ли они на бурильной трубе, каротажном кабеле или гибких насосно-компрессорных трубах малого диаметра.

В случае, когда мощность и/или общая энергия, необходимые для работы внутрискважинного инструмента для измерений в процессе бурения (ИПБ) или каротажа в процессе бурения (КПБ) на срок вплоть до 200 ч, превышают мощность, которая может быть практически обеспечена внутрискважинными батареями, пригодными для использования в нефтяном месторождении, становится целесообразным вырабатывать энергию внутри ствола скважины с помощью гидравлической турбины, приводимой в действие буровым раствором. В этом случае обычной практикой является создание гидравлической турбины, приводимой в действие буровым раствором, такой как турбина, описанная в патенте США 3943304, автор Bradley, и патенте США 5249161, авторы Jones и Malone. Гидравлическая турбина может обеспечивать мощность для приведения в действие либо электрического генератора, либо гидравлического насоса. Гидравлическая турбина должна работать в диапазоне скоростей потока бурового раствора и плотности бурового раствора, чтобы быть практическим источником энергии в глубине ствола скважины.

Скорость вращения холостого хода турбины пропорциональна скорости потока, а заданный крутящий момент пропорционален скорости потока и массе бурового раствора. Поскольку мощность является результатом произведения крутящего момента на скорость вращения, доступная мощность может увеличиваться примерно так же, как квадрат скорости потока бурового раствора, умноженный на увеличение массы бурового раствора. Кроме того, распространено покрытие диапазона скоростей потока 2:1 с одной конструкцией турбины, а это означает, что доступная мощность может легко увеличиваться вчетверо в этом диапазоне. В качестве иллюстрации, в случае, когда минимальная масса бурового раствора будет составлять 0,99 кг на литр (8,3 фунта на галлон), максимальная масса бурового раствора может составлять 1,92 кг на литр (16 фунтов на галлон), другой коэффициент имеющегося крутящего момента увеличивается вдвое. Хорошо спроектированная турбина должна обеспечивать минимальную мощность, необходимую для работы системы при минимальной скорости потока и минимальной массе бурового раствора. Для целей данного описания минимальная мощность, требуемая для эксплуатации данной системы, может быть равной 1491,39 Вт (2 л.с.). Это означает, что доступная мощность турбины при максимальной скорости потока и массе бурового раствора может быть примерно в 8 раз выше, чем мощность, доступная при минимальной скорости потока и массе бурового раствора, т.е. около 11931,19 Вт (16 л.с.).

В случае, когда турбина приводит в действие электрический генератор переменного тока, как опи-

сано в "Jones and Malone", патент США 5 249 161, выходной ток может управляться нагрузкой, но выходное напряжение генератора переменного тока будет иметь тенденцию удваиваться по мере удвоения скорости вращения турбины. Одним из способов решения этой проблемы является применение гибридного однополярного генератора переменного тока с обмотками возбуждения для увеличения или уменьшения выходного напряжения и удержания его в пределах диапазона управления по всему диапазону или в части диапазона скоростей потока бурового раствора. Для минимизации потерь I^2R меди в обмотках генератора переменного тока потребуются различные проектные компромиссы, чтобы свести к минимуму повышение температуры, сохраняя при этом выходное напряжение ниже допустимого уровня. Кроме того, в обмотках возбуждения также имеются I^2R потери меди. Обмотки возбуждения никогда не смогут фактически полностью устранить внутреннее магнитное поле, поэтому будет скорость вращения, выше которой напряжение будет неизбежно увеличиваться даже при максимальном экранном токе поля. Кроме того, из-за ограничений объемности и эффективности существует фактический верхний предел мощности, которая может быть надежно выработана электрическим генератором переменного тока. Для тех вариантов применения, для которых требуется более чем около 2237,1 Вт (3 л.с.), было бы более целесообразно приводить в действие гидравлический насос с помощью гидравлической турбины вместо электрического генератора переменного тока.

В варианте реализации данного изобретения используется гидравлический насос, приводимый в действие гидравлической турбиной, приводимой в действие буровым раствором. В случае, когда турбина приводит в действие зафиксированный насос с прямым объемным вытеснением, как описано в "Bradley" (патент США № 3743034), по мере увеличения скорости турбины, скорость выходного потока насоса будет увеличиваться. Кроме того, по мере увеличения скорости потока давление будет увеличиваться до точки, ограниченной клапаном сброса давления. При максимальной скорости и массе бурового раствора, вырабатывая около 11931,19 Вт (16 л.с.), турбина преждевременно изнашивается из-за эффектов эрозии, а клапан сброса давления на выходе насоса рассеивает от 3728,49 до 7456,99 Вт (5 до 10 л.с.), в то время как гидравлическая жидкость адиабатически выпускается через отверстие обратно к гидравлическому резервуару низкого давления, что приводит к значительному повышению температуры клапана за пределы заданных уровней, что, в свою очередь, приводит к отказу клапана и системы.

Одним из решений этой проблемы является замена зафиксированного насоса с прямым объемным вытеснением на аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью, также именуемый "аксиально-поршневым насосом с наклонной шайбой". Аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью идеально подходит для использования в варианте реализации настоящего изобретения. Вне области подземных нефтяных внутрискважинных инструментов для бурения, динамически регулируемые аксиально-поршневые насосы с регулируемой во время работы производительностью используют во многих сферах, таких как рабочее оборудование трактора с гидравлическим управлением, строительная техника, такая как бульдозеры, и очень часто газонокосилки с нулевым радиусом поворота. В этих случаях один или более обратимых аксиально-поршневых насосов с регулируемой во время работы производительностью используют для управления переменной выходной скоростью потока и направлением потока для независимого управления колесами и/или валами. В области внутрискважинных буровых инструментов ИПБ и КПБ, приводимых в действие буровым раствором, данный насос обеспечивает эффективное решение для управления питанием в случае инструментов, установленных на утяжеленной бурильной трубе и приводимых в действие буровым раствором, для использования в бурении нефтяных и газовых скважин, хотя такой вариант реализации ранее не был реализован. По мере увеличения скорости потока и массы бурового раствора угол наклона наклонной шайбы может быть уменьшен, что снижает производительность насоса, а это, в свою очередь, позволяет поддерживать на постоянном уровне скорости потока, выходящего из насоса. Для заданной скорости и массы бурового раствора угол наклона наклонной шайбы будет выбран для обеспечения объема потока и давления, требуемого при нагрузке, приводимой в действие аксиально-поршневым насосом с регулируемой во время работы производительностью. Угол наклона наклонной шайбы можно регулировать либо с помощью линейного привода с электрическим двигателем, либо с помощью "электронного контроллера производительности", который использует пропорциональный клапан и гидравлические поршни для приведения в действие наклонной шайбы.

На фиг. 7А, как описано выше, проиллюстрирован вариант реализации гидравлического устройства с разомкнутым контуром, в котором аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью 70 используется как для регулирования переменной входной мощности, поступающей от турбины 71, так и для приведения ее в соответствие с переменной выходной мощностью, требуемой динамической нагрузкой, причем он состоит из клапанов 90 и 94, а также двунаправленного поршневого привода 95. В этом варианте реализации изобретения установка угла наклона наклонной шайбы определяется скоростью потока бурового раствора и количеством гидравлической жидкости, требуемой нагрузкой. Как обсуждалось более подробно выше, угол наклона наклонной шайбы регулируется для увеличения или уменьшения амплитуды движения отводного рычага 87, который управляет когерентными симметричными отклонениями долота.

На фиг. 10 проиллюстрирован другой вариант применения для бурения нефтяных и газовых сква-

жин, в котором выход аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 300 может быть соединен посредством гидравлической линии 302 с гидравлическим двигателем 310, образуя гидравлическую трансмиссию. В этом варианте реализации изобретения угол наклона наклонной шайбы регулируется с помощью привода 325, который может управляться либо двигателем, либо гидравлическим двигателем, для управления скоростью выходного вала гидравлического двигателя 310. Гидравлический двигатель 310 может быть гидравлическим двигателем с постоянной производительностью или гидравлическим двигателем с переменной производительностью, чтобы обеспечивать больше степеней свободы для управления. Выходной вал 312 гидравлического двигателя 310 может приводить в действие электрический генератор 315 переменного тока.

Поскольку трансмиссия, состоящая из аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 300 и гидравлического двигателя 310, может поддерживать постоянную скорость выходного вала 312 в широком диапазоне скоростей потока и масс бурового раствора, генератор может быть довольно простым и базовым бесщеточным генератором переменного тока. Выходное напряжение ФА, ФВ и ФС будет поддерживаться постоянным за счет поддержания постоянной скорости входного вала 312 двигателя 310 путем регулировки угла наклона наклонной шайбы в зависимости от скорости потока бурового раствора. Источник 330 питания будет измерять выходное напряжение генератора 315 переменного тока и генерировать сигнал 335 обратной связи для увеличения или уменьшения угла наклона наклонной шайбы с помощью привода 325. Подающий насос 305 обеспечивает заполнение аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 300 при запуске. Резервуар для гидравлической жидкости обозначен цифрой 75. Для предотвращения любых условий избыточного давления предусмотрены различные клапаны сброса давления, PRV3 и PRV4. Для предотвращения любого нежелательного обратного потока предусмотрены различные обратные клапаны, CV5, CV6 и CV7. Фильтры F2 и F3 предусмотрены для обеспечения того, чтобы любые твердые примеси в гидравлической жидкости оставались в резервуаре для жидкости и не циркулировали по системе. Угол наклона наклонной шайбы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 300 регулирует входную мощность, поступающую от турбины, приводимой в действие буровым раствором, а также обеспечивает переменную мощность, которая может потребоваться нагрузкой для измерений или услуг, передаваемых буровой трубой.

На фиг. 11А проиллюстрирован еще один вариант реализации изобретения, в котором выходной вал 412 гидравлического двигателя 410 может использоваться для приведения в действие ротора поворотного клапана 450, приводимого в действие буровым раствором, для генерирования сигналов телеметрии по гидроимпульсному каналу связи, передаваемых по буровой трубе в процессе бурения. В случае, когда ротор поворотного клапана 450, приводимого в действие буровым раствором, вращается рядом с затвором поворотного клапана 452, приводимого в действие буровым раствором, он генерирует колебательную последовательность высоких и низких давлений, как описано в Jones and Malone. Фазовые сдвиги периодически вводятся во вращение ротора поворотного клапана 450, приводимого в действие буровым раствором, для цифрового кодирования данных в последовательности высоких и низких давлений. Аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью 400 и гидравлический двигатель 410 заменяет электродвигатель, который приводит в действие поворотный клапан, как описано в Jones and Malone. Выход вала 412 гидравлического двигателя будет соединен с вращающимся синусно-косинусным преобразователем 420 вала и 2-полюсным 1-позиционным магнитным устройством позиционирования 43. Редуктор 440 может быть редуктором с любым передаточным отношением, которое является предпочтительным для работы гидравлического двигателя 410, но необходимо будет сопоставлять количество лопастей на роторе поворотного клапана 450, приводимого в действие буровым раствором, и затворе 452. Процессор 430 управления телеметрией принимает поток 432 входных данных и использует данные обратной связи по положению вала от вращающегося синусно-косинусного преобразователя 420 для приведения в действие наклонной шайбы с помощью линии управления приводом 437 и привода наклонной шайбы 425 для введения фазовых смещений в волну давления бурового раствора, создаваемую ротором поворотного клапана 450 и затвором 452.

Альтернативный вариант реализации телеметрической гидроимпульсной системы, приводимой в действие буровым раствором, проиллюстрирован на фиг. 11В, причем он аналогичен варианту реализации изобретения, проиллюстрированному на фиг. 11А, однако содержит 2-лопастный ротор поворотного клапана 460 и затвор 462 без редуктора, но с использованием 4-полюсного (2-позиционного) магнитного устройства позиционирования 437 и вращающегося синусно-косинусного преобразователя 420. Вращающийся синусно-косинусный преобразователь 420 необходим на выходе гидравлического вала, чтобы знать и контролировать вращение вала 412 гидравлического двигателя в зависимости от времени. Магнитное устройство позиционирования 437 является необязательным, но предпочтительным механизмом, поскольку оно будет пассивно возвращать ротор поворотного клапана 460 в открытое положение, в случае, когда питание выключено или в случае отказа электронных схем для предотвращения вытягивания влажной трубы. Процессор 430, прикрепленный к устройству управления приводом наклонной шайбы 425 будет принимать входящий поток двоичных сигналов 432 через цифровую шину данных. Он будет преобразовывать входящий поток цифровых данных 432 в последовательность положений 412 вала в

зависимости от времени. Двоичные сигналы могут быть закодированы в импульсы давления с использованием BPSK или QPSK или Feher QPSK. Вращающийся синусно-косинусный преобразователь 420 подает обратно данные о положении вала 412 в процессор 430, который управляет потоком данных поворотного клапана 460, так что процессор 430 может выполнять динамическую регулировку угла наклонной шайбы посредством линии 437 управления и привода 425 наклонной шайбы для достижения требуемой волновой последовательности давлений бурового раствора для телеметрии по гидроимпульсному каналу связи, передаваемой бурильной трубой, в процессе бурения.

Ранее раскрытые варианты применения и варианты реализации аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью являются полностью разомкнутыми гидравлическими контурами, которые не в полной мере используют способность к обратному ходу аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью. Аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью также может использоваться в гидравлических вариантах применения с замкнутым контуром, в которых способность насоса к обратному потоку гидравлической жидкости через насос может привести к значительному сокращению количества регулируемых клапанов, уменьшению количества гидравлических каналов, а также более точному управлению вариантами применения с низким перепадом давления, такими как отбор проб пластового флюида. На фиг. 12 и 14 проиллюстрированы преимущества использования аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью в полностью обратимых гидравлических цепях с замкнутым контуром. Эти варианты реализации изобретения могут быть включены во внутрискважинные инструменты, которые транспортируются посредством каротажного кабеля, гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра и/или утяжеленной бурильной трубы.

На фиг. 12 проиллюстрирована гидравлическая схема для применения в боковом каротаже. Перед этим в данном варианте применения использовали гидравлические насосы, но такие насосы имеют фиксированную производительность и являются однонаправленными. В случае, когда коронка для вырезки кернов вязнет, двигатель, управляющий коронкой, не может дать обратный ход, и вал должен быть сдвинут, чтобы инструмент можно было безопасно извлечь из ствола скважины, не повредив ни ствол скважины, ни инструмент. Схема, проиллюстрированная на фиг. 12, решает эту проблему. Электродвигатель 540 приводит в действие вал 512, который управляет аксиально-поршневым насосом с регулируемой во время работы производительностью 500 и подающим насосом 505. Угол наклона наклонной шайбы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 500 увеличивается с помощью привода наклонной шайбы (не проиллюстрирован), так что гидравлическая жидкость высокого давления вытекает из линии 502 в гидравлический двигатель 510, вызывая вращение валом 522 коронки для вырезки кернов 550 в направлении резания. Давление на гидравлическом двигателе 510 можно контролировать, чтобы подтверждать работу системы и определять возможные аномальные условия. В случае, когда режущий инструмент 550 застревает, высокое давление в линии 502 будет увеличиваться, так что оно запускает клапан сброса давления PRV11 и направляет жидкость по линии 507, соединенной с сервопоршнем 576 с отрицательным выходом, уменьшая угол наклона наклонной шайбы в насосе 500. В случае, когда оператор определяет, что режущий инструмент 550 застревает, направление вращения вала 522 электродвигателя 510 может быть изменено на противоположное путем откручивания режущего инструмента, установки угла наклона наклонной шайбы на отрицательном значении, в результате чего в линии 503 будет проходить высокое давление. Сброс избыточного давления обеспечивается PRV14. В этом случае высокое давление будет приложено к сервоклапану 575 наклонной шайбы с положительным выходом, вызывая уменьшение скорости потока через аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью 500 посредством изменения угла наклона наклонной шайбы, создавая в линии 503 условия для сброса избыточного давления. Преимущество этой системы заключается в том, что в ней обеспечивается автоматическая защита, и в случае, когда режущий инструмент 550 застревает, насос можно запустить в обратном направлении, отвинтив режущий инструмент 550 от вала 522 так, чтобы вал 522 можно было безопасно отвести, и инструмент можно было извлечь из ствола скважины.

Другим вариантом применения, для которого идеально подходит аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью, является забор проб пластового флюида с использованием "поршневого насоса с гантелевидным сечением". Пример предшествующего уровня техники проиллюстрирован на фиг. 13. Для использования несимметричного насоса с фиксированной производительностью 600 требуется 4 клапана V_A , V_B , V_C и V_D и 4 обратных клапана CV20, CV21, CV22 и CV23 для приведения в действие поршневого насоса с гантелевидным сечением 640. Каротажный зонд гидравлической манжеты 653 на боковой стенке установлен напротив стенки ствола скважины с достаточной силой для образования гидравлического уплотнения с пластом. Для направления поршня 649 поршневого насоса с гантелевидным сечением 640 "вправо", на фигуре электродвигатель 635 управляет не имеющим обратного хода насосом с постоянной производительностью 600. Клапаны V_A и V_D приводятся в действие или "открываются", в то время как клапаны V_B и V_C выключаются или "закрываются". Жидкость высокого давления в линии 623 проходит через обратный клапан CV21 через клапан V_A в камеру 641, перемещая поршень 649 вправо. Жидкость низкого давления вытекает из камеры 644 через клапан

VD в резервуар 75. Флюид извлекают из пласта через нагнетательный трубопровод 647, и он просачивается в камеру 643. В то же самое время пластовый флюид в камере 642 выталкивается через обратный клапан VC32 в нагнетательный трубопровод 648, где флюид либо выпускают в ствол скважины, либо отводят в колбу для проб для транспортировки на поверхность при извлечении инструмента из ствола скважины. Как только поршень 649 поршневого насоса с гантелевидным сечением 640 полностью перемещается вправо, клапаны меняют ход на противоположный. VA и VD закрыты, тогда как клапаны VB и VC открыты, что позволяет жидкости высокого давления поступать из насоса 600 в камеру 644, перемещая поршень с гантелевидным сечением 649 влево, как проиллюстрировано на фигуре. Пластовый флюид, который только что поступил в камеру 643, теперь выдавливается через обратный клапан CV33 в трубопровод 648 для выпуска в ствол скважины или для дополнительного заполнения колбы для проб для транспортировки на поверхность. Клапаны VA, VB, VC и VD управляются с помощью блока 611 управления. Любое возникающее избыточное давление сбрасывается с помощью клапана сброса давления PRV60. Регулирование скорости отбора проб пластового флюида осуществляется путем управления скоростью электродвигателя 635 в ответ на изменения давления, измеренные датчиком 650 давления.

Вариант реализации изобретения, проиллюстрированный на фиг. 14, является результатом замены насоса с постоянной производительностью 600 "предшествующего уровня техники", проиллюстрированного на фиг. 13, аксиально-поршневым насосом с регулируемой во время работы производительностью 700, проиллюстрированным на фиг. 14. Клапаны VA, VB, VC и VD и обратные клапаны CV20, CV21, CV22 и CV23, проиллюстрированные на фиг. 13, можно удалить, а количество гидравлических каналов уменьшить, что значительно упростит гидравлический коллектор. Еще одно упрощение состоит в том, что электродвигатель 735, который приводит в действие аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью 700 и подающий насос 705 через приводной вал 712, может быть асинхронным электродвигателем с фиксированной скоростью. С помощью каротажного зонда гидравлической манжеты 753 на боковой стенке, установленного напротив стенки ствола скважины так, что он создает гидравлическое уплотнение с пластом, угол наклона наклонной шайбы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 700 увеличивается в положительном направлении с помощью привода наклонной шайбы 725, так что гидравлическая жидкость течет по линии 702 в камеру 741 и из камеры 744 поршневого насоса с гантелевидным сечением 740 через линию 703, вызывая перемещение поршня с гантелевидным сечением 749 вправо. Это приводит к вытеснению пластового флюида из камеры 742 через обратный клапан CV42 в трубопровод 748 для выпуска в ствол скважины или отвода в колбу для проб для транспортировки на поверхность, когда инструмент извлекают из ствола скважины. В то же самое время пластовый флюид вытягивается из зонда 753 в камеру 743 через нагнетательный трубопровод 747 и обратный клапан CV41. Установка угла наклона наклонной шайбы может быть увеличена или уменьшена в ответ на показания датчика 750 давления в нагнетательном трубопроводе для обеспечения того, что перепад давления в нагнетательном трубопроводе 747 не будет слишком низким, ведь это привело бы к тому, что любой газ, растворенный в пластовом флюиде, находящемся в трубопроводе 747, выходил бы из раствора. Как только поршень с гантелевидным сечением 749 достигает своего максимального хода вправо, угол наклона наклонной шайбы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью 700 изменяется с помощью привода наклонной шайбы 725 под управлением модуля 710 управления и линий 716 управления. В случае, когда угол наклона наклонной шайбы является отрицательным, поток, проходящий через аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью 700, изменяется на обратный. Гидравлическая жидкость высокого давления течет по линии 703 в камеру 744 и выходит из камеры 741 по линии 702 обратно в насос. Это приводит к перемещению поршня с гантелевидным сечением 749 влево, как проиллюстрировано на фигуре, вызывая протекание пластового флюида в камере 743 через обратный клапан CV43 в нагнетательный трубопровод 748 для выпуска в ствол скважины или для продолжения отвода в колбу для проб (не проиллюстрирована) для транспортировки на поверхность при извлечении инструмента из ствола скважины. В то же самое время пластовый флюид вытягивается в камеру 742 через обратный клапан CV40, нагнетательный трубопровод 747 и зонд 753. Сброс избыточного давления для насоса 700 обеспечивается клапанами сброса давления PRV31 и PRV32. Применение реверсивного аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью с замкнутым контуром приводит к значительному упрощению гидравлического коллектора, необходимого для взаимодействия с насосом с гантелевидным сечением, а также дает большую степень контроля давления пластового флюида.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Компоновка низа бурильной колонны, содержащая:
 утяжеленную бурильную трубу,
 скважинный источник энергии, содержащий:
 наклонную шайбу, регулируемую во время работы,
 настраиваемый аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью, и

гидравлическую турбину, приводимую в действие буровым раствором, которая приводит в действие входной вал аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью; и узел микроконтроллера, содержащий:

процессор,

элемент энергонезависимой памяти,

программу, хранящуюся в энергонезависимой памяти, выполненную с возможностью управления амплитудой выходного сигнала скважинного источника энергии путем изменения угла наклона наклонной шайбы, регулируемой во время работы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью.

2. Компоновка низа бурильной колонны по п.1, отличающаяся тем, что скважинный источник энергии дополнительно содержит привод аксиально-поршневого насоса, выполненный с возможностью управлять углом наклона наклонной шайбы.

3. Компоновка низа бурильной колонны по п.1, отличающаяся тем, что скважинный источник энергии дополнительно содержит нагнетательный насос, выполненный с возможностью обеспечения минимального потока к аксиально-поршневому насосу с регулируемой во время работы производительностью.

4. Компоновка низа бурильной колонны по п.1, отличающаяся тем, что скважинный источник энергии дополнительно содержит входную линию низкого давления, содержащую обратный клапан, и канал, ведущий к гидравлическому резервуару через обратный клапан, для обеспечения протекания дополнительного количества флюида к аксиально-поршневому насосу с регулируемой во время работы производительностью.

5. Компоновка низа бурильной колонны по п.1, отличающаяся тем, что аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью расположен в разомкнутом гидравлическом контуре для регулирования переменной энергией, требуемой нагрузкой.

6. Компоновка низа бурильной колонны по п.1, отличающаяся тем, что аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью расположен в замкнутом гидравлическом контуре для регулирования переменной энергией, требуемой нагрузкой.

7. Компоновка низа бурильной колонны по п.1, дополнительно содержащая датчик скорости потока бурового раствора, выполненный с возможностью связи с микроконтроллером таким образом, чтобы практически в реальном времени обеспечивать передачу данных о скорости потока бурового раствора в узел микроконтроллера.

8. Компоновка низа бурильной колонны по п.7, отличающаяся тем, что узел микроконтроллера дополнительно содержит программу, хранящуюся в энергонезависимой памяти, выполненную с возможностью выполнения этапов:

прием практически в реальном времени данных о скорости потока бурового раствора от датчика скорости потока бурового раствора,

управление амплитудой выходного сигнала скважинного источника энергии и изменение угла наклонной шайбы, регулируемой во время работы, аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью в зависимости от принимаемых, практически в реальном времени, от датчика скорости потока бурового раствора данных о скорости потока бурового раствора.

9. Компоновка низа бурильной колонны по п.1, дополнительно содержащая датчик частоты вращения, выполненный с возможностью связи с микроконтроллером так, чтобы, по существу, в реальном времени обеспечивать передачу данных о частоте вращения компоновки низа бурильной колонны в узел микроконтроллера.

10. Компоновка низа бурильной колонны по п.9, дополнительно содержащая:

буровое долото, выполненное с возможностью осевого отклонения; и

датчик амплитуды отклонения бурового долота, выполненный с возможностью связи с узлом микроконтроллера таким образом, чтобы практически в реальном времени обеспечивать передачу данных об амплитуде отклонения бурового долота в микроконтроллер.

11. Компоновка низа бурильной колонны по п.10, отличающаяся тем, что узел микроконтроллера дополнительно содержит программу, хранящуюся в энергонезависимой памяти, выполненную с возможностью выполнения этапов:

прием практически в реальном времени данных о частоте вращения от датчика частоты вращения,

прием практически в реальном времени данных об амплитуде отклонения бурового долота от датчика амплитуды отклонения бурового долота и

управление амплитудой выходного сигнала скважинного источника энергии и изменение угла наклона наклонной шайбы, регулируемой во время работы, аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью в зависимости от одного или обоих из: практически в реальном времени данных о частоте вращения и практически в реальном времени данных об амплитуде отклонения долота.

12. Способ бурения ствола скважины, включающий следующие этапы:

составление компоновки низа бурильной колонны, содержащей:

утяжеленную бурильную трубу,
 скважинный источник энергии, содержащий:
 наклонную шайбу, регулируемую во время работы,
 аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью, и
 гидравлическую турбину, приводимую в действие буровым раствором, которая приводит в действие входной вал аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью; и
 узел микроконтроллера; и
 применение узла микроконтроллера для регулирования угла наклона наклонной шайбы, регулируемой во время работы; и
 нагнетание бурового раствора через гидравлическую турбину.

13. Способ по п.12, дополнительно включающий этапы:

использование аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью для обеспечения энергией скважинного инструмента, расположенного на компоновке низа бурильной колонны, и

приведение в действие входного вала аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью с помощью гидравлической турбины, приводимой в действие буровым раствором.

14. Способ по п.12, отличающийся тем, что аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью расположен в разомкнутом гидравлическом контуре для регулирования переменной энергией, требуемой нагрузкой.

15. Способ по п.12, отличающийся тем, что аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью расположен в замкнутом гидравлическом контуре для регулирования переменной энергии, требуемой нагрузкой.

16. Способ по п.12, дополнительно включающий этап управления амплитудой выходного сигнала скважинного источника энергии путем изменения угла наклонной шайбы, регулируемой во время работы аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью.

17. Способ по п.12, отличающийся тем, что компоновка низа бурильной колонны дополнительно содержит микроконтроллер и датчик скорости потока бурового раствора, причем способ дополнительно включает этап передачи практически в реальном времени данных о скорости потока бурового раствора в узел микроконтроллера.

18. Способ по п.17, дополнительно включающий этапы:

прием практически в реальном времени данных о скорости потока бурового раствора от датчика скорости потока бурового раствора,

управление амплитудой выходного сигнала скважинного источника энергии, и

изменение угла наклонной шайбы, регулируемой во время работы, аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью в зависимости от принимаемых, практически в реальном времени, от датчика скорости потока бурового раствора данных о скорости потока бурового раствора.

19. Способ по п.12, отличающийся тем, что компоновка низа бурильной колонны дополнительно содержит:

узел микроконтроллера,

датчик частоты вращения, выполненный с возможностью связи с микроконтроллером так, чтобы, по существу, в реальном времени обеспечивать передачу данных о частоте вращения компоновки низа бурильной колонны в узел микроконтроллера,

буровое долото, выполненное с возможностью осевого отклонения, и

датчик амплитуды отклонения бурового долота, выполненный с возможностью связи с узлом микроконтроллера таким образом, чтобы практически в реальном времени обеспечивать передачу данных об амплитуде отклонения бурового долота в узел микроконтроллера.

20. Способ по п.19, дополнительно включающий этапы:

прием практически в реальном времени данных о частоте вращения от датчика частоты вращения,

прием практически в реальном времени данных об амплитуде отклонения бурового долота от датчика амплитуды отклонения бурового долота,

управление амплитудой выходного сигнала скважинного источника энергии и изменение угла наклона наклонной шайбы, регулируемой во время работы, аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью в зависимости от одного или обоих из: практически в реальном времени данных о частоте вращения и практически в реальном времени данных об амплитуде отклонения бурового долота.

21. Скважинный источник энергии для генерирования электрической энергии для смещения долота и поддержки углового смещения, содержащий:

наклонную шайбу, регулируемую во время работы,

настраиваемый аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью,

и

электродвигатель, который приводит в действие входной вал аксиально-поршневого насоса с регулируемой во время работы производительностью.

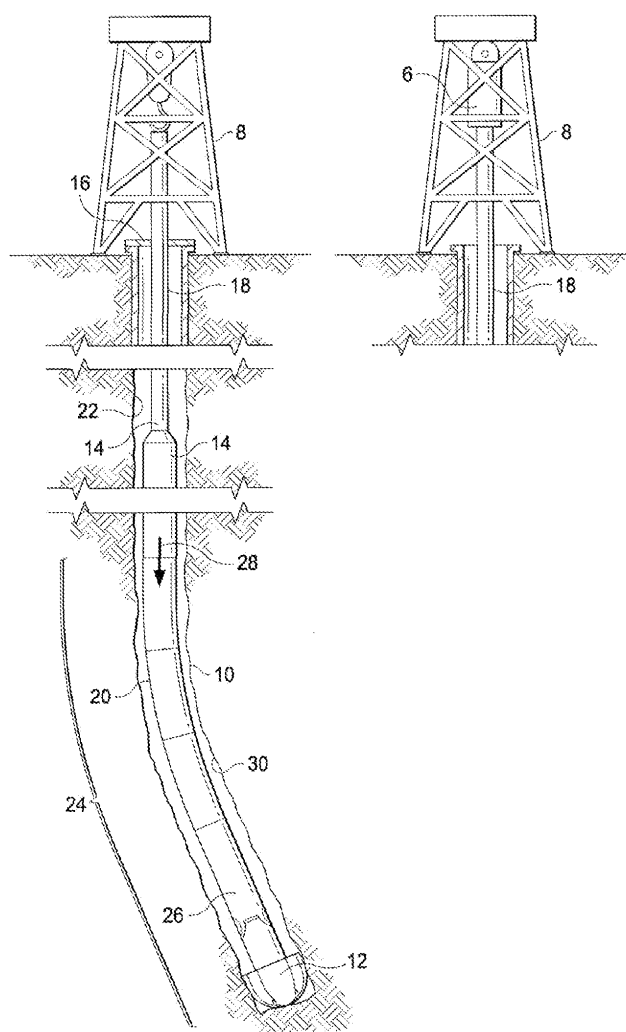
22. Скважинный источник энергии по п.21, дополнительно содержащий привод аксиально-поршневого насоса, выполненный с возможностью управления угла наклона наклонной шайбы.

23. Скважинный источник энергии по п.21, дополнительно содержащий нагнетательный насос, выполненный с возможностью обеспечения минимального потока к аксиально-поршневому насосу с регулируемой во время работы производительностью.

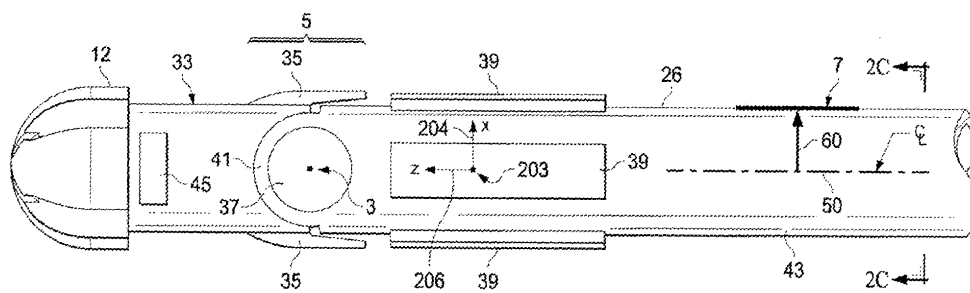
24. Скважинный источник энергии по п.21, дополнительно содержащий входную линию низкого давления, содержащую обратный клапан, и канал, ведущий к гидравлическому резервуару через обратный клапан, для обеспечения протекания дополнительного количества флюида к аксиально-поршневому насосу с регулируемой во время работы производительностью.

25. Скважинный источник энергии по п.21, отличающийся тем, что аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью расположен в разомкнутом гидравлическом контуре для регулирования переменной энергией, требуемой нагрузкой.

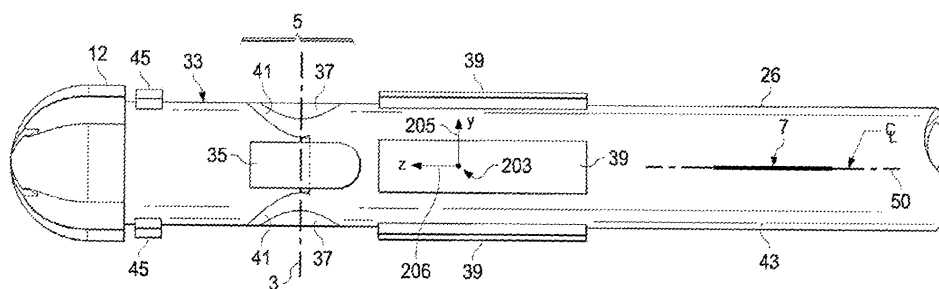
26. Скважинный источник энергии по п.21, отличающийся тем, что аксиально-поршневой насос с регулируемой во время работы производительностью расположен в замкнутом гидравлическом контуре для регулирования переменной энергией, требуемой нагрузкой.



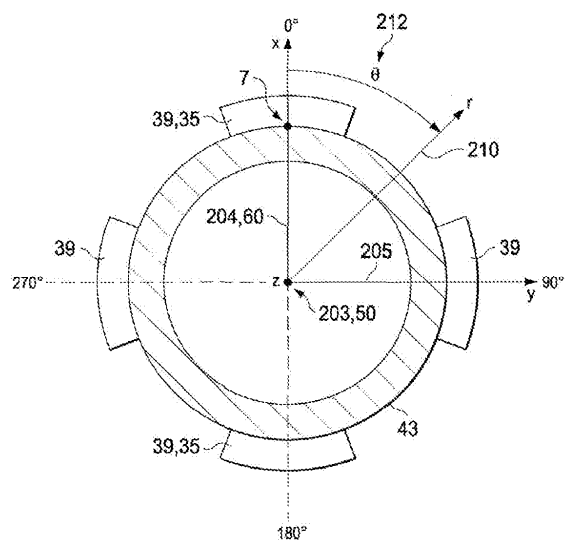
Фиг. 1



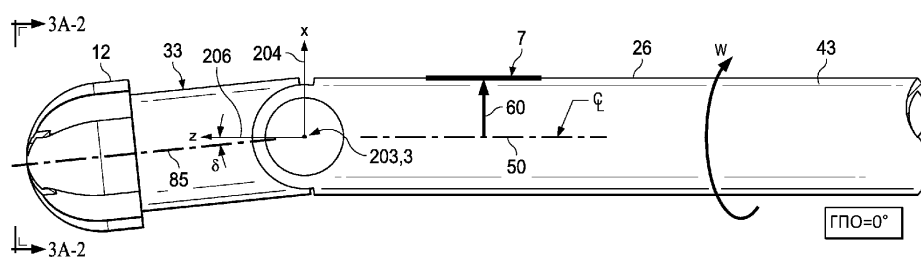
Фиг. 2А



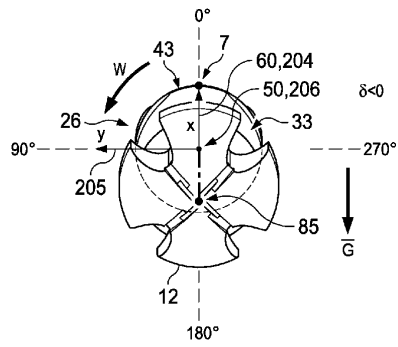
ФИГ. 2В



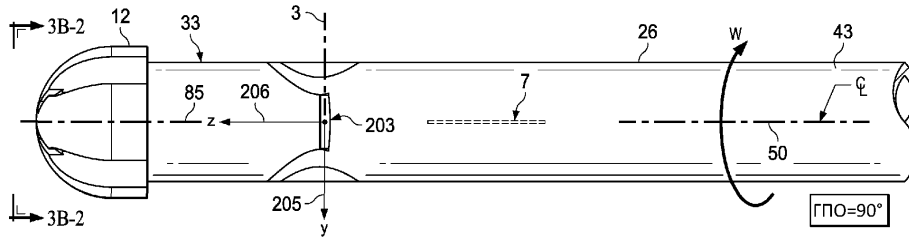
Фиг. 2С



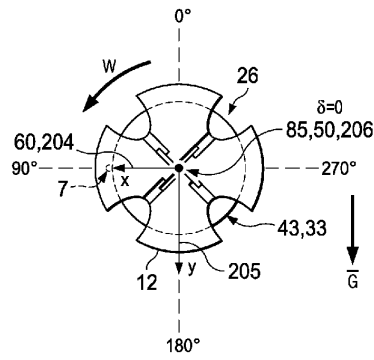
ФИГ. 3А-1



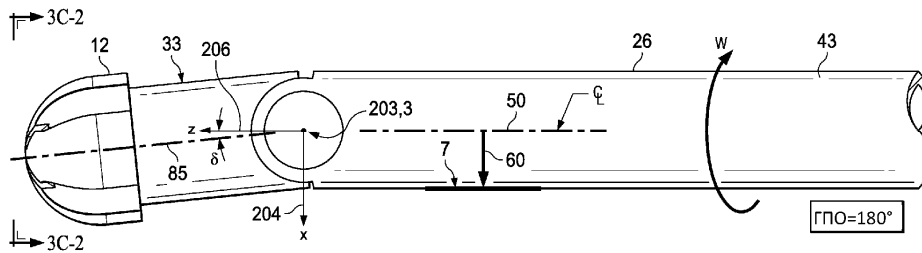
Фиг. 3А-2



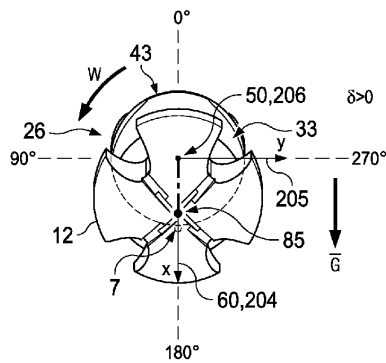
Фиг. 3В-1



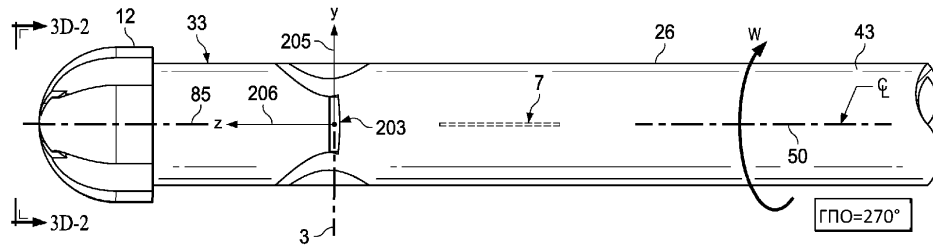
Фиг. 3В-2



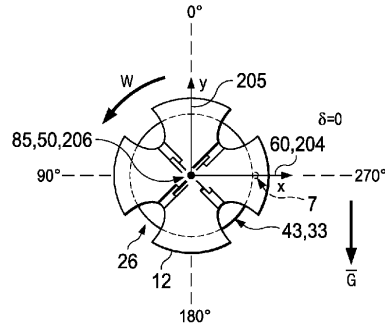
Фиг. 3С-1



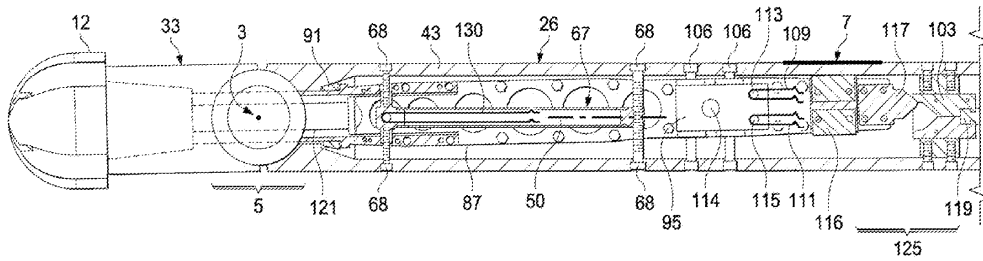
Фиг. 3С-2



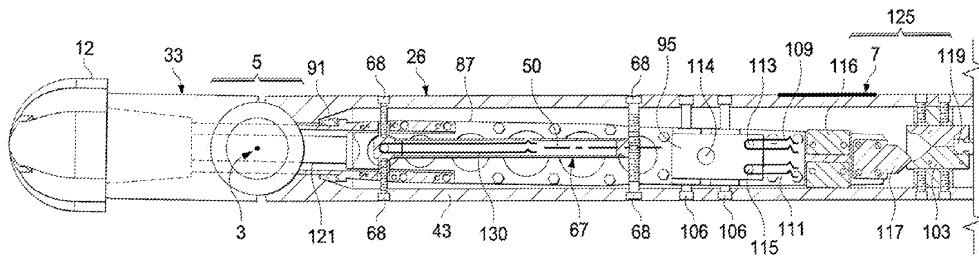
Фиг. 3D-1



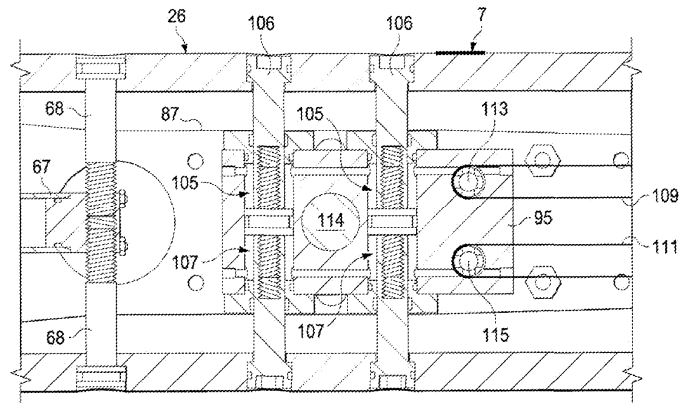
Фиг. 3D-2



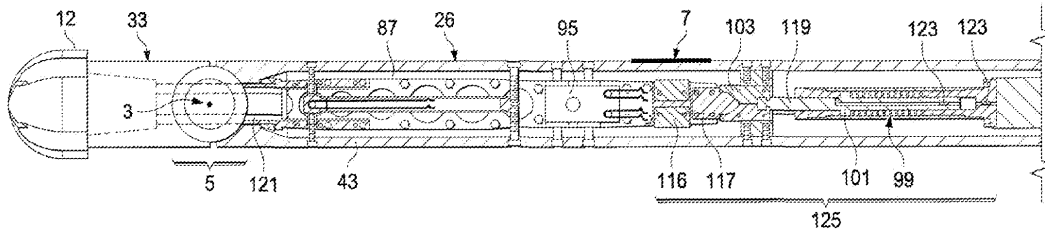
Фиг. 4А



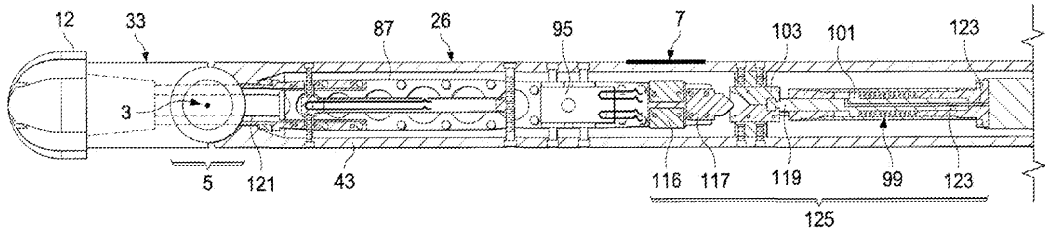
Фиг. 4В



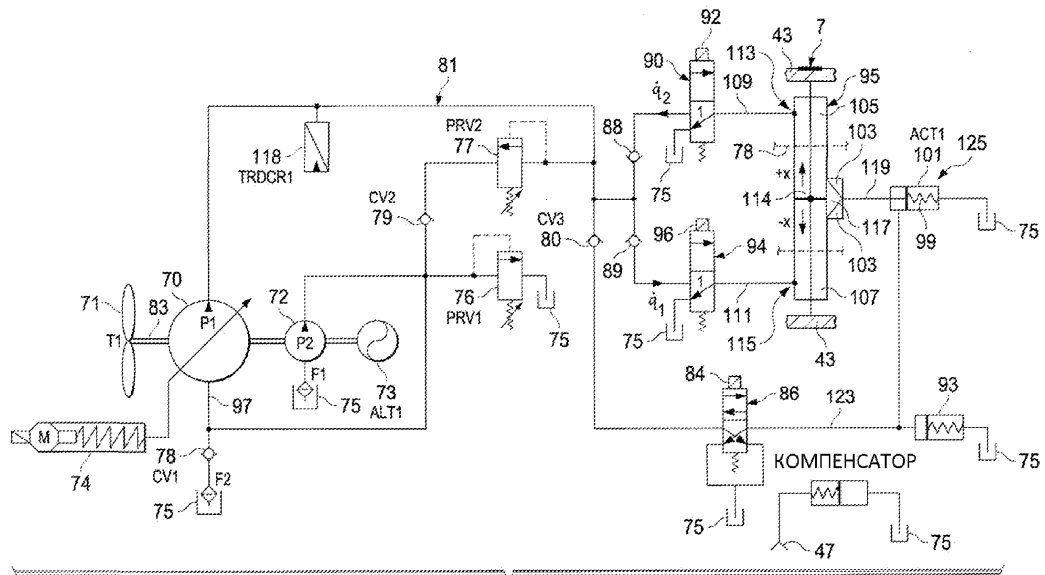
Фиг. 5



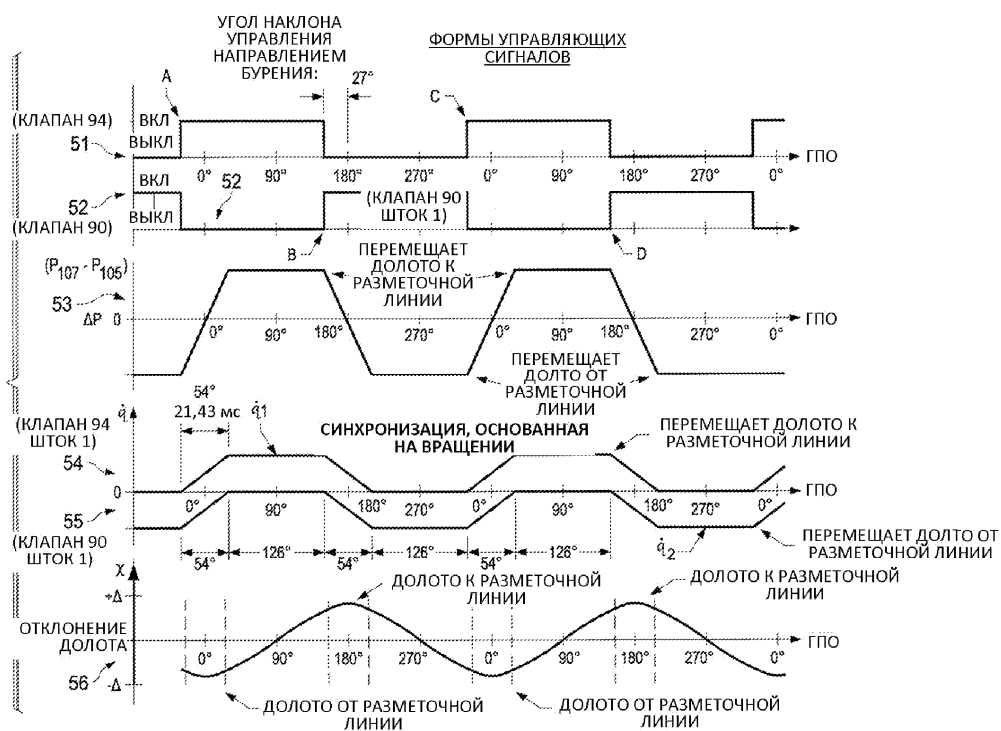
Фиг. 6А



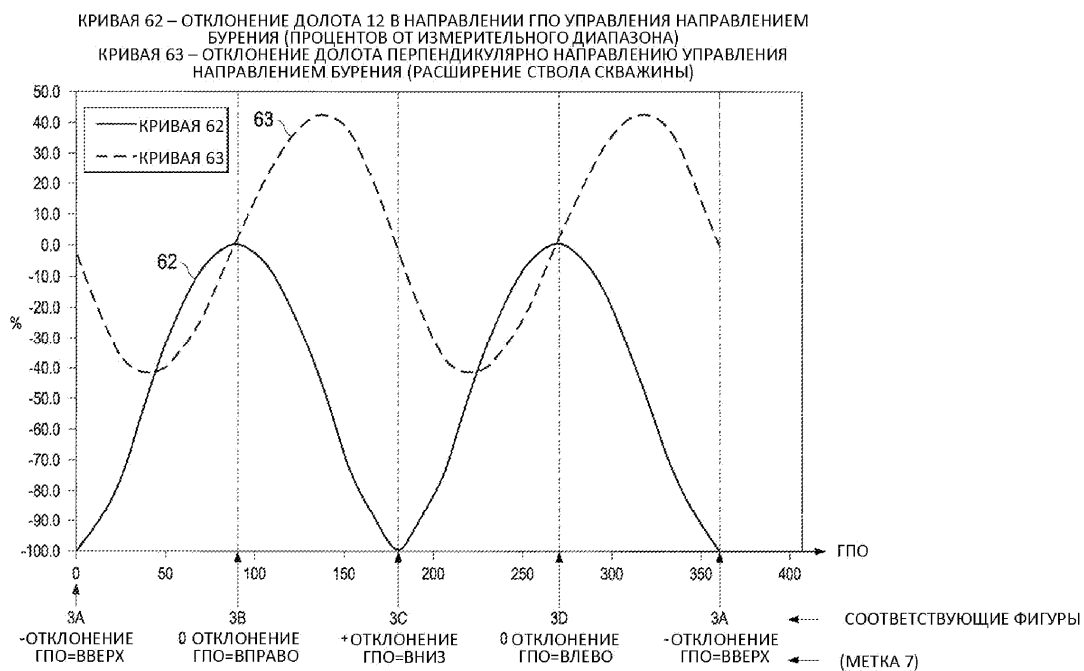
Фиг. 6В



Фиг. 7А



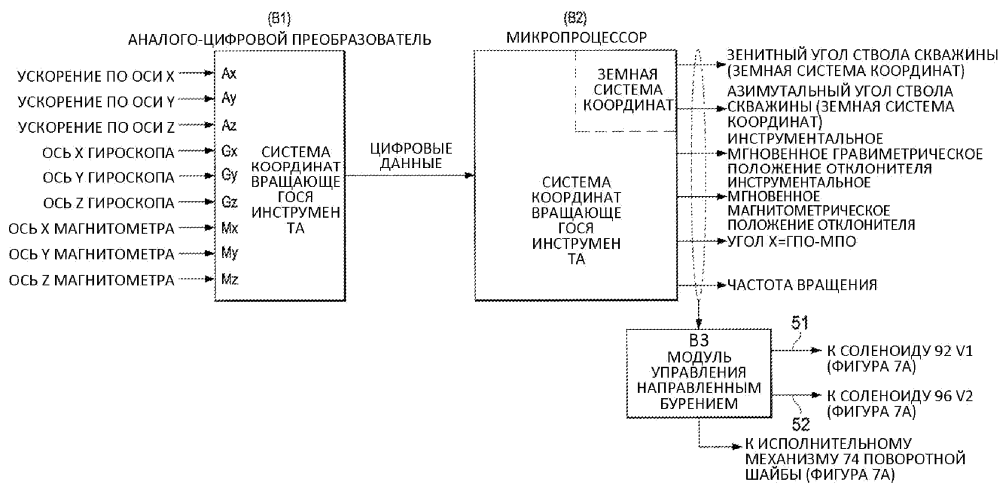
Фиг. 7В



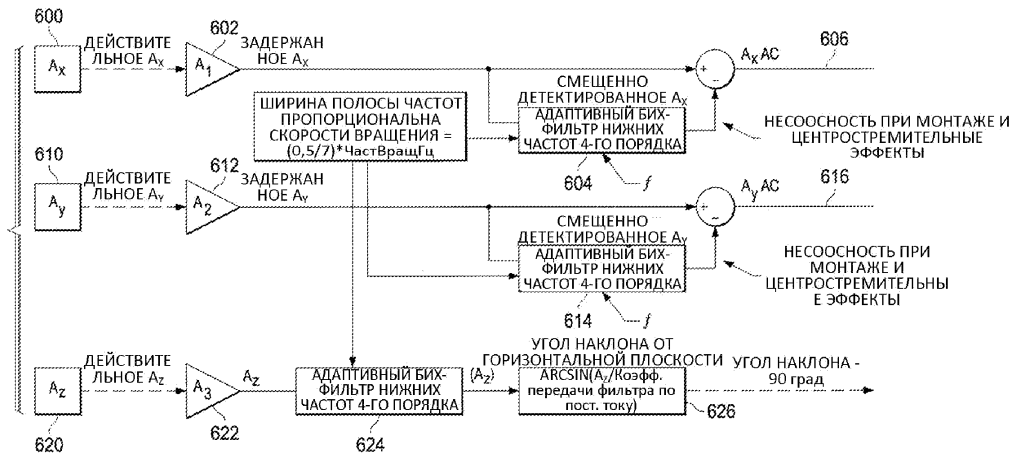
Фиг. 7С



Фиг. 7D

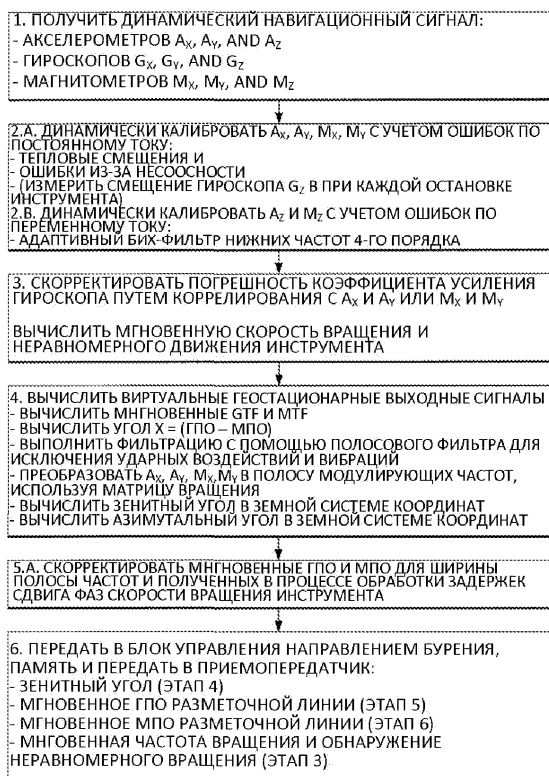


ФИГ. 8А



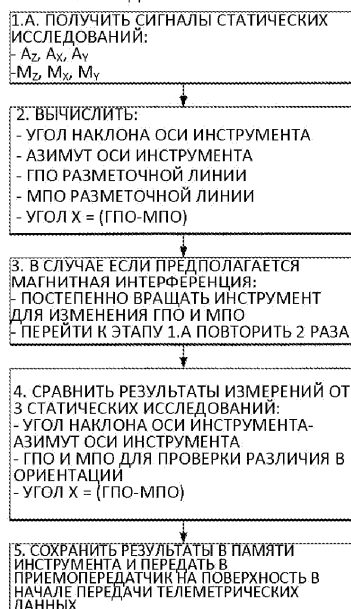
Фиг. 8В

ДИНАМИЧЕСКАЯ НАВИГАЦИОННАЯ ОБРАБОТКА – ВРЕМЯ
ВРАЩЕНИЯ ИНСТРУМЕНТА В КООРДИНАТАХ - НЕПРЕРЫВНАЯ



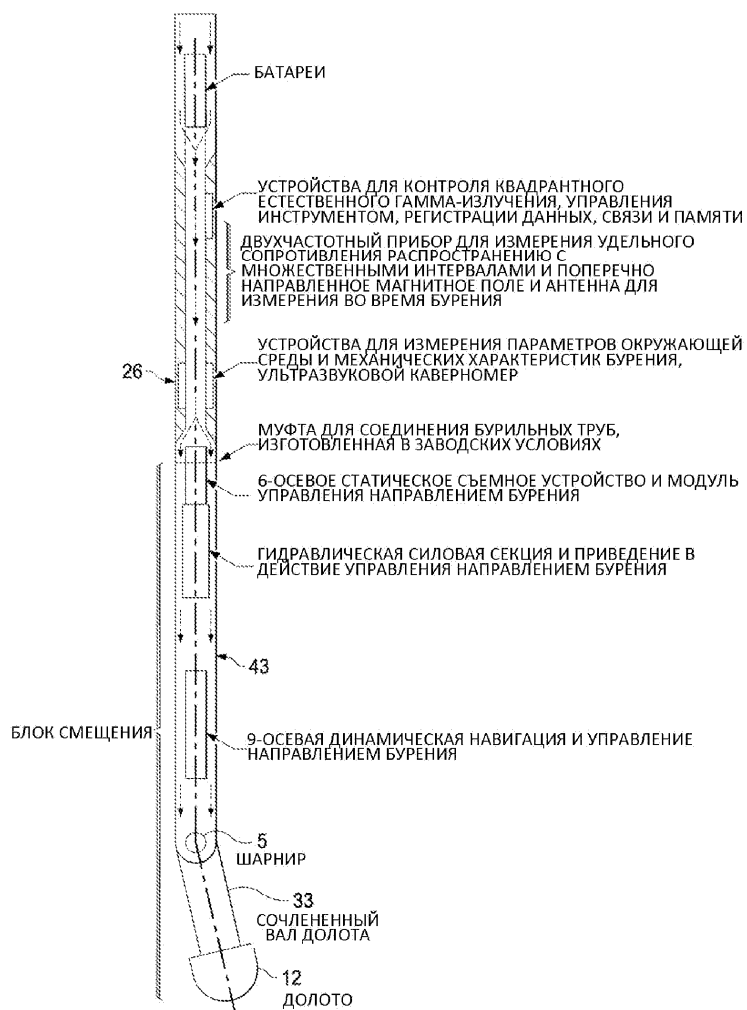
Фиг. 8С

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ СТАТИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ – ИНСТРУМЕНТ НЕ ВРАЩАЕТСЯ
ВРЕМЯ В КООРДИНАТАХ ~ НЕСКОЛЬКО МИНУТ

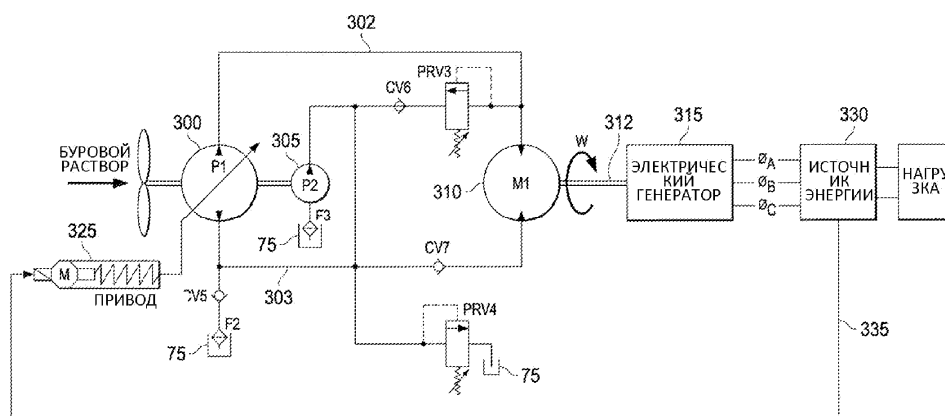


Фиг. 8D

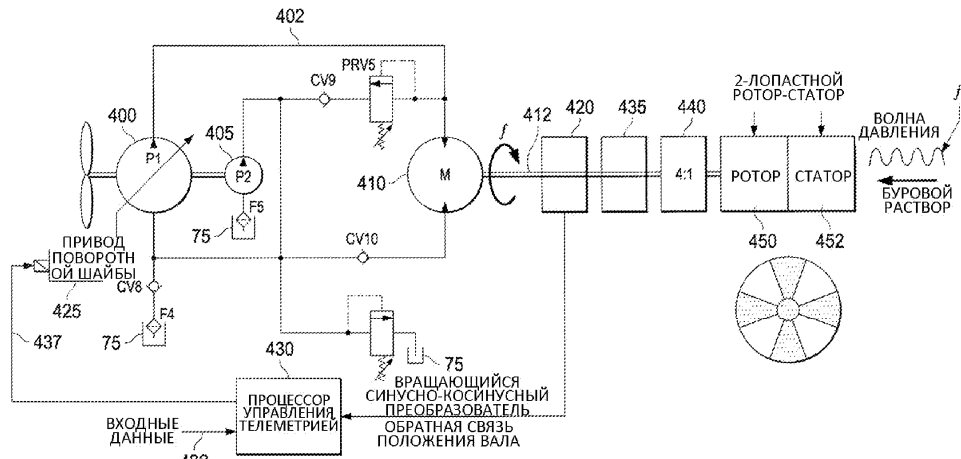
(Известный уровень техники)



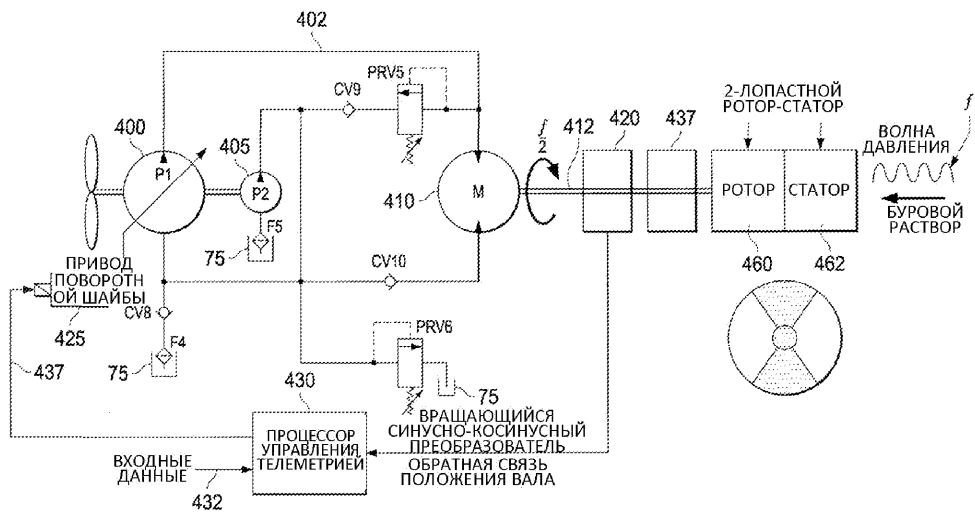
Фиг. 9



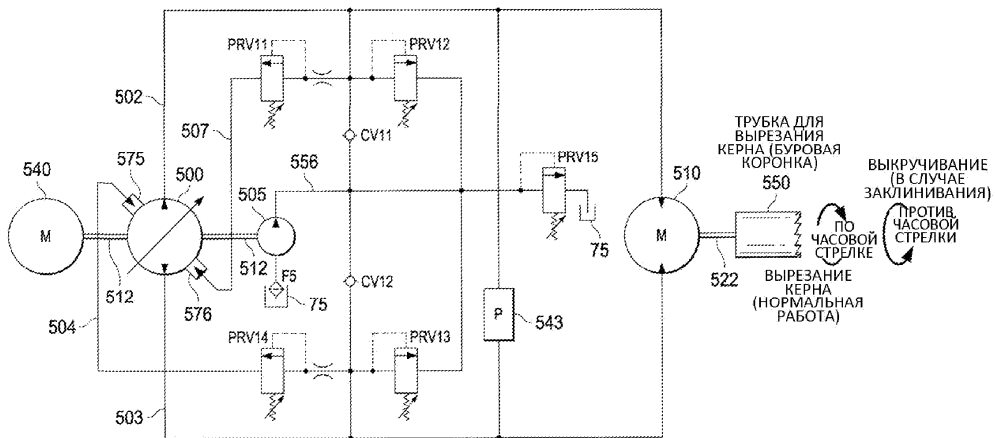
Фиг. 10



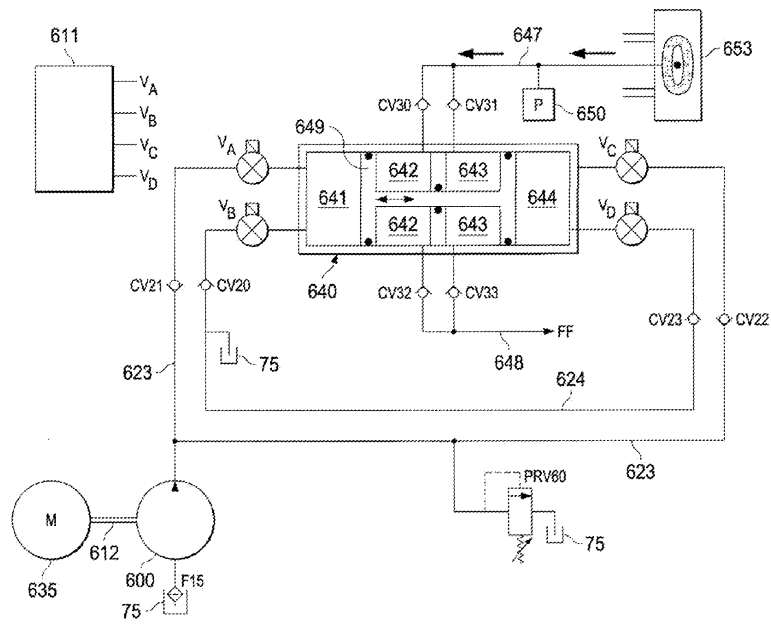
Фиг. 11А



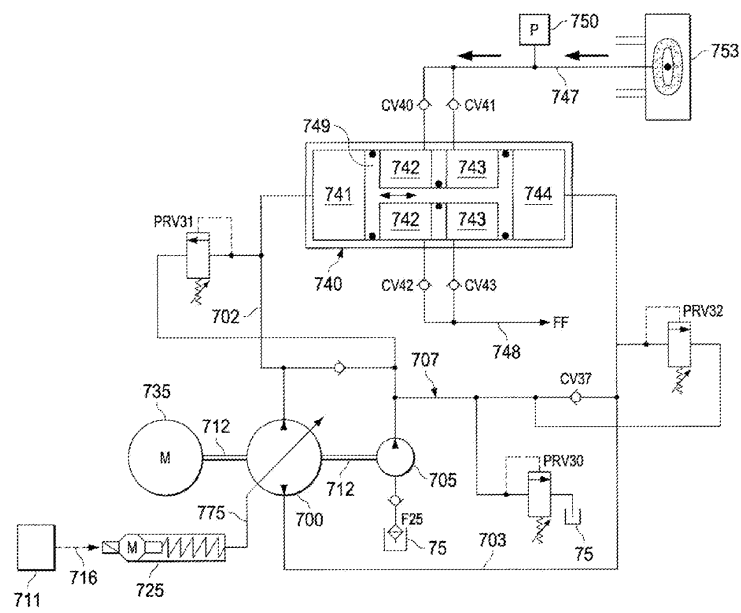
Фиг. 11В



Фиг. 12



Фиг. 13
(Известный уровень техники)



Фиг. 14

