



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2011121351/03, 26.10.2009

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
26.10.2009

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
27.10.2008 US 12/258,610

(43) Дата публикации заявки: 10.12.2012 Бюл. № 34

(45) Опубликовано: 20.03.2014 Бюл. № 8

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 4463220 A, 31.07.1984. US 2005/0056463
A1, 17.03.2005. US 6464024 B2, 15.10.2002. SU
1819970 A1, 07.06.1993. SU 480823 A1,
15.08.1975.(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 27.05.2011(86) Заявка РСТ:
GB 2009/002545 (26.10.2009)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2010/049674 (06.05.2010)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, стр.3,
ООО "Юридическая фирма Городиский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

**СИНДТ Оливье (GB),
ХАРТ Стивен (GB),
ЛАКУР Бертран (GB),
БУАЛЛЕГ Риадх (GB),
ХЭУГВАЛЬДСТАД Хьелль (NO)**

(73) Патентообладатель(и):

ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL)**(54) САМОСТАБИЛИЗИРУЮЩИЕСЯ И СБАЛАНСИРОВАННЫЕ ОТ ВИБРАЦИЙ БУРОВЫЕ
ДОЛОТА И КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН И СИСТЕМЫ ДЛЯ ИХ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к буровым долотам и компоновкам низа бурильной колонны. Обеспечивает предотвращение вибраций и других отклонений бурового долота и/или компоновки низа бурильной колонны. Буровое долото содержит внутреннюю полость, сообщенную текучей средой с бурильной колонной, и множество калибрующих поверхностей и резцов, размещенных на внешней части бурового

долота. Множество калибрующих поверхностей имеют множество отверстий, которые позволяют текучей среде из внутренней полости бурильной колонны выходить из бурового долота, причем по меньшей мере одно отверстие расположено приблизительно на 90° сзади большинства резцов, при этом множество отверстий также содержат отверстие, имеющее другое проходное сечение относительно от по меньшей мере одного отверстия для

производства несбалансированной боковой силы, причем буровое долото выполнено так, что текучая среда непрерывно подается из каждого отверстия для создания

результатирующего стабилизирующего эффекта. Компоновка низа бурильной колонны содержит указанное буровое долото. 2 н. и 6 з.п. ф-лы, 5 ил.

RU 2 5 0 9 8 6 0 C 2

RU 2 5 0 9 8 6 0 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 10/60 (2006.01)
E21B 17/10 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: **2011121351/03, 26.10.2009**

(24) Effective date for property rights:
26.10.2009

Priority:

(30) Convention priority:
27.10.2008 US 12/258,610

(43) Application published: **10.12.2012 Bull. 34**

(45) Date of publication: **20.03.2014 Bull. 8**

(85) Commencement of national phase: **27.05.2011**

(86) PCT application:
GB 2009/002545 (26.10.2009)

(87) PCT publication:
WO 2010/049674 (06.05.2010)

Mail address:

**129090, Moskva, ul. B. Spasskaja, 25, str.3, OOO
"Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery"**

(72) Inventor(s):

**SINDT Oliv'e (GB),
KhART Stiven (GB),
LAKUR Bertran (GB),
BUALLEG Riadkh (GB),
KhEhUGVAL'DSTAD Kh'ell' (NO)**

(73) Proprietor(s):

ShLJuMBERGER TEKNOLODZhi B.V. (NL)

(54) SELF-STABILISING DRILLING BITS BALANCED AGAINST VIBRATIONS AND LAYOUTS OF BOTTOM OF DRILL STRINGS, AND SYSTEMS FOR THEIR USE

(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: drilling bit includes an internal cavity interconnected through fluid medium to a drill string, and a variety of calibrating surfaces and cutters, which are arranged on the outer side of the drilling bit. The variety of calibrating surfaces have many holes that allow the fluid medium of the internal cavity of the drill string leave the drilling bit. At least one hole is located approximately at an angle of 90° behind the larger amount of cutters; with that, the variety of holes

also includes a hole having another flow cross-section relative from at least one hole for generation of out-of-balance lateral force. The drilling bit is made so that fluid medium is continuously supplied from each hole to create a resultant stabilising effect. Layout of the drill string bottom includes the above drilling bit.

EFFECT: preventing vibrations and other deviations of a drilling bit or layout of the drill string bottom.

8 cl, 5 dwg

RU 2 5 0 9 8 6 0 C 2

RU 2 5 0 9 8 6 0 C 2

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Настоящее изобретение относится к системам и способам предотвращения вибраций и других отклонений бурового долота и/или компоновки низа буровой колонны в процессе бурения в скважине.

ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Вибрации и отклонения бурового долота являются серьезной проблемой в буровой промышленности. Нефть, газ, вода и другие природные запасы часто находятся на глубине 4000-10000 футов (1220-3050 м) под землей. В результате отклонение скважины на один градус может приводить к значительному увеличению расстояния бурения, времени и затрат.

В некоторых применениях буровики добиваются получения вертикальной скважины. Ровная вертикальная скважина облегчает спуск обсадных колонн большего размера с минимальным зазором и обеспечивает возможность использования дополнительной колонны обсадных труб на некотором последующем этапе строительства скважины. Скважина, отклоняющаяся от вертикали и возвращающаяся к ней, может исключать данную возможность. Кроме того, если несколько скважин бурят с одной платформы, отклонения могут обуславливать столкновения буровых колонн.

Даже в вариантах управляемого по направлению или наклонно направленного бурения весьма желательно поддерживать необходимую траекторию, например, при бурении к проектным объектам под трещиноватыми горными породами в круто снижающихся пластах или в тектонически активных областях.

Кроме того, при вибрациях бурового долота, состояние в котором центр вращения долота смещается от его геометрического центра, приводит к нескольким проблемам. Данные проблемы включают в себя получение нецилиндрических стволов, отклонений ствола скважины и чрезмерный износ долота.

Обычные сбалансированные от вибраций буровые долота стремятся уменьшать вибрации, создавая несбалансированную боковую силу при взаимодействии резцов с породой. Данная несбалансированная сила должна только иметь прогнозируемую величину и направление, если режущее действие является ровным и непрерывным, и резцы не изношены или повреждены. Ни одно из данных условий регулярно не создается, поскольку режущее действие часто является дискретным процессом, а не непрерывным, когда резцы образуют выкрашивание вместо непрерывного выбуривания породы. Когда порода удаляется с выкрашиванием, величина и направление являются непостоянными и непрогнозируемыми.

Соответственно, существует необходимость создания устройства и способа для предотвращения вибраций и отклонений.

ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Для более полного понимания сущности и целей настоящего изобретения ниже приведено подробное описание с прилагаемыми чертежами, на которых одинаковыми позициями обозначены одинаковые соответствующие части на нескольких видах и на которых показано следующее.

На фиг.1 показана буровая установка, в которой можно использовать настоящее изобретение.

На фиг.2 показано буровое долото согласно настоящему изобретению.

На фиг.2А показано буровое долото согласно настоящему изобретению в стволе скважины.

На фиг.3А показано сечение бурового долота, отцентрованного по оси ствола

скважины.

На фиг.3В показано сечение бурового долота, размещенного внецентренно в стволе скважины.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

5 Настоящим изобретением созданы устройство и способы предотвращения вибраций и других отклонений бурового долота и/или компоновки низа бурильной колонны в процессе бурения в скважине.

10 Способ и устройство, представленные в данном документе, приспособлены для использования в диапазоне операций бурения, таких как бурение на нефть, газ и воду. Корпус бурового долота имеет конструктивное исполнение для включения в состав буровых установок, обычно используемых при бурении на нефть, газ и воду. Пример буровой системы на скважине показан на фиг.1.

15 На фиг.1 показана буровая установка, в которой можно использовать настоящее изобретение. Буровая площадка может быть сухопутной или морской. В данном варианте буровая установка бурит ствол 11 скважины в подземных пластах посредством вращательного бурения хорошо известным способом. В вариантах осуществления изобретения можно также использовать наклонно направленное бурение, как описано ниже.

20 Бурильная колонна 12 подвешена в стволе 11 скважины и имеет компоновку 100 низа бурильной колонны, включающую в себя буровое долото 105, расположенное на ее нижнем конце. Оборудование буровой установки на поверхности включает в себя компоновку 10 вышки и платформу, установленную над стволом 11 скважины, компоновку 10, включающую в себя ротор 16, ведущую бурильную трубу 17, крюкоблок 18 и вертлюг 19. Бурильную колонну 12 вращает ротор 16, получающий мощность от непоказанного средства и соединенный с ведущей бурильной трубой 17 на верхнем конце бурильной колонны. Бурильная колонна 12 подвешена на 30 крюкоблоке 18, прикрепленном к талевому блоку (также не показано), через ведущую бурильную трубу 17 и вертлюг 19, обеспечивающий вращение бурильной колонны относительно крюкоблока. Общеизвестно, что можно использовать альтернативно систему верхнего привода.

35 В данном варианте осуществления оборудование буровой установки на поверхности дополнительно включает в себя буровой раствор 26, хранящийся в емкости 27, оборудованной на буровой площадке. Насос 29 подает буровой раствор 26 внутрь бурильной колонны 12 через отверстие в вертлюге 19, обуславливая проход бурового раствора вниз через бурильную колонну 12 в направлении, 40 указанном стрелкой 8. Буровой раствор выходит из бурильной колонны 12 через отверстия в буровом долоте 105 и затем циркулирует вверх через зону кольцевого пространства между внешней поверхностью бурильной колонны и стенкой ствола скважины, в направлении, указанном стрелкой 9. В данном общеизвестном способе буровой раствор смазывает буровое долото 105 и уносит выбуренную породу на 45 поверхность, возвращаясь в емкость 27 для повторной циркуляции.

Компоновка 100 низа бурильной колонны показанного варианта осуществления включает в себя модуль 120 каротажа во время бурения, модуль 130 измерений во время бурения, вращательную управляемую систему и двигатель, и буровое 50 долото 105.

Модуль 120 каротажа во время бурения размещен в специальной известной утяжеленной бурильной трубе и может содержать один или множество каротажных инструментов известных типов. Также должно быть понятно, что можно

использовать несколько модулей каротажа во время бурения и/или модулей измерений во время бурения, например, таких как показанный модуль 120А. (Ссылки по тексту на модуль 120 могут альтернативно означать также модуль 120А). Модуль каротажа во время бурения выполнен с возможностью проведения измерений, обработки и хранения информации и обмена данными с оборудованием на поверхности. В настоящем варианте осуществления модуль каротажа во время бурения включает в себя манометр.

Модуль 130 измерений во время бурения также размещен в специальной известной утяжеленной бурильной трубе и может содержать один или несколько устройств измерения параметров бурильной колонны и бурового долота. Инструмент измерений во время бурения дополнительно включает в себя устройство (не показано), вырабатывающее электроэнергию для скважинной системы. Такое устройство может являться генератором с гидравлической турбиной, приводимой в действие потоком бурового раствора, понятно, что можно использовать другие системы питания и/или батареи. В настоящем варианте осуществления модуль измерений во время бурения включает в себя одно или несколько измерительных устройств следующих типов: устройство измерения осевой нагрузки на долото, устройство измерения крутящего момента на долоте, устройство измерения вибрации, устройство измерения ударной нагрузки, устройство измерения прихвата и проскальзывания, устройство измерения направления и устройство инклинометрии.

Предпочтительным является использование буровой установки в сочетании с управлением направления бурения или наклонно направленным бурением. В данном варианте осуществления создана вращательная управляемая подсистема 150 (фиг.1). Наклонно направленное бурение обеспечивает специальное отклонение ствола скважины от естественной траектории. Другими словами, наклонно направленное бурение обеспечивает управление направления бурильной колонны для ее перемещения в нужном направлении.

Например, наклонно направленное бурение является предпочтительным в морском бурении, поскольку обеспечивает бурение многих скважин с одной платформы. Наклонно направленное бурение также обеспечивает горизонтальное бурение через коллектор. Горизонтальное бурение обеспечивает увеличенную длину скважины, проходяще поперек коллектора, увеличивающую дебит скважины.

Систему наклонно направленного бурения можно также использовать в операции вертикального бурения. Часто буровое долото должно отклоняться от курса проектной траектории бурения вследствие непрогнозируемой природы пластов, в которых ведут проходку, или изменяющихся сил, действующих на буровое долото. Когда возникает такое отклонение, можно использовать систему наклонно направленного бурения для возврата бурового долота на нужный курс.

Известный способ наклонно направленного бурения включает в себя использование вращательной управляемой системы. В данной системе бурильную колонну вращают с поверхности, и устройства на забое скважины обуславливают бурение буровым долотом в нужном направлении. Вращение бурильной колонны сильно уменьшает возможность застревания или прихвата бурильной колонны во время бурения. Вращательные управляемые системы бурения наклонно направленных стволов скважин можно, в общем, классифицировать на системы отталкивания всей компоновки или системы позиционирования долота.

В системе позиционирования долота ось вращения бурового долота отклоняется от локальной оси компоновки низа бурильной колонны в общем направлении нового

ствола. Проводку скважины осуществляют согласно обычной геометрии с тремя точками контакта, образованной верхней и нижней точками касания центратора и буровым долотом. Угол отклонения оси бурового долота в сочетании с конечным расстоянием между буровым долотом и нижним центратором дает в результате условия неколлинеарности, требуемые для образования кривой. Существует много способов достижения указанного, включающих в себя фиксированное искривление в точке компоновки низа буровой колонны вблизи нижнего центратора или изгиб приводного вала бурового долота, распределенный между верхним и нижним центратором. В своей идеализированной форме от бурового долота не требуют проходки вбок, поскольку ось долота непрерывно поворачивается в направлении искривленного ствола. Примеры вращательных управляемых систем позиционирования долота и их действие описаны в патентных заявках США №№ 2002/0011359; 2001/0052428 и патентах США №№ 6,394,193; 6,364,034; 6,244,361; 6,158,529; 6,092,610 и 5,113,953, которые включены в данный документ в виде ссылки.

Во вращательной управляемой системе отталкивания всей компоновки обычно нет специально идентифицированного механизма для отклонения оси долота от локальной оси компоновки низа буровой колонны; вместо этого требуемое условие неколлинеарности достигается приложением либо одним или обоими, верхним или нижним центраторами, эксцентрической силы или смещением в направлении предпочтительно ориентации в отношении направления проводки скважины. Также существует много способов, которыми достигается указанное, включающих в себя неврещающиеся (относительно ствола) эксцентрические центраторы (подходы на основе смещения) и эксцентрические исполнительные механизмы, прикладывающие силу к буровому долоту для управления перемещением в нужном направлении. Также управление направлением получают, создавая неколлинеарность между буровым долотом и, по меньшей мере, двумя другими точками касания. В своей идеализированной форме от бурового долота требуется боковая проходка для выполнения криволинейного ствола. Примеры вращательных управляемых систем отталкивания всей компоновки и их действие описаны в патентах США №№ 5,265,682; 5,553,678; 5,803,185; 6,089,332; 5,695,015; 5,685,379; 5,706,905; 5,553,679; 5,673,763; 5,520,255; 5,603,385; 5,582,259; 5,778,992; 5,971,085, включенных в данный документ в виде ссылки.

В конкретных вариантах осуществления изобретения, описанных в данном документе, созданы буровые долота 105 и компоновки 100 низа буровой колонны для уменьшения вибрации и/или отклонений.

Сбалансированные от вибраций долота

На фиг.2 показано буровое долото 105, имеющее задний конец 202 и режущую часть 204. Задний конец 202 приспособлен для прямого или непрямого соединения с буровой колонной 12. Режущая часть 204 включает в себя одно или несколько ребер 206a, 206b, 206c, 206d. Ребра 206 включают в себя калибрующие секции 208, контактирующие со стенками ствола скважины, пробуренного резцами 210. Хотя резцы 210 показаны только на ребре 206b, резцы 210 могут быть выполнены на нескольких или всех ребрах 206, что предпочтительно для конкретных ситуаций бурения.

В вариантах осуществления настоящего изобретения одно или несколько отверстий 212 выполнены на наружной части бурового долота 105. Отверстия 212 могут быть выполнены в калибрующих секциях 208 или в желобах 214 между ребрами 206. Отверстия 212 обеспечивают выход текучей среды 26 в буровой

колонне 12 из бурового долота для достижения стабильности и уменьшения вибрации. Дополнительные отверстия могут быть выполнены в буровом долоте 105, например, на ведущем конце 216 для смазки и удаления выбуренной породы, как известно в технике.

5 В некоторых вариантах осуществления буровое долото 105 содержит одно отверстие 212. Буровой раствор 26 проходит от отверстия 212 и контактирует со стенкой ствола 11 скважины, создавая боковую силу, по существу, перпендикулярную ориентации отверстия 212 и калибрующей секции 208. Данная сила противодействует

10 вибрации.

В некоторых вариантах осуществления отверстие 212 расположено, по существу, противоположно большинству резцов 210. Например, если резцы 210 размещены продольно вдоль бурового долота 105, отверстие 212 может быть размещено повернутым на приблизительно 180° от резцов 210. В таком варианте осуществления

15 буровой раствор, выпущенный из отверстия 212, создает боковую силу, толкающую долото в направлении резцов 210. Данный вариант осуществления обуславливает увеличенный контакт между резцами 210 и стенкой 11 ствола скважины и/или нейтрализует боковые силы, возникающие в результате контакта между резцами 210 и

20 стенкой ствола скважины.

В других вариантах осуществления отверстие 212 расположено повернутым приблизительно на 90° сзади большинства резцов 210. Для иллюстрации данного принципа рассмотрим ситуацию, показанную на фиг.2А. Буровое долото 105

25 вращается против часовой стрелки в стволе 11 скважины. Резцы 210 близки к воздействию на выступ 218 стенки ствола 220 скважины. Если выступ 218 является особенно прочным материалом, он должен оставаться целым в, по меньшей мере, момент первого контакта с резцами 210. Вращательная сила на буровом долоте 105 должна обуславливать перемещение бурового долота 105 в отрицательном

30 направлении по оси у, пока калибрующая поверхность 206а контактирует со стенкой ствола 220 скважины. Вместе с тем, если отверстие 212 размещено на калибрующей поверхности 206а, буровой раствор 26 должен создавать силу в положительном направлении по оси у, противодействуя стремлению бурового долота 105 к

35 внецентренному перемещению. Более того, сила в положительном направлении по оси у перемещает все долото 105, при этом прикладывая дополнительную силу на резцы 210 и способствуя проходке ствола скважины.

Другие конфигурации резца 210 и отверстия 212 могут быть выполнены в объеме данных изобретений. Например, суммарный вектор сил, создаваемый вращением

40 бурового долота 105 и контактом с множеством резцов 210, можно рассчитать с использованием известных формул и способов. Отверстие 212 можно выполнить с возможностью противодействия векторам наиболее вероятных сил.

Используя гидравлическую силу подачи бурового раствора 26 из отверстия 212, буровые долота 105 создают более прогнозируемую и постоянную

45 несбалансированную силу для уменьшения и/или предотвращения вибраций долота. Направление несбалансированной силы является известным для данного положения отверстия. Величина несбалансированной силы является функцией расстояния между отверстием 212 и стенкой ствола 220 скважины, перепадом давления между буровым

50 раствором 26 в стволе скважины и буровым раствором 26 в буровой колонне 12 и геометрией (т.е. формой и размером) отверстия 212. Кроме того, износ и повреждение резцов 210 не должны влиять на амплитуду и направление боковой силы.

В некоторых вариантах осуществления внешняя часть отверстия 212 окружена

поднятым кольцевым пространством или другим геометрическим элементом для создания более высокого гидравлического давления при выходе бурового раствора 26 из отверстия 212. Такой элемент и/или вся калибрующая секция 206 может иметь покрытие из износостойкого материала или выполнена полностью из такого материала или материала с упрочнением поверхности твердосплавной наплавкой, такой как поликристаллический синтетический алмаз.

Самостабилизирующиеся долота и компоновки низа бурильной колонны

В другом варианте осуществления изобретения используют одно или несколько отверстий 212 для стабилизации бурового долота 105 и/или компоновки низа бурильной колонны (КНБК) в стволе скважины.

На фиг.3А показано сечение бурового долота 105 с тремя калибрующими поверхностями 206а, 206b, 206с, в общем, разнесенными (например, на 120°) по окружности бурового долота 105 и имеющими отверстия 212а, 212b, 212с, соответственно. Буровой раствор 26 (представлен толстыми линиями) проходит изнутри бурового долота 105 через отверстия 212а, 212b, 212с.

Буровое долото 105, показанное на фиг.3А, в общем, отцентрировано по оси ствола 11 скважины. Соответственно, любые гидравлические силы, создаваемые буровым раствором, должны компенсировать друг друга. Вместе с тем, если буровое долото 105 перемещается внецентренно, как показано на фиг.3В, амплитуда вектора силы, создаваемой буровым раствором 26, выходящим из отверстия 212а, должна увеличиваться с уменьшением расстояния между отверстием 212а и стенкой ствола 220 скважины. Одновременно любой вектор силы, созданной отверстиями 212b и 212с, должен уменьшаться, обеспечивая в результате вектор равнодействующей силы, показанный стрелкой 222, толкающей долото от стенки 220.

В некоторых вариантах осуществления расход текучей среды через одно или несколько отверстий ограничен одним или несколькими клапанами (т.е. дроссельными клапанами). Один клапан может соединяться с каждым отверстием трубкой или другим средством. Более предпочтительна независимая регулировка каждого отверстия отдельным клапаном. Независимая регулировка обеспечивает то, что объем бурового раствора 26, проходящий к конкретному отверстию 212, не повышает необходимый порог, так что не лишает подачи другие отверстия 212, или другие отверстия (например отверстия, размещенные на ведущей кромке 216 бурового долота 105).

Хотя в варианте осуществления фиг. 3А и 3В показано буровое долото 105 с тремя отверстиями 212, изобретения, описанные в данном документе, охватывают использование любого числа отверстий 212 для стабилизации бурового долота 105 или компоновки низа бурильной колонны. Например, буровое долото 105 с одним отверстием должно давать эффект, аналогичный буровому долоту 105 с тремя отверстиями. При вращении бурового долота 105 сила, создаваемая одним отверстием, должна увеличиваться в амплитуде, когда отверстие проходит через зоны, в которых буровое долото 105 находится ближе к стенке ствола 220 скважины. Данная увеличенная сила должна поджимать буровое долото 105 обратно к центральной оси ствола. Кроме того, буровые долота и компоновки низа бурильной колонны с двумя, тремя, четырьмя, пятью или шестью отверстиями и т.п. входят в объем настоящего изобретения.

Принципы, описанные в данном документе, можно применять к стабилизационным поверхностям, размещенным вдоль внешней части компоновки 100 низа бурильной колонны и другим участкам бурильной колонны 12. Стабилизационные поверхности

действуют аналогично калибрующим поверхностям, минимизируя перемещение компоновки низа бурильной колонны и бурильной колонны. В таком варианте осуществления одно или несколько отверстий выполняют в одной или нескольких стабилизационных поверхностях для обеспечения действия бурового раствора 26, описанного в данном документе.

Комбинация сбалансированных от вибраций и самостабилизирующихся долот

Принципы сбалансированных от вибраций и самостабилизирующихся буровых долот, описанные в данном документе, можно комбинировать для получения долота 105, обеспечивающего несбалансированную равнодействующую боковых сил для уменьшения вибрации, создавая одно или несколько отверстий для корректировки смещения от центральной оси ствола 11 скважины. В таком варианте осуществления одно из множества отверстий 212 имеет большее проходное сечение для создания несбалансированной боковой силы.

Приведенное выше описание и прилагаемые чертежи являются иллюстративными и демонстрируют некоторые предпочтительные варианты осуществления изобретения. Следует понимать, вместе с тем, что описание не направлено на ограничение изобретения, поскольку многие изменения, модификации и вариации в нем может выполнять специалист в данной области техники без существенного отхода от объема, идей и сущности изобретения.

Формула изобретения

1. Буровое долото, содержащее внутреннюю полость, сообщенную текучей средой с бурильной колонной, и множество калибрующих поверхностей и резцов, размещенных на внешней части бурового долота, отличающееся тем, что множество калибрующих поверхностей имеют множество отверстий, которые позволяют текучей среде из внутренней полости бурильной колонны выходить из бурового долота, причем по меньшей мере одно отверстие расположено приблизительно на 90° сзади большинства резцов, при этом множество отверстий также содержат отверстие, имеющее другое проходное сечение относительно от по меньшей мере одного отверстия для производства несбалансированной боковой силы, причем буровое долото выполнено так, что текучая среда непрерывно подается из каждого отверстия для создания результирующего стабилизирующего эффекта.

2. Буровое долото по п.1, в котором поток текучей среды является достаточным для отталкивания бурового долота от стенки ствола скважины.

3. Буровое долото по п.1, содержащее три калибрующие поверхности, имеющие отверстия, сообщенные с внутренней полостью.

4. Буровое долото по п.1, в котором отверстия разнесены на около 120° по окружности внешней части бурового долота.

5. Буровое долото по любому из пп.1-4, дополнительно содержащее клапан для регулировки совокупного расхода текучей среды к одному или нескольким отверстиям.

6. Компоновка низа бурильной колонны, содержащая буровое долото, имеющее внутреннюю полость, сообщенную текучей средой с бурильной колонной, и множество калибрующих поверхностей и резцов, размещенных на внешней части бурового долота, отличающаяся тем, что множество калибрующих поверхностей имеют множество отверстий, которые позволяют текучей среде из внутренней полости бурильной колонны выходить из бурового долота, причем по меньшей мере одно отверстие расположено приблизительно сзади большинства резцов, при этом

множество отверстий также содержат отверстие, имеющее другое проходное сечение относительно по меньшей мере одного отверстия для производства несбалансированной боковой силы, причем буровое долото выполнено так, что текучая среда непрерывно подается из множества отверстий для создания результирующей стабилизирующей силы, приложенной к компоновке низа буровой колонны.

7. Компоновка по п.6, в которой поток текучей среды является достаточным для отталкивания бурового долота от стенки ствола скважины, при этом стабилизируя буровое долото в стволе скважины.

8. Компоновка по п.6, содержащая множество стабилизирующих поверхностей, имеющих отверстия, сообщенные с внутренней полостью.

15

20

25

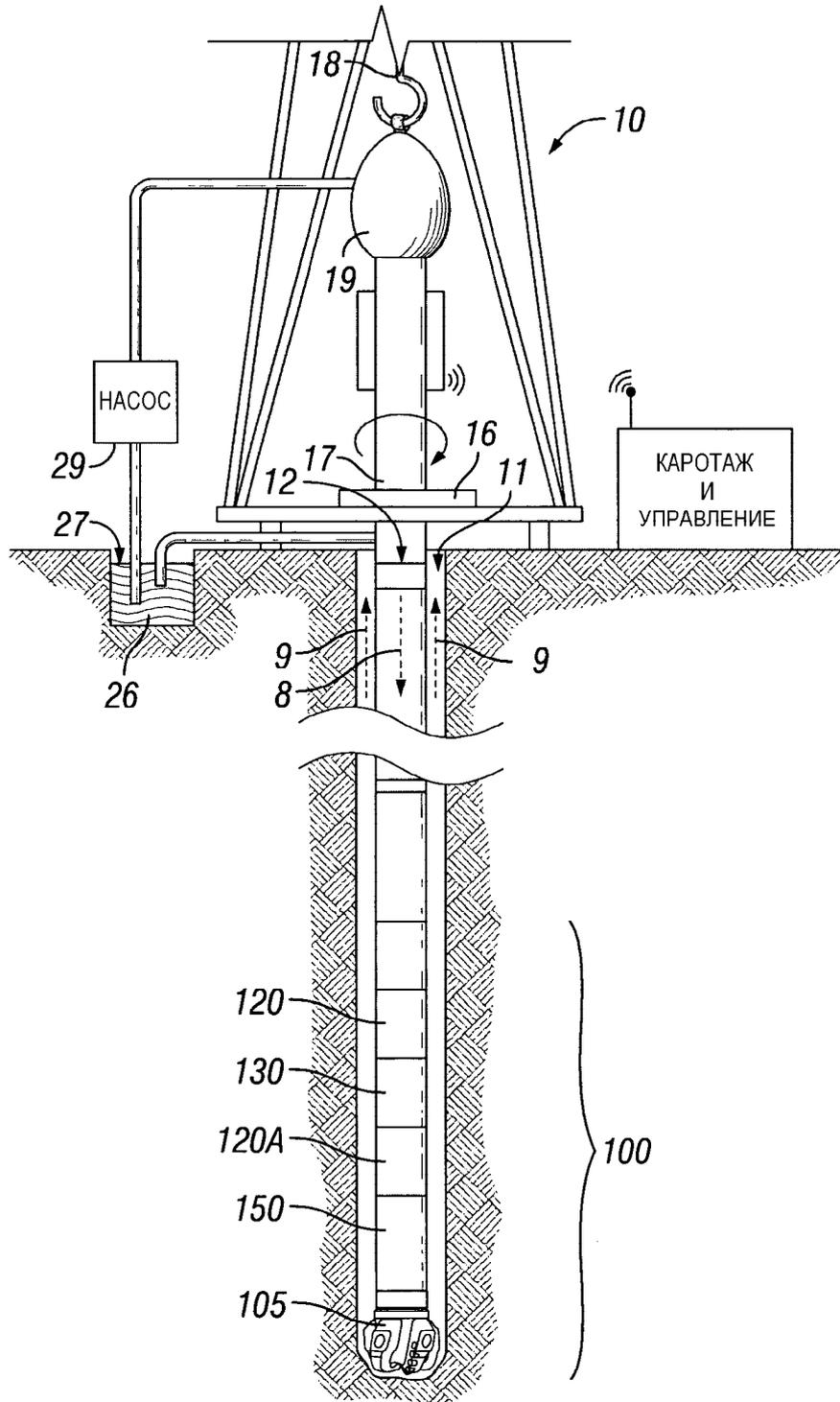
30

35

40

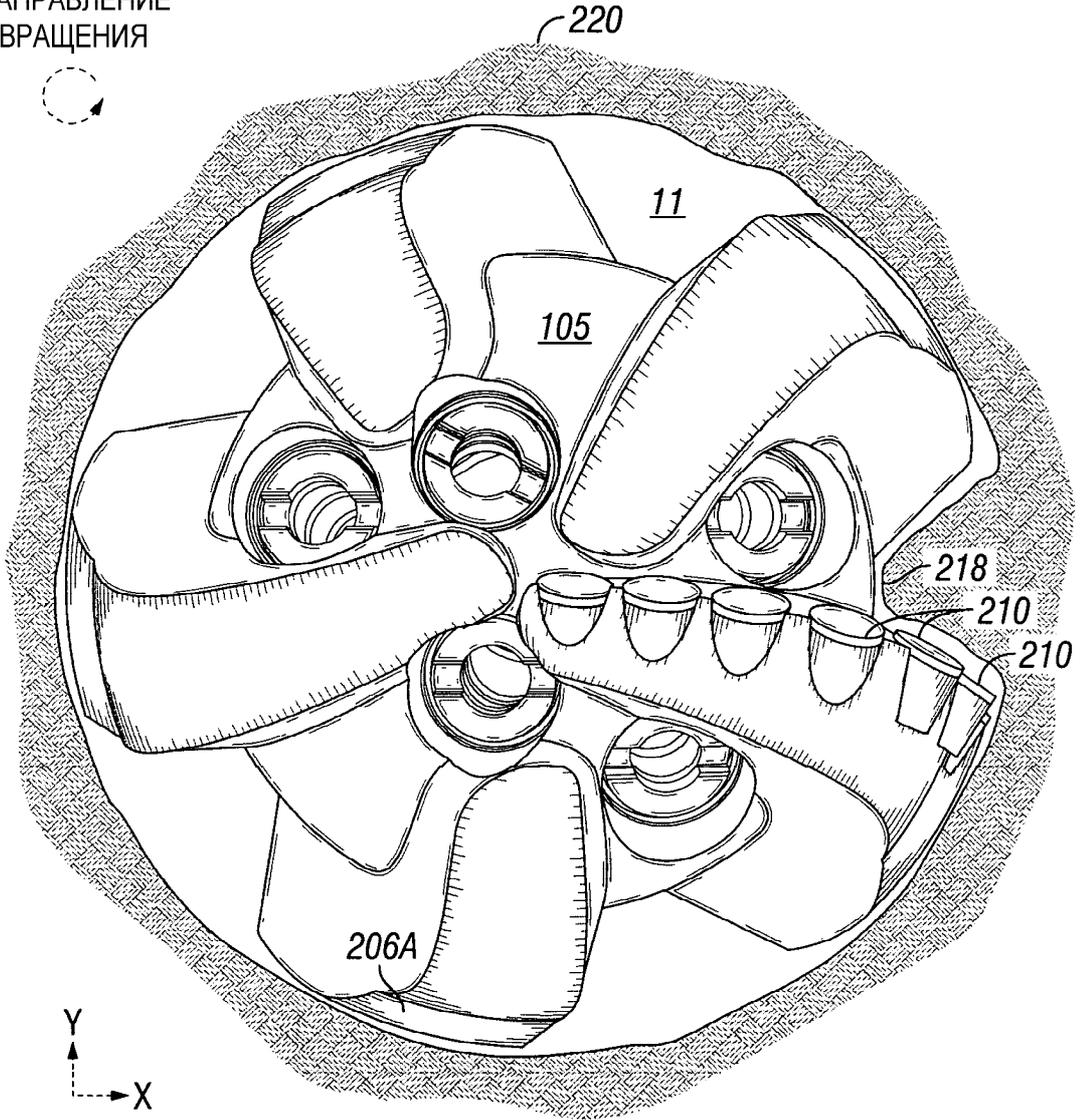
45

50

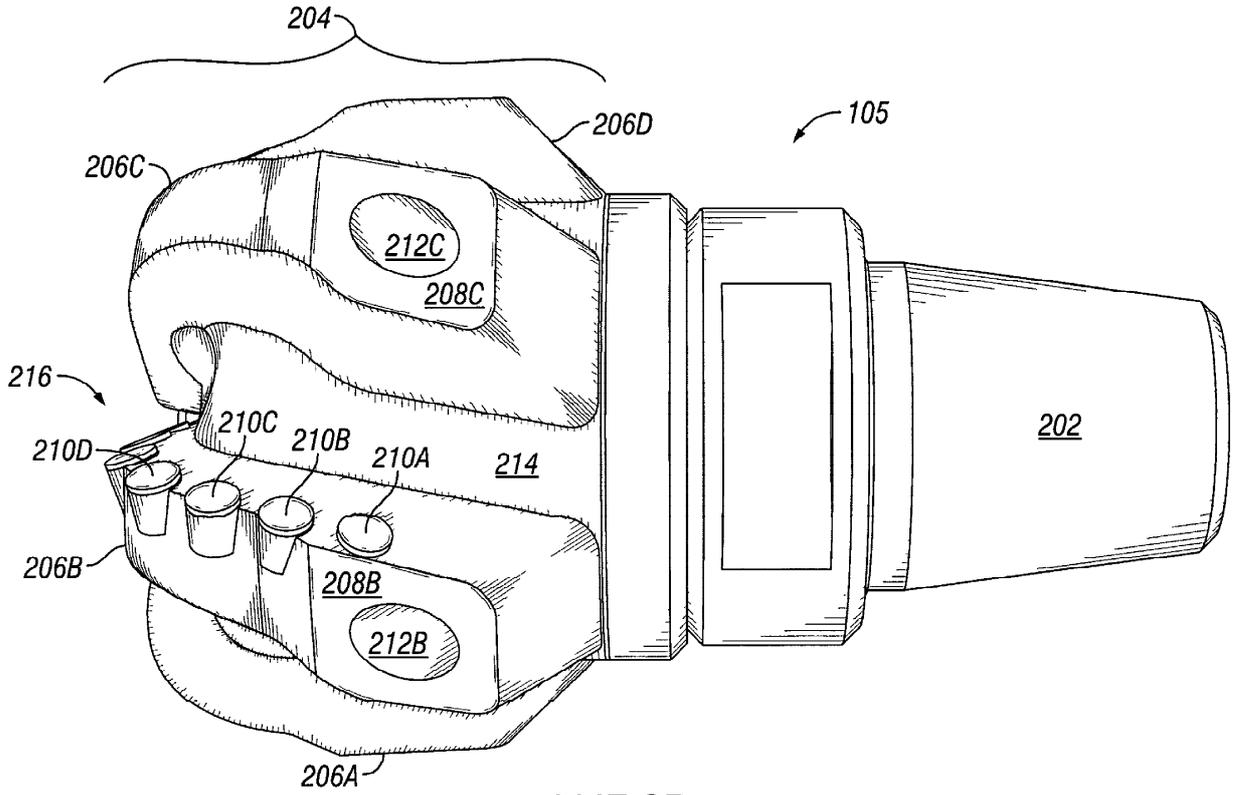


ФИГ.1

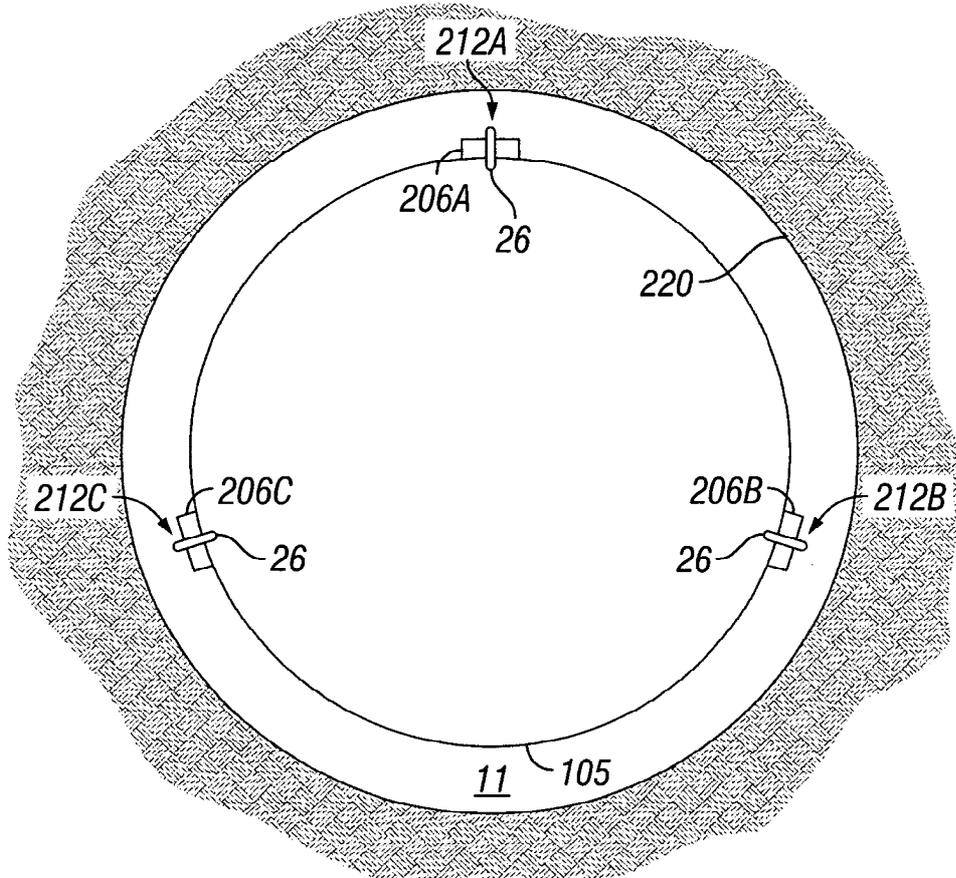
НАПРАВЛЕНИЕ
ВРАЩЕНИЯ



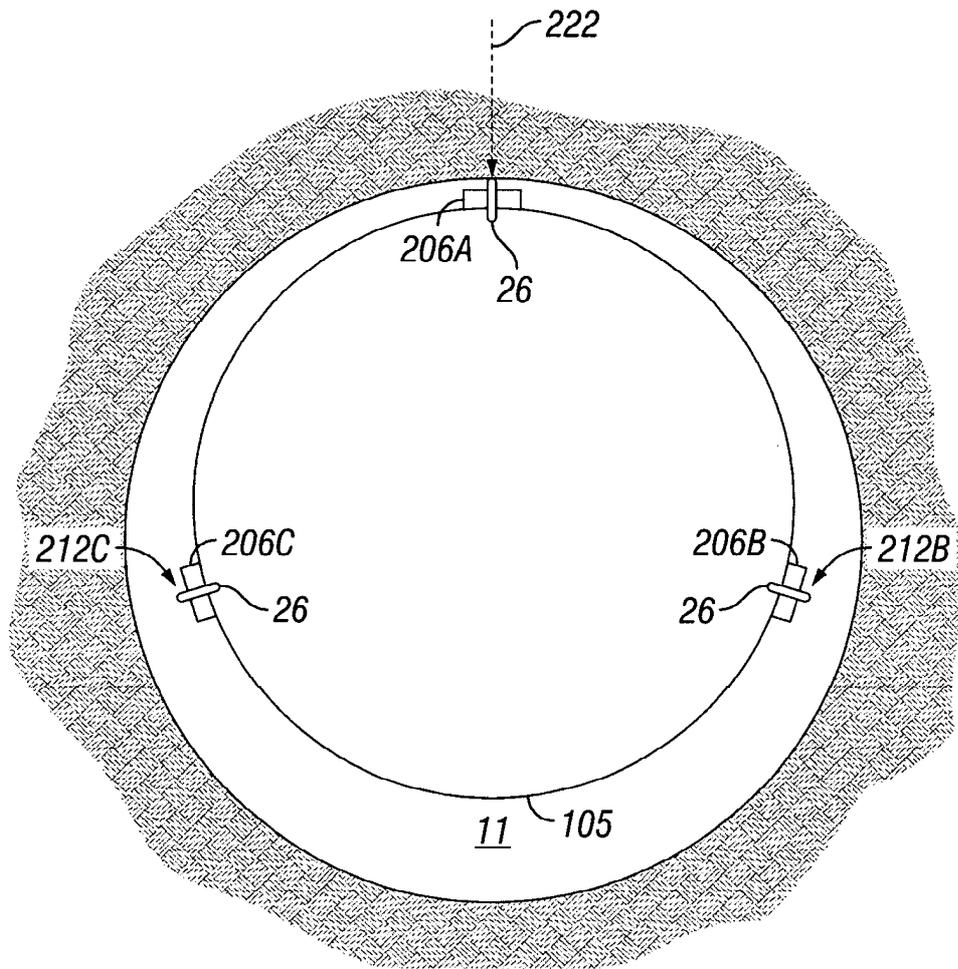
ФИГ.2А



ФИГ.2В



ФИГ.3А



ФИГ.3В