



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 7/24 (2020.08); E21B 28/00 (2020.08); E21B 43/003 (2020.08)

(21)(22) Заявка: 2017120275, 09.06.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.06.2017Дата регистрации:
09.12.2020

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
13.06.2016 EP 16305713.6

(43) Дата публикации заявки: 10.12.2018 Бюл. № 34

(45) Опубликовано: 09.12.2020 Бюл. № 34

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

ПЕЛЬФРАН Жиль (FR)

(73) Патентообладатель(и):

ВАРЕЛЬ ЕРОП С.А.С. (FR)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: US 2113651 A, 12.04.1938. RU 2197613
C2, 27.01.2003. RU 2478781 C2, 10.04.2013. RU
2569950 C2, 10.12.2015. US 2628498 A, 17.02.1953.
US 4276947 A, 07.07.1981. US 5083623 A,
28.01.1992. US 5979577 A, 09.11.1999.

(54) СИСТЕМА БУРЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ С ПАССИВНЫМ НАВЕДЕНИЕМ ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к области бурения скважин. Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) содержит буровое долото, выполненное с возможностью совершения колебаний при взаимодействии с породой и вращении, и переводник для подвешивания, содержащий цилиндр статора для соединения с трубной колонной, цилиндр ползуна для соединения с буровым долотом, скользящее соединение, продольно соединяющее цилиндр ползуна с цилиндром статора с обеспечением возможности перемещения цилиндра ползуна между выдвинутым положением и убранном положением, торсионное соединение, соединяющее цилиндр ползуна с цилиндром статора в указанных выдвинутым и убранном положениях и между указанными выдвинутым и убранными положениями, одну или несколько пружин, установленных между цилиндром

статора и цилиндром ползуна, и регулируемый демпфер, имеющий режим демпфирования и резонансный режим и выполненный с возможностью демпфирования колебаний бурового долота, когда КНБК вращается с первой угловой скоростью в режиме демпфирования, и резонанса с колебаниями бурового долота, когда КНБК вращается со второй угловой скоростью с передачей при этом ударной энергии на буровое долото в резонансном режиме. Регулируемый демпфер содержит масляный буфер и электронный модуль, содержащий исполнительный механизм, выполненный с возможностью переключения регулируемого демпфера между режимом демпфирования и резонансным режимом, тахометр, выполненный с возможностью измерения угловой скорости КНБК, блок запоминающего устройства, выполненный с

возможностью сохранения значений первой и второй угловых скоростей, и микроконтроллер, поддерживающий связь с тахометром, блоком запоминающего устройства и исполнительным механизмом и выполненный с возможностью активировать исполнительный механизм в ответ

на сравнение между измеренной угловой скоростью и первой и второй угловыми скоростями. Обеспечивается повышение эффективности разрушения горной породы. 2 н. и 10 з.п. ф-лы, 20 ил.

R U 2 7 3 8 1 9 6 C 2

R U 2 7 3 8 1 9 6 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

E21B 7/24 (2020.08); E21B 28/00 (2020.08); E21B 43/003 (2020.08)(21)(22) Application: **2017120275, 09.06.2017**(24) Effective date for property rights:
09.06.2017Registration date:
09.12.2020

Priority:

(30) Convention priority:
13.06.2016 EP 16305713.6(43) Application published: **10.12.2018 Bull. № 34**(45) Date of publication: **09.12.2020 Bull. № 34**

Mail address:

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

(72) Inventor(s):

PELFRENE, Gilles (FR)

(73) Proprietor(s):

VAREL EUROPE S.A.S. (FR)(54) **ROCK DRILLING SYSTEM WITH PASSIVE GUIDANCE OF FORCED OSCILLATIONS**

(57) Abstract:

FIELD: drilling of wells.

SUBSTANCE: drilling string bottom (DSB) arrangement comprises a drill bit configured to perform oscillations during interaction with the rock and rotation, and an adapter for suspension, containing stator cylinder for connection with pipe string, slider cylinder for connection with drilling bit, sliding connection, longitudinally connecting slider cylinder with stator cylinder with possibility of slider cylinder movement between extended position and retracted position, torsion joint connecting slider cylinder with stator cylinder in said extended and retracted positions and between said extended and retracted positions, one or more springs installed between stator cylinder and slider cylinder, and adjustable damper, having a damping mode and a resonance mode and configured to damp oscillations of the drill bit, when DSB is rotated with

first angular speed in damping mode, and resonance with oscillations of drilling bit, when DSB rotates at second angular speed with transfer of impact energy to drill bit in resonance mode. Adjustable damper comprises an oil buffer and an electronic module comprising an actuator, configured to switch adjustable damper between damping mode and resonance mode, tachometer configured to measure angular velocity of DSB, memory unit configured to store first and second angular velocity values, and microcontroller, maintaining communication with tachometer, memory unit and actuator and configured to activate the actuator in response to a comparison between the measured angular velocity and the first and second angular velocities.

EFFECT: higher efficiency of rock destruction.
12 cl, 20 dwg

ПРЕДПОСЫЛКИ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Область техники изобретения

[0001] Настоящее изобретение в общем относится к системе бурения горной породы с пассивно наводимыми вынужденными колебаниями.

5 Описание известного уровня техники

[0002] В патенте США 7,591,327 раскрыт способ бурения ствола скважины включающий в себя этапы спуска бурового долота, прикрепленного к бурильной колонне в ствол скважины, причем буровое долото имеет подъемный элемент, действующий в осевом направлении с дальним концом, выступающим за рабочую
10 поверхность бурового долота; взаимодействия дальнего конца подъемного элемента, упирающегося в пласт, при котором пласт прикладывает реактивную силу на подъемный элемент при вращении бурильной колонны; и приложения силы на подъемный элемент, которая противодействует реактивной силе, так, что подъемный элемент вибрирует и передает резонансную частоту в пласт.

15 [0003] В патенте США 9,033,069 раскрыто буровое долото, имеющее корпус долота, по меньшей мере одну лопасть, выступающую радиально от корпуса долота, множество режущих элементов лопастей, установленных на каждой лопасти, по меньшей мере одну цапфу, проходящую вниз и радиально наружу от продольной оси бурового долота, конусную шарошку или дисковую шарошку, установленную свободно вращающейся
20 на каждой цапфе, и множество режущих элементов, установленных на конусной шарошке или дисковой шарошке, а также способы изготовления бурового долота.

[0004] В патенте США 9,068,400 раскрыт способ управления бурового станка вращательного бурения с улучшенной резонансом работой, включающего в себя вращающееся буровое долото и генератор колебаний для приложения осциллирующей
25 осевой нагрузки на вращающееся буровое долото, способ включает в себя: регулирование частоты (f) генератора колебаний в буровом станке вращательного бурения с улучшенной резонансом работой при этом частота (f) поддерживается в заданном диапазоне, и регулирование динамической силы генератора колебаний в буровом станке вращательного бурения с улучшенной резонансом работой, при этом
30 динамическая сила поддерживается в заданном диапазоне, при этом частота и динамическая сила генератора колебаний регулируются посредством мониторинга сигналов, представляющих прочность на сжатие материала, который бурят, и для регулирования частоты и динамической силы генератора колебаний применяется механизм с закрытым контуром и обратной связью в режиме реального времени
35 согласно изменениям в прочности на сжатие материала, который бурят.

[0005] В патенте США 6,234,728 раскрыт узел крепления для сверлильного станка, такого как сверлильная головка на станке, где вал механической обработки включает в себя опору, снабженную средством для соединения с машиной; держатель инструмента, снабженный средством для фиксации инструмента; средство для аксиального
40 направления держателя инструмента относительно опоры; средство для стыковки при вращении держателя инструмента и опоры; и упруго деформируемое средство для подвешивания для подвешивания держателя инструмента на опоре, при этом средство для подвешивания обеспечивает аксиальное поступательное перемещение и самоподдерживающееся возвратно-поступательное перемещение или вибрационные
45 аксиальные перемещения держателя инструмента в результате регулируемого смещения опоры по отношению к заготовке.

[0006] В патенте США 7,654,344 раскрыт преобразователь крутящего момента для применения в бурении вращательным буровым долотом, преобразователь крутящего

момента предназначен для поглощения ударов и осуществления аксиального перемещения бурового долота, когда крутящий момент превышает заданную величину. Для данной цели преобразователь крутящего момента составлен из двух цилиндрических частей колонны, соединенных посредством элементов подшипников. Части колонны соединены друг с другом через спиральные элементы таким способом, что при относительном вращении двух цилиндрических частей колонны осуществляется аксиальное перемещение, которое разгружает буровое долото.

[0007] В публикации патентной заявки 2016/0053545 раскрыта система бурения, включающая в себя бурильную колонну, выдвигаемую в ствол скважины, проходящий через подземный пласт. Подземный пласт имеет резонансную частоту, и буровое долото соединено с дальним концом бурильной колонны. Вибрационный переводник установлен в бурильной колонне смежно с буровым долотом для генерирования вибрационных волн напряжения на буровом долоте, и вибрационные волны напряжения имеют частоту колебаний, аппроксимирующую резонансную частоту.

[0008] В публикации патентной заявки США 2016/0053546 раскрыта компоновка низа бурильной колонны, которую включает в себя бурильная колонна, выдвигаемая в ствол скважины, и буровое долото, установленное на дальнем конце бурильной колонны. Вибрационный переводник установлен в бурильной колонне аксиально смежно с буровым долотом и включает в себя один или несколько вибраторов, передающих колебания на буровое долото.

[0009] В публикации патентной заявки США 2016/0053547 раскрыто буровое долото, включающее в себя корпус долота и один или несколько режущих элементов, установленных на корпусе долота в заданных местах. По меньшей мере один вибратор установлен на корпусе долота для передачи колебаний на корпус долота и минимизации при этом прихвата и проскальзывания.

[0010] В публикации патентной заявки США 2012/0228029 раскрыт способ уменьшения трения между соединенными друг с другом наружным и внутренним спиральными элементами забойного демпфера, где демпфер включает в себя наружный корпус демпфера и внутренний корпус демпфера, и где наружный и внутренний корпуса демпфера телескопически перемещаются относительно друг друга, причем наружный и внутренний корпуса демпфера смещаются в направлении выдвигания, и где один из наружного и внутреннего корпусов демпфера соединен с буровым долотом, которое может работать на поверхности забоя ствола скважины, и где другой из наружного и внутреннего корпусов демпфера соединен с передающим крутящий момент и силу элементом, и где наружная и внутренняя спиральные части выполнены с возможностью убирания долота от поверхности забоя, когда крутящий момент, прикладываемый передающим крутящий момент и силу элементом превышает заданную величину, при этом способ включает в себя обеспечение свободного относительного перемещения между внутренним и наружным корпусом потока материала смазки под давлением между спиральными элементами.

[0011] В британском патенте GB 2 439 177 раскрыто устройство инструмента для применения в бурении с вращательным буровым долотом, задачей инструмента является обеспечение аксиального перемещения бурового долота, когда крутящий момент превышает заданную величину. Буровое долото поднимается так, что оно не повреждается, когда колонна неожиданно высвобождается после заклинивания. Инструмент составлен из двух цилиндрических частей колонны, соединенных посредством направляющих и уплотнительных элементов. Части колонны соединены между собой геликоидными зубчатыми элементами. Относительное вращение частей

колонны приводит к аксиальному перемещению и сжатию пружины с заданным преднапряжением.

[0012] В британском патенте GB 2 439 178 раскрыто устройство инструмента для применения в бурении с вращательным буровым долотом, задачей инструмента является обеспечение аксиального перемещения бурового долота, когда крутящий момент превышает заданную величину. Для данной цели инструмент составлен из двух цилиндрических частей колонны, соединенных посредством направляющих и уплотнительных элементов. Части колонны соединены между собой посредством вращательно жесткого, аксиально перемещающегося зубчатого зацепления. Аксиальное перемещение получают, когда перепад давления между внутренним давлением и наружным давлением генерирует силу на площади действия перепада, между периферийными частями колонны, которая больше силы предварительного напряжения пружины.

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0013] Настоящее изобретение в общем относится к системе бурения горной породы с пассивно наводимыми вынужденными колебаниями. В одном варианте осуществления компоновка низа бурильной колонны (КНБК) включает в себя: буровое долото, выполненное с возможностью совершения колебаний при взаимодействии с породой и вращении; и переводник для подвешивания. Переводник для подвешивания включает в себя: цилиндр статора для соединения с трубной колонной; цилиндр ползуна для соединения с буровым долотом; скользящее соединение, продольно соединяющее цилиндр ползуна с цилиндром статора, при этом обеспечивающее перемещение цилиндра ползуна между выдвинутым положением и убранном положением; торсионное соединение соединяющее цилиндр ползуна с цилиндром статора в указанных положениях и между указанными положениями; и одну или несколько пружин, установленных между цилиндром статора и цилиндром ползуна. Переводник для подвешивания настроен относительно бурового долота для: демпфирования колебаний бурового долота, когда КНБК вращается с первой угловой скоростью; и резонанса с колебаниями бурового долота, когда КНБК вращается со второй угловой скоростью, при этом, передавая ударную энергию буровое долото.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

[0014] Для более детального понимания кратко описанных выше признаков настоящего изобретения дается более конкретное описание изобретения со ссылками на варианты осуществления, некоторые из которых показаны на прилагаемых чертежах. Следует отметить, вместе с тем, что прилагаемые чертежи иллюстрируют только обычные варианты осуществления данного изобретения и поэтому не должны считаться ограничивающими его объем, поскольку изобретение допускает другие равно эффективные варианты осуществления.

[0015] На фиг. 1А показано бурение ствола скважины с компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) пассивно наводимых вынужденных колебаний, работающей в режиме демпфирования, согласно одному варианту осуществления настоящего изобретения. На фиг. 1В показано бурение ствола скважины с КНБК, работающей в резонансном режиме. На фиг. 1С показана динамическая характеристика КНБК.

[0016] На фиг. 2А-2С показаны КНБК.

[0017] На фиг. 3А показана режущая поверхность бурового долота КНБК. На фиг. 3В и 3С показаны режущие поверхности первого и второго альтернативных буровых долот, целесообразных для применения с КНБК согласно другим вариантам осуществления настоящего изобретения. На фиг. 3D показан режущий элемент бурового

долота.

[0018] На фиг. 4 показана настройка КНБК.

[0019] На фиг. 5 показано дополнительно бурение ствола скважины с применением КНБК.

5 [0020] На фиг. 6А и 6В показан первый альтернативный переводник для подвешивания применение которого целесообразно с КНБК, согласно другому варианту осуществления настоящего изобретения. На фиг. 6С и 6D показан второй альтернативный переводник для подвешивания применение которого целесообразно с КНБК, согласно другому варианту осуществления настоящего изобретения. На фиг. 6Е показана динамическая характеристика второго альтернативного переводника для подвешивания.

10 [0021] На фиг. 7А показан третий альтернативный переводник для подвешивания применение которого целесообразно с КНБК, согласно другому варианту осуществления настоящего изобретения. На фиг. 7В показана динамическая характеристика третьего альтернативного переводника для подвешивания. На фиг. 7С показана динамическая характеристика модифицированного третьего альтернативного переводника для подвешивания.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ

[0001] На фиг. 1А показано бурение ствола 1 скважины с компоновкой 2 низа бурильной колонны (КНБК), работающей в режиме демпфирования с пассивно
20 наводимыми вынужденными колебаниями. На фиг. 1В показано бурение ствола 1 скважины с КНБК 2, работающей в резонансном режиме. На фиг. 1С показана динамическая характеристика КНБК 2. КНБК 2 может соединяться с низом колонны 3 труб, таких как бурильные трубы, или гибкой насосно-компрессорной трубой, образующих бурильную колонну, спускаемую в ствол 1 скважины. КНБК 2 может
25 включать в себя одну или несколько утяжеленных бурильных труб 4, переводник 5 для подвешивания, и буровое долото 6 с неподвижным вооружением. Буровое долото 6 может вращаться с первой угловой скоростью 7d, например, с помощью вращения бурильной колонны с буровой установки (не показано) и/или буровым забойным двигателем (не показано) КНБК 2, когда буровой раствор 8, например, промывочный
30 раствор подается насосом вниз по бурильной колонне. Часть веса бурильной колонны может передаваться на буровое долото 6, когда переводник для подвешивания находится в положении готовности (показано) между выдвинутым положением (не показано) и убранном положении (не показано). Буровой раствор 8 может выпускаться буровым долотом 6 и уносить выбуренную породу вверх по кольцевому пространству 9,
35 образованному между бурильной колонной и стволом 1 скважины и/или между бурильной колонной и обсадной колонной и/или колонной 10 хвостовика. Буровой раствор и выбуренную породу вместе называют шламом 11.

[0002] КНБК 2 может работать в режиме демпфирования вследствие ее вращения с первой угловой скоростью 7d. Режим демпфирования может быть выбран, когда ствол
40 1 скважины бурят через рыхлую породу 12s. В режиме демпфирования переводник 5 для подвешивания может ослаблять колебания бурового долота 6 вследствие взаимодействия с рыхлой породой 12s. Данное ослабление обеспечивает буровому долоту 6 с неподвижным вооружением работу в сдвигающем режиме, который является эффективным способом разрушения горной породы, вследствие демонстрации рыхлой
45 породой пластического разрушения.

[0003] Вместе с тем, когда встречается пласт 12h твердой горной породы, сдвигающий режим становится неэффективным. Когда встречается пласт 12h твердой горной породы, скорость вращения КНБК 2 могут уменьшать до второй угловой скорости 7r, при этом

переключая КНБК в резонансный режим работы. В резонансном режиме работы переводник 5 для подвешивания может создавать возвратно-поступательное перемещение 13 бурового долота 6 в ответ на его колебания, при этом переключая работу бурового долота в режим ударного действия, что является эффективным способом разрушения горной породы, вследствие демонстрации пластом 12h твердой горной породы хрупкого разрушения.

[0004] Предпочтительно, КНБК 2 является пассивным устройством, которое работает, используя собственные колебания бурового долота 6, создаваемые при его работе, без применения резонаторного инструмента, которому требуется источник энергии.

[0005] Альтернативно, можно увеличивать угловую скорость вместо уменьшения для переключения КНБК 2 из режима демпфирования в резонансный режим.

[0006] На фиг. 2A-2C показана КНБК 2. Переводник 5 для подвешивания может включать в себя статор 14, ползун 15, наружную муфту 16, скользящее соединение 17, одно или несколько (показана пара) торсионных соединений 18, и одну или несколько (показано восемь) работающих на сжатие пружин, таких как тарельчатые пружины 19. Переводник 5 для подвешивания может иметь сквозной продольный канал для прохода бурового раствора 8. Статор 14 может являться верхним цилиндром и ползун 15 может являться нижним цилиндром. Для облегчения сборки ползун 15 может включать в себя пару полуцилиндрических сегментов 15a,b, соединяемых вместе, например резьбовыми крепежными элементами 20a,b. Статор 14 может иметь соединительное средство, такое как резьбовой ниппель, выполненный на его верхнем конце, для соединения утяжеленной буровой трубы 4 с переводником 5 для подвешивания. Ползун 15 может иметь соединительное средство, такое как резьбовая муфта, выполненная на его нижнем конце для соединения переводника 5 для подвешивания с буровым долотом 6.

[0007] Скользящее соединение 17 может обеспечивать ползуну 15 продольное перемещение относительно статора 14 между выдвинутым положением (не показано) и убранным положением (не показано). Статор 14 может иметь верхнюю головную часть 14h и нижний ствол 14s, имеющий наружный диаметр, уменьшенный относительно головной части. Заплечик 14d для пружины может быть выполнен между головной частью 14h и стволом 14s статора 14. Ползун 15 может принимать в себя ствол 14s, и свободно скользящее соединение может быть выполнено между наружной поверхностью ствола и внутренней поверхностью ползуна. Каждая позиция, статор 14, ползун 15 и муфта 16 могут быть выполнены из металла или сплава, такого как сталь, нержавеющая сталь или сплав на основе никеля, имеющего прочность, достаточную для несения веса и крутящего момента, передаваемых на буровое долото 6 во время бурения.

[0008] Скользящее соединение 17 может включать в себя стопорное кольцо 17r, стопорную канавку 17g, задерживающую канавку 17v и один или несколько резьбовых крепежных элементов 20c,d. Для облегчения сборки стопорное кольцо 17r может включать в себя пару сегментов 17a,b, проходящих половину окружности, соединенных вместе, например, резьбовыми крепежными элементами 20c,d. Задерживающая канавка 17v может быть выполнена в наружной поверхности ствола 14s, и стопорное кольцо 17r может быть смонтировано в задерживающей канавке, таким образом стопорное кольцо продольно соединяется со статором 14. Стопорная канавка 17g может быть выполнена во внутренней поверхности ползуна 15, и ползун может быть собран так, что стопорная канавка принимает в нем стопорное кольцо 17r. Стопорная канавка 17g может иметь длину больше длины стопорного кольца 17r, при этом обеспечивается ограниченное продольное перемещение ползуна 15 относительно статора 14. Разность

между длиной стопорной канавки 17g и длиной стопорного кольца 17г может иметь величину в диапазоне от одной десятой миллиметра до пяти миллиметров. Стопорное кольцо 17г может сцепляться с верхним концом стопорной канавки 17g, когда переводник 5 для подвешивания находится в выдвинутом положении, и стопорное кольцо может сцепляться с нижним концом стопорной канавки, когда переводник для подвешивания находится в убранном положении.

[0009] Каждое торсионное соединение 18 может включать в себя шпонку 18k, удерживающий паз 18r, направляющий паз 18g и резьбовые крепежные элементы 20e. Каждый удерживающий паз 18г может быть выполнен в наружной поверхности ствола 14s и соответствующая шпонка 18k может крепиться к стволу в удерживающем пазу, таким образом, продольно и торсионно шпонка соединяется со статором 14. Каждый направляющий паз 18g может быть выполнен во внутренней поверхности ползуна 15, и ползун может быть собран так, что направляющий паз принимает в нем соответствующую шпонку 18k. Каждый направляющий паз 18g может иметь длину больше длины соответствующей шпонки 18k, при этом обеспечивая ограниченное продольное перемещение ползуна 15 относительно статора 14 с таким торсионным соединением ползуна со статором, что ползун вращается со статором во время бурения. Разность между длиной каждого направляющего паза 18g и длиной соответствующей шпонки 18k может быть больше разности между длиной стопорной канавки 17g и длиной стопорного кольца 17г.

[0010] Камера для пружин может быть выполнена продольно между заплечиком 14d для пружины и верхом ползуна 15. Камера для пружин может быть выполнена радиально между внутренней поверхностью муфты 16 и наружной поверхностью ствола 14s. Тарельчатые пружины 19 могут быть установлены в камере для пружин в комплекте 19s расположенными последовательно (показано) и/или параллельно (фиг. 4). Тарельчатые пружины 19 могут смещать переводник 5 для подвешивания к выдвинутому положению. В резонансном режиме тарельчатые пружины 19 могут накапливать энергию от колебания вверх бурового долота 6 и выделять энергию во время колебания бурового долота вниз, при этом обуславливая удар стопорного кольца 17г по нижнему концу стопорной канавки и передачу ударной энергии на буровое долото 6. В режиме демпфирования тарельчатые пружины 19 могут ослаблять колебания бурового долота 6 посредством трения между индивидуальными пружинами.

[0011] Верхний конец муфты 16 может принимать выемка, выполненная в наружной поверхности головной части 14h, и муфта может продольно и торсионно соединяться со статором 14, например, крепежным элементом 20f. Муфта 16 может проходить вниз для закрытия камеры пружины и перекрытия наружной поверхности ползуна 15. Свободно скользящее соединение может быть выполнено между наружной поверхностью ползуна 15 и внутренней поверхностью муфты 16. Муфта 16 может предотвращать вход выбуренной породы в шламе 11 в камеру для пружин и создание препятствий работе тарельчатых пружин 19.

[0012] Альтернативно, ствол 14s может нести скользящее уплотнение, которое может взаимодействовать с полированным приемным гнездом, выполненным во внутренней поверхности ползуна 15, муфта 16 может нести другое скользящее уплотнение, которое может взаимодействовать с полированной наружной поверхностью ползуна 15, в камере для пружин можно разместить смазку, и сбалансированный масляный резервуар может быть выполнен в головной части 14h.

[0013] На фиг. 3А показана режущая поверхность бурового долота 6. Как также показано на фиг. 2А, буровое долото 6 может включать в себя корпус 21 долота,

хвостовик 22, режущую поверхность и калибрующую часть. Хвостовик 22 может быть трубчатым и включать в себя верхнюю деталь и нижнюю деталь, соединенную с верхней деталью, например, резьбовыми соединениями, скрепленными сваркой. Корпус 21 долота может быть выполнен из композитного материала, такого как керамика и/или металлокерамический порошковый материал корпуса, инфильтрованный металлическим связующим. Корпус 21 долота может быть установлен на нижнюю деталь хвостовика во время его отливки. Хвостовик 22 может быть выполнен из металла или сплава, такого как сталь, и имеет присоединительное средство, такое как резьбовой ниппель, выполненный на его верхнем конце для присоединения бурового долота 6 к переводнику 5 для подвешивания. Хвостовик 22 может иметь сквозной канал прохода потока и канал может проходить в корпус 21 долота до его внутренней полости. Режущая поверхность может образовывать нижний конец бурового долота 6, и калибрующая часть может образовывать его наружный участок.

[0014] Альтернативно, корпус 21 долота может быть металлическим, например, выполненным из стали, и может снабжаться твердосплавными наплавками. Металлический корпус долота может соединяться с модифицированным хвостовиком резьбовым соединительным средством и затем скрепляться сваркой.

[0015] Режущая поверхность может включать в себя одну или несколько (показано три) основных лопастей 23р, одну или несколько (показано четыре) вспомогательных лопастей 23s, каналы текучей среды, выполненные между лопастями, передние режущие элементы 24а, и вспомогательные режущие элементы 24б. Лопастей 23р,s могут располагаться вблизи режущей поверхности, и каждая лопасть может быть выполнена во время отливки корпуса 21 долота и может выступать из нижней части корпуса долота. Основные лопасти 23р могут каждая проходить от центра режущей поверхности до калибрующей части. Одно или несколько отверстий 25 могут быть выполнены в корпусе 21 долота, и каждое отверстие может проходить из внутренней полости через нижнюю часть корпуса долота для выпуска бурового раствора 8 по каналам текучей среды. Сопло (не показано) может быть установлено в каждом отверстии и скреплено с корпусом 21 долота. Внутренняя группа (не показано) из одного или нескольких отверстий 25 может располагаться смежно с центром режущей поверхности. Вспомогательные лопасти 14s могут проходить от места на режущей поверхности смежного с внутренней группой отверстий 25 до калибрующей части. Каждая лопасть 23 р,s может проходить в общем радиально от режущей поверхности до калибрующей части по спирали с небольшой кривизной.

[0016] Каждая лопасть 23р,s может быть выполнена из одного материала с корпусом 21 долота. Передние режущие элементы 24а могут быть установлены в гнездах, выполненных по передним кромкам лопастей 23р,s, например с помощью пайки высокотемпературным припоем. Вспомогательные режущие элементы 24б могут устанавливаться в гнездах, выполненных по нижним частям лопастей 23р,s, например, с помощью пайки высокотемпературным припоем. Каждый вспомогательный режущий элемент 24б может быть соосным или несколько смещенным от оси соответствующего переднего режущего элемента 24а. Вспомогательные режущие элементы 24б могут проходить или могут не полностью проходить до калибрующей части. Каждый режущий элемент 24а,b может включать в себя сверхтвердый плоский слой, например, из поликристаллического алмаза, прикрепленный к твердой подложке, например, металлокерамической, при этом получают вставку, такую как вставка из поликристаллического алмаза (PDC). Нижний край 26 каждой лопасти 14р,s может быть импрегнирован сверхтвердым материалом, таким как алмаз, для улучшения

абразивной стойкости.

[0017] Калибрующая часть может включать в себя множество калибрующих площадок 27 и каналов для выноса шлама, выполненных между калибрующими площадками. Каналы для выноса шлама могут сообщаться текучей средой с каналами для текучей среды, выполненными между лопастями 23p,s. Калибрующие площадки 27 могут располагаться вокруг калибрующей части, и каждая площадка может быть выполнена во время отливки корпуса долота 12 и может выступать от наружной части корпуса долота. Каждая калибрующая площадка 27 может быть выполнена из одного материала с корпусом долота, и каждая калибрующая площадка может быть выполнена интегрально с соответствующей лопастью 23p,s.

[0018] На фиг. 3D показан один из режущих элементов 24a,b. Каждый режущий элемент 24a,b может быть установлен, например, с помощью пайки высокотемпературным припоем, в соответствующем гнезде под передним углом 28 в тыльной плоскости с величиной в диапазоне от тридцати до сорока пяти градусов. Каждый режущий элемент 24a,b может иметь фаску, выполненную в кромке режущей плоскости. Угол 29 каждой фаски может иметь величину в диапазоне от тридцати до шестидесяти градусов, и высота 30 каждой фаски может иметь величину в диапазоне от шести десятых миллиметра до полтора миллиметров. Большой передний угол 28 в тыльной плоскости и/или большая высота 30 фаски могут улучшить ударную стойкость режущих элементов 24a,b, чтобы выдерживать бурение в резонансном режиме. Данное улучшение ударной стойкости можно получить за счет некоторого уменьшения КПД породоразрушения.

[0019] Альтернативно, передний угол 28 в тыльной плоскости может иметь величину в диапазоне от нуля до шестидесяти градусов, угол 29 фаски может иметь величину в диапазоне от тридцати до восьмидесяти градусов, и/или высота 30 фаски может иметь величину в диапазоне от одной десятой миллиметра до трех миллиметров.

[0020] На фиг. 3B и 3C показаны режущие поверхности первого и второго альтернативных буровых долот 32, 33, целесообразных для применения с КНБК 2 согласно другому варианту осуществления настоящего изобретения. Либо первое альтернативное буровое долото 32 или второе альтернативное буровое долото 33 могут соединяться с переводником 5 для подвешивания вместо бурового долота 6. Первое альтернативное буровое долото 32 может быть одинаковым с буровым долотом 6, за исключением того, что исключены две вспомогательные лопасти 23s и исключены вспомогательные режущие элементы 24b.

[0021] Альтернативно, буровое долото 6 может иметь вспомогательные режущие элементы 24b, убранные из него. Альтернативно, первое альтернативное буровое долото 32 может иметь вспомогательных режущие элементы 24b.

[0022] Второе альтернативное буровое долото 33 может быть одинаковым с буровым долотом 6, за исключением того, что добавлена основная лопасть 23p, при этом лопасти являются более спиральными, ударные штыри 33d установлены на участках основных лопастей смежных с центром режущей поверхности и периферийных участках вспомогательных лопастей 23s. Каждый ударный штырь 33d может быть выполнен из металлокерамики и может быть импрегнирован или не импрегнирован сверхтвердым материалом, таким как алмаз, для улучшения абразивной стойкости.

[0023] Альтернативно, можно применять ударные кольца, такие как кольца круглого сечения, вместо ударных штырей 33d. Альтернативно, буровое долото 6 и/или первое альтернативное буровое долото 32 может иметь ударные штыри 33d и/или спиральные лопасти. Альтернативно, из второго альтернативного бурового долота 33 могут быть исключены вспомогательные режущие элементы, также как радиальные лопасти и/или

ударные штыри 33d могут быть исключены из него.

[0024] Альтернативно, шарошечное буровое долото, ударное буровое долото или импрегнированное буровое долото может соединяться с переводником 5 для подвешивания вместо бурового долота 6 с неподвижным вооружением.

5 [0025] На фиг. 4 показана настройка КНБК 2. Для настройки переводника 5 для подвешивания можно определить частоту вынужденных колебаний бурового долота 6, 32, 33. Частоту вынужденных колебаний можно определить, умножив общее число лопастей (основных и вспомогательных) на угловую скорость КНБК 2, измеренную в оборотах в секунду. Можно применять требуемую угловую скорость для бурения либо
10 рыхлой породы 12s или твердой породы 12h. Например, если принять, что буровое долото 6 выбрано, и КНБК должна вращаться со скоростью шестьдесят оборотов в минуту (RPM) (один оборот в секунду) в рыхлой породе 12s, частота вынужденных колебаний должна быть равна семи Герц (Гц). Частоту вынужденных колебаний можно
15 затем применять для конфигурирования тарельчатых пружин 19 для получения частоты демпфирования при семи Гц (или резонансной частоты, если угловая скорость требуется вместо этого для твердой породы 12h).

[0026] Параметры тарельчатых пружин 19, которые можно варьировать для выбора конфигурации комплекта, имеющего демпфирующую частоту при частоте вынужденных колебаний, включают в себя: внутренний диаметр 34n каждой тарельчатой пружины,
20 наружный диаметр 34o каждой тарельчатой пружины, высоту 34h каждой тарельчатой пружины, толщину 34t каждой тарельчатой пружины, число тарельчатых пружин в комплекте 19s, и расположение тарельчатых пружин, либо последовательное и/или параллельное. Выбор параметров может облегчить программное обеспечение динамического моделирования, исполняемое компьютером.

25 [0027] Когда конфигурация комплекта 19s тарельчатых пружин 19 определена, можно определить резонансную частоту комплекта и применить для определения угловой скорости КНБК 2 для переключения из режима демпфирования в резонансный режим (или наоборот, если резонансную частоту применяли для конфигурирования комплекта вместо частоты демпфирования).

30 [0028] Если переводник 5 для подвешивания уже разработан и/или изготовлен, тогда диаметры 34n,o могут быть фиксированными и число пружин в комплекте 19s может быть ограниченным; вместе с тем, комплект может иметь высоту меньше высоты камеры для пружин и доводиться до высоты камеры для пружин прокладкой.

[0029] Дополнительно, некоторые параметры бурового долота 6 можно использовать
35 для изменения динамической характеристики переводника 5 для подвешивания. Например, включение в состав вспомогательных режущих элементов 24b может служить для снижения пиков резонансной частоты и создания полосы резонансной частоты в противоположность их исключению. Увеличение движения по спирали лопастей 14p,s может также служить для уплощения пиков резонансной частоты и создавать полосу
40 резонансных частот против радиальной лопасти. Дополнительно, осевую нагрузку на долото можно регулировать во время бурения для регулирования хода переводника для подвешивания в резонансном режиме.

[0030] На фиг. 5 дополнительно показано бурение ствола скважины с применением КНБК 2. Скорость проходки (ROP) может уменьшаться при выполнении буровым
45 долотом 6 бурения через твердую породу 12h. Когда твердая порода 12h пробурена с переводником 5 для подвешивания, работающим в резонансном режиме, переводник для подвешивания можно переключить обратно в режим демпфирования для бурения через вторую рыхлую породу 35a с помощью увеличения скорости вращения до первой

угловой скорости 7d. Когда вторая рыхлая порода 35a пробурена, переводник 5 для подвешивания можно переключить в резонансный режим для бурения через вторую твердую породу 35b с помощью уменьшения скорости вращения до второй угловой скорости 7г. Когда вторая твердая порода 35b пробурена, переводник 5 для подвешивания можно переключить в режим демпфирования для бурения через третью рыхлую породу 35c с помощью увеличения скорости вращения до первой угловой скорости 7d. Когда третья рыхлая порода 35c пробурена, переводник 5 для подвешивания можно переключить в резонансный режим для бурения через третью твердую породу 35d с помощью уменьшения скорости вращения до второй угловой скорости 7г. Когда третья твердая порода 35d пробурена, переводник 5 для подвешивания можно переключить обратно в режим демпфирования для бурения через четвертую рыхлую породу 35e с помощью увеличения скорости вращения до первой угловой скорости 7d.

[0031] Решение существующей техники для бурения ствола скважины включает в себя бурение рыхлых пород 12s, 35a,c,e буровым долотом с поликристаллическими алмазными вставками (PDC) и бурение твердых пород 7h, 35b,d буровым долотом с коническими шарошками. Данное означает, что каждый раз при встрече отличающегося пласта породы, бурильную колонну должны поднимать на буровую установку на поверхности, заменять буровое долото и повторно спускать бурильную колонну в ствол скважины (что называют рейсом туда и обратно), при этом требуется шесть дополнительных рейсов туда и обратно для завершения бурения ствола скважины. Хотя КНБК 2, очевидно не достигает скорости проходки бурового долота PDC при бурении через рыхлые породы или бурового долота с коническими шарошками при бурении через твердые породы, КНБК обладает возможностью бурения всего ствола скважины без дополнительных шести рейсов туда и обратно для замены буровых долот, что должно приводить к гораздо меньшим затратам времени буровой установки на спускоподъемные операции для бурения ствола 1 скважины.

[0032] На фиг. 6А и 6В показан первый альтернативный переводник 36 для подвешивания, применение которого целесообразно с КНБК 2 согласно другому варианту осуществления настоящего изобретения. Первый альтернативный переводник 36 для подвешивания может быть смонтирован, как часть КНБК 2 вместо переводника 5 для подвешивания. Первый альтернативный переводник 36 для подвешивания может быть одинаковым с переводником 5 для подвешивания за исключением того, что включает в себя внутренний комплект 36n тарельчатых пружин 19 и наружный комплект 36o тарельчатых пружин, установленные в камере для пружин. Наружный комплект 36o может быть коаксиально установлен вокруг внутреннего комплекта 36n. Наружный комплект 36o может иметь по меньшей мере один параметр, отличающийся от внутреннего комплекта 36n, например наружный комплект может иметь отличающееся число тарельчатых пружин (восемь вместо шести, как показано). Первый альтернативный переводник 36 для подвешивания, имеющий два комплекта 36n,o может давать дополнительный набор частот для работы в резонансном режиме и режиме демпфирования (см. фиг. 6Е) для динамической характеристики, при этом обеспечивая увеличенную гибкость в настройке.

[0033] В схемах фиг. 6В и 6D тарельчатые пружины 36n,o, 37a-c показаны как пружинный элемент и как демпфирующий элемент вследствие их комплексной динамической характеристики.

[0034] Альтернативно, внутренний комплект 36n и/или наружный комплект 36o может включать в себя только одну тарельчатую пружину 19.

[0035] На фиг. 6С и 6D показан второй альтернативный переводник 37 для подвешивания, применение которого целесообразно с КНБК 2 согласно другому варианту осуществления настоящего изобретения. На фиг. 6Е показана динамическая характеристика второго альтернативного переводника 37 для подвешивания. Второй альтернативный переводник 37 для подвешивания может быть смонтирован, как часть КНБК 2 вместо переводника 5 для подвешивания. Второй альтернативный переводник 37 для подвешивания может быть одинаковым с переводником 5 для подвешивания за исключением того, что включает в себя множество 37а-с комплектов тарельчатых пружин 19, установленных в камере для пружин, и направляющий стержень 37г для каждого комплекта. Каждый направляющий стержень 37г может соединяться со статором, проходить через камеру для пружин и приниматься в направляющем канале, выполненном в ползуне. Комплекты 37а-с могут быть эксцентрично установлены вокруг камеры пружин, и каждый комплект может быть установлен вокруг соответствующего направляющего стержня 37г. Каждый комплект 37а-с может иметь по меньшей мере один параметр отличающийся от других комплектов, как, например, первый комплект 37а с пятью тарельчатыми пружинами 19, установленными последовательно, второй комплект 37б с семью тарельчатыми пружинами, установленными последовательно и параллельно, и третий комплект 37с с тремя тарельчатыми пружинами, установленными последовательно. Второй альтернативный переводник 37 для подвешивания, имеющий три комплекта 37а-с, может давать две дополнительных группы частот для работы в резонансном режиме и режиме демпфирования для динамической характеристики, при этом обеспечивая увеличенную гибкость в настройке.

[0036] На фиг. 7А показан третий альтернативный переводник 38 для подвешивания, применение которого целесообразно с КНБК 2, согласно другому варианту осуществления настоящего изобретения. На фиг. 7В показана динамическая характеристика третьего альтернативного переводника 38 для подвешивания. Третий альтернативный переводник 38 для подвешивания может быть смонтирован, как часть КНБК 2 вместо переводника 5 для подвешивания. Третий альтернативный переводник 38 для подвешивания может включать в себя модифицированный статор 44, ползун 15, наружную муфту 16 (не показано), скользящее соединение 17 (не показано), торсионное соединение (соединения) 18 (не показано), пружину 39, регулируемый демпфер 40, и скользящие уплотнения (не показано), уплотнительные стыки между модифицированным статором и ползуном и между наружной муфтой и ползуном. Вследствие обеспечения регулируемого демпфера 40, пружина 39 может не являться тарельчатой пружиной, и являться работающей на сжатие или растяжение пружиной любого другого типа, такой как спиральная пружина, газовая пружина, или волнистая пружина.

[0037] Модифицированный статор 44 может быть одинаковым со статором 14 за исключением наличия у него сбалансированного резервуара рабочей текучей среды гидросистемы (не показано), расположенного в его головной части (не показано), и гидравлических каналов, выполненных в нем и проходящих между резервуаром и камерой для пружин. Пружина 39 может быть установлена в камере для пружин, и рабочая текучая среда гидросистемы, такая как очищенное и/или синтетическое масло, может быть размещена в камере для пружин и резервуаре. Регулируемый демпфер 40 может включать в себя масляный буфер 41, байпасный клапан 42, батарею 43, и электронный модуль 45. Электронный модуль 45 может включать в себя одну или несколько схем, интегрированных на печатных схемных платах (не показано), таких как тахометр 45t, блок 45m запоминающего устройства, микроконтроллер 45с и

исполнительный механизм 45а. Модифицированный статор 44 может также иметь камеру для электронной аппаратуры (не показано), выполненную в нем для размещения электронного модуля 45 и батареи 43. Батарея 43 может быть электрически связана с электронным модулем 45.

5 [0038] Тахометр 45t может выполнять функцию измерения угловой скорости КНБК 2 и сообщения измерений на микроконтроллер 45с. Блок 45m запоминающего устройства можно запрограммировать диапазоном 46g угловой скорости для режима резонанса и диапазоном 46d угловой скорости для режима демпфирования. Масляный буфер 41
10 может являться нерегулируемым штуцером, установленным в первом из гидравлических каналов, и байпасный клапан 42 может быть установлен во втором из гидравлических каналов. Байпасный клапан 42 может являться отсекающим клапаном, работающим между открытым положением и закрытым положением. Открытое положением может обеспечивать незадросселированное сообщение текучей средой между резервуаром и камерой для пружин с обходом, при этом, масляного буфера 41, и закрытое положение
15 может блокировать поток текучей среды по второму каналу, при этом вынуждая поток текучей среды проходить только по первому каналу через масляный буфер. Исполнительный механизм 45а может быть линейным или поворотным электрическим исполнительным механизмом, выполняющим функцию переключения байпасного клапана 42 между нужными положениями.

20 [0039] В работе микроконтроллер 45с может осуществлять мониторинг измерений угловой скорости с тахометра 45t и сравнивать измерения с частотными диапазонами 46d,g, хранящимися в блоке 45m запоминающего устройства, и текущим режимом, где имеется регулируемый демпфер 40 (действующий или обойденный по байпасу). В активном режиме третий альтернативный переводник 38 для подвешивания может
25 устанавливаться в режим работы с демпфированием и в режиме работы по байпасу третий альтернативный переводник для подвешивания может устанавливаться в резонансный режим работы. Если регулируемый демпфер 40 работает в правильном режиме, микроконтроллер 45с может не предпринимать никаких действий. Если регулируемый демпфер работает в неправильном режиме, тогда микроконтроллер
30 может управлять работой исполнительного механизма 45а для открытия или закрытия байпасного клапана 42 для переключения регулируемого демпфера 40 в правильный режим.

[0040] Альтернативно, пружина 39 может являться комплектом из двух или больше пружин (одинаковых или разнотипных), установленных последовательно.
35 Альтернативно, третий альтернативный переводник 38 для подвешивания может включать в себя вторую пружину или комплект пружин, установленных параллельно пружине 39, расположенных концентрично или эксцентрично. Альтернативно, пружины 39 могут быть представлены одной или несколькими тарельчатыми пружинами. Альтернативно, регулируемый демпфер 40 может быть установлен последовательно с
40 пружинной 39. Альтернативно, модифицированный статор 44 может включать в себя третий гидравлический канал с обратным клапаном, ориентированным для обеспечения прохода незадросселированного потока текучей среды из резервуара в камеру для пружин и предотвращения обратного потока из нее.

[0041] На фиг. 7С показана динамическая характеристика модифицированного
45 третьего альтернативного переводника для подвешивания. Модифицированный третий альтернативный переводник для подвешивания может быть одинаковым с третьим альтернативным переводником 38 для подвешивания за исключением масляного буфера 41, который является регулируемым штуцерным клапаном, вместо нерегулируемого

штуцера, при этом обеспечивая улучшенное управление динамической характеристики модифицированного третьего альтернативного переводника для подвешивания. Электронный модуль может включать в себя второй исполнительный механизм для управления работой регулируемого штуцерного клапана. Например, открытие байпасного клапана 42 может демонстрировать полностью резонансный режим с амплитудой полного хода в первом частотном диапазоне, закрытие байпасного клапана и приведение в действие регулируемого штуцерного клапана для смягченной уставки может демонстрировать работу в режиме частичного резонанса с амплитудой, составляющей часть полного хода во втором частотном диапазоне, и закрытие байпасного клапана и приведение в действие регулируемого штуцерного клапана с ограниченной уставкой может демонстрировать режим демпфирования.

[0042] Хотя выше описаны варианты осуществления настоящего изобретения, другие и дополнительные варианты осуществления изобретения могут быть разработаны на их основе без отхода от базового объема, и объем изобретения определяется следующей формулой изобретения.

(57) Формула изобретения

1. Компоновка низа бурильной колонны, содержащая:
 - буровое долото, выполненное с возможностью совершения колебаний при взаимодействии с породой и вращении; и
 - переводник для подвешивания, содержащий:
 - цилиндр статора для соединения с трубной колонной;
 - цилиндр ползуна для соединения с буровым долотом;
 - скользящее соединение, продольно соединяющее цилиндр ползуна с цилиндром статора с обеспечением возможности перемещения цилиндра ползуна между выдвинутым положением и убранном положением;
 - торсионное соединение, соединяющее цилиндр ползуна с цилиндром статора в указанных выдвинутом и убранном положениях и между указанными выдвинутым и убранными положениями;
 - одну или несколько пружин, установленных между цилиндром статора и цилиндром ползуна; и
 - регулируемый демпфер, имеющий режим демпфирования и резонансный режим и выполненный с возможностью:
 - демпфирования колебаний бурового долота, когда компоновка низа бурильной колонны вращается с первой угловой скоростью, в режиме демпфирования; и
 - резонанса с колебаниями бурового долота, когда компоновка низа бурильной колонны вращается со второй угловой скоростью с передачей при этом ударной энергии на буровое долото, в резонансном режиме,
 - при этом регулируемый демпфер содержит:
 - масляный буфер; и
 - электронный модуль, содержащий:
 - исполнительный механизм, выполненный с возможностью переключения регулируемого демпфера между режимом демпфирования и резонансным режимом;
 - тахометр, выполненный с возможностью измерения угловой скорости компоновки низа бурильной колонны;
 - блок запоминающего устройства, выполненный с возможностью сохранения значений первой и второй угловых скоростей; и
 - микроконтроллер, поддерживающий связь с тахометром, блоком запоминающего

устройства и исполнительным механизмом и выполненный с возможностью активировать исполнительный механизм в ответ на сравнение между измеренной угловой скоростью и первой и второй угловыми скоростями.

5 2. Компоновка низа бурильной колонны по п. 1, в которой одна или несколько пружин являются комплектом тарельчатых пружин.

3. Компоновка низа бурильной колонны по п. 1 или 2, в которой переводник для подвешивания дополнительно содержит вторую одну или несколько пружин, расположенных концентрично с указанной одной или несколькими пружинами.

10 4. Компоновка низа бурильной колонны по п. 1 или 2, в которой переводник для подвешивания дополнительно содержит вторую одну или несколько пружин, расположенных эксцентрично относительно указанной одной или несколькими пружинами.

15 5. Компоновка низа бурильной колонны по п. 1, в которой буровое долото содержит: хвостовик, имеющий резьбовое присоединительное средство, выполненное на его верхнем конце;

корпус долота, скрепленный с нижним концом хвостовика и имеющий внутреннюю полость;

калибрующую часть, образующую наружный участок бурового долота; и

20 режущую поверхность, образующую нижний конец бурового долота и содержащую: множество лопастей, выступающих из нижней части корпуса долота и проходящих от центра режущей поверхности до калибрующей части; и

множество режущих элементов, установленных вдоль каждой лопасти.

25 6. Компоновка низа бурильной колонны по п. 5, в которой каждый режущий элемент имеет передний угол в тыльной плоскости с величиной в диапазоне от нуля до шестидесяти градусов.

7. Компоновка низа бурильной колонны по п. 5, в которой:

каждый режущий элемент имеет фаску, выполненную в кромке его режущей плоскости, и

30 каждая фаска имеет высоту в диапазоне от одной десятой миллиметра до трех миллиметров.

8. Компоновка низа бурильной колонны по п. 1, в которой:

указанная одна или несколько пружин установлены в камере для пружин, выполненной между цилиндром статора и цилиндром ползуна, причем

переводник для подвешивания дополнительно содержит:

35 рабочую текучую среду гидросистемы, размещенную в камере для пружин; гидравлический резервуар; и

гидравлический канал, проходящий между камерой для пружин и гидравлическим резервуаром,

причем масляный буфер установлен в гидравлическом канале.

40 9. Компоновка низа бурильной колонны по п. 8, в которой:

переводник для подвешивания дополнительно содержит второй гидравлический канал, проходящий между камерой для пружин и гидравлическим резервуаром,

причем регулируемый демпфер дополнительно содержит байпасный клапан, установленный во втором гидравлическом канале.

45 10. Компоновка низа бурильной колонны по п. 9, в которой:

электронный модуль дополнительно содержит

батарею, причем

исполнительный механизм выполнен с возможностью переключения байпасного

клапана.

11. Компоновка низа бурильной колонны по любому из пп. 8-10, в которой масляный буфер является либо нерегулируемым штуцером или регулируемым штуцерным клапаном.

- 5 12. Способ бурения ствола скважины с применением компоновки низа бурильной колонны по любому предыдущему пункту, содержащий этапы, на которых:
- соединяют компоновку низа бурильной колонны с нижней частью трубной колонны с формированием бурильной колонны;
- 10 опускают бурильную колонну в ствол скважины до расположения бурового долота вблизи дна ствола скважины;
- оказывают нагрузку на буровое долото для перемещения переводника для подвешивания в положение готовности между выдвинутым положением и убранном положением;
- 15 вращают компоновку низа бурильной колонны с первой угловой скоростью и нагнетают буровой раствор через бурильную колонну, тем самым осуществляя бурение через рыхлую породу с переводником для подвешивания в режиме демпфирования; и
- изменяют угловую скорость на вторую угловую скорость в ответ на достижение твердой породы, тем самым осуществляя бурение через твердую породу с переводником для подвешивания в резонансном режиме.

20

25

30

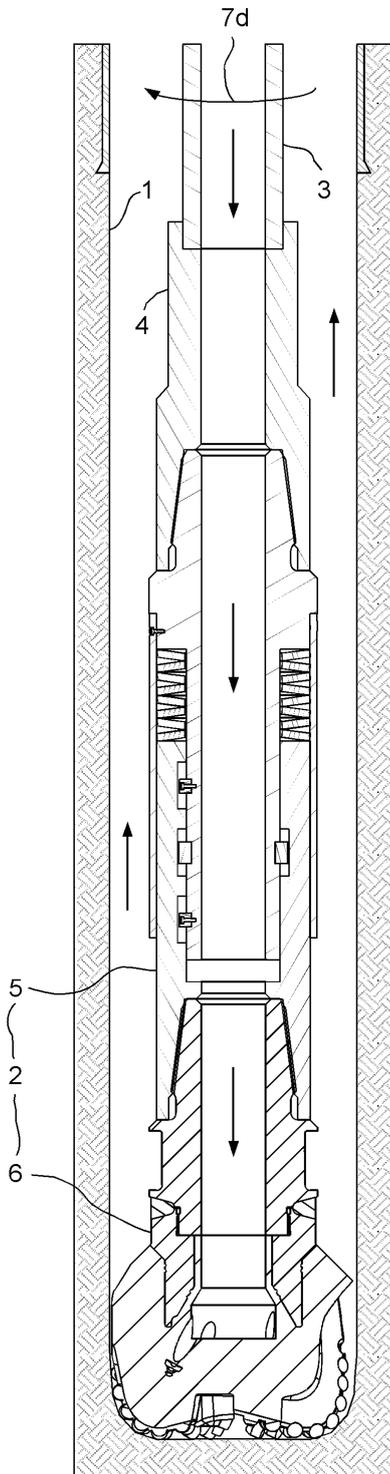
35

40

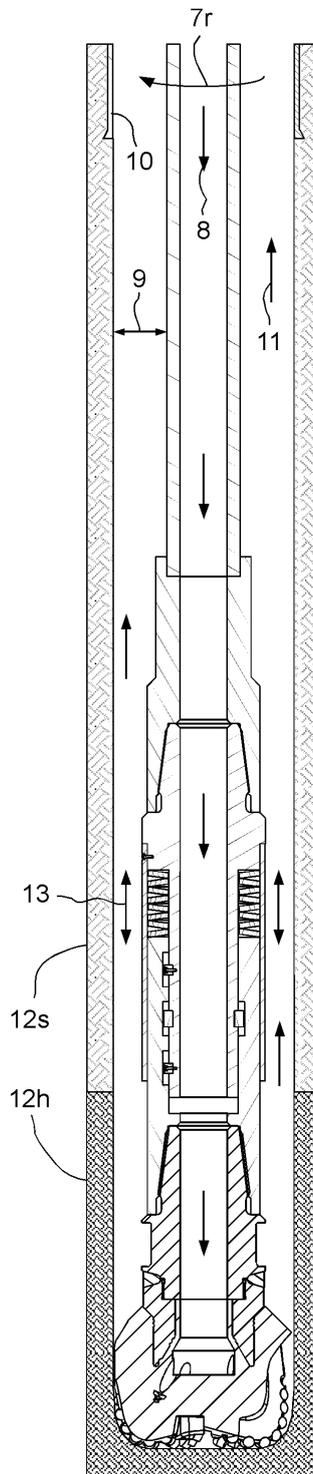
45

1

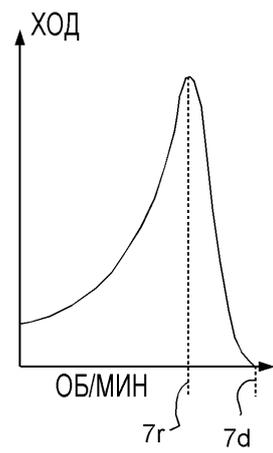
1/7



ФИГ. 1А



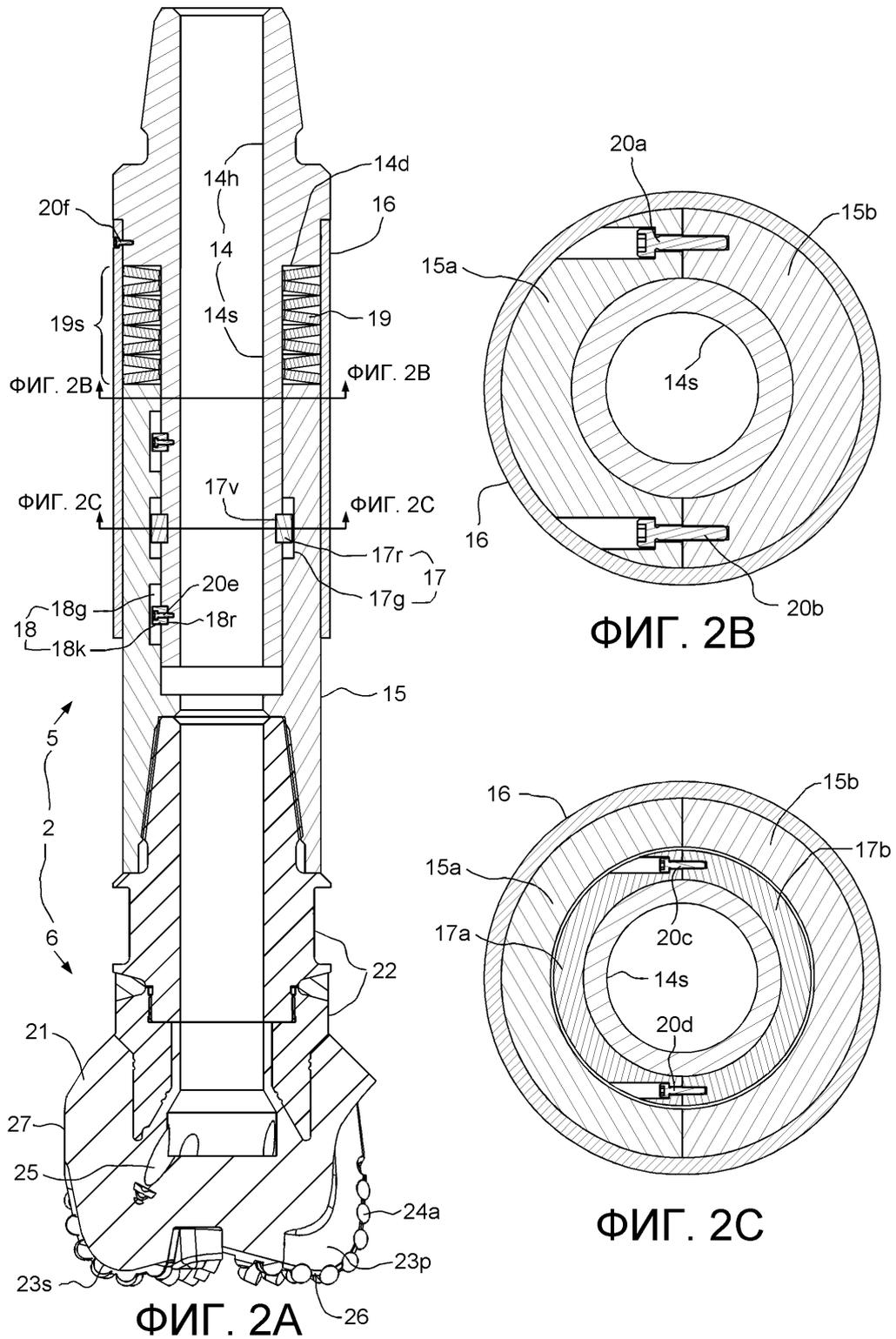
ФИГ. 1В



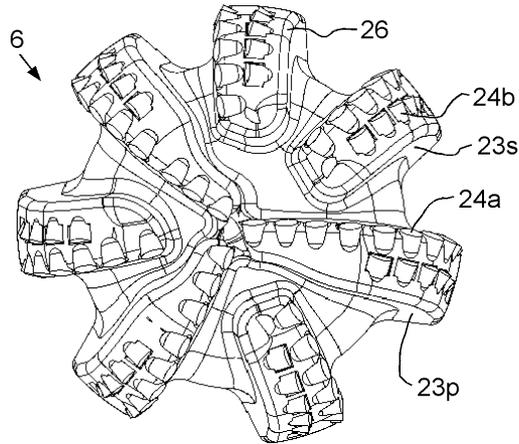
ФИГ. 1С

2

2/7

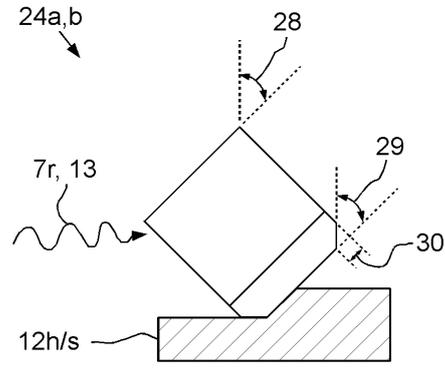


3/7

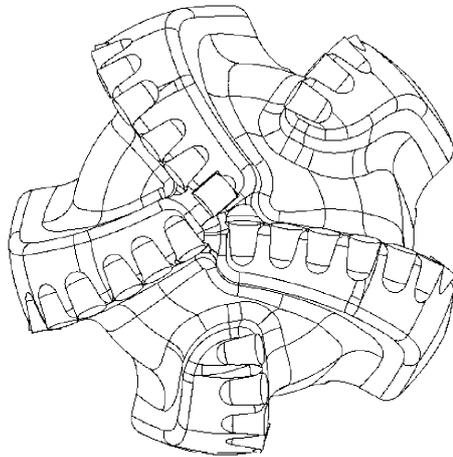


32

ФИГ. 3А

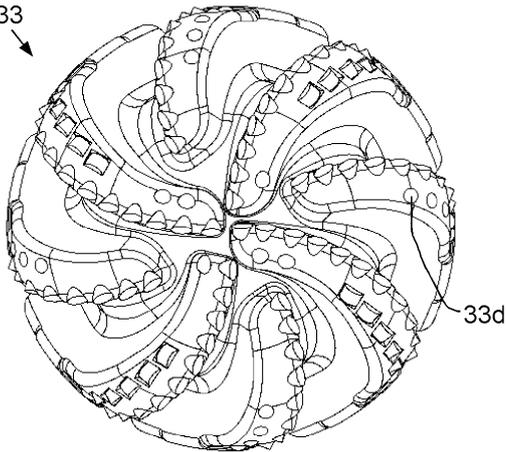


ФИГ. 3D



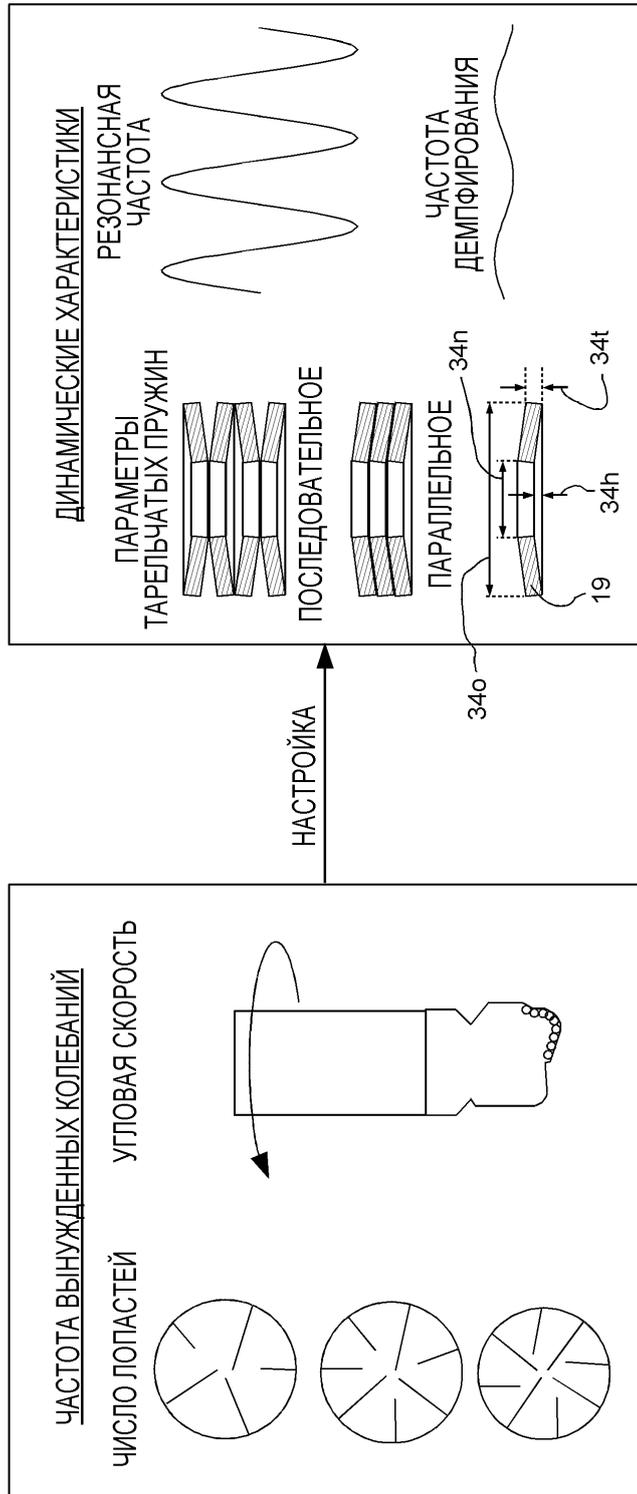
ФИГ. 3В

33



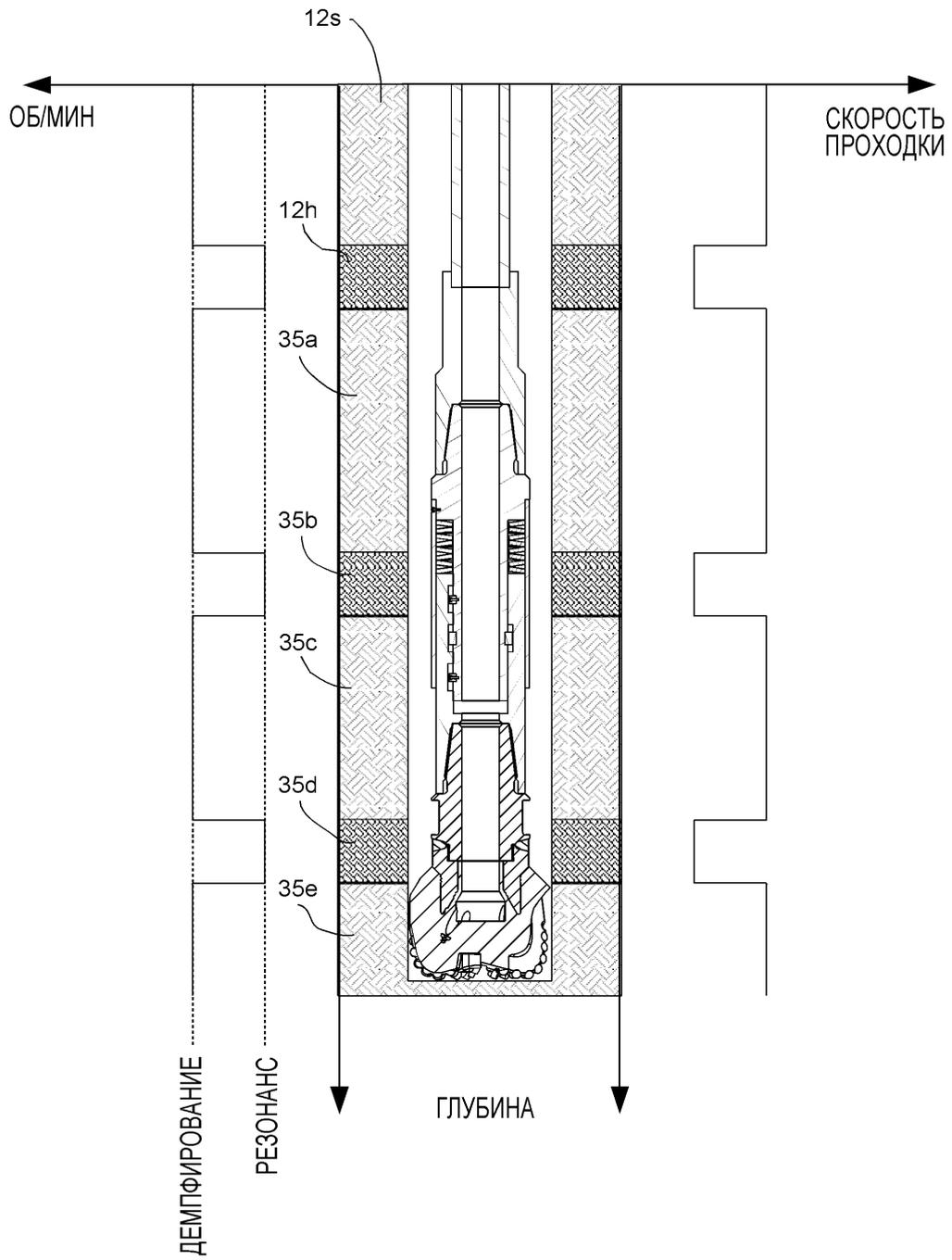
ФИГ. 3С

4/7



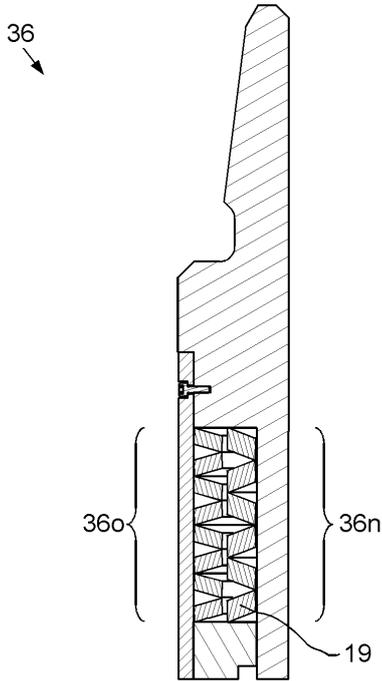
ФИГ. 4

5/7

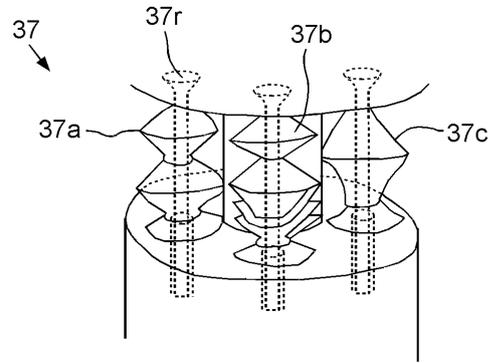


ФИГ. 5

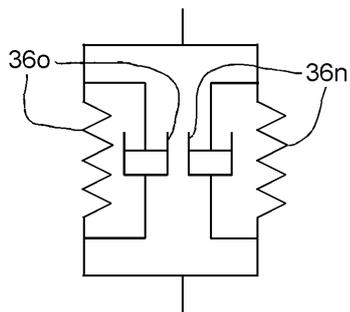
6/7



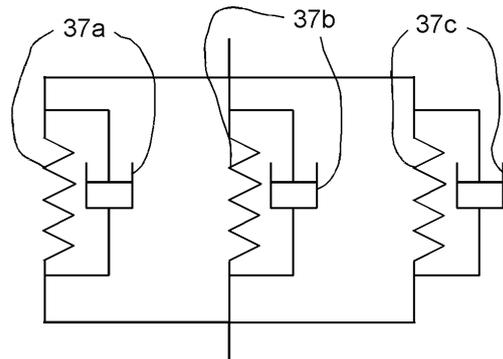
ФИГ. 6А



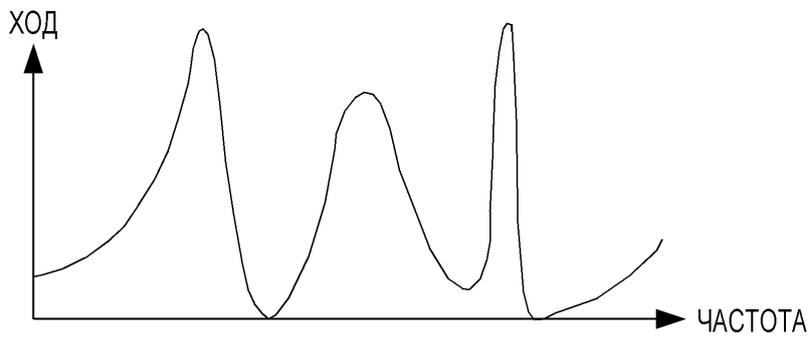
ФИГ. 6С



ФИГ. 6В



ФИГ. 6D



ФИГ. 6Е

