



(51) МПК
E21B 19/086 (2006.01)
E21B 23/10 (2006.01)
E21B 4/18 (2006.01)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2014135456/03, 13.02.2012

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 13.02.2012

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 13.02.2012

(43) Дата публикации заявки: 10.04.2016 Бюл. № 10

(45) Опубликовано: 20.06.2016 Бюл. № 17

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: SU 240630 A1, 01.04.1969. SU 166294 A1, 19.11.1964. SU 909106 A1, 28.02.1982. RU 2274725 C2, 20.04.2006. US 6230813 B1, 15.05.2001. US 2011/0127046 A1, 02.06.2011.

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 15.09.2014

(86) Заявка РСТ:
 US 2012/024914 (13.02.2012)

(87) Публикация заявки РСТ:
 WO 2013/122567 (22.08.2013)

Адрес для переписки:

197101, Санкт-Петербург, а/я 128, "АРС-ПАТЕНТ", М.В. Хмара

(72) Автор(ы):

ХЭЙ Ричард Т. (US)

(73) Патентообладатель(и):

**ХАЛЛИБЕРТОН ЭНЕРДЖИ СЕРВИСЕЗ,
 ИНК. (US)**

(54) ПОРШНЕВАЯ ТЯНУЩАЯ СИСТЕМА, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ В ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИНАХ

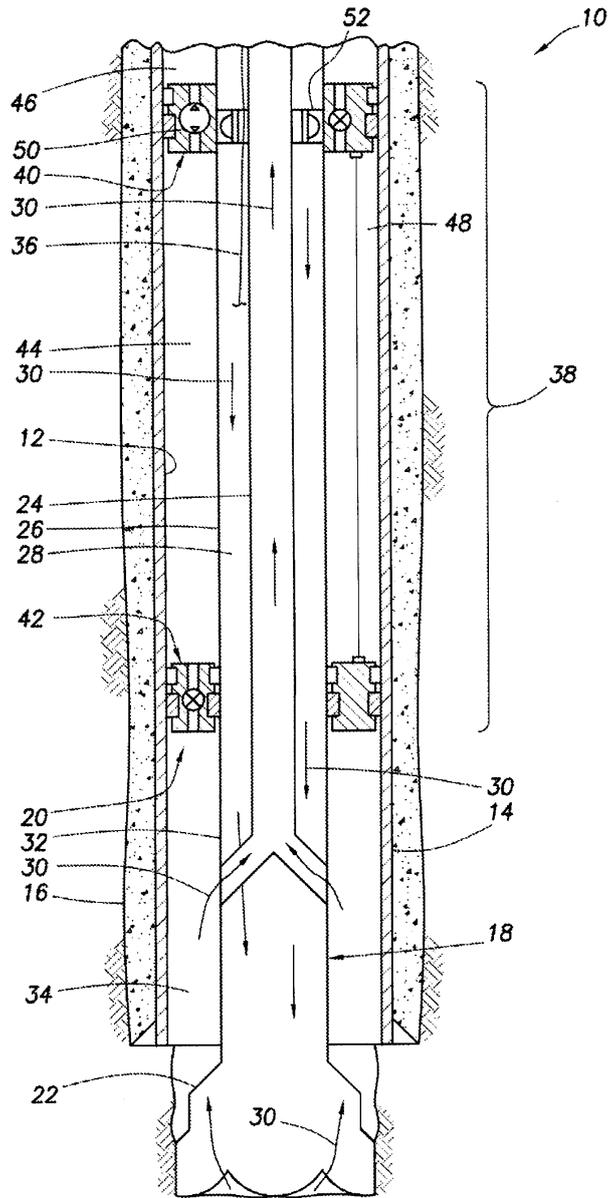
(57) Реферат:

Группа изобретений относится к оборудованию и операциям в подземных скважинах, а именно к поршневым тянущим системам, способам функционирования поршневой тянущей системы и способам продвижения трубчатой колонны в стволе скважины. Технический результат заключается в обеспечении продвижения трубчатой колонны в стволе скважины. Поршневая тянущая система содержит первую группу из первого и второго поршневых узлов, которые выполнены с возможностью герметично контактировать со стволом скважины, и насос, выполненный с возможностью перемещения первой текучей среды между первым кольцевым пространством,

изолированным между первым и вторым поршневыми узлами, и вторым кольцевым пространством. Способ функционирования поршневой тянущей системы содержит приведение в герметичный контакт со стволом скважины первой группы из первого и второго поршневых узлов, сцепление второго поршневого узла со стволом скважины и перекачивание первой текучей среды из первого кольцевого пространства, образованного между первым и вторым поршневыми узлами, причем первый поршневой узел прикрепляют к трубчатой колонне, обеспечивая возможность перемещения трубчатой колонны через второй поршневой узел. Способ продвижения трубчатой колонны в стволе

скважины содержит приведение в герметичный контакт первого и второго поршневых узлов со стволом скважины, причем каждый из первого и второго поршневых узлов содержит первое захватное устройство, которое выборочно

сцепляют со стволом скважины, а второй поршневой узел содержит второе захватное устройство, которое выборочно сцепляют с трубчатой колонной. 3 н. и 73 з.п. ф-лы, 9 ил.



ФИГ. 1

RU 2587205 C2

RU 2587205 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 19/086 (2006.01)
E21B 23/10 (2006.01)
E21B 4/18 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2014135456/03, 13.02.2012**
(24) Effective date for property rights:
13.02.2012
Priority:
(22) Date of filing: **13.02.2012**
(43) Application published: **10.04.2016** Bull. № 10
(45) Date of publication: **20.06.2016** Bull. № 17
(85) Commencement of national phase: **15.09.2014**
(86) PCT application:
US 2012/024914 (13.02.2012)
(87) PCT publication:
WO 2013/122567 (22.08.2013)
Mail address:
**197101, Sankt-Peterburg, a/ja 128, "ARS-PATENT",
M.V. KHmara**

(72) Inventor(s):
KHEJ Richard T. (US)
(73) Proprietor(s):
Halliburton Energy Services, Inc. (US)

(54) **PISTON PULLING SYSTEM USED IN UNDERGROUND WELLS**

(57) Abstract:
FIELD: mining.
SUBSTANCE: group of inventions relates to equipment and operations in underground wells, namely, to piston pulling systems, methods of functioning of the piston pulling systems and methods of moving a pipe string in a well shaft. Piston pulling system comprises the first group of the first and second piston units, which are made with a possibility of tight contact with the well shaft, and a pump made with a possibility to displace the first flowing medium between the first circular space, isolated between the first and second piston assemblies, and the second circular space. Method of operating of piston pulling system consists in bringing into a tight contact with the well shaft of the first group of the first and second piston assemblies, engagement of the second piston assembly with the well shaft and pumping of the first flowing medium from the first circular space formed between the first and second piston assemblies, while the first piston assembly is attached to the pipe string, providing for a possibility of movement of the pipe string through the

second piston assembly. Method for moving a pipe string in a well shaft includes bringing into a tight contact of the first and second piston units with the well shaft, wherein each of the first and second piston assemblies comprises the first gripping device which is selectively coupled with the well shaft, and the second piston assembly comprises the second gripping device which is selectively coupled with the pipe string.

EFFECT: technical result consists in ensuring of movement of a pipe string into a well shaft.

76 cl, 9 dwg

RU 2 587 205 C2

RU 2 587 205 C2

Область техники

Настоящее изобретение в целом относится к оборудованию и операциям, применяемым в подземных скважинах, и, как раскрыто в приведенном ниже варианте осуществления изобретения, в частности - к поршневой тянущей системе.

5 Предпосылки создания изобретения

В некоторых случаях (например, когда скважина со сверхбольшим отходом забоя от вертикали имеет очень длинные горизонтальные секции и т.п.) для продвижения трубчатой колонны в стволе скважины может быть полезным использование тянущего устройства. Например, веса трубчатой колонны может быть недостаточно для ее продвижения в стволе скважины.

10 Таким образом, понятно, что требуется непрерывное совершенствование существующего уровня техники в области конструирования и функционирования тянущих устройств, используемых в подземных скважинах. Такие усовершенствования могут быть полезны при использовании в скважине, которая является скважиной со сверхбольшим отходом забоя от вертикали или не является таковой, и/или как при достаточном, так и при недостаточном весе трубчатой колонны для ее продвижения в стволе скважины.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 показана в разрезе приведенная для примера скважинная система и проиллюстрирован соответствующий способ, причем эта система и этот способ могут воплощать принципы настоящего изобретения.

На фиг. 2-4 показаны приведенные для примера виды в разрезе, иллюстрирующие этапы способа работы поршневой тянущей системы, которые могут воплощать принципы настоящего изобретения.

25 На фиг. 5 в увеличенном масштабе показан в разрезе приведенный для примера поршневой узел поршневой тянущей системы.

На фиг. 6 показан в разрезе приведенный для примера другой поршневой узел поршневой тянущей системы.

30 На фиг. 7 показана приведенная для примера схема системы управления, которая может быть использована с поршневой тянущей системой.

На фиг. 8 показана в разрезе приведенная для примера другая конфигурация поршневой тянущей системы.

На фиг. 9 показана в разрезе приведенная для примера еще одна конфигурация поршневой тянущей системы.

35 Подробное раскрытие изобретения

На фиг. 1 показана система 10, используемая в подземных скважинах, и проиллюстрирован соответствующий способ, причем эта система и этот способ могут воплощать принципы настоящего изобретения. Однако следует четко понимать, что система 10 и проиллюстрированный способ являются лишь одним из примеров применения принципов настоящего изобретения на практике, и при этом возможно большое множество других примеров. Таким образом, объем настоящего изобретения совершенно не ограничивается особенностями системы 10 и способа, описанных в данном документе и/или показанных на чертежах.

40 В примере, показанном на фиг. 1, ствол 12 скважины обложен обсадной трубой 14 и цементом 16. Имеется необходимость продвинуть трубчатую колонну 18 в стволе 12 скважины, и с этой целью скважинную систему 10 оборудуют поршневой тянущей системой 20.

Словосочетание «обсадная труба» использовано в данном документе для обозначения

защитной обкладки ствола скважины. Обсадная труба может быть предназначена для предотвращения обрушения ствола скважины, обеспечения изоляции зон с разным уровнем давления и т.д. Обсадная труба может содержать известные специалистам трубчатые элементы, такие как обсадные трубы, хвостовики или эксплуатационные 5 трубы. Обсадная труба может быть составной или цельной, металлической или неметаллической, а также может быть выполненной заранее или сформированной на месте выполнения работ. Может быть использован трубчатый элемент любого типа в соответствии с принципами настоящего изобретения.

Поршневую тянущую систему 20 можно использовать для продвижения трубчатой 10 колонны 18 в стволе 12 скважины с целью выполнения самых разных задач. В примере, показанном на фиг. 1, с дальним концом трубчатой колонны 18 соединено буровое долото 22, предназначенное для бурения в земле ствола скважины.

Трубчатую колонну 18 продвигают в стволе 12 скважины для продолжения бурения 15 ствола скважины. В других случаях трубчатую колонну 18 можно передвигать для увеличения размера обсадной трубы 14 или другой обсадной трубы, для установки обсадной трубы, для спуска в ствол 12 скважины оборудования для заканчивания скважины или оборудования других типов и т.п. Трубчатую колонну 18 можно передвигать в стволе 12 скважины с любой целью в соответствии с принципами настоящего изобретения.

20 Следует отметить, что поршневая тянущая система 20 не обязательно должна быть расположена в обсаженной части ствола 12 скважины. Поршневая система 20 может быть расположена в необсаженной части ствола 12 скважины (например, в пробуриваемой части ствола скважины, как в примере, приведенном на фиг. 1).

Как показано на фиг. 1, трубчатая колонна 18 содержит внутренний и наружный 25 трубчатые элементы 24, 26, между которыми в радиальном направлении образовано кольцевое пространство 28. От оборудования, расположенного на поверхности (например, от наземной буровой установки, подводного оборудования, плавучей буровой установки и т.п.), в буровое долото 22 через кольцевое пространство 28 нагнетают текучую среду 30, которая возвращается на поверхность через внутренний 30 трубчатый элемент 24. Для перенаправления текучей среды 30 из кольцевого пространства 34, образованного в радиальном направлении между трубчатой колонной 18 и стволом 12 скважины, во внутренний трубчатый элемент 26 используют отклоняющее устройство 32.

Для упрощения восприятия информации, приведенной на иллюстрациях и в описании, 35 дополнительное оборудование, которое может быть использовано в трубчатой колонне 18, на фиг. 1 не показано. Например, трубчатая колонна 18 может содержать буровой двигатель (также называемый забойным двигателем, например винтового или турбинного типа), предназначенный для вращения бурового долота 22, роторные управляемые устройства, ясы, центраторы, расширители, стабилизаторы, средства 40 инклинометрии в процессе бурения MWD (от англ. measurement-while-drilling), средства измерения давления в процессе бурения PWD (от англ. pressure-while-drilling) или средства каротажа в процессе бурения LWD (от англ. logging-while-drilling) и устройства связи/ телеметрии и т.п. В трубчатой колонне 18 может быть использовано любое сочетание оборудования в соответствии с принципами настоящего изобретения.

45 Вдоль трубчатой колонны 18 могут проходить различные линии 36. Эти линии могут идти от поверхности до поршневой тянущей системы 20, до приборов MWD, PWD и/ или LWD, до отклонителей и/или любого другого оборудования.

Линии 36 могут содержать электрические, гидравлические, оптические линии или

линии других типов. Эти линии могут быть использованы для электроснабжения, передачи данных, команд и/или сигналов других типов, измерения параметров в скважине (таких как давление, температура, вибрация и др.), подачи рабочей жидкости для гидросистемы и/или передачи давления и т.д. Линии 36 могут быть использованы для выполнения любой задачи в соответствии с принципами настоящего изобретения.

На фиг. 1 показано, что линии 36 проходят через кольцевое пространство 28 между трубчатыми элементами 24, 26. Однако в других примерах линии 36 могут проходить через стенку любого из трубчатых элементов 24, 26 по внутренней стороне внутреннего трубчатого элемента или по внешней стороне наружного трубчатого элемента и т.п. При необходимости может применяться любое расположение линий 36.

В примере, показанном на фиг. 1, поршневая тянущая система 20 содержит группу 38 поршневых узлов 40, 42, расположенных на трубчатой колонне 18. Каждый из поршневых узлов 40, 42 герметично контактирует со стволом 12 скважины и с трубчатой колонной 18, при этом данные поршневые узлы разделяют кольцевую область, образованную в радиальном направлении между стволом скважины и трубчатой колонной, на изолированные кольцевые пространства 34, 44, 46.

Как сказано выше, в кольцевое пространство 34 поступает текучая среда 30. Предпочтительно, в кольцевых пространствах 44, 46 содержится другая текучая среда 48. Эта текучая среда 48, предпочтительно, является чистой и не содержит обломков. Текучую среду 48 можно легко и безопасно перекачивать между кольцевыми пространствами 44, 46 насосом 50 поршневого узла 40. Однако при необходимости в качестве текучей среды 48 можно использовать текучую среду 30.

Кольцевое пространство 46, предпочтительно, проходит до местоположения на поверхности, однако в других примерах, раскрытых ниже, между поверхностью и группой 38 поршневых узлов, показанной на фиг. 1, может быть установлена еще одна группа поршневых узлов 40, 42.

В некоторых случаях в кольцевом пространстве 28 может быть установлен электрический генератор 52 (например, турбинного или лопастного типа). Генератор 52 производит электричество, преобразуя силу потока текучей среды 30, протекающего через кольцевое пространство 28.

Генератор 52 может производить электропитание, используемую в поршневой тянущей системе 20 и/или в другом оборудовании в трубчатой колонне 18. В ином случае систему 20 можно снабжать электропитанием при помощи линий 36, встроенных батарей или другого источника электропитания. Однако предпочтительно, что электропитание к системе 20 подводят путем передачи через внутренний и наружный трубчатые элементы 24, 26 (как подробнее описано ниже).

На фиг. 2 пример поршневой тянущей системы 20 показан отдельно от остальной части скважинной системы 10 за исключением ствола 12 скважины, обсадной трубы 14 и трубчатой колонны 18. Следует отметить, что поршневая тянущая система 20 не обязательно должна быть использована в скважинной системе 10 и способе, проиллюстрированных на фиг. 1, при необходимости поршневую тянущую систему 20 можно использовать в любых других скважинных системах и способах.

В примере, показанном на фиг. 2, поршневой узел 40 жестко прикреплен к трубчатой колонне 18, а поршневой узел 42 установлен на трубчатой колонне с возможностью возвратно-поступательного движения. Например, поршневой узел 40 может быть выполнен как одно целое с наружным трубчатым элементом 26 или может быть к нему прикреплен посредством резьбового, сварного или иного соединения.

Секция поршневого узла 40 может содержать секцию трубчатой колонны 18

(например, вместе с установленным в ней генератором 52 и др.). Таким образом, понятно, что любые элементы, описанные в данном документе, могут быть объединены с любыми другими описанными элементами, а также любой элемент может состоять из множества элементов в соответствии с принципами настоящего изобретения.

5 Каждый из поршневых узлов 40, 42 содержит одно или несколько захватных устройств 54 (таких как тормоз, клинья и т.п.) для сцепления со стволом 12 скважины. Как показано на фиг. 2, захватное устройство 54 на поршневом узле 40 сцеплено с внутренней поверхностью обсадной трубы 14, в результате чего предотвращается перемещение трубчатой колонны 18 относительно ствола 12 скважины. Захватное устройство 54 на

10 поршневом узле 42 не сцеплено со стволом 12 скважины. Каждый из поршневых узлов 40, 42 также содержит уплотнение 56 для герметизации контакта со стволом 12 скважины. Поршневой узел 42 содержит уплотнение 58, герметично контактирующее с наружной поверхностью трубчатой колонны 18.

Поршневой узел 42 также содержит захватное устройство 60, которое может

15 сцепляться с трубчатой колонной 18. Следует отметить, что в конфигурации, показанной на фиг. 2, захватное устройство 60 не сцеплено с трубчатой колонной 18, поэтому поршневой узел 42 может свободно перемещаться в осевом направлении относительно трубчатой колонны и ствола 12 скважины.

Для перемещения поршневого узла 42 в стволе 12 скважины посредством насоса 50

20 поршневого узла 40 нагнетают текучую среду 48 из кольцевого пространства 46 в кольцевое пространство 44, в результате чего объем кольцевого пространства 44 увеличивается. Объем текучей среды 48, перемещаемой насосом 50, напрямую связан с расстоянием, которое проходит поршневой узел 42. Таким образом, как подробнее раскрыто ниже, по этому объему можно легко измерить величину перемещения

25 поршневого узла. В ином случае для непосредственного измерения величины перемещения поршневых узлов 40, 42 относительно друг друга или для непосредственного измерения расстояния между ними может быть использован датчик 62 перемещения (например, имеющий линию 64, наматывающуюся или разматывающуюся при указанном перемещении,

30 причем величина перемещения измеряется по скорости вращения катушки, и т.п.). При необходимости может быть использован любой способ определения величины перемещения поршневых узлов 40, 42 относительно друг друга или измерения расстояния между ними.

Линия 64 также может быть использована для передачи между поршневыми узлами

35 40, 42 электропитания, данных, команд (и/или сигналов другого типа). В ином случае для этих целей могут быть использованы линии 36.

Как сказано выше, при перекачивании насосом 50 текучей среды 48 из кольцевого пространства 46 в кольцевое пространство 44 объем кольцевого пространства 44 увеличивается. Поскольку на данном шаге захватное устройство 54 поршневого узла

40 40 сцеплено со стволом 12 скважины, а захватные устройства 54, 60 поршневого узла 42 не сцеплены ни со стволом скважины, ни с трубчатой колонной 18, поршневой узел 42 отодвигается от поршневого узла 40 (вниз, как показано на фиг. 2).

На фиг. 3 показан пример поршневой тянущей системы 20 после отведения поршневого узла 42 от поршневого узла 40 вследствие увеличения осевого размера

45 кольцевого пространства 44. Захватные устройства 54 на поршневом узле 42 при этом сцеплены со стволом 12 скважины и предотвращают дальнейшее перемещение поршневого узла 42.

Для определения момента, когда нагнетание текучей среды 48 в кольцевое

пространство 44 должно быть остановлено (например, когда поршневой узел будет отведен от поршневого узла 40 на заданное расстояние), может быть использован датчик 62. В ином случае нагнетание текучей среды 48 в кольцевое пространство 44 должно быть остановлено, когда будет достигнут заданный объем нагнетаемой текучей среды и т.п.

Следует отметить, что на данном шаге захватные устройства 54 на поршневом узле 40 остаются в сцеплении со стволом 12 скважины, в результате чего предотвращается перемещение трубчатой колонны 18 относительно ствола скважины. Перед отцеплением захватных устройств 54 на поршневом узле 40 (как показано на фиг. 4 и подробнее описано ниже) захватные устройства 60 на поршневом узле 42 могут быть сцеплены с трубчатой колонной 18, при этом перемещение трубчатой колонны относительно ствола 12 скважины все еще предотвращается.

На фиг. 4 показан пример поршневой тянущей системы 20 после отцепления захватных устройств 54 на поршневом узле 40 от ствола 12 скважины. Насос 50 перекачивает текучая среда 48 из кольцевого пространства 44 в кольцевое пространство 46, в результате чего объем кольцевого пространства 44 уменьшается и поршневой узел 40 перемещается вниз (как показано на фиг. 4).

В частности, при перекачивании насосом 50 текучей среды 48 из кольцевого пространства 44 в кольцевое пространство 46 на поршневом узле 40 образуется перепад давления, в результате которого этот поршневой узел перемещается к другому поршневому узлу 42. Следует отметить, что указанный перепад давления образуется без приложения давления к кольцевому пространству 46 с поверхности, хотя при необходимости в качестве экстренной меры давление к кольцевому пространству 46 с целью перемещения поршневого узла 40 в стволе 12 скважины можно прикладывать с поверхности.

Перед перекачиванием текучей среды 48 из кольцевого пространства 44 в кольцевое пространство 46 и перемещением поршневого узла 40 вниз посредством насоса 50 захватные устройства 60 на поршневом узле 42 не сцеплены с трубчатой колонной 18 (если захватные устройства были ранее сцеплены с трубчатой колонной, на данном шаге их отцепляют). Таким образом, нисходящее движение поршневого узла 40 также приводит к требуемому нисходящему движению трубчатой колонны 18 через поршневой узел 42.

После перемещения трубчатой колонны 18 и поршневого узла 40 на достаточное расстояние вниз к поршневому узлу 42 выкачивание текучей среды 48 из кольцевого пространства 44 останавливают. Для определения момента, когда требуется остановить выкачивание текучей среды 48, могут быть использованы измерения датчика 62, измерения объема перемещенной текучей среды 48 или другие методики. Кроме того, перемещение трубчатой колонны 18 и поршневого узла 40 можно остановить, например, при достижении требуемой глубины или при приложении максимальной нагрузки к буровому долоту 22.

На данном этапе система 20 снова вернется к конфигурации, показанной на фиг. 2, за исключением того, что трубчатая колонна 18 и группа 38 поршневых узлов 40, 42 будут уже продвинуты по стволу 12 скважины на определенное расстояние. Захватные устройства 54 на поршневом узле 40 сцеплены со стволом 12 скважины для предотвращения перемещения трубчатой колонны 18 относительно ствола 12 скважины, а захватные устройства на поршневом узле 42 затем отцепляют от ствола скважины для приготовления к последующему смещению поршневого узла 42 от поршневого узла 40.

Шаги, проиллюстрированные на фиг. 2-4 и описанные выше, при необходимости можно повторять для дальнейшего продвижения трубчатой колонны 18 по стволу 12 скважины. Кроме того, эти шаги можно выполнять в обратной последовательности для продвижения трубчатой колонны 18 по стволу 12 скважины в противоположном направлении.

Трубчатую колонну можно поднимать из скважины, выполняя манипуляции с системой 20 в обратном порядке. Таким образом, направление перемещения трубчатой колонны 18 и поршневых узлов 40, 42 не ограничивается только направлением от поверхности, и поршневой узел 40 не обязательно должен следовать за поршневым узлом 42 по стволу 12 скважины в каком-либо определенном направлении.

Предпочтительно, что при использовании системы 20 для подъема трубчатой колонны 18 вместе с ней для извлечения трубчатой колонны из скважины также используют буровую установку, находящуюся на поверхности и поддерживающую достаточное тянущее усилие на верхней секции трубчатой колонны. При застревании трубчатой колонны 18 на участке ниже поршневой тянущей системы 20 эта система может прикладывать тянущее усилие к одному или нескольким ясам, расположенным между этой системой и точкой, в которой застряла трубчатая колонна.

На фиг. 5 показано увеличенное изображение приведенного для примера разреза поршневого узла 40. На фиг. 5 приведено подробное изображение поршневого узла 40, однако следует четко понимать, что объем настоящего изобретения не ограничивается конкретными особенностями поршневого узла, приведенными на чертеже.

Как показано на фиг. 5, для выдвигания захватных устройств 54 наружу с целью сцепления со стволом 12 скважины использованы исполнительные органы 66.

Исполнительные органы 66 могут быть любого типа (например, электрического, гидравлического и др.).

Аналогично, для выдвигания наружу уплотнения 56 с целью герметизации контакта со стволом 12 скважины может быть использован исполнительный орган 68. Например, уплотнение 56 может содержать надувное уплотнение, при этом исполнительный орган 68 может содержать насос, клапаны и прочее оборудование для управления надуванием этого уплотнения.

В ином случае для выдвигания наружу уплотнения 56 может быть использован электрический или гидравлический исполнительный орган 68. Следует отметить, что уплотнение 56 не обязательно должно иметь возможность выдвигаться или отводиться в соответствии с принципами настоящего изобретения, так как оно в силу своей конструкции может упруго контактировать со стволом 12 скважины (например, указанное уплотнение может содержать одно или несколько манжетных уплотнений и т.п.).

Объем текучей среды 48, перекачиваемой насосом 50, измеряют расходомером 70. Давление в кольцевых пространствах 44, 46 с обеих сторон поршневого узла 40 измеряют датчиками 72 давления. Например, датчики 72 давления могут быть использованы для определения перепада давления на поршневом узле 40, который образуется при перекачивании текучей среды 48 из кольцевого пространства 44 в кольцевое пространство 46, в результате чего поршневой узел 40 и трубчатая колонна 18 перемещаются в стволе 12 скважины. Этот перепад давления можно регулировать для управления осевой силой, прикладываемой к трубчатой колонне 18 (и к буровому долоту 22 в системе 10, показанной на фиг. 1).

На фиг. 5 показано, что датчик 62 содержит акустический или ультразвуковой

дальномер такого типа, который измеряет задержку между отправкой излучаемого сигнала 74 и получением сигнала, отраженного от поршневого узла 42. Сигнал 74, дополнительно или альтернативно, может быть использован для передачи данных, команд и т.п. между поршневыми узлами 40, 42.

5 При необходимости в качестве датчика 62 можно использовать датчики положения или перемещения любого типа. Например, датчик 62 может содержать индукционную антенну, электромагнитные дальномерные средства или бесконтактные датчики других типов.

10 Поршневой узел 40 также содержит клапан 76, выборочно обеспечивающий и блокирующий сообщение по текучей среде между противоположными сторонами поршневого узла 40. В процессе работы поршневой тянущей системы 20 клапан 76 преимущественно остается закрытым. Однако клапан 76 можно открыть, когда требуется обеспечить относительно неограниченный поток текучей среды между 15 противоположными сторонами поршневого узла 40, например при спуске поршневой тянущей системы 20 в скважину или при выводе ее из скважины и т.п.

Как сказано выше, поршневой узел 40, предпочтительно, жестко прикреплен к трубчатой колонне 18 (например, посредством сварного, резьбового соединения, будучи выполненным как одно целое с ее элементом и т.п.). Однако в некоторых случаях может 20 требоваться, чтобы поршневой узел 40 имел возможность перемещаться относительно трубчатой колонны 18 в продольном направлении. С этой целью поршневой узел 40 может быть оборудован срезными штифтами, срезным кольцом или захватным устройством 60 и исполнительными органами 78 для разъемного сцепления с трубчатой колонной 18.

На фиг. 6 показан в разрезе приведенный для примера один из вариантов исполнения 25 поршневого узла 42. Как показано на этом чертеже, данный вариант поршневого узла 42 содержит захватное устройство 54, уплотнение 56, исполнительные органы 66, исполнительный орган 68, датчик 62, датчики 72 и клапан 76, как и вышеописанный поршневой узел 40.

30 Поршневой узел 42 также содержит уплотнение 58 и захватные устройства 60 для герметизации контакта с трубчатой колонной 18 и сцепления с ней, соответственно. Исполнительные органы 78 (аналогичные исполнительным органам 66) предназначены для выдвижения захватных устройств 60 и сцепления их с трубчатой колонной 18. При необходимости, для выдвижения уплотнения 58 и обеспечения герметичного контакта с трубчатой колонной 18 может быть использован еще один исполнительный орган 35 (аналогичный исполнительному органу 68).

Клапан 76 в поршневом узле 42 выборочно обеспечивает и блокирует сообщение по текучей среде между кольцевыми пространствами 44, 34, находящимися с 40 противоположных сторон этого поршневого узла. Как и клапан 76 поршневого узла 40, клапан поршневого узла 42, предпочтительно, остается закрытым при выполнении шагов продвижения трубчатой колонны 18 в стволе 12 скважины.

На фиг. 7 показана приведенная для примера система управления 80, предназначенная для управления работой поршневой тянущей системы 20. Управляющий модуль 82 45 содержит контроллер 84 (такой как программируемый процессор, программируемый логический контроллер и т.п.), запоминающее устройство 86 и устройство 88 хранения данных, соединенные с электрическими, гидравлическими и др. средствами 94 связи через интерфейс 92 связи. Управляющий модуль 82 может быть расположен в поршневом узле 40 или в другом месте.

Управляющий модуль 82 получает входные данные от различных датчиков 62, 70,

72 (а также от других локальных датчиков 90, таких как датчики приборов MWD, PWD и/или LWD, в том числе выдающих сведения о нагрузке на долото, толкающем усилии, тянущем усилии, крутящем моменте, изгибе, вибрации, скорости проходки и т.п.) и получает электропитание от блока 96 питания. Блок 96 питания может получать электропитание от источника питания (такого как генератор 52) и/или от аккумулятора 98 (такого как батареи и т.п.). Блок 96 питания также может заряжать аккумулятор 98, когда генератор 52 производит электричество, и подводить электроэнергию к управляющему модулю 82 от этого аккумулятора, когда генератор не производит электричество

Внутренний и наружный трубчатые элементы 24, 26, предпочтительно, используют в качестве проводников электричества для электроснабжения поршневой тянущей системы 20. Таким образом, внутрискважинный генератор 52 и/или аккумулятор 98 можно не использовать. Данные и команды также можно передавать через внутренний и наружный трубчатые элементы 24, 26 в формате двунаправленного обмена информацией между поршневыми узлами 40, 42 и удаленным оборудованием (например, оборудованием, расположенным на земной поверхности, подводным оборудованием, плавучей платформой и т.п.).

Методика использования внутреннего и наружного трубчатых элементов в качестве проводников описана в международной патентной заявке PCT/US 12/20929, опубликованной 11 января 2012 г. В этой методике отклоняющее устройство 32 (также называемое отклонителем) оснащено электроизолирующим материалом, помещенным между внутренним и наружным трубчатыми элементами 24, 26, чтобы они могли быть использованы в качестве проводников в скважине.

Информация в устройстве 88 хранения данных может содержать рабочие данные и данные, полученные от датчиков 62, 70, 72, 90, для последующей обработки. Запоминающее устройство 86 может содержать команды, сохраненные в нем для использования контроллером 84, сведения о конкретной скважине, параметры и алгоритмы для определения режима работы поршневых узлов 40, 42 в системе 20 (например, требуемой силы, которую необходимо приложить к буровому долоту в процессе бурения) и др. Например, указанные команды могут содержать процедуру автоматического управления поршневыми узлами 40, 42 для продвижения трубчатой колонны 18 вдоль ствола 12 скважины, как показано на фиг. 2-4.

Управление работой захватного устройства 54 поршневого узла 40, обводного клапана 76 и гидравлического насоса 50 осуществляет управляющий модуль 82. Данный модуль может управлять работой насоса 50 посредством управления двигателем 100 (например, электрическим или гидравлическим двигателем), приводящим в действие этот насос.

Управление захватными устройствами 54, 60 поршневого узла 42 и обводным клапаном 76 также осуществляет управляющий модуль 82. Кроме того, управляющий модуль 82 может управлять исполнительными органами 68 (если таковые используются) поршневых узлов 40, 42 (на фиг. 7 не показано). Средства 94 связи, расположенные на поверхности, могут обмениваться данными с удаленным оборудованием (например, расположенным в офисе, находящемся в другом месте, и т.п.) по телефонной линии, через Интернет, посредством спутниковой связи, беспроводной связи или при помощи других средств связи. Команды от удаленного оборудования могут передавать в управляющий модуль 82 при помощи средств 94 связи и линий 36, обеспечивая тем самым дистанционное управление работами.

Насосом 50 можно управлять при помощи автоматической системы с замкнутым

контуром регулирования для поддержания определенных параметров бурения в требуемых пределах или для достижения оптимальных характеристик бурения. Например, управление насосом 50 может быть направлено на поддержание в требуемом диапазоне нагрузки на долото, измеряемой датчиками 90 приборов MWD или LWD.

5 В другом случае управление насосом 50 может быть направлено, например, на оптимизацию скорости проходки или минимизацию измеряемой вибрации, прерывистости перемещения и т.п. Такое управление насосом 50 (например, обеспечение локального регулирования силы, прикладываемой к буровому долоту 22) может значительно повысить эффективность буровых работ.

10 На фиг. 8 показан приведенный для примера другой вариант поршневой тянущей системы 20 скважинной системы 10. В этом варианте на трубчатой колонне 18 использованы две группы 38, 102 поршневых узлов 40, 42.

Одно из преимуществ использования нескольких групп 38, 102 поршневых узлов 40, 42 состоит в том, что если одна группа доходит в стволе 12 скважины до канала 104 15 утечки, то для продвижения трубчатой колонны 18 в стволе скважины может быть задействована другая группа, по меньшей мере, до тех пор, пока первая группа не пересечет этот канал утечки. В примере, показанном на фиг. 8, группа 38 пересекает канал 104 утечки, представляющий собой боковой или ответвляющийся ствол 106 скважины, отходящий от ствола 12 скважины.

20 Наличие канала 104 утечки в этом случае может приводить к обтеканию текучей средой поршневых узлов 40, 42 (например, вследствие неполной герметизации ствола 12 скважины уплотнениями 56) и вытеканию этой текучей среды в боковой ствол 106 скважины, в результате чего работа группы 38 поршневых узлов будет нарушена. Для предотвращения оттока текучей среды в ствол 106 скважины может быть использована 25 пробка 108, однако текучая среда все равно будет обтекать поршневые узлы 40, 42 при пересечении ими канала 104 утечки. К другим типам каналов утечки могут относиться размывы, расширенные части ствола скважины, перфорированные части ствола скважины и т.п.

30 Когда группа 38 поршневых узлов 40, 42 доходит до канала утечки, их можно деактивировать (например, путем отвода захватных устройств 54 и уплотнений 56 каждого из поршневых узлов и открытия клапанов 76), в результате чего поршневые узлы могут быть перемещены в стволе 12 скважины вместе с трубчатой колонной 18. Перед деактивацией группы 38 можно активировать группу 102 поршневых узлов 40, 42 (например, путем выдвигания захватных устройств 54 и уплотнений 56 каждого 35 поршневого узла и закрытия клапанов 76), в результате чего группа 102 может продвинуть трубчатую колонну 18 в стволе 12 скважины.

После пересечения группой 38 канала 104 утечки эту группу можно активировать, а группу 102, при необходимости, можно деактивировать. Аналогично, при пересечении группой 102 канала 104 утечки для продвижения трубчатой колонны 18 в стволе 12 40 скважины можно использовать группу 38.

Следует отметить, что в примере системы 10, показанном на фиг. 8, поршневые узлы 40, 42 расположены в необсаженной части ствола 12 скважины. Описываемые действия могут быть осуществлены, если геологическая формация 110, в которой бурят ствол 12 скважины, в значительной степени непроницаема и внутренняя поверхность ствола 45 скважины достаточно ровная для обеспечения надежной герметизации при сцеплении с ней уплотнений 56.

В другом приведенном для примера варианте поршневой тянущей системы, показанном на фиг. 9, необсаженная часть ствола 12 скважины, расположенная ниже

обсадной колонны 14, не обеспечивает герметичный контакт поршневых узлов 40, 42 со стволом 12 скважины (например, если формация 110 проницаемая, поверхность ствола скважины недостаточно ровная и т.п.). В этом случае для продвижения трубчатой колонны 18 в стволе 12 скважины можно использовать группу 102 поршневых узлов 40, 42, так как группа 38 находится в необсаженной части ствола скважины.

Кроме того, диаметр необсаженной части ствола 12 скважины может быть меньше диаметра его обсаженной части. Чтобы группа 38 поршневых узлов 40, 42 смогла войти в необсаженную часть ствола скважины и перемещаться в ней, диаметры поршневых узлов 40, 42 могут быть уменьшены. Например, путем воздействия на исполнительные органы 66, 68 можно отвести внутрь соответствующие захватные устройства 54 и уплотнения 56, чтобы диаметры поршневых узлов 40, 42 стали меньше диаметра необсаженной части ствола 12 скважины.

Следует отметить, что ствол 12 скважины может иметь уменьшенный диаметр в обсаженных частях. Например, диаметр обсаженной части ствола 12 скважины может быть уменьшен вследствие частичного сжимания обсадной трубы 14, наличия в ней ремонтной герметизирующей заплаты и т.п. В любом случае при попадании в область уменьшенного диаметра ствола 12 скважины одну группу поршневых узлов 40, 42 можно использовать для перемещения трубчатой колонны 18 в стволе скважины, пока вторая группа поршневых узлов пересекает эту область.

На фиг. 8 и 9 показаны только две группы 38, 102 поршневых узлов 40, 42, однако подразумевается, что в системе 20 может быть использовано любое количество групп поршневых узлов. Например, с целью увеличения силы, прикладываемой для перемещения трубчатой колонны 18, можно использовать множество групп поршневых узлов 40, 42. При этом могут быть полезны линии 36, обеспечивающие совместную работу множества групп поршневых узлов в рамках объединенной системы 20.

Хотя выше сказано, что в некоторых примерах поршневой узел 40 жестко прикреплен к трубчатой колонне 18, в других примерах он может иметь захватные устройства 60, как в поршневом узле 42, при этом поршневой узел 40 при необходимости может быть отсоединен от трубчатой колонны 18. Например, если поршневые узлы 40, 42 не проходят через участок ствола 12 скважины, имеющий уменьшенный диаметр, оба этих поршневых узла могут быть отсоединены от трубчатой колонны (путем расцепления захватных устройств 60 каждого поршневого узла), в результате чего трубчатая колонна снова сможет продвигаться (например, под действием другой группы поршневых узлов).

Понятно, что раскрытое изобретение обеспечивает значительное усовершенствование существующего уровня техники в области конструирования и функционирования тянущих устройств, используемых в подземных скважинах. В соответствии с вышеописанными вариантами осуществления изобретения трубчатую колонну 18 можно легко и безопасно продвигать в любом направлении. Насос 50 поршневого узла 40 перекачивает текучую среду 48 в прямом и обратном направлениях между кольцевыми пространствами 44, 46, в результате чего кольцевое пространство между поршневыми узлами 40, 42 увеличивается или уменьшается.

Настоящим изобретением предложена поршневая тянущая система 20. В одном варианте осуществления система 20 может содержать первую группу 38, состоящую из первого и второго поршневых узлов 40, 42, герметично контактирующих со стволом скважины, и насос 50, перекачивающий первую текучую среду 48 между первым кольцевым пространством 44, изолированным между первым и вторым поршневыми узлами 40, 42, и вторым кольцевым пространством 46.

Ствол 12 скважины может быть обложен обсадной трубой 14. Первый и второй

поршневые узлы 40, 42 могут герметично контактировать с внутренней поверхностью обсадной трубы 14. В других примерах поршневые узлы 40, 42 могут герметично контактировать с необсаженной частью ствола 12 скважины.

5 По меньшей мере, второй поршневой узел 42 может контактировать со стволом 12 скважины с возможностью скольжения. По меньшей мере, второй поршневой узел 42 может выборочно сцепляться с трубчатой колонной 18, проходящей через второй поршневой узел 42.

10 Трубчатая колонна 18 может содержать внутренний и наружный трубчатые элементы 24, 26, причем между этими трубчатыми элементами образуется третье кольцевое пространство 28. Через что-либо одно из внутреннего трубчатого элемента 24 и третьего кольцевого пространства 28 в скважину может поступать вторая текучая среда 30, которая может вытекать из скважины через что-либо другое из внутреннего трубчатого элемента 24 и третьего кольцевого пространства 28.

15 Второе кольцевое пространство 46 может проходить до поверхности скважины. Система 20 также может содержать вторую группу 102, состоящую из первого и второго поршневых узлов 40, 42. Первая и вторая группы 38, 102 могут быть объединены в одной и той же трубчатой колонне 18.

20 Первый поршневой узел 40 может содержать первый клапан 76, выборочно обеспечивающий и блокирующий сообщение по текучей среде между первым и вторым кольцевыми пространствами 44, 46. Второй поршневой узел 42 может содержать второй клапан 76, выборочно обеспечивающий и блокирующий сообщение по текучей среде между первым кольцевым пространством 44 и третьим кольцевым пространством 34.

25 По меньшей мере один из первого и второго поршневых узлов 40, 42 может содержать датчик 62, измеряющий расстояние между первым и вторым поршневыми узлами 40, 42.

30 Каждый из первого и второго поршневых узлов 40, 42 может содержать первое захватное устройство 54, выборочно сцепляющееся со стволом 12 скважины. По меньшей мере, второй поршневой узел 42 может содержать второе захватное устройство 60, выборочно сцепляющееся с трубчатой колонной 18, проходящей через второй поршневой узел 42. Первый поршневой узел 40 также может содержать второе захватное устройство 60, выборочно сцепляющееся с трубчатой колонной 18.

Электроснабжение можно передавать от первого поршневого узла 40 ко второму поршневому узлу 42.

35 Наружные диаметры первого и второго поршневых узлов 40, 42 могут быть выборочно уменьшены.

По меньшей мере, первый поршневой узел 40 может содержать расходомер 70, измеряющий расход потока на выходе насоса 50.

40 Первый поршневой узел 40 может быть жестко прикреплен к трубчатой колонне 18. Второй поршневой узел 42 может быть установлен на трубчатой колонне 18 с возможностью возвратно-поступательного движения.

45 Кроме того, выше раскрыт способ функционирования поршневой тянущей системы 20. В одном варианте осуществления этот способ может содержать: обеспечение герметичного контакта первой группы 38, состоящей из первого и второго поршневых узлов 40, 42, со стволом 12 скважины; сцепление второго поршневого узла 42 со стволом 12 скважины; и затем выкачивание первой текучей среды 48 из первого кольцевого пространства 44, образованного между первым и вторым поршневыми узлами 40, 42, причем первый поршневой узел 40 прикреплен к трубчатой колонне 18, в результате чего трубчатая колонна 18 перемещается через второй поршневой узел 42.

Способ также может содержать: сцепление первого поршневого узла 40 со стволом 12 скважины; затем отцепление второго поршневого узла 42 от ствола 12 скважины; а затем перекачивание первой текучей среды 48 из второго кольцевого пространства 46 в первое кольцевое пространство 44, в результате чего второй поршневой узел 42
5 отводится от первого поршневого узла 40.

Способ может содержать отцепление первого поршневого узла 40 от ствола 12 скважины перед перекачиванием первой текучей среды 48 из первого кольцевого пространства 44.

Способ может содержать уменьшение диаметров первого и второго поршневых
10 узлов 40, 42 перед перемещением первого и второго поршневых узлов 40, 42 в участок ствола 12 скважины, имеющий уменьшенный диаметр.

Способ может содержать герметичное сцепление второй группы 102, состоящей из первого и второго поршневых узлов 40, 42, со стволом 12 скважины.

Способ может содержать перемещение трубчатой колонны 18 в стволе 12 скважины
15 посредством второй группы 102 поршневых узлов, в то время как первая группа 38 поршневых узлов пересекает канал 104 утечки.

Способ может содержать перемещение трубчатой колонны 18 в стволе 12 скважины посредством второй группы 102 поршневых узлов, в то время как первая группа 38 поршневых узлов находится в участке ствола 12 скважины, имеющем уменьшенный
20 диаметр.

Способ может содержать измерение расстояния между первым и вторым поршневыми узлами 40, 42, перемещающимися относительно друг друга.

В настоящем изобретении также предложен способ продвижения трубчатой колонны 18 в стволе 12 скважины. В одном варианте осуществления способ содержит герметичный
25 контакт первого и второго поршневых узлов 40, 42 со стволом 12 скважины, причем каждый из этих поршневых узлов содержит первое захватное устройство 54, выборочно сцепляющееся со стволом 12 скважины, а второй поршневой узел 42 содержит второе захватное устройство 60, выборочно сцепляющееся с трубчатой колонной 18.

Способ может содержать проведение электричества как через внутренний трубчатый
30 элемент 24, так и через наружный трубчатый элемент 26, в результате чего электропитание подводится к по меньшей мере одному из первого и второго поршневых узлов 40, 42.

Способ может содержать измерение рабочего параметра бурения при помощи датчика 90, причем перекачивание текучей среды регулируют в зависимости от этого
35 измеренного рабочего параметра бурения. Перекачиванием можно управлять автоматически в зависимости от измеренного рабочего параметра бурения. Рабочий параметр бурения может содержать по меньшей мере одно из нагрузки на долото, толкающего усилия, тянущего усилия, крутящего момента, изгиба, вибрации, скорости проходки и прерывистости перемещения.

Перекачиванием можно управлять таким образом, чтобы рабочий параметр бурения поддерживался в заданном диапазоне, чтобы рабочий параметр бурения был оптимальным, чтобы рабочий параметр бурения был максимален или чтобы рабочий параметр бурения был минимален.

Хотя каждый из вышеописанных примеров характеризуется конкретными
45 признаками, следует понимать, что тот или иной признак, относящийся к конкретному примеру, необязательно присущ только лишь этому примеру. Напротив, любые из признаков, описанных выше и/или изображенных на чертежах, могут относиться к любому из примеров дополнительно к другим признакам, присущим этим примерам,

или вместо тех или иных признаков, присущих этим примерам. Признаки, относящиеся к одному примеру, не являются взаимоисключающими по отношению к признакам, относящимся к другому примеру. Напротив, объем настоящего изобретения охватывает любые признаки в любом сочетании таковых.

5 Хотя каждый из вышеописанных примеров характеризуется конкретными сочетаниями признаков, следует понимать, что необязательно должны быть использованы все признаки, относящиеся к тому или иному примеру. Напротив, могут быть использованы любые из вышеописанных признаков, и могут не использоваться какой-либо другой конкретный признак или какие-либо другие конкретные признаки.

10 Следует понимать, что различные варианты осуществления изобретения, раскрытые в данном документе, могут использоваться с разного рода пространственной ориентацией, в том числе наклонной, перевернутой, горизонтальной, вертикальной и т.п., а также могут применяться в разных конфигурациях без отклонения от принципов настоящего изобретения. Варианты осуществления изобретения приведены только в
15 качестве примеров полезного практического применения принципов настоящего изобретения, которые не ограничиваются какими-либо конкретными особенностями данных вариантов осуществления изобретения.

В вышеизложенном описании приведенных для примера вариантов осуществления изобретения слова, выражающие направление (такие как «над», «под», «верхний»,
20 «нижний» и т.п.), использованы для удобства иллюстрации информации, приведенной на соответствующих чертежах. Однако следует четко понимать, что объем настоящего изобретения не ограничивается какими-либо из конкретных направлений, описанных в данном документе.

Словосочетания и слова «включающий в себя», «включает в себя», «содержащий»,
25 «содержит» и другие слова, аналогичные им по смыслу, употреблены в значениях, не ограничивающих объем настоящего изобретения. Например, если указано, что система, способ, аппарат, устройство «содержит» конкретный признак или элемент, это значит, что система, способ, аппарат, устройство может содержать этот признак или элемент, а также может содержать дополнительные признаки или элементы. Аналогичным
30 образом, подразумевается, что слово «содержит» обозначает «содержит, но не ограничивается таковым».

Безусловно, на основе тщательного ознакомления с вышеизложенным описанием приведенных для примера вариантов осуществления изобретения специалисту будет понятно, что отдельные компоненты данных конкретных вариантов осуществления
35 изобретения могут быть модифицированы, дополнены, заменены, исключены, а также в данные конкретные варианты осуществления изобретения могут быть внесены другие изменения в соответствии с принципами настоящего изобретения. Соответственно, следует четко понимать, что вышеприведенное подробное описание дано только лишь в качестве примера и иллюстрации, причем суть и объем настоящего изобретения
40 ограничиваются исключительно признаками, указанными в пунктах формулы изобретения, и их эквивалентами.

Формула изобретения

1. Поршневая тянущая система, содержащая:

45 первую группу из первого и второго поршневых узлов, которые выполнены с возможностью герметично контактировать со стволом скважины; и

насос, выполненный с возможностью перемещения первой текучей среды между первым кольцевым пространством, изолированным между первым и вторым

поршневыми узлами, и вторым кольцевым пространством.

2. Система по п. 1, в которой ствол скважины обложен обсадной трубой, причем первый и второй поршневые узлы герметично контактируют с внутренней поверхностью этой обсадной трубы.

5 3. Система по п. 1, в которой, по меньшей мере, второй поршневой узел контактирует со стволом скважины с возможностью скольжения.

4. Система по п. 1, в которой по меньшей мере второй поршневой узел контактирует с возможностью выборочного сцепления с трубчатой колонной, проходящей через второй поршневой узел.

10 5. Система по п. 4, в которой трубчатая колонна содержит внутренний и наружный трубчатые элементы, причем между этими трубчатыми элементами образовано третье кольцевое пространство, при этом обеспечено втекание второй текучей среды в скважину через что-либо одно из внутреннего трубчатого элемента и третьего кольцевого пространства в скважину и вытекание второй текучей среды из скважины через что-

15 либо другое из внутреннего трубчатого элемента и третьего кольцевого пространства.
6. Система по п. 5, в которой электричество проведено через каждый из внутреннего и наружного трубчатых элементов, при этом электропитание подведено к по меньшей мере одному из первого и второго поршневых узлов.

7. Система по п. 1, в которой второе кольцевое пространство проходит до
20 местоположения на поверхности.

8. Система по п. 1, дополнительно содержащая вторую группу из первого и второго поршневых узлов, причем первая и вторая группы объединены в одной и той же трубчатой колонне.

9. Система по п. 1, в которой первый поршневой узел содержит первый клапан,
25 способный выборочно обеспечивать и блокировать сообщение по текучей среде между первым и вторым кольцевыми пространствами, при этом второй поршневой узел содержит второй клапан, способный выборочно обеспечивать и блокировать сообщение по текучей среде между первым и третьим кольцевыми пространствами.

10. Система по п. 1, в которой по меньшей мере один из первого и второго поршневых
30 узлов содержит датчик, выполненный с возможностью измерения расстояния между первым и вторым поршневыми узлами.

11. Система по п. 1, в которой каждый из первого и второго поршневых узлов содержит первое захватное устройство, выполненное с возможностью выборочного сцепления со стволом скважины.

35 12. Система по п. 11, в которой по меньшей мере второй поршневой узел содержит второе захватное устройство, выполненное с возможностью выборочного сцепления с трубчатой колонной, проходящей через второй поршневой узел.

13. Система по п. 11, в которой каждый из первого и второго поршневых узлов содержит второе захватное устройство, выполненное с возможностью выборочного
40 сцепления с трубчатой колонной, проходящей через второй поршневой узел.

14. Система по п. 1, в которой электропитание поступает от первого поршневого узла ко второму поршневому узлу.

15. Система по п. 1, в которой обеспечена возможность выборочного уменьшения наружных диаметров первого и второго поршневых узлов.

45 16. Система по п. 1, в которой по меньшей мере первый поршневой узел содержит расходомер, выполненный с возможностью измерения расхода потока на выходе из насоса.

17. Система по п. 1, в которой первый поршневой узел жестко прикреплен к трубчатой

колонне, при этом второй поршневой узел установлен на трубчатой колонне с возможностью возвратно-поступательного движения.

18. Система по п. 1, дополнительно содержащая датчик, выполненный с возможностью измерения рабочего параметра бурения, причем управление насосом
5 зависит от этого измеренного рабочего параметра бурения.

19. Система по п. 18, в которой обеспечено управление насосом в автоматическом режиме в зависимости от измеренного рабочего параметра бурения.

20. Система по п. 18, в которой рабочий параметр бурения содержит по меньшей мере одно из группы, включающей в себя: нагрузку на долото, толкающее усилие,
10 тянущее усилие, крутящий момент, изгиб, вибрацию, скорость проходки и прерывистость перемещения.

21. Система по п. 18, в которой обеспечено такое управление насосом, чтобы рабочий параметр бурения поддерживался в заданном диапазоне.

22. Система по п. 18, в которой обеспечено такое управление, чтобы рабочий параметр
15 бурения имел оптимальное значение.

23. Система по п. 18, в которой обеспечено такое управление насосом, чтобы рабочий параметр бурения имел максимальное значение.

24. Система по п. 18, в которой обеспечено такое управление насосом, чтобы рабочий параметр бурения имел минимальное значение.

25. Способ функционирования поршневой тянущей системы, содержащий:
20 приведение в герметичный контакт со стволом скважины первой группы из первого и второго поршневых узлов;

сцепление второго поршневого узла со стволом скважины; и
затем перекачивание первой текучей среды из первого кольцевого пространства,
25 образованного между первым и вторым поршневыми узлами, причем первый поршневой узел прикрепляют к трубчатой колонне, обеспечивая возможность перемещения трубчатой колонны через второй поршневой узел.

26. Способ по п. 25, дополнительно содержащий:
сцепление первого поршневого узла со стволом скважины;
30 затем отцепление второго поршневого узла от ствола скважины; и
затем перекачивание первой текучей среды из второго кольцевого пространства в первое кольцевое пространство, в результате чего происходит отведение второго поршневого узла от первого поршневого узла.

27. Способ по п. 26, в котором второе кольцевое пространство проходит до
35 местоположения на поверхности.

28. Способ по п. 25, дополнительно содержащий отцепление первого поршневого узла от ствола скважины перед перекачиванием первой текучей среды из первого кольцевого пространства.

29. Способ по п. 25, дополнительно содержащий уменьшение диаметров первого и
40 второго поршневых узлов перед перемещением первого и второго поршневых узлов на участок ствола скважины с уменьшенным диаметром.

30. Способ по п. 25, дополнительно содержащий приведение в герметичный контакт со стволом скважины второй группы, состоящей из первого и второго поршневых
узлов.

31. Способ по п. 30, дополнительно содержащий перемещение трубчатой колонны
45 в стволе скважины посредством второй группы поршневых узлов, в то время как первая группа поршневых узлов пересекает канал утечки.

32. Способ по п. 30, дополнительно содержащий перемещение трубчатой колонны

в стволе скважины посредством второй группы поршневых узлов, в то время как первая группа поршневых узлов находится на участке ствола скважины, имеющем уменьшенный диаметр.

5 33. Способ по п. 25, дополнительно содержащий измерение расстояния между первым и вторым поршневыми узлами при их перемещении относительно друг друга.

34. Способ по п. 25, в котором ствол скважины обложен обсадной трубой, причем первый и второй поршневые узлы герметично контактируют с внутренней поверхностью этой обсадной трубы.

10 35. Способ по п. 25, в котором по меньшей мере второй поршневой узел контактирует со стволом скважины с возможностью скольжения.

36. Способ по п. 25, в котором по меньшей мере второй поршневой узел контактирует с трубчатой колонной с возможностью выборочного сцепления.

15 37. Способ по п. 25, в котором трубчатая колонна содержит внутренний и наружный трубчатые элементы, при этом между этими трубчатыми элементами образовано второе кольцевое пространство, причем через что-либо одно из внутреннего трубчатого элемента и второго кольцевого пространства в скважину втекает вторая текучая среда, которая вытекает из скважины через что-либо другое из внутреннего трубчатого элемента и второго кольцевого пространства.

20 38. Способ по п. 37, дополнительно содержащий проведение электричества через каждый из внутреннего и наружного трубчатых элементов, в результате чего электропитание подводят к по меньшей мере одному из первого и второго поршневых узлов.

25 39. Способ по п. 25, дополнительно содержащий вторую группу из первого и второго поршневых узлов, причем первая и вторая группы объединены в одной и той же трубчатой колонне.

30 40. Способ по п. 25, в котором первый поршневой узел содержит первый клапан, выборочно обеспечивающий и блокирующий сообщение по текучей среде между первым и вторым кольцевыми пространствами, причем второй поршневой узел содержит второй клапан, выборочно обеспечивающий и блокирующий сообщение по текучей среде между первым и третьим кольцевыми пространствами.

41. Способ по п. 25, в котором каждый из первого и второго поршневых узлов содержит первое захватное устройство, выполненное с возможностью выборочного сцепления со стволом скважины.

35 42. Способ по п. 41, в котором по меньшей мере второй поршневой узел содержит второе захватное устройство, выполненное с возможностью выборочного сцепления с трубчатой колонной.

43. Способ по п. 41, в котором каждый из первого и второго поршневых узлов содержит второе захватное устройство, выполненное с возможностью выборочного сцепления с трубчатой колонной.

40 44. Способ по п. 25, дополнительно содержащий передачу электропитания от первого поршневого узла ко второму поршневому узлу.

45. Способ по п. 25, дополнительно содержащий измерение датчиком рабочего параметра бурения, причем насосом управляют в зависимости от этого измеренного рабочего параметра бурения.

45 46. Способ по п. 45, в котором насосом управляют в автоматическом режиме в зависимости от измеренного рабочего параметра бурения.

47. Способ по п. 45, в котором рабочий параметр бурения содержит по меньшей мере одно из группы, включающей в себя: нагрузку на долото, толкающее усилие,

тянущее усилие, крутящий момент, изгиб, вибрацию, скорость проходки и прерывистость перемещения.

48. Способ по п. 45, в котором насосом управляют таким образом, чтобы поддерживать рабочий параметр бурения в заданном диапазоне.

5 49. Способ по п. 45, в котором насосом управляют таким образом, чтобы рабочий параметр бурения имел оптимальное значение.

50. Способ по п. 45, в котором насосом управляют таким образом, чтобы рабочий параметр бурения имел максимальное значение.

10 51. Способ по п. 45, в котором насосом управляют таким образом, чтобы рабочий параметр бурения имел минимальное значение.

52. Способ продвижения трубчатой колонны в стволе скважины, содержащий приведение в герметичный контакт первого и второго поршневых узлов со стволом скважины, причем каждый из первого и второго поршневых узлов содержит первое захватное устройство, которое выборочно сцепляют со стволом скважины, а второй поршневой узел содержит второе захватное устройство, которое выборочно сцепляют с трубчатой колонной.

53. Способ по п. 52, дополнительно содержащий:
сцепление второго поршневого узла со стволом скважины; и
затем откачивание первой текучей среды из первого кольцевого пространства,
20 образованного между первым и вторым поршневыми узлами, при этом первый поршневой узел прикрепляют к трубчатой колонне, что обеспечивает перемещение трубчатой колонны через второй поршневой узел.

54. Способ по п. 53, дополнительно содержащий:
сцепление первого поршневого узла со стволом скважины;
25 затем отцепление второго поршневого узла от ствола скважины; и
затем перекачивание первой текучей среды из второго кольцевого пространства в первое кольцевое пространство, в результате чего происходит отведение второго поршневого узла от первого поршневого узла.

55. Способ по п. 54, в котором второе кольцевое пространство проходит до
30 местоположения на поверхности.

56. Способ по п. 53, дополнительно содержащий отцепление первого поршневого узла от ствола скважины перед перекачиванием первой текучей среды из первого кольцевого пространства.

57. Способ по п. 52, дополнительно содержащий измерение датчиком рабочего
35 параметра бурения, причем перекачиванием управляют в зависимости от этого измеренного рабочего параметра бурения.

58. Способ по п. 57, в котором перекачиванием управляют в автоматическом режиме в зависимости от измеренного рабочего параметра бурения.

59. Способ по п. 57, в котором рабочий параметр бурения содержит по меньшей
40 мере что-либо одно из группы, содержащей: нагрузку на долото, толкающее усилие, тянущее усилие, крутящий момент, изгиб, вибрацию, скорость проходки и прерывистость перемещения.

60. Способ по п. 57, в котором перекачиванием управляют таким образом, чтобы поддерживать рабочий параметр бурения в требуемом диапазоне.

45 61. Способ по п. 57, в котором перекачиванием управляют таким образом, чтобы рабочий параметр бурения имел оптимальное значение.

62. Способ по п. 57, в котором перекачиванием управляют таким образом, чтобы рабочий параметр бурения имел максимальное значение.

63. Способ по п. 57, в котором перекачиванием управляют таким образом, чтобы рабочий параметр бурения имел минимальное значение.

64. Способ по п. 52, дополнительно содержащий уменьшение диаметров первого и второго поршневых узлов перед перемещением первого и второго поршневых узлов на участок ствола скважины, имеющий уменьшенный диаметр.

65. Способ по п. 52, дополнительно содержащий приведение в герметичный контакт второй группы, состоящей из первого и второго поршневых узлов, со стволом скважины.

66. Способ по п. 65, дополнительно содержащий перемещение трубчатой колонны в стволе скважины посредством второй группы поршневых узлов, в то время как первая группа поршневых узлов пересекает канал утечки.

67. Способ по п. 65, дополнительно содержащий перемещение трубчатой колонны в стволе скважины посредством второй группы поршневых узлов, в то время как первая группа поршневых узлов находится на участке ствола скважины, имеющем уменьшенный диаметр.

68. Способ по п. 52, дополнительно содержащий измерение расстояния между первым и вторым поршневыми узлами при перемещении первого и второго поршневых узлов относительно друг друга.

69. Способ по п. 52, в котором ствол скважины обложен обсадной трубой, причем первый и второй поршневые узлы герметично контактируют с внутренней поверхностью этой обсадной трубы.

70. Способ по п. 52, в котором по меньшей мере второй поршневой узел контактирует со стволом скважины с возможностью скольжения.

71. Способ по п. 52, в котором трубчатая колонна содержит внутренний и наружный трубчатые элементы, причем между этими трубчатыми элементами образовано кольцевое пространство, и через что-либо одно из внутреннего трубчатого элемента и кольцевого пространства в скважину поступает текучая среда, которая вытекает из скважины через что-либо другое из внутреннего трубчатого элемента и кольцевого пространства.

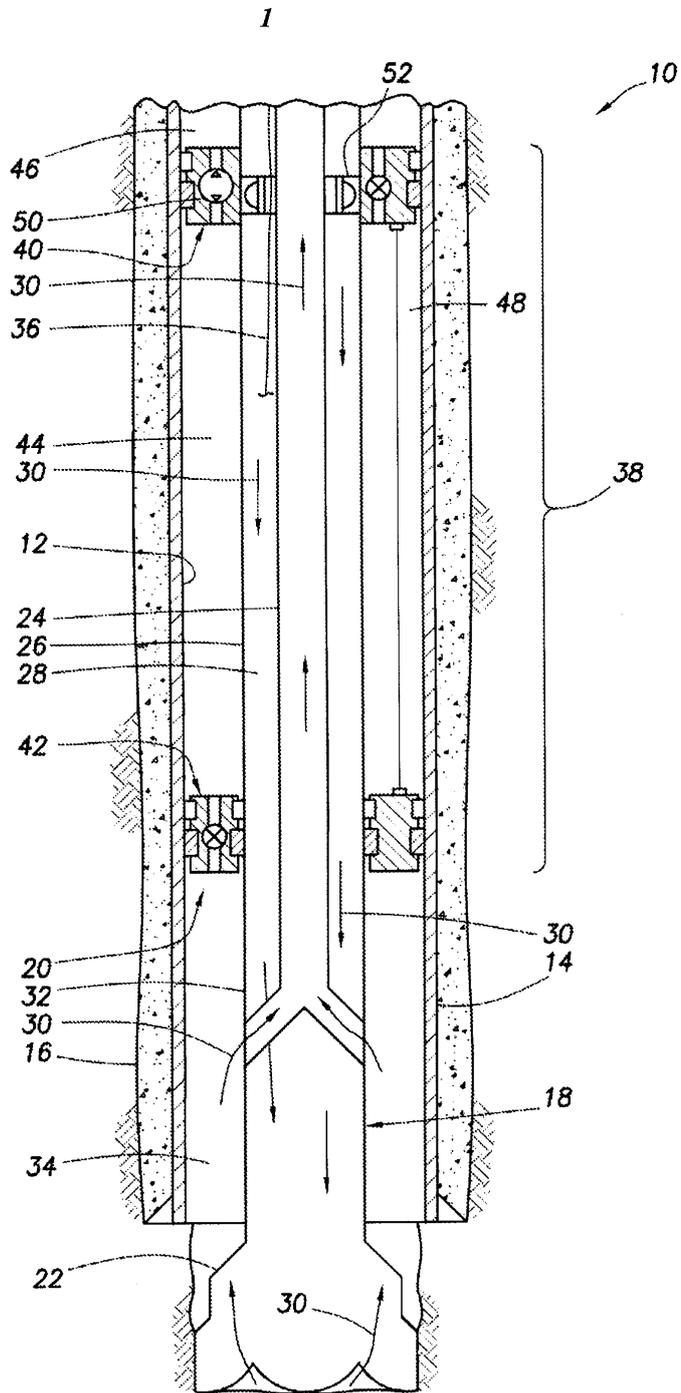
72. Способ по п. 71, дополнительно содержащий проведение электричества через каждый из внутреннего и наружного трубчатых элементов, в результате чего электропитание подводят к по меньшей мере одному из первого и второго поршневых узлов.

73. Способ по п. 52, дополнительно содержащий вторую группу, состоящую из первого и второго поршневых узлов, при этом первую и вторую группы объединяют в одной и той же трубчатой колонне.

74. Способ по п. 52, в котором первый поршневой узел содержит первый клапан, выборочно обеспечивающий и блокирующий сообщение по текучей среде между первым кольцевым пространством, образованным между первым и вторым поршневыми узлами, и вторым кольцевым пространством, причем второй поршневой узел содержит второй клапан, выборочно обеспечивающий и блокирующий сообщение по текучей среде между первым кольцевым пространством и третьим кольцевым пространством.

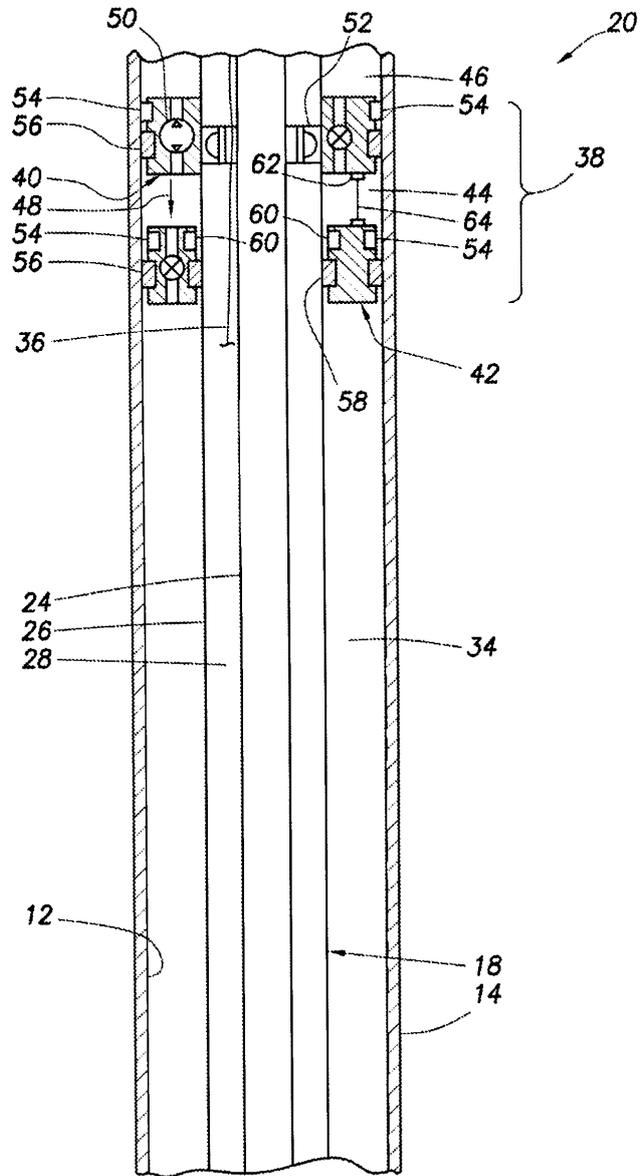
75. Способ по п. 52, дополнительно содержащий передачу электропитания от первого поршневого узла ко второму поршневому узлу.

76. Способ по п. 52, в котором первый поршневой узел содержит другое второе захватное устройство, выполненное с возможностью выборочного сцепления с трубчатой колонной.



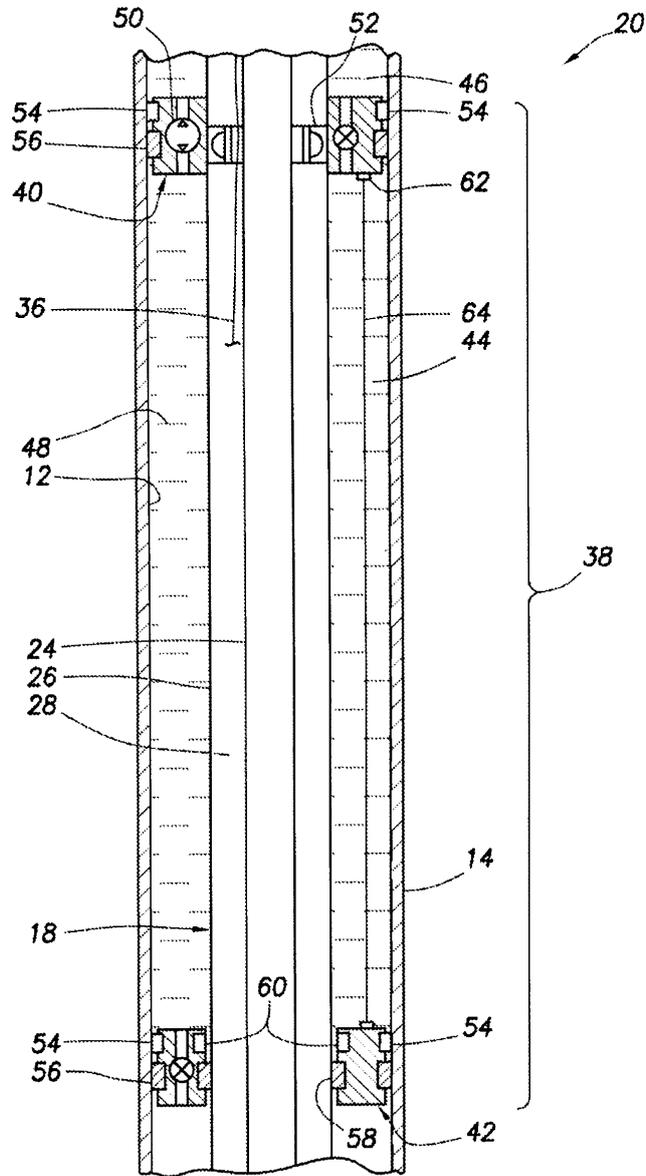
ФИГ. 1

2



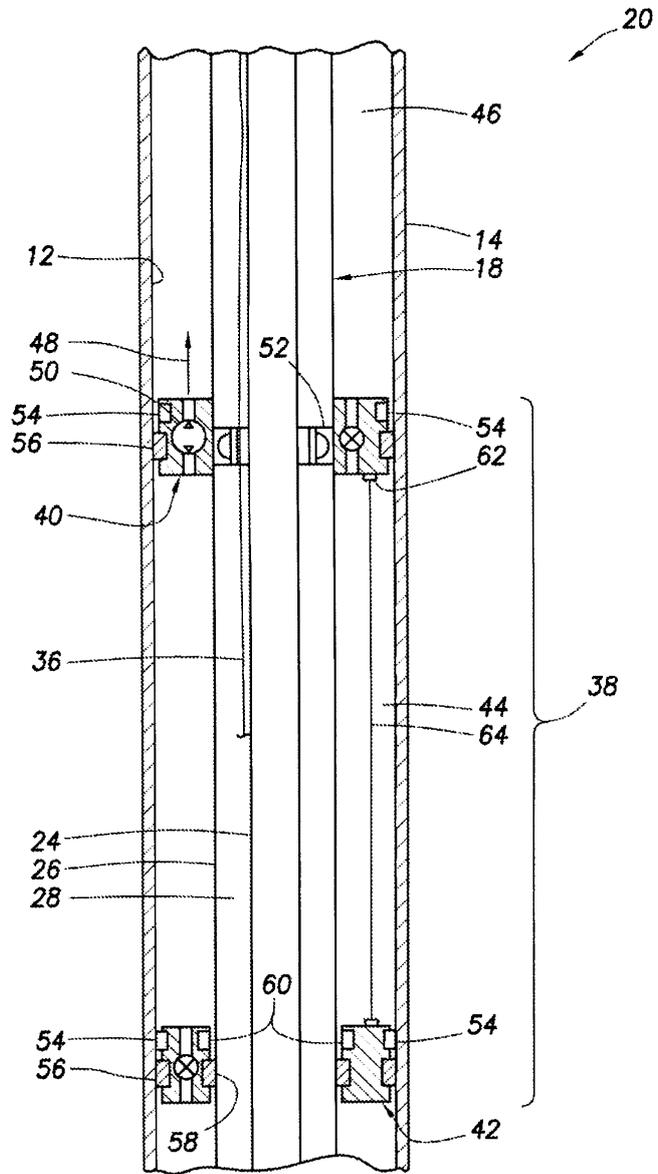
ФИГ. 2

3



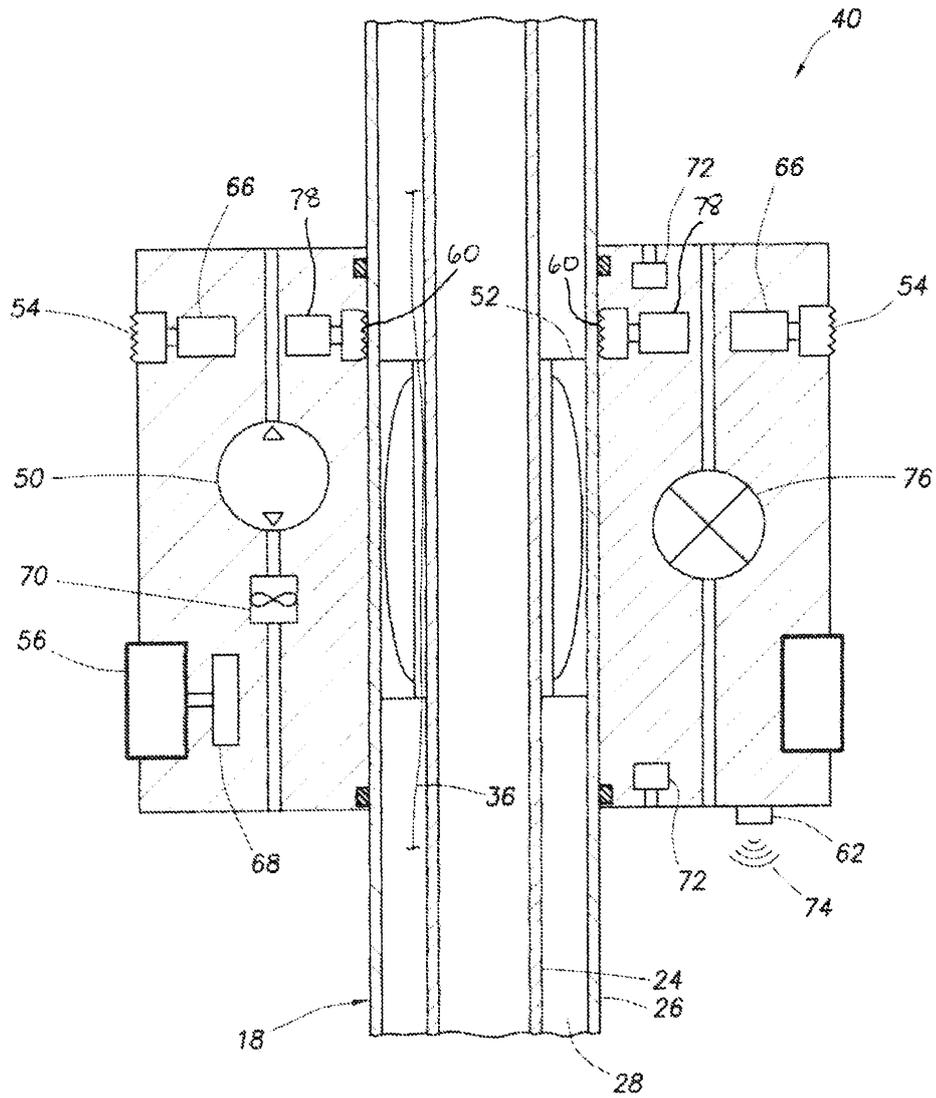
ФИГ. 3

4



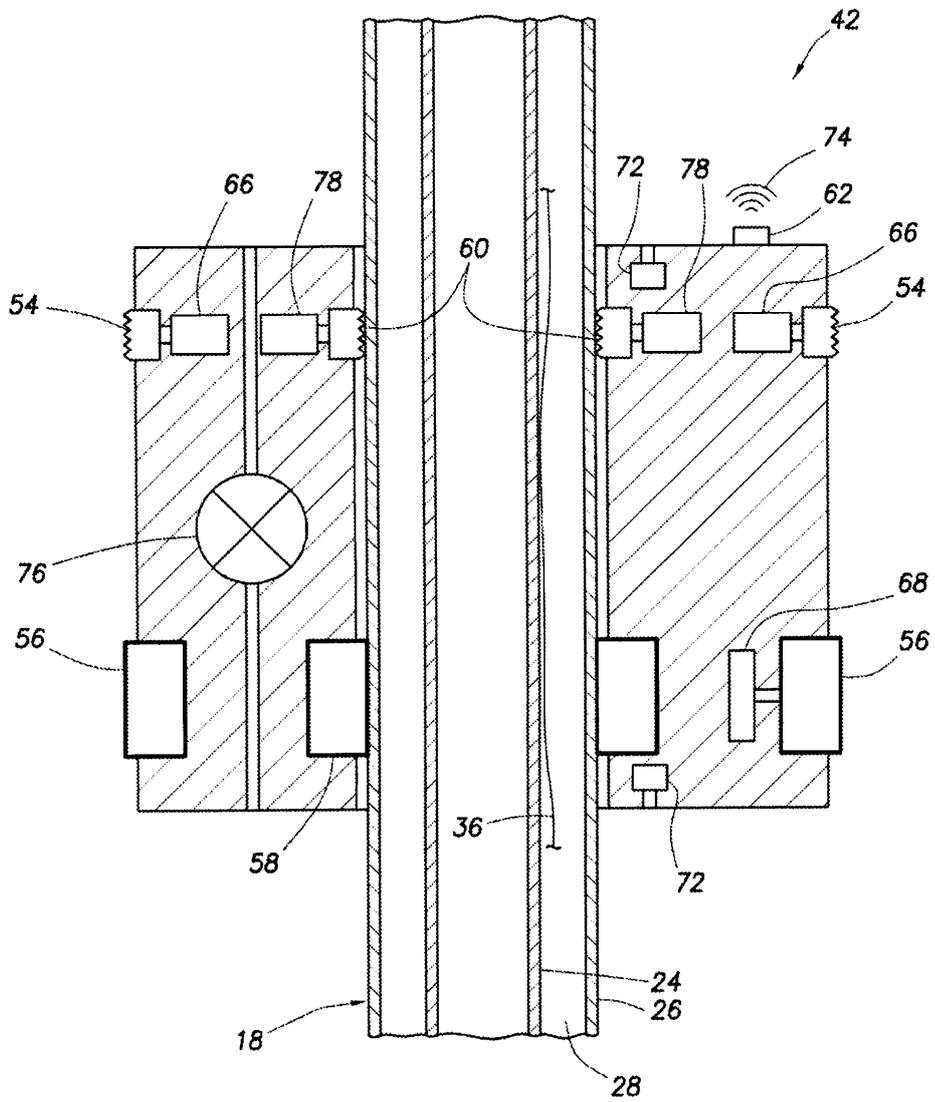
ФИГ. 4

5

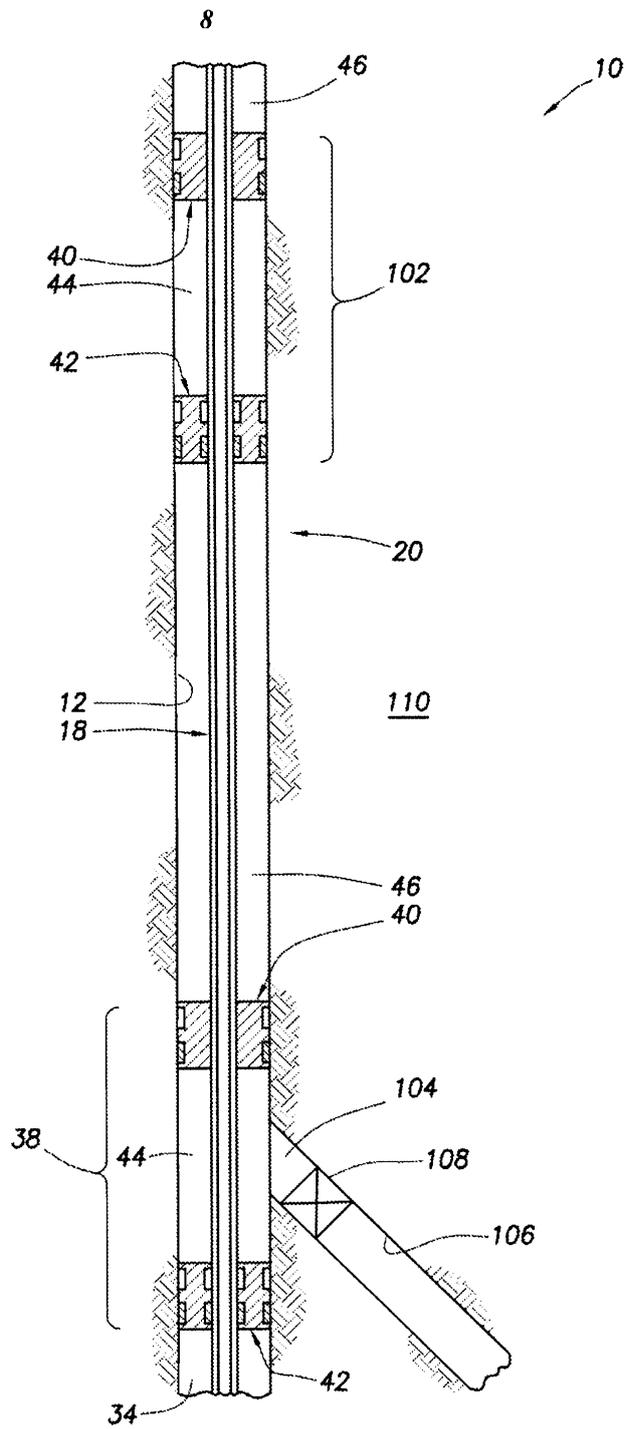


ФИГ. 5

6



ФИГ. 6



ФИГ. 8

