

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202293176** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2023.02.20

(51) Int. Cl. *E21B 45/00* (2006.01)
E21B 21/08 (2006.01)
G01C 5/06 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2021.05.04

(54) **СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ**

(31) **2020901410**

(72) Изобретатель:
Стюарт Гордон (AU)

(32) **2020.05.04**

(33) **AU**

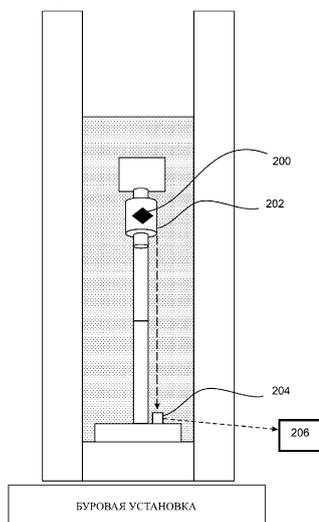
(74) Представитель:
Хмара М.В. (RU)

(86) **PCT/AU2021/050410**

(87) **WO 2021/222977 2021.11.11**

(71) Заявитель:
**ГЛОБАЛТЕК КОРПОРЕЙШЕН ПТЙ
ЛТД (AU)**

(57) Система (10) измерения скорости проходки (ROP) содержит датчиковое устройство на буровой установке для обнаружения продвижения бурения. Излучатель (38, 200) осуществляет передачу на приемник (40, 204), опционально через отражатель (39, 208). Электронный вспомогательный модуль (201) может включать в себя излучатель (200), приемник (204) или отражатель (208). Отражатель (39, 208) отражает сигналы на приемник (40, 204). Для измерения расстояния или картографирования пространства можно использовать лидар/лазер и MEMS зеркало. Съёмное крепление к буровой установке может быть выполнено посредством магнита (112). Можно определить атмосферное или барометрическое давление, а изменение давления можно использовать для определения пройденного расстояния. Нагрузка на долото (WOB), частота вращения (RPM), крутящий момент и скорость перемещения во времени могут быть измерены и объединены с измеренным пройденным расстоянием для оценки износа бурового долота. Может рассчитываться и отображаться (17) и/или сообщаться (21) измеряемая скорость проходки (ROP) близко к режиму реального времени. Можно определить эффективность бурения и преждевременный износ бурового инструмента или изменение горной породы.



202293176
A1

202293176

A1

СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ

Область техники, к которой относится изобретение

5 [001] Настоящее изобретение относится к скорости проходки (ROP, от англ. rate of penetration) во время операции бурения.

[002] Один или несколько вариантов настоящего изобретения относится к отслеживанию, определению с помощью датчиков и / или измерению скорости проходки, в частности, во время операций по бурению твердых пород на суше.

10 [003] Настоящее изобретение находит применение в качестве способа отслеживания, определения с помощью датчиков и / или измерения скорости проникновения бурового снаряда во время бурения и / или устройства или системы для отслеживания, определения с помощью датчиков и / или измерения скорости проникновения согласно соответствующему способу.

15 Предшествующий уровень техники

[004] Как правило, глубину бурового снаряда в скважине определяют путем измерения длины трубы, введенной в скважину с поверхности. Глубина может быть скорректирована с учетом эффектов растяжения или сжатия бурильной колонны, например, вследствие длины бурильной колонны и температуры окружающей

20 среды.

[005] Таким образом, общая длина скважины может быть легко определена из общей длины ряда известных длин бурильных труб (обычно длиной 3 м или 6 м), добавленных к задней части бурового снаряда, включающего в себя буровое долото или другой скважинный инструмент. Вертикальную глубину скважины можно

25 определить по длине бурильной колонны, наклону и азимуту скважины.

[006] Указанная абсолютная глубина и вертикальная глубина скважины, а также длина бурильной колонны являются полезными данными. Однако для измерения производительности и хода бурения скважины, а также для прогнозирования того, когда может быть достигнута предпочтительная глубина, ценным показателем также является скорость проходки (ROP) бурового долота в

30 нижележащую породу.

[007] Такое измерение скорости проходки для операции бурения обычно рассчитывают вручную. Например, в зависимости от глубины бурения с течением времени. Для определения скорости проходки (ROP) используют простое

35 вычисление длины бурильной колонны на поверхности, продвигающейся вниз с течением времени.

[008] Одна известная система для измерения скорости проходки бурового инструмента в операции бурения раскрыта в патентном документе США 3 853 004, который раскрывает использование измерительной системы, имеющей датчик вращательного перемещения, для измерения расстояния, на которое продвигается 5 натяжной кабель во время операции бурения. Указанный датчик имеет колесо, которое опирается на натяжной кабель. По мере продвижения бурового инструмента продвигается и натяжной кабель. Это приводит к вращению колеса датчика вращательного перемещения, контактирующего с кабелем, и обеспечивает измерение угла, равное расстоянию. Скорость проходки может быть рассчитана на 10 основе измеренного времени, необходимого колесу для поворота на заданное число градусов.

[009] Измерение или отслеживание износа буровых долот в буровых установках для твердых пород (в частности, буровых долот с алмазным наконечником) важно для того, чтобы операторы буровых установок имели более 15 точную и надежную информацию о том, когда необходимо выполнить дорогостоящую и трудоемкую операцию по извлечению бурильной колонны из скважины и замене бурового долота с алмазным наконечником.

[010] Кроме того, сравнение скорости проходки бурового долота с записями / каротажными данными ранее пробуренных скважин может подтвердить, 20 связано ли снижение скорости проходки с геологическим образованием или стратифицированным характером скважины.

[011] Кроме того, знание скорости проходки (ROP) или изменения скорости проходки с течением времени помогает определить, следует ли регулировать нагрузку на долото (WOB, от англ. weight-on-bit), чтобы контролировать износ 25 бурового долота и потенциально предотвращать выход из строя бурового долота до подходящего времени замены бурового долота.

[012] В то время как общее представление о скорости проходки часто получают во время операции бурения путем деления общей длины буровых штанг на время, затраченное в течение дня на бурение этой длины, эта величина 30 представляет собой лишь общее среднее значение скорости проходки (ROP) и не дает никаких подробностей о различиях в скорости проходки, возникающих в течение смены (смен), в которой проводится операция бурения, или возникающих из-за разных операторов, работающих на буровой установке, или из-за разных пластов горных пород.

[013] Было признано желательным улучшить определение скорости проходки для бурового снаряда, так чтобы облегчить или преодолеть по меньшей мере одну из вышеупомянутых проблем.

5 [014] Кроме того, было признано желательным иметь возможность обеспечивать объективную оценку характеристик бурения для одной или нескольких операций бурения.

[015] Кроме того, было признано желательным получать данные о скорости проходки в режиме реального времени, которые можно использовать для оптимизации характеристик бурения и уменьшения преждевременного износа буровых долот.

[016] Именно с учетом вышеупомянутых проблем и пожеланий было разработано настоящее изобретение.

15 [017] Следует понимать, что, если в настоящем документе делается ссылка на какое-либо решение предшествующего уровня техники, такая ссылка не означает признания того, что указанное решение предшествующего уровня техники является частью общих знаний в данной области в Австралии или любой другой стране.

Сущность изобретения

20 [018] Согласно одному аспекту настоящего изобретения, предложена система измерения скорости проходки или пройденного расстояния при бурении, включающая в себя по меньшей мере один датчик для обеспечения указания скорости, с которой (и / или расстояния, на которое) буровое долото или другой инструмент продвигается в скважину.

25 [019] Согласно еще одному аспекту настоящего изобретения предложен способ оптимизации характеристик бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки бура во время операции бурения путем получения по меньшей мере от одного датчика указания расстояния, пройденного буровым долотом за период бурения.

30 [020] Предпочтительно способ включает в себя вычисление скорости проходки бурового долота на расстояние за период времени и управление по меньшей мере одним параметром бурения на основе по меньшей мере скорости проходки бурения.

35 [021] Согласно другому аспекту настоящего изобретения предложен способ управления характеристиками бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки бура во время бурения и управление по меньшей мере одним параметром из: нагрузки на долото (WOB, от англ. weight-on-bit),

расхода бурового раствора, крутящего момента, приложенного к буровому долоту, и частоты вращения (RPM, от англ. revolutions per minute — оборотов в минуту) бурового долота.

5 [022] Значение (значения) скорости проходки (ROP) можно использовать для воздействия на или регулирования по меньшей мере одного из следующих параметров: нагрузка на долото (WOB), расход бурового раствора, крутящий момент, приложенный к буровому долоту, и частота вращения (RPM) бурового долота. Таким образом, может быть обеспечена обратная связь, так что измеренная или рассчитанная скорость проходки (ROP) используется в качестве параметра /
10 входных данных при расчете требуемых нагрузки на долото (WOB), крутящего момента, частоты вращения (RPM) или расхода бурового раствора, циркулирующего к буровому долоту / от бурового долота, для изменения или регулирования износа бурового долота или скорости проходки бурового долота.

15 [023] Предпочтительно система, устройство или способ включает в себя таймер или часы, обеспечивающие указание прошедшего времени, в течение которого буровое долото или другой инструмент продвинулся на расстояние.

[024] Величина скорости проходки бурового долота или другого инструмента в скважину предпочтительно может быть рассчитана путем деления расстояние на время или дифференцирования расстояния по времени для
20 получения скорости (скорости проходки).

[025] Предпочтительно, скорость проходки можно определять, измерять или отслеживать автоматически, например, с помощью датчика, взаимодействующего с центральным компьютером / процессором.

25 [026] Скорость проходки может быть определена на основе измерения одного или нескольких из следующего: ускорения и / или положения, одного или обоих в скважине или по отношению к перемещению буровой мачты.

[027] Например, один или несколько датчиков могут быть предусмотрены в приборе, расположенном в скважине. В качестве альтернативы или в дополнение, один или несколько датчиков могут быть расположены на буровой мачте на
30 поверхности.

[028] Может быть предусмотрена измерительная система для определения расстояния, проходимого при перемещении верхушки мачты, например, при продвижении верхнего привода вниз по мере продвижения буровой колонны и бурового инструмента в скважину.

35 [029] Следует понимать, что один или несколько датчиков могут быть предусмотрены для определения или обнаружения относительного изменения в

движении бурового долота, бурильной колонны или компонента буровой мачты, или комбинации двух или более из них.

5 [030] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения предусматривают определение / измерение скорости проходки во время бурения.

10 [031] Например, один или несколько датчиков могут включать в себя по меньшей мере один датчик давления, такой как по меньшей мере один датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления, сконструированный и выполненный с возможностью обнаружения изменения

15 давления окружающего воздуха / воздуха окружающей среды.
[032] По меньшей мере один датчик давления воздуха или датчик барометрического давления может включать в себя по меньшей мере один такой датчик, выполненный с возможностью перемещения при движении вперед (продвижении) или назад (извлечении) бурового инструмента, буровой штанги, скважинного прибора или другого скважинного инструмента или трубы / патрубка.

[033] Предпочтительно, предусмотрен по меньшей мере один эталон относительно перемещения по меньшей мере одного датчика атмосферного давления или датчика барометрического давления. Эталон может представлять собой неподвижный эталон.

20 [034] Например, первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления может быть выполнен с возможностью перемещения вверх и / или вниз во время соответствующего перемещения бурового инструмента / бурильной колонны или другого скважинного инструмента, а второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления может

25 обеспечивать эталонное значение. Эталон может обеспечивать эталонное атмосферное давление или барометрическое давление относительно любого обнаруженного изменения атмосферного давления или барометрического давления, обнаруженного по меньшей мере одним датчиком атмосферного давления или датчиком барометрического давления.

30 [035] Первый или подвижный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления и второй или эталонный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления могут быть установлены съемным образом на буровом инструменте, например буровой мачте.

35 [036] Съемная установка может осуществляться посредством магнитного крепления с помощью по меньшей мере одного магнита, предусмотренного на соответствующем первом и / или втором датчике атмосферного давления или

датчике барометрического давления. Может быть предусмотрено альтернативное крепление, такое как соединительные муфты, адгезив, механические крепежные элементы (например, винты, болты).

5 [037] Первый и второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления могут каждый включать в себя запоминающее устройство для хранения значений давления и / или значений абсолютной высоты. В качестве альтернативы, один из датчиков атмосферного давления или датчик барометрического давления может передавать обнаруженные значения другому.

10 [038] Например, первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления может передавать любое изменение давления / абсолютной высоты или их абсолютных значений на второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления

15 [039] Первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления может обнаруживать изменение атмосферного / барометрического давления как изменение высоты / абсолютной высоты. Когда это изменение давления известно относительно эталонного значения, такого как начальное измерение давления на известной высоте / абсолютной высоте или относительно эталонного давления (например, измеренного вторым датчиком атмосферного давления или датчиком барометрического давления), может быть определено
20 изменение положения по высоте первого датчика атмосферного давления или датчика барометрического давления.

[040] Предпочтительно, второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления обеспечивает эталонное давление в фиксированной точке, так что, если атмосферное / барометрическое давление изменяется в
25 течение дня, например, при изменении погоды или температуры, первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления будет измерять атмосферное / барометрическое давление относительно этого эталонного давления. То есть, если первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления находится на той же высоте, что и второй датчик
30 атмосферного давления или датчик барометрического давления (например, при полностью выдвинутом вниз верхнем приводе), показания давления как первого, так и второго датчиков атмосферного давления или датчиков барометрического давления будут одинаковыми.

35 [041] Поскольку первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления отличается по высоте от эталонного, например, при удалении от второго датчика атмосферного давления или датчика

барометрического давления или по направлению к нему), может быть обнаружено изменение высоты / абсолютной высоты относительно эталона.

[042] Предпочтительно аппарат или устройство, включающее в себя первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления, и аппарат или устройство, включающее в себя второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления, могут быть идентичными.

[043] Плотность атмосферного воздуха может изменяться в зависимости от температуры воздуха. Атмосферный воздух в день с температурой 43°C менее плотный, чем атмосферный воздух в холодный день при том же базовом уровне. Начальная абсолютная высота может повлиять на это, поскольку плотность воздуха также меняется в зависимости от абсолютной высоты (т. е. высоты над уровнем моря). Однако при использовании аппарата / устройства со вторым датчиком атмосферного давления или датчиком барометрического давления для обеспечения неподвижного эталона и движущегося (первого) датчика атмосферного давления или датчика барометрического давления для обеспечения движущегося измерения происходит компенсация по температуре и базовой абсолютной высоте.

[044] Предпочтительно могут быть предусмотрены два или более датчиковых аппаратов или устройств, которые синхронизируются друг с другом. Например, два или более датчиковых аппаратов или устройств могут передавать эталонное значение (калибровку) от одного к другому или могут подтверждать, что каждое из них измеряет одно и то же текущее значение, например, что оба находятся при одинаковой температуре и / или атмосферном давлении.

[045] В качестве альтернативы или в дополнение, один или несколько датчиковых аппаратов или устройств могут передавать измеренные данные, такие как одно или несколько из значений или изменений в значении измеренного атмосферного / барометрического давления воздуха, расстояния, ускорения / замедления, абсолютной высоты, скорости, скорости изменения ускорения или замедления (также известного как 'рывок' (англ. 'jerk')), температуры и / или влажности.

[046] Предпочтительно, по меньшей мере один указанный датчиковый аппарат или устройство может иметь возможность калибровать себя до значения, полученного от другого указанного датчикового аппарата или устройства или от эталонного аппарата или устройства.

[047] Измерение скорости проходки (ROP) может осуществляться в режиме реального времени или в режиме, близком к реальному времени, поскольку один или несколько датчиков обеспечивают соответствующие сигналы измерения во

время бурения, и предпочтительно на постоянной, почти постоянной или, если предпочтительно, периодической основе.

[048] На верхушке мачты или в скважине могут быть предусмотрены прибор, аппарат или датчик, или прибор или датчик могут быть предусмотрены в
5 обоих местах (например, для коррелирования значений от обоих приборов, чтобы проверить точность), причем скважинный прибор может включать в себя по меньшей мере один акселерометр, предпочтительно многоосевой акселерометр (более предпочтительно трехосный акселерометр) или ряд акселерометров, обеспечивающих многоосевое определение ускорения.

10 [049] Альтернативный или дополнительный датчик может включать в себя по меньшей мере одно из следующего: акселерометр или многоосевой акселерометр, один или несколько датчиков электромагнитных волн, такие как один или несколько лидарных датчиков, микроэлектромеханическое (MEMS) зеркало, радарный датчик, ультразвуковой датчик, оптический датчик, такой как съемочная
15 камера, магниторезистивный датчик, микроволновый датчик, инфракрасный датчик и / или по меньшей мере один гироскопический датчик.

[050] В качестве альтернативы или в дополнение, из многоосевого гироскопического детектора может быть предусмотрен трехосный гироскопический выход, причем такой детектор предусмотрен в скважине или на верхушке мачты,
20 или по меньшей мере по одному в скважине и на верхушке мачты.

[051] Скважинный прибор, аппарат или датчик могут быть предусмотрены в бурильной колонне, например, за буровым долотом, или внутри трубы или прикрепленные к трубе, образующей часть бурильной колонны.

[052] Результаты измерения продвижения и / или скорости продвижения
25 бурения могут иметь отметки по времени и / или отметки по положению / местоположению. Например, местоположение по GPS, дата и время могут записываться периодически или непрерывно в соответствии с результатами измерениями скорости проходки и / или глубины.

[053] Может быть предусмотрена температурная компенсация для
30 калибровки прибора, акселерометра (акселерометров) и / или гироскопического датчика (гироскопических датчиков).

[054] Прибор, акселерометр (акселерометры) и / или гироскопические датчики могут питаться от батареи, такой как перезаряжаемая батарея.

[055] Может быть предусмотрен пользовательский интерфейс для
35 отслеживания и / или управления таким автоматическим управлением.

[056] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут включать в себя по меньшей мере один пороговый детектор. Например, чтобы предупредить операторов, когда параметры оптимизации упали ниже предпочтительного состояния, и чтобы сообщить, что буровое долото необходимо заменить.

[057] Таким образом, один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут предпочтительно включать в себя отслеживание одного или нескольких параметров бурения, таких как частота вращения (RPM), нагрузка на долото (WOB), расход бурового раствора, крутящий момент и т. д., и выдачу предупреждения или сигнала тревоги оператору и / или инициирование замедления или остановки бурения, когда параметр бурения равен или превышает пороговое значение.

[058] Например, если скорость проходки не может быть увеличена из-за изношенного бурового долота, или если крутящий момент превысит максимально допустимый, или нагрузка на долото превысит или может превысить максимально допустимую или может привести к повреждению бурового долота, выдача сигнала тревоги или предупреждения позволяет оператору прекратить или изменить бурение, или бурение может быть изменено автоматически для компенсации или смягчения измеряемого параметра. Нагрузка на долото (WOB) может быть уменьшена, крутящий момент может быть уменьшен, скорость проходки может быть уменьшена, частота вращения (RPM) может быть уменьшена, или бурение может быть остановлено.

[059] Следует понимать, что одна или несколько форм настоящего изобретения преимущественно обеспечивают надежное и безотказное датчиковое устройство или систему, которые можно использовать для определения величины линейного перемещения бурового долота или другого скважинного инструмента в грунт, и предпочтительно относительно времени. Это приводит к получению датчикового устройства, которое точно измеряет скорость проходки.

[060] Предпочтительно, датчиковое устройство или система для измерения скорости проходки (ROP) взаимодействует с другим измерительным оборудованием. Например, устройство может быть выполнено с возможностью взаимодействия с другими датчиками или датчиковым устройством, конструкциями или аппаратами, такими как для обнаружения или измерения ускорения, инерции, гироскопических значений, силы, крутящего момента, давления, колебаний, температуры и расхода (бурового раствора), или комбинации любых двух или более

из них, чтобы помочь отслеживать износ бурового долота и прогнозировать время замены бурового долота.

5 [061] Датчиковое устройство или система для измерения скорости проходки (ROP) предоставляет средства для измерения и либо отображения и записи, либо передачи результатов измерений для удаленного отображения и записи скорости проходки бурового долота во время процесса бурения путем измерения угла вращения, например, бурильной колонны или верхнего привода.

[062] Предпочтительно датчиковое устройство или система может быть установлена на буровом снаряде, таком как буровая мачта.

10 [063] Более предпочтительно, датчик может быть установлен на буровом снаряде с помощью одного или нескольких упругих креплений для уменьшения или предотвращения нежелательных колебаний (вибрации) от бурения, влияющих на качество сигнала, генерируемого датчиком.

15 [064] Предпочтительно, одно или несколько упругих креплений могут включать в себя резину, уретан или другие материалы, демпфирующие колебания.

[065] Датчик или датчиковое устройство или прибор могут быть неподвижно установлены на буровой мачте или бурильной колонне.

20 [066] Датчик или датчиковое устройство или прибор могут иметь кабель или шнур, соединяющийся с подвижной частью приводного узла бурильной колонны. Следовательно, по мере продвижения приводного узла бурильной колонны по мере того, как буровое долото вонзается в породу в забое скважины, кабель или шнур изнашиваются.

25 [067] В качестве альтернативы или в дополнение, датчиковое устройство, прибор или датчик может включать в себя один или несколько из акселерометров, лидаров, радаров, инфракрасных датчиков движения. Например, перемещение бурильной колонны в скважину может быть обнаружено путем измерения изменения расстояния верхушки мачты или верхнего привода по отношению к земле или другому неподвижному компоненту / элементу.

30 [068] Измерение угла может быть получено с помощью поворотного энкодерного датчика или энкодерного датчика углового положения вала, такого как оптический диск или датчик углового положения вала. Энкодерный датчик может приводиться в действие шнуром или кабелем, например натяжным тросом, подсоединенным к буровой установке (такой как буровая мачта), таким образом, чтобы шнур или трос отходил от корпуса энкодерного датчика и, таким образом, вызывал вращение компонента энкодерного датчика для получения значений, соответствующих расстоянию, которое прошел шнур или трос.

35

[069] Кабель или шнур можно подсоединить к валу в датчике, который приводит во вращение энкодерный диск, так что, когда шнур или кабель вытягивают, поворотный энкодерный диск вращается и обеспечивает угловую величину длины протяженности шнура или кабеля, которая коррелирует с расстоянием, на которое продвинулся буровой привод и, следовательно, величину расстояния, на которое продвинулось буровое долото.

[070] Предпочтительно измерение угла с помощью энкодерного датчика в сочетании со временем, затраченным на соответствующее проникающее движение, отображается как скорость проходки долота (т. е. расстояние, деленное на время). Также может быть определено изменение скорости проходки, т. е. ускорение (продвижение в скважину) или замедление (вытягивание из скважины).

[071] Датчиковое устройство или система могут осуществлять беспроводную связь от буровой мачты к удаленному месту обработки результатов измерений и хранения данных. Таким образом, датчик может передавать значения углового положения процессору, который создает величину расстояния на основе результатов угловых измерений.

[072] Внедрение времени суток по GPS и / или компьютерной обработки гарантирует, что результат измерения скорости проходки (ROP) записывается точно и надежно.

[073] Следует понимать, что один или несколько вариантов осуществления способа, устройства или системы согласно настоящему изобретению могут включать в себя беспроводную технологию для беспроводной передачи данных скорости проходки (ROP) от буровой установки на удаленный приемник / процессор данных.

[074] В качестве примера, датчик, предоставляющий величину глубины проходки бурового долота, может быть расположен и выполнен с возможностью предоставления таких данных о расстоянии удаленному компьютеру или каротажному устройству / каротажной системе. Такое беспроводное устройство обеспечивает ретро-интеграцию устройства / системы согласно настоящему изобретению со старыми или новыми буровыми установками.

[075] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут включать в себя устройство для сбора энергии, такое как устройство для сбора энергии колебаний, для выработки энергии, достаточной для питания устройства или системы или их компонентов. Таким образом, нет необходимости в подаче питания от основного источника питания буровой установки. Преимуществом является то, что устройство или система могут быть

автономными с точки зрения собственного источника питания, когда они питаются от своего собственного устройства сбора энергии. Например, энергия колебаний, создаваемая при работе буровой установки, может быть преобразована в электрическую энергию и либо использована для питания устройства / системы, либо сохранена (с помощью батареи и / или конденсаторного накопителя) для последующего использования.

[076] Что касается наземных буровых установок для разведки полезных ископаемых, то современная технология измерения скорости проходки (ROP) ненадежна из-за колебаний (вибрации) и воздействия погодных условий. Особое преимущество по меньшей мере одного варианта осуществления настоящего изобретения заключается в том, что устройство или система могут быть герметично закрыты для предотвращения попадания влаги и грязи.

[077] По меньшей мере один вариант осуществления настоящего изобретения может также или в качестве альтернативы включать в себя упругую систему крепления для преимущественного предотвращения колебаний от операций бурения, вызывающих ошибки в данных результатов измерения скорости проходки (ROP).

[078] Геологические модели и данные из ранее пробуренных скважин могут быть объединены для сравнения с данными бурения, полученными для бурящейся скважины, чтобы помочь определить индикаторы характеристик бурения для этой скважины, такие как износ бурового долота: слишком сильный, слишком быстрый, или указать, когда долото необходимо заменить. Такие данные могут отображаться на экране дисплея, связанном с устройством / системой.

[079] Данные бурения, включающие в себя результаты измерения скорости проходки (ROP), могут обрабатываться и / или передаваться с использованием общего протокола, совместно используемого рядом устройств или систем буровой установки.

[080] Например, устройство или система в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения может передавать данные о скорости проходки на вспомогательный модуль, такой как беспроводной вспомогательный модуль, и / или другие периферийные устройства, обрабатывающие данные, относящиеся к бурению и связанные с этой буровой установкой.

[081] Предпочтительно, информация о скорости проходки (ROP) в реальном времени может отображаться на экране дисплея, например, с помощью программного приложения в стиле "приборной панели". Например, скорость

проходки может отображаться в миллиметрах в секунду (мм/с), миллиметрах в минуту (мм/мин) или метрах в минуту (м/мин).

5 [082] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут измерять расстояние, пройденное (величину проходки, скажем, в мм) буровым долотом за известный или рассчитанный период времени, и это может отображаться как скорость проходки (ROP). Также может быть рассчитана скорость изменения во времени скорости проходки для определения внезапного ускорения или замедления бурового долота (например, при внезапном проникновении в пустоту или более мягкую породу / песок).

10 [083] Также может отображаться информация о состоянии. Информация о состоянии может показывать, увеличилась или уменьшилась скорость проходки (ROP) с течением времени. Также может отображаться крутящий момент на долоте, нагрузка на долото, частота вращения (RPM) и / или давление / расход бурового раствора.

15 [084] Может быть предусмотрено обнаружение одного или нескольких пороговых значений. Например, один или несколько детекторов могут обеспечивать указание или предупреждение для отображения оператору. Затем могут быть предприняты действия по изменению режима бурения, такие как уменьшение нагрузки на долото (WOB), уменьшение частоты вращения (RPM), увеличение расхода бурового раствора.

20 [085] Следует понимать, что для операторов буровых установок является преимуществом иметь возможность измерять износ глубоководных (алмазных) буровых инструментов для твердых пород, чтобы операторы буровых установок знали более точно и надежно, когда необходимо выполнить дорогостоящую операцию по замене бурового долота.

[086] Например, в среднем буровой инструмент с алмазным наконечником может проникать через 30 метров твердой породы за 12-часовую смену со скоростью в среднем 2,5 метра в час.

30 [087] Замена бурового долота даже при небольшой глубине скважины всего в несколько сотен метров может занять два часа. Это означает потерю производительности бурения в 5 млн раз, увеличение текущих расходов на персонал и эксплуатационных расходов на площадке, а также ценного производственного времени. Долото, которое изнашивается слишком рано, требует финансовых затрат на исправление, в зависимости от используемых материалов, и
35 эти затраты могут возникать несколько раз в неделю, пока операторы буровых

установок не узнают о происшествии на месторождении в своих ежедневных отчетах о бурении.

[088] Сравнение скорости проходки бурового долота (ROP) с каротажными данными ранее пробуренных скважин может помочь подтвердить, связано ли
5 снижение скорости проходки с геологическим образованием или стратифицированным характером скважины. Используя по меньшей мере один вариант осуществления настоящего изобретения, эта скорость проходки и геологическое сравнение могут быть рассчитаны автоматически с помощью центрального компьютера в пользовательском интерфейсе.

10 [089] Пороговые детекторы могут предупреждать операторов о падении параметров оптимизации, чтобы проинформировать бурильщика о необходимости замены долота.

[090] Во время алмазного колонкового бурения буровая установка
15 пробуривает скважину в земле путем приведения во вращение полого вала с алмазным долотом, прикрепленным в нижней части бурильной колонны. По мере того как скважина пробуривается глубже в землю, бурильная колонна удлиняется за счет добавления штанг на поверхности.

[091] В одном или нескольких вариантах осуществления устройства или системы измерения скорости проходки согласно настоящему изобретению
20 измеряют скорость проходки бурового долота по мере разрушения породы режущим действием алмазного долота. Во время этой операции буровой раствор протекает вниз по полой бурильной колонне через долото и вытесняется обратно на поверхность, вынося буровой шлам на поверхность, а также обеспечивая смазку и охлаждение долота.

25 [092] Физическое состояние бурового долота, скорость вращения, нагрузка, приложенная к долоту, а также вязкость бурового раствора и скорость бурового раствора, протекающего по контуру потока являются важными результатами измерения. Во время бурения единственная переменная, которую нельзя
30 определить непосредственно, представляет собой физическое состояние долота. Производительность и возможность измерения состояния бурового долота могут быть обеспечены путем приложения постоянной нагрузки на долото (WOB) и скорости вращения (RPM), а затем отслеживания скорости проходки скважины по мере уменьшения породы и увеличения длины скважины. Снижение скорости проходки может быть признаком ухудшения состояния долота.

35 [093] В большинстве сценариев бурения измерение скорости проходки представляет собой ручное вычисление, обычно определяемое как функция

времени на конкретной глубине проходки. Такое ручное вычисление создает риск ошибки пользователя.

5 [094] Однако, благодаря точности настоящего изобретения, могут быть определены очень малые приращения глубины проходки за фиксированные интервалы времени для определения глубины резания.

[095] Пользовательский интерфейс может предоставлять оператору четкие цифровые показания и задокументированные предшествующие данные для анализа в режиме реального времени и после бурения.

10 [096] Операторы смогут оценивать и сравнивать характеристики бурения своих бурильщиков по всему парку буровых установок. Данные будут удаленно отправляться на базу для отслеживания ежедневных характеристик бурения.

[097] Важным преимуществом устройства или системы согласно настоящему изобретению является их невосприимчивость к ошибочным измерениям, вызванным колебаниями (вибрацией) во время процесса бурения.

15 [098] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут включать в себя отправку на детектор электромагнитного сигнала, такого как световой сигнал, например, видимый или ИК лазерный луч, время распространения которого зависит от расстояния между передатчиком и детектором. Любое изменение расстояния между передатчиком и детектором
20 означает перемещение одного относительно другого, например, перемещение части бурильной колонны или верхнего привода к основанию буровой мачты.

[099] Электромагнитный сигнал может быть передан на отражатель и возвращен на детектор в передатчике или вблизи него, т. е. происходит отражение сигнала от отражателя.

25 [0100] Детектор может принимать сигнал времени распространения и обрабатывать его как пройденное расстояние или скорость.

[0101] Например, электронный вспомогательный модуль в бурильной колонне может включать в себя передатчик электромагнитного сигнала и /или детектор. То есть вспомогательный модуль может включать в себя передатчик для
30 излучения электромагнитного сигнала на детектор, расположенный удаленно, например, на неподвижной части мачты, или может включать в себя детектор, а на неподвижной части мачты предусмотрен отдельный отражатель. Таким образом, в одном сценарии используется только время распространения в одном направлении, или может использоваться время распространения с отражением в двух
35 направлениях.

[0102] Передатчик электронного вспомогательного модуля может посылать оптический (видимый свет) или ИК сигнал.

[0103] Следует понимать, что в одном или нескольких вариантах осуществления используются отдельные излучатель и приемник, такой как
5 использующий оптическое устройство, т. е. не электронный вспомогательный модуль, передатчик и приемник или передатчик, приемник и отражатель, расположенные на буровой установке на мачте:

- передатчик и приемник подвижные, а отражатель зафиксирован; или
- отражатель подвижен, а передатчик / приемник зафиксирован; или
- 10 • передатчик подвижен, а приемник зафиксирован; или
- приемник подвижен, а передатчик зафиксирован.

[0104] Детектор может передавать данные на удаленный компьютер беспроводным образом. Вспомогательный модуль может принимать сигнал (отраженный или прямой) и объединять эти данные с другими данными, которые
15 затем передаются беспроводным образом на удаленный компьютер. В качестве альтернативы, детектор, установленный в фиксированном положении буровой установки, посылает сигнал на удаленный компьютер. В качестве альтернативы, передатчик посылает сигнал с фиксированного положения буровой установки на отражатель, затем датчик мачты принимает и обрабатывает данные обработки и
20 отправляет на удаленный компьютер.

Перечень фигур

[0105] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения будут далее описаны со ссылкой на прилагаемые чертежи, на которых:

25 [0106] На фиг. 1 показано схематическое изображение варианта осуществления настоящего изобретения, связанного с операцией бурения.

[0107] На фиг. 2 показан энкодерный датчик расстояния типа, имеющего натяжной трос, установленный на буровой установке в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

30 [0108] На фиг. 3 показан альтернативный вид элементов, показанных на фиг. 2.

[0109] На фиг. 4 показан по меньшей мере один альтернативный вариант осуществления настоящего изобретения.

[0110] На фиг. 5 показана диаграмма изменения высоты посредством измерения изменения атмосферного / барометрического давления для продвижения
35 бурового инструмента / бурильной колонны для операции бурения в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

[0111] На фиг. 6 показан пример датчикового устройства в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

5 [0112] На фиг. 7 показан передатчик / излучатель для отправки электромагнитного сигнала, такого как световой, лазерный, оптический, ИК-сигнал, на детектор, причем детектор отправляет данные в пользовательский интерфейс / компьютер беспроводным образом в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

10 [0113] На фиг. 8 показан электромагнитный сигнал, посылаемый передатчиком / излучателем от электронного вспомогательного модуля к отражателю, отражаемый и принимаемый обратно, затем указанные данные опционально объединяются со всеми другими данными, а затем отправляются беспроводным образом на пользовательский интерфейс / компьютер в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

15 [0114] На фиг. 9 показан излучатель / передатчик электромагнитного излучения, посылающий сигнал на детектор в фиксированном положении буровой установки, и излучатель / передатчик в фиксированном положении буровой установки посылает сигнал приемнику, расположенному на мачте. Измерение расстояния может быть обработано для каждого приемника, и измеренные / обработанные данные могут быть переданы каждым устройством на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер, в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

25 [0115] На фиг. 10 показан излучатель / передатчик электромагнитного излучения, посылающий сигнал из фиксированного положения буровой установки на отражатель на мачте буровой установки, затем датчик принимает отраженный сигнал, обрабатывает данные и отправляет их на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

Сведения, подтверждающие возможность осуществления изобретения

30 [0116] В нижеследующем подробном описании делается ссылка на прилагаемые чертежи, которые являются частью подробного описания. Иллюстративные варианты осуществления, раскрытые в подробном описании, изображенные на чертежах и определенные в формуле изобретения, не ограничивают объем настоящего изобретения. Могут быть использованы другие варианты осуществления, и могут быть сделаны другие изменения без отступления
35 от духа или объема представленного объекта изобретения.

[0117] Будет легко понять, что аспекты настоящего изобретения, как в общем они раскрыты в настоящем документе и проиллюстрированы на чертежах, могут быть расположены, заменены, объединены, разделены и выполнены в широком разнообразии различных конфигураций, все из которых рассматриваются в настоящем изобретении.

[0118] Одна или несколько форм настоящего изобретения находят особое применение при алмазном бурении твердых пород в области разведки полезных ископаемых.

[0119] Во время алмазного бурения буровая установка пробуривает скважину в земле путем приведения во вращение полого вала с алмазным долотом, прикрепленным в фиксированном положении бурильной колонны.

[0120] По мере того как скважина пробуривается глубже в землю, бурильная колонна удлиняется за счет добавления штанг на поверхности.

[0121] Устройство / система измерения скорости проходки (ROP) согласно настоящему изобретению измеряет скорость проходки бурового долота по мере разрушения породы под действием режущего действия алмазного долота. Во время этой операции буровой раствор протекает вниз по полой бурильной колонне через буровое долото и вытесняется обратно на поверхность, вынося буровой шлам на поверхность, а также обеспечивая смазку и охлаждение бурового долота.

[0122] В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения можно получить следующие результаты измерения: физическое состояние бурового долота, скорость вращения бурового долота, нагрузка, приложенная к буровому долоту (например, за счет направленного вниз давления от веса буровых штанг, прикрепленных над буровым долотом, а также направленного вниз усилие от буровой установки), вязкость бурового раствора и скорость бурового раствора, протекающего по контуру потока вниз и обратно вверх по стволу скважины.

[0123] Во время бурения переменная, которая не может быть обнаружена непосредственно, представляет собой физическое состояние долота.

[0124] Способ, который может быть использован для измерения состояния бурового долота, заключается в приложении постоянной нагрузки на долото и скорости вращения, а затем отслеживании скорости проходки скважины по мере уменьшения породы и увеличения длины скважины. Снижение скорости проходки может быть признаком износа бурового долота.

[0125] Одна или несколько форм настоящего изобретения преимущественно обеспечивают определение или измерение очень малых приращений глубины

проходки и, предпочтительно, расстояния проходки в течение фиксированных интервалов времени для определения скорости проходки. Такие очень малые приращения могут быть измерены с помощью одного или нескольких вариантов осуществления настоящего изобретения в миллиметровом или субмиллиметровом диапазоне, например +/- 1,0 мм.

[0126] Предпочтительно, пользовательский интерфейс имеет четкие цифровые показания / дисплей (дисплеи) и задокументированные предшествующие данные для анализа в режиме реального времени и после бурения. Операторы извлекают выгоду из возможности оценивать и сравнивать характеристики бурения своих буровых установок по всему действующему парку буровых установок.

[0127] Связанные со скоростью проходки (ROP) данные, полученные с помощью настоящего изобретения, могут быть переданы в удаленное местоположение для обеспечения записи и отслеживания ежедневных характеристик операции (операций) бурения.

[0128] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения преимущественно обеспечивают уменьшение или предотвращение ошибочных измерений, вызванных колебаниями (вибрацией) во время процесса бурения.

[0129] Вычисление скорости проходки (ROP) по сигналу положения требует дифференцирования, которое может усиливать высокочастотный шум, и, учитывая, что общий диапазон сигнала положения составляет порядка 10 м, может быть компромисс в ширине полосы пропускания между приемлемым шумом и откликом сигнала. Следовательно, для максимального увеличения отношения сигнал / шум можно использовать датчик расстояния с цифровым выходом, чтобы избежать появления каких-либо помех (шума) во время передачи сигнала между датчиком расстояния и системой сбора данных, а также любых помех, создаваемых самой системой сбора данных.

[0130] Таким образом, можно использовать один или несколько датчиков расстояния с импульсным или SSI цифровым выходом, поскольку они могут быть синхронизированы с другими сигналами, измеряемыми системой сбора данных, и они поддерживаются широким спектром систем сбора данных.

[0131] Кроме того, большинство систем сбора данных, которые могут взаимодействовать с сигналами такого типа, также способны обеспечивать питание датчика, что позволяет избежать необходимости во внешних источниках питания для датчика (датчиков) расстояния.

[0132] Учитывая, что датчиком расстояния, возможно, потребуется оснастить существующую буровую установку, датчик расстояния может иметь монтажное устройство, сконфигурированное для различных вариантов положения монтажа.

5 [0133] Датчик типа "натяжного троса" с поворотным энкодерным датчиком был определен как пригодный для использования в качестве датчика расстояния, например датчик типа "натяжного троса" Micro-Epsilon WDS-10000-P115-TTL или WDS-10000-P115-SSI.

10 [0134] Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут включать в себя оптический энкодерный датчик углового положения вала.

[0135] Например, может быть использован оптический энкодерный датчик углового положения вала, который измеряет угловое перемещение. Например, измерение от 0° до 360°, разделенное на 4096 отсчетов, обеспечивает разрешение углового перемещения приблизительно 0,09°, что обеспечивает величину 15 перемещения энкодерного датчика и, следовательно, бурильной колонны в микронах.

[0136] Шнуровой или кабельный натяжной трос датчика тянет энкодерный датчик, преобразуя угловое перемещение в линейное. Могут быть использованы один или несколько таймеров или часов для определения скорости движения (и, 20 следовательно, скорости проходки (ROP)) путем дифференцирования величины расстояния по времени. Использование одних или нескольких GPS часов обеспечивает точное значение времени и, следовательно, скорость, которая становится линейной скоростью.

25 [0137] Альтернативный или дополнительный датчик может включать в себя по меньшей мере одно из следующего: акселерометр или многоосевой акселерометр, один или несколько датчиков электромагнитных волн, таких как один или несколько лидарных датчиков, MEMS зеркало, радарный датчик, микроволновый датчик, инфракрасный датчик и /или по меньшей мере один гироскопический датчик.

30 [0138] Один или несколько из вышеупомянутых датчиков могут быть установлены на поверхности и /или в скважине. Например, один или несколько акселерометров и /или датчиков электромагнитных волн могут быть предусмотрены на верхушке мачты для обнаружения перемещения бурильной колонны или верхнего привода, когда бурильная колонна продвигается в грунт во время бурения. 35 Скорость проходки и /или пройденное расстояние могут быть измерены по

изменению расстояния, обнаруживаемому датчиком, и / или по изменениям в движении.

5 [0139] Один или несколько оптических датчиков могут быть предусмотрены для определения поступательного движения по мере продвижения бурового инструмента и / или для определения скорости проходки. Например, может быть предусмотрена одна или несколько съемочных камер для перемещения по мере продвижения бурения. Одна или несколько съемочных камер могут наблюдать за неподвижным индикатором. При изменении относительного размера элементов неподвижный индикатор можно использовать для определения изменения
10 расстояния от съемочной камеры (съемочных камер) до индикатора. Изменение зазора между несколькими индикаторами может также или в качестве альтернативы использоваться для определения изменения расстояния.

[0140] Следует понимать, что индикатор (индикаторы) может перемещаться по мере продвижения бурения, в то время как съемочная камера (съемочные
15 камеры) остается неподвижной, т. е. противоположно вышеупомянутой установке.

[0141] Может использоваться датчик сопротивления, такой как магниторезистивный датчик, для определения перемещения с указанием скорости проходки или продвижения бурения, или и того, и другого. Например, магниторезистивный датчик может использовать магнетизм / электромагнетизм для
20 обнаружения изменения сопротивления относительно неподвижного элемента, чтобы указать изменение расстояния или скорости изменения перемещения.

[0142] Следует понимать, что один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения обеспечивают надежную величину мгновенной скорости проходки (ROP).

25 [0143] В результате использования настоящего изобретения характеристики бурения могут быть объективно оценены на основе полученной скорости проходки (ROP) и других предпочтительных параметров, таких как нагрузка на долото (WOB).

[0144] Кроме того, используя настоящее изобретение, можно отслеживать изменение характеристик бурения с течением времени и / или изменением глубины
30 скважины.

[0145] Кроме того, использование настоящего изобретения позволяет оператору буровой установки оценивать влияние управляющих параметров на скорость проходки (ROP) и, таким образом, поддерживать или изменять текущие буровые работы для оптимизации.

35 [0146] Используя настоящее изобретение, предпочтительно возможно генерировать отчетный график величин характеристик бурения, такой как скорость

проходки (ROP) в зависимости от глубины, гистограмму / диаграмму скорости проходки (ROP) на штангу или глубину, например, на глубине 30 м, 100 м и т. д. Также можно отслеживать среднее значение и дисперсию скорости проходки (ROP) и сообщать о них.

5 [0147] При использовании, когда буровое долото продвигается в скважину во время бурения, шнур или кабель вытягиваются из энкодерного датчика. Пройденное расстояние измеряется энкодерным датчиком. Сравнивая это расстояние со временем, затраченным на продвижение, вычисляется скорость проходки. Затем оператор или система автоматического управления управляет одним или
10 несколькими параметрами бурения, чтобы поддерживать операцию бурения в требуемых пределах. Если скорость проходки слишком низкая (что приводит к снижению производительности), оператор или система могут увеличить частоту вращения (RPM) и / или увеличить нагрузку на долото (WOB). В качестве альтернативы, если скорости проходки (ROP) слишком высока (что может привести
15 к преждевременному износу или повреждению бурового долота), частота вращения (RPM) или нагрузка на долото (WOB) могут быть уменьшены.

[0148] Автоматическое управление бурением может быть снабжено обратной связью по непрерывно или периодически отслеживаемой скорости проходки (ROP). Отслеживание скорости проходки (ROP) в режиме реального времени позволяет
20 операторам буровых установок оптимизировать бурение для предотвращения преждевременного износа или выхода из строя бурового долота.

[0149] Как показано на фиг. 1, вариант осуществления настоящего изобретения обеспечивает систему 10 получения и использования результатов измерений скорости проходки. Энкодерный датчик 14 передает данные 15 о
25 расстоянии в компьютер 12. Энкодерный датчик относится к типу, имеющему натяжной трос, причем свободный конец натяжного троса прикреплен к буровому снаряду, который продвигается вместе с буровым долотом по мере бурения. Натяжной трос приводит во вращение внутренний поворотный энкодерный датчик, предоставляя величину пройденного расстояния. Компьютер или другой таймер
30 может связать измеренное расстояние со временем, прошедшим за указанное прохождение (продвижение). Таким образом, может быть рассчитан и отображен 17 и / или сообщен 21 результат измерения скорости проходки в режиме реального времени.

[0150] Временная составляющая может быть получена 23 со спутника 22
35 (GPS) для обеспечения точности.

[0151] Другие датчики обеспечивают величины, такие как частота вращения (RPM), крутящий момент, расход и / или давление бурового раствора и т. д., которые отображаются вместе с результатом измерения скорости проходки (ROP) на дисплее 16.

5 [0152] Мощность для системы 10 или датчика / энкодерного датчика 14 может быть получена за счет сбора 25 энергии, например, за счет сбора энергии 24 от колебаний (вибрации) при бурении, колебаний температуры, солнечной энергии, энергии ветра и / или комбинации одного или нескольких из них.

10 [0153] Могут быть подготовлены 21 отчеты 20, обеспечивающие отслеживание и записи операций бурения. Кроме того, отчеты и / или данные из других операций бурения могут быть объединены с данными из текущей операции бурения, например может быть осуществлено сравнение данных о скорости проходки на разных буровых установках, для получения полезного понимания типа и изменчивости пластов горных пород на глубинах. Эта информация может быть
15 использована для планирования других буровых операций и / или там, где могут быть обнаружены или не обнаружены залежи полезных ископаемых.

[0154] Система может использовать беспроводную связь 18. Например, энкодерный датчик, установленный высоко на буровой мачте буровой установки, может осуществлять беспроводную связь 19 с компьютером или другим приемным
20 устройством, взаимодействующим с компьютером. Это позволяет избежать необходимости установки кабелей связи, а силовые кабели могут быть укорочены путем подключения к системе 24 сбора энергии.

[0155] Как показано на фиг. 2 и 3, на мачте 30 буровой установки установлен энкодерный датчик 14 расстояния (в данном варианте осуществления являющийся
25 энкодерным датчиком для измерения расстояния с приводом от натяжного троса). Свободный конец 34 натяжного троса прикреплен к подвижному верхнему приводному узлу 32. По мере продвижения верхнего приводного узла вниз во время бурения, когда буровое долото проникает в породу, натяжной трос натягивается, что заставляет вращающееся устройство внутри корпуса энкодерного датчика
30 показывать измеренное расстояние в режиме реального времени.

[0156] Как показано в качестве примера на фиг. 4, вместо или в дополнение к энкодерному датчику расстояния, показанному на фиг. 2 и 3, один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут включать в себя по
35 меньшей мере один датчик расстояния, использующий детектирование электромагнитных волн и / или ускорение, и / или гироскопические эффекты. Скорость проходки и / или расстояние, пройденное по мере продвижения бурильной

колонны во время бурения, могут быть обнаружены путем измерения на поверхности изменения расстояния перемещающегося компонента верхушки мачты относительно неподвижного компонента.

5 [0157] Например, как показано на фиг. 4, устройство 36 для измерения электромагнитных волн измеряет "время распространения" и / или изменение "времени распространения" электромагнитного сигнала, например, относительно конструкции из передатчика / излучателя 38 и отражателя 39 или детектора / приемника 40.

10 [0158] В качестве альтернативы или в дополнение, может быть предусмотрено одно или несколько устройств 42 обнаружения движения, таких как один или несколько акселерометров и / или гироскопическое устройство 44, для обнаружения изменений в движении / перемещении бурильной колонны, таких как скорость изменения движения верхушки мачты по мере продвижения бурильной колонны.

15 [0159] Следует понимать, что акселерометр (акселерометры) может включать в себя трехосный акселерометр.

[0160] Датчик движения и / или датчик расстояния могут питаться от батареи, например, могут иметь внутреннюю перезаряжаемую или заменяемую батарею, и / или могут использовать колебания (вибрацию) для сбора энергии, например,
20 через внутреннее пьезоэлектрическое устройство.

[0161] Как показано на фиг. 5, изменения атмосферного или барометрического давления могут быть использованы для измерения / обнаружения изменений высоты / высоты над уровнем моря.

[0162] Предпочтительно, по меньшей мере одно датчиковое устройство
25 обнаруживает изменения барометрического или атмосферного давления воздуха. По меньшей мере одно другое датчиковое устройство может быть предусмотрено для определения барометрического или атмосферного давления воздуха в качестве эталона, с которым можно сравнивать изменения, обнаруженные указанным по меньшей мере одним датчиковым устройством.

30 [0163] Например, указанное по меньшей мере одно другое датчиковое устройство может быть установлено или прикреплено к нижней части бурового оборудования, такой как удлинитель обсадной колонны из операции бурения, для обеспечения эталонного давления.

[0164] По меньшей мере одно датчиковое устройство может быть
35 установлено или прикреплено к подвижной части буровой установки / мачты или к бурильной трубе, которую необходимо продвигать к земле или в землю.

[0165] Крепление или установка любого из датчиковых устройств может осуществляться с помощью магнитов, съемным образом прикрепляющих соответствующее устройство (устройства) к металлической конструкции бурового оборудования, такого как буровая мачта / установка или удлинитель или другое
5 подходящее оборудование на площадке.

[0166] Любые изменения давления, регистрируемые по меньшей мере одним датчиком, перемещающимся вверх или вниз во время операций бурения, когда буровой инструмент соответственно движется вперед (продвигается) или назад (извлекается), могут сравниваться с неподвижным эталоном, и могут быть
10 определены скорость проходки, продвижение / расстояние, на которое продвинулись буровые штанги / долото, и / или скорость или расстояние извлечения из пробуренной скважины.

[0167] На фиг. 5 показано расстояние в метрах по оси у, выведенное из изменения измеренного атмосферного / барометрического давления, относительно
15 инкрементных отсчетов по оси х.

[0168] В правой части диаграммы четко показан ход бурения, составляющий около 3 метров (из относительной высоты примерно 4,5 м до относительной высоты примерно 1,5 м) по отношению к эталонному значению.

[0169] Датчиковые устройства могут быть запрограммированы на обнаружение друг друга, например, путем калибровки нажимной кнопки пользователем или автоматически, когда они находятся в пределах досягаемости или в контакте друг с другом. Например, "сталкивание" двух указанных датчиковых устройств вместе может быть использовано для активации калибровки по текущей температуре и / или давлению воздуха в этом положении.
20

[0170] В качестве альтернативы или в дополнение, одно или несколько из датчиковых устройств может включать в себя передатчик и / или приемник, расположенные и выполненные с возможностью передачи соответствующих данных, считываемых или измеряемых соответствующим устройством, таких как одно или несколько значений или изменений в значении измеренного
30 атмосферного / барометрического давления воздуха, расстояния, ускорения / замедления, высоты, скорости, скорости изменения ускорения или замедления (они же 'рывок'), температуры и / или влажности. Полученные или измеренные данные могут быть переданы на удаленное устройство, такое как компьютер, планшет, ноутбук, устройство записи данных и т. д., для мгновенного считывания и / или
35 последующей обработки.

[0171] Как показано в качестве примера на фиг. 6, датчиковое устройство 100 согласно одному варианту осуществления настоящего изобретения включает в себя корпус 102.

5 [0172] Может быть предусмотрена кнопка 104 управления для инициирования / запуска устройства и / или для калибровки устройства по эталону и / или аналогичному устройству и / или компьютеру 120, такому как ноутбук.

10 [0173] Может быть предусмотрена одна или несколько индикаторных ламп, таких как лампы 106, 108. Один или несколько индикаторов могут показывать, что данные записываются и / или успешно записаны или переданы, или что устройство работает правильно, или что устройство успешно настроено на эталонное значение, или что устройство включено / выключено, или что устройство передает данные, или комбинации двух или нескольких из них.

[0174] В корпусе размещено передающее и / или приемное устройство 110 для передачи и / или приема данных.

15 [0175] Корпус может включать в себя крепежные средства, такие как один или несколько магнитов 112 для магнитно-съёмного прикрепления датчикового устройства к оборудованию, такому как буровая мачта. Магниты позволяют соединять два или более датчиковых устройств вместе для хранения и / или транспортировки, уменьшая риск случайного разъединения устройств, что может
20 быть особенно полезно, если устройства используются парами, в которых они могут быть откалиброваны вместе, а затем одно — установлено в фиксированное положение, а другое — прикреплено для перемещения вместе с подвижной частью оборудования, к которому оно прикреплено.

[0176] Датчиковое устройство может включать в себя по меньшей мере один датчик атмосферного / барометрического давления воздуха для определения значения давления воздуха и / или изменений давления воздуха.
25

[0177] Датчиковое устройство может включать в себя по меньшей мере одну батарею 116. В качестве альтернативы или в дополнение, могут быть предусмотрены средства 118 сбора энергии, такие как пьезоэлектронный генератор энергии, собирающий энергию колебаний от движения используемого устройства.
30 Батарея может заряжаться за счет излишков собранной энергии.

[0178] Вместо датчика атмосферного / барометрического давления воздуха или в комбинации с ним могут быть предусмотрены один или несколько других датчиков 120. Например, датчик влажности, один или несколько акселерометров,
35 один или несколько гироскопов или комбинация любых двух или нескольких из них.

[0179] Как показано в качестве примера на фиг. 7, передатчик / излучатель 200 (например, электромагнитный (оптический, лазерный, ИК)), установленный на подвижной части буровой установки 202, такой как электронный вспомогательный модуль, часть бурильной колонны, верхний привод, передает сигнал на детектор / приемник 204. Приемник / детектор может передавать данные о времени распространения / расстоянии на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер 206.

[0180] На фиг. 8 показан электромагнитный сигнал, посылаемый передатчиком / излучателем 200 от электронного модуля 201 к отражателю 208, отражаемый и принимаемый обратно, затем эти данные опционально объединяются со всеми другими данными, а затем отправляются беспроводным образом на пользовательский интерфейс / компьютер 206 в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

[0181] Следует понимать, что передатчик / излучатель и / или приемник / детектор, установленные на вращающейся части мачты, например, на электронном вспомогательном модуле, могут использоваться в системе, воплощающей настоящее изобретение, в которой может быть использовано усреднение переданного / принятого сигнала и значений детектора для получения точного расстояния / скорости. Большое количество сигналов, особенно в случае лазерных / оптических / ИК световых сигналов, возможно благодаря большому количеству взятия отсчетов (выборок) за один оборот. Например, частота вращения 1000 оборотов в минуту обеспечивает 16 оборотов за одну секунду. Среднее время измерения для лазера составляет около 20 наносекунд, а частота дискретизации, скажем, 50 Гц обеспечивает высокую частоту дискретизации в разных точках вращения. С помощью такого датчикового устройства могут быть обнаружены / измерены колебания (вибрация). Отражатель может быть кольцевым / круговым, и для максимального разрешения может быть предусмотрено кольцевое / круговое устройство в основании установки. Дискретизация частотой около 16 Гц может быть достигнута с помощью одной точки отражения.

[0182] На фиг. 9 показан излучатель / передатчик 200 электромагнитного излучения, посылающий сигнал на детектор 204 в фиксированном положении буровой установки, причем излучатель / передатчик 200 в фиксированном положении буровой установки посылает сигнал на приемник 204 на мачте. Измеренное расстояние может быть обработано для каждого приемника, и измеренные / обработанные данные могут быть переданы каждым устройством на

удаленный пользовательский интерфейс / компьютер 206 в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

5 [0183] На фиг. 10 показан излучатель / передатчик электромагнитного излучения, посылающий сигнал из фиксированного положения буровой установки на отражатель на мачте буровой установки, затем датчик принимает отраженный сигнал, обрабатывает данные и отправляет на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер 206 в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения.

10 [0184] Для получения информации о глубине может быть использован лидар. Варианты осуществления настоящего изобретения могут использовать один или несколько алгоритмов / процессов дополненной реальности (AR, англ. Augmented Reality) и / или искусственного интеллекта (AI, англ. Artificial Intelligence) для определения конкретных измерений между точками на буровой установке. Например, элемент буровой установки может быть распознан в качестве эталонной

15 точки, а съемочная камера и лидар фокусируются на этой распознанной эталонной точке в качестве опорной точки.

[0185] Измерение может использовать технологию MEMS зеркал, такую как использование по меньшей мере одного лазера для отражения от MEMS зеркала для определения пространственного расстояния и / или определения деталей /

20 измерений пространства. Технология MEMS зеркал может использовать одно зеркало и несколько лазеров или несколько зеркал с одним лазером или несколькими лазерами.

[0186] Использование лидарного сканера как части датчикового устройства или аппарата согласно варианту осуществления настоящего изобретения позволяет

25 использовать информацию о глубине изображения в сканируемой / просматриваемой среде, такой как буровая установка. Информация о глубине изображения может быть использована в вариантах осуществления настоящего изобретения для измерения расстояния, такого как зазор между элементами на буровой установке, идентификации эталонной / опорной точки и перемещения

30 относительно этой опорной точки.

[0187] Объединение данных трехмерной сетки и информации о глубине позволяет размещать виртуальные объекты в просматриваемой / измеряемой среде, например, на буровой установке. Такая функциональность обеспечивает расширенные данные результатов измерений и позволяет привязывать

35 информацию о местоположении к изображению.

[0188] Микроэлектромеханические зеркальные системы (MEMS) или микрооптоэлектромеханические системы (MOEMS), такие как использующие зеркальные / микросканирующие зеркальные устройства и / или источники света, могут быть использованы в одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения для создания трехмерных оптических пространственных карт, например, буровой установки или ее части.

[0189] Микроэлектромеханические зеркала (MEMS) могут включать в себя лазер, направленный на быстро вращающееся (например, наклонно-поворотное) зеркало, переориентируемое для просмотра пространства. Во втором измерении может использоваться второе зеркало, которое перемещается вверх и вниз, или другой лазер может освещать первое зеркало, но под углом, отличным от первого лазера. Для гашения вибраций, которые в противном случае могли бы вывести систему MEMS из строя, может быть обеспечена устойчивость к ударам / вибрациям.

[0190] Могут быть использованы зеркала, фотодетекторы, технология кремниевых оптических стенов, например, технология оптической интеграции на уровне пластин.

[0191] Например, на буровой установке может быть использован сканерный MEMS модуль для трехмерного измерения расстояния с использованием лазерного / лидарного излучателя / передатчика, например, с одним передающим зеркалом и синхронизированной микросканерной матрицей в качестве приемного устройства.

[0192] В формуле изобретения, которая следует далее, и в предыдущем описании изобретения, за исключением случаев, когда контекст требует иного из-за выраженной формулировки или необходимого подтекста, слово "содержать" или его варианты, такие как "содержит" или "содержащий", используются в широком смысле, т. е. для указания наличия заявленных признаков, но при этом не исключает наличия или возможности добавления дополнительных признаков в различных вариантах осуществления изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система измерения скорости проходки или пройденного расстояния при бурении, включающая в себя по меньшей мере одно датчиковое устройство, включающее в себя по меньшей мере один датчик для обеспечения указания скорости, с которой, и / или расстояния, на которое буровое долото или другой инструмент продвинулся в скважину.

2. Система по п. 1, включающая в себя таймер, обеспечивающий величину прошедшего времени, в течение которого буровое долото или другой инструмент продвигался в скважину.

3. Система по п. 2, включающая в себя процессор, обеспечивающий, на основе измеренного указания расстояния и прошедшего времени, величину скорости проходки.

4. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанный по меньшей мере один датчик включает в себя датчик ускорения и / или датчик положения относительно перемещения буровой мачты.

5. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанный по меньшей мере один датчик включает в себя по меньшей мере один датчик давления.

6. Система по п. 5, в которой указанный по меньшей мере один датчик давления включает в себя по меньшей мере один датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления, сконструированный и выполненный с возможностью обнаружения изменения давления окружающего воздуха / воздуха окружающей среды.

7. Система по п. 6, в которой по меньшей мере один датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления включает в себя по меньшей мере один такой датчик, выполненный с возможностью перемещения при движении вперед (продвижении) или назад (извлечении) бурового инструмента, буровой штанги, скважинного прибора или другого скважинного инструмента или трубы / патрубка.

8. Система по п. 7 или п. 8, включающая в себя по меньшей мере один эталон относительно перемещения по меньшей мере одного датчика атмосферного давления или датчика барометрического давления.

9. Система по п. 8, в которой первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления выполнен с возможностью перемещения вверх и / или вниз во время соответствующего перемещения бурового инструмента / бурильной колонны или другого скважинного инструмента, а второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления выполнен с возможностью предоставления эталонного значения.

10. Система по п. 9, в которой эталонное атмосферное давление или эталонное барометрическое давление предусмотрено относительно любого обнаруженного изменения атмосферного давления или барометрического давления, обнаруженного первым датчиком атмосферного давления или датчиком барометрического давления.

11. Система по п. 9 или п. 10, в которой первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления и / или второй или эталонный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления съемным образом установлены на буровом инструменте или буровой мачте.

12. Система по п. 11, в которой съемная установка предусмотрена посредством магнитного крепления с помощью по меньшей мере одного магнита, предусмотренного на соответствующем первом и / или втором датчике атмосферного давления или датчике барометрического давления.

13. Система по п. 11 или п. 12, в которой разъемное крепление включает в себя соединительные муфты, адгезив и / или механические крепежные элементы.

14. Система по любому из п.п. 6-13, в которой первый и / или второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления включает в себя запоминающее устройство для хранения значений давления и / или значений высоты.

15. Система по любому из п.п. 6-13, в которой датчик атмосферного давления и / или датчик барометрического давления выполнен с возможностью передачи обнаруженных значений другому датчику барометрического давления или датчику атмосферного давления.

16. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой два или более указанных датчиков устройств выполнены с возможностью синхронизации друг с другом при использовании.

17. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой по меньшей мере одно указанное датчиковое устройство выполнено с возможностью самокалибровки до значения, полученного от другого указанного датчикового устройства или от эталонного устройства.

18. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой по меньшей мере один датчик соответствующего датчикового устройства включает в себя по меньшей мере один датчик, выбранный из: акселерометра или многоосевого акселерометра, одного или нескольких датчиков электромагнитных волн, одного или нескольких из лидарного датчика, микроэлектромеханического (MEMS) зеркала, радарного датчика, ультразвукового датчика, оптического датчика, съемочной камеры, датчика сопротивления, магниторезистивного датчика, микроволнового датчика, инфракрасного датчика, по меньшей мере одного гироскопического датчика.

19. Система по п. 18, в которой по меньшей мере один датчик включает в себя многоосевой гироскопический детектор.

20. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя по меньшей мере один пороговый детектор.

21. Система по п. 20, в которой пороговый детектор выполнен с возможностью выдачи предупреждения, когда параметры оптимизации упали ниже предпочтительного состояния.

22. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанное по меньшей мере одно датчиковое устройство выполнено с возможностью взаимодействия с другим измерительным оборудованием.

23. Система по п. 22, в которой указанное по меньшей мере одно датчиковое устройство выполнено с возможностью взаимодействия с другими датчиками или датчиковыми устройствами / аппаратами, выполненными с возможностью обнаружения или измерения ускорения, инерции, гироскопических значений, силы, крутящего момента, давления, колебаний, температуры и расхода (бурового раствора), или комбинации любых двух или более из указанного.

24. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя средства отображения и записи, или средства связи для передачи результатов измерений для удаленного отображения и записи.

25. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанное по меньшей мере одно датчиковое устройство предусмотрено на буровой мачте.

26. Система по п. 25, в которой по меньшей мере одно датчиковое устройство установлено с помощью одного или нескольких упругих креплений.

27. Система по п. 26, в которой одно или несколько упругих креплений включают в себя резину, уретан или другие материалы, демпфирующие колебания.

28. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой по меньшей мере одно датчиковое устройство включает в себя кабель или шнур, соединяющийся с подвижной частью приводного узла буровой колонны.

29. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя возможность измерения угла с использованием поворотного энкодерного датчика, энкодерного датчика углового положения вала или энкодерного датчика в виде оптического диска.

30. Система по п. 28 или п. 29, в которой измерение угла с помощью энкодерного датчика предусматривает объединение со временем, затрачиваемым на соответствующее перемещение проникновения / продвижения.

31. Система по любому из предыдущих пунктов, предусматривающая возможность беспроводной передачи данных о скорости проходки (ROP) с буровой установки на удаленный приемник / процессор данных.

32. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя устройство для сбора энергии для выработки энергии, достаточной для питания устройства или системы или их компонентов.

33. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой предусмотрена передача результатов измерений, относящихся к скорости проходки, на вспомогательный модуль, такой как беспроводной вспомогательный модуль, и / или другие периферийные устройства, обрабатывающие данные, относящиеся к бурению, связанные с этой буровой установкой.

34. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя передатчик / излучатель, установленный на подвижной части буровой установки для передачи сигнала на детектор / приемник на неподвижной части буровой установки, причем приемник / детектор выполнен с возможностью передачи данных о времени распространения / расстоянии в удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

35. Система по любому из п.п. 1-34, включающая в себя передатчик / излучатель на электронном вспомогательном модуле для передачи / отправки сигнала на отражатель, расположенный на неподвижной части буровой установки, и приема отраженного сигнала обратно, а затем передачи сигнала / данных беспроводным образом на пользовательский интерфейс / компьютер.

36. Система по любому из п.п. 1-34, включающая в себя первый излучатель / передатчик для отправки сигнала на первый детектор / приемник в фиксированном положении буровой установки, причем второй излучатель / передатчик в фиксированном положении буровой установки выполнен с возможностью отправки сигнала на второй детектор / приемник на мачте, причем предусмотрена возможность обработки измеренного расстояния для каждого

приемника и передачи измеренных / обработанных каждым устройством на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

37. Система по любому из п.п. 1-34, включающая в себя излучатель / передатчик, выполненный с возможностью отправки сигнала из фиксированного положения буровой установки на отражатель на мачте буровой установки, затем приема отраженного сигнала, обработки данных и их отправки на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

38. Система по любому из п.п. 35-37, в которой фиксированное положение находится у основания мачты или буровой установки.

39. Способ управления характеристиками бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки (ROP) бурового инструмента во время бурения и управление по меньшей мере одним параметром из: нагрузки на долото (WOB), расхода бурового раствора, крутящего момента, приложенного к буровому долоту, и частоты вращения (RPM) бурового долота, использующего определенную скорость проходки (ROP).

40. Способ по п. 39, включающий в себя таймер или часы, обеспечивающие указание прошедшего периода времени, в течение которого буровое долото или другой инструмент продвинулся на расстояние.

41. Способ по п. 39 или п. 40, включающий в себя измерение скорости проходки, которое включает в себя деление расстояния на время или дифференцирование расстояния по времени для получения скорости (скорости проходки).

42. Способ по п. 39, включающий в себя определение скорости проходки на основе определения одного или нескольких из ускорения и / или положения, одного или обоих в скважине или по отношению к перемещению буровой мачты.

43. Способ по п. 39, включающий в себя измерение, посредством одного или нескольких датчиков, относительного изменения в движении бурового долота, бурильной колонны или компонента буровой мачты, или комбинации двух или более из них.

44. Способ по п. 39, включающий в себя измерение атмосферного давления или барометрического давления.

45. Способ по п. 44, включающий в себя измерение, посредством по меньшей мере одного датчика, атмосферного или барометрического давления при движении вперед (продвижении) или назад (извлечении) бурового инструмента, буровой штанги, скважинного прибора или другого скважинного инструмента или трубы / патрубка.

46. Способ по п. 45, включающий в себя обеспечение по меньшей мере одного эталона относительно перемещения по меньшей мере одного датчика атмосферного давления или датчика барометрического давления.

47. Способ по п. 45 или п. 46, в котором первый указанный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления перемещается вверх и / или вниз во время соответствующего перемещения бурового инструмента / буровой колонны или другого скважинного инструмента, а второй указанный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления обеспечивает эталонное значение.

48. Способ по п. 47, в котором первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления и второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления устанавливаются съемным образом на буровой инструмент, например буровую мачту.

49. Способ по п. 48, в котором съемную установку осуществляют посредством магнитного крепления с помощью по меньшей мере одного магнита, предусмотренного на соответствующем первом и / или втором датчике атмосферного давления или датчике барометрического давления, или с помощью разъемных соединительных муфт, адгезива, механических крепежных элементов.

50. Способ по п. 48 или п. 49, в котором первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления передает изменение давления / высоты или их абсолютные значения на второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления

51. Способ по любому из п.п. 39-50, в котором два или более датчиковых устройства синхронизируют друг с другом.

52. Способ по п. 51, в котором два или более датчиковых устройства передают эталонное значение или калибровку от одного к другому или подтверждают, что каждое измеряет одно и то же текущее значение.

53. Способ по любому из п.п. 39-52, включающий в себя установку по меньшей мере одного датчикового устройства на верхушке буровой мачты.

54. Способ по п. 53, дополнительно включающий в себя помещение по меньшей мере одного указанного датчикового устройства в скважину и передачу данных между указанным по меньшей мере одним скважинным датчиком и указанным по меньшей мере одним датчиком на верхушке мачты.

55. Способ по п. 53 или п. 54, в котором по меньшей мере одно указанное датчиковое устройство включает в себя по меньшей мере один акселерометр, многоосевой акселерометр, трехосевой акселерометр или ряд акселерометров, обеспечивающих многоосевое обнаружение ускорения.

56. Способ по любому из п.п. 53-55, включающий в себя по меньшей мере одно из датчика электромагнитных волн, лидарного датчика, микроэлектромеханического (MEMS) зеркала, радарного датчика, ультразвукового датчика, оптического датчика, съемочной камеры, датчика сопротивления, магниторезистивного датчика, микроволнового датчика, инфракрасного датчика, и / или по меньшей мере одного гироскопического датчика.

57. Способ по любому из п.п. 53-56, включающий в себя трехосный гироскопический выход, обеспечиваемый многоосевым гироскопическим детектором, причем такой детектор помещают в скважину или на головку мачты, или по меньшей мере по одному в скважину и на головку мачты.

58. Способ по любому из п.п. 39-57, включающий в себя измерения хода и / или скорости хода бурения с выставлением временных отметок и / или отметок позиции / местоположения.

59. Способ по любому из п.п. 39-58, включающий в себя температурную компенсацию, предусмотренную для калибровки по меньшей мере одного датчикового устройства, по меньшей мере одного указанного датчика, акселерометра (акселерометров) и / или гироскопического датчика (датчиков).

60. Способ по любому из п.п. 39-59, включающий в себя обнаружение по меньшей мере одного порогового значения.

61. Способ по п. 60, включающий в себя выдачу сигнала тревоги, когда параметры оптимизации упали ниже предпочтительного состояния.

62. Способ по п. 61, включающий в себя отслеживание одного или нескольких из частоты вращения (RPM), нагрузки на долото (WOB), расхода бурового раствора, крутящего момента и выдачу предупреждения или сигнала тревоги оператору и / или инициирование замедления или остановки бурения, когда параметр бурения равен или превышает пороговое значение.

63. Способ по любому из п.п. 39-62, включающий в себя осуществление взаимодействия указанным по меньшей мере одним датчиковым устройством с другим измерительным оборудованием.

64. Способ по п. 63, включающий в себя осуществление взаимодействия по меньшей мере одним датчиковым устройством с другими датчиками или датчиковыми устройствами / аппаратами, в том числе для обнаружения или измерения одного или нескольких из ускорения, инерции, гироскопических величин, силы, крутящего момента, давления, колебаний, температуры и расхода (бурового раствора), или комбинации любых двух или более из них.

65. Способ по любому из п.п. 39-64, включающий в себя измерение угла вращения, например, бурильной колонны, вспомогательного модуля или верхнего привода.

66. Способ по любому из пунктов 39-65, включающий в себя обнаружение или измерение изменения расстояния между верхушкой мачты или верхним приводом по отношению к земле или другому неподвижному компоненту / элементу.

67. Способ по любому из п.п. 39-66, включающий в себя сбор энергии колебаний для выработки энергии для питания датчикового устройства или системы или их компонентов.

68. Способ по любому из п.п. 39-67, включающий в себя передачу данных о скорости проходки на вспомогательный модуль, такой как беспроводной вспомогательный модуль, и/или другие периферийные устройства, обрабатывающие данные, относящиеся к бурению и связанные с этой буровой установкой.

69. Способ по любому из п.п. 39-68, включающий в себя измерение расстояния, пройденного буровым долотом за известный или рассчитанный период времени.

70. Способ по п. 69, включающий в себя определение скорости изменения во времени скорости проходки (ROP) для определения внезапного ускорения или замедления бурового долота.

71. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя передачу сигнала с помощью передатчика / излучателя на подвижной части буровой установки на детектор / приемник на неподвижной части буровой установки, причем приемник / детектор передает данные о времени распространения / расстоянии в удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

72. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя передачу / отправку сигнала с помощью передатчика / излучателя на электронном вспомогательном модуле на отражатель на неподвижной части буровой установки и прием обратно отраженного сигнала, а затем отправку сигнала / данных беспроводным образом на пользовательский интерфейс / компьютер.

73. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя отправку сигнала с помощью первого излучателя / передатчика на первый детектор / приемник в фиксированном положении буровой установки, причем второй излучатель / передатчик в фиксированном положении буровой установки посылает сигнал на второй детектор / приемник на мачте, обработку измеренного расстояния для

каждого указанного детектора / приемника, и передачу измеренных / обработанных данных каждым устройством на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

74. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя отправку сигнала с помощью излучателя / передатчика из фиксированного положения буровой установки на отражатель на мачте буровой установки, затем прием датчиком отраженного сигнала, обработку им данных и отправку в удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

75. Способ по любому из п.п. 71-74, в котором фиксированное положение находится у основания мачты или буровой установки.

76. Способ оптимизации характеристик бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки бурового долота во время операции бурения путем получения от датчика указания расстояния, пройденного буровым долотом в течение периода бурения, вычисление скорости проходки бурового долота.

77. Способ по п. 66, включающий в себя управление по меньшей мере одним параметром бурения на основе по меньшей мере скорости проходки при бурении.

78. Способ управления характеристиками бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки (ROP) бурового инструмента во время бурения и использование скорости проходки для воздействия на управление по меньшей мере одним параметром из: нагрузки на долото (WOB), расхода бурового раствора, крутящего момента, приложенного к буровому долоту, и частоты вращения (RPM) бурового долота.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система измерения скорости проходки или пройденного расстояния при бурении, включающая в себя по меньшей мере одно датчиковое устройство, включающее в себя по меньшей мере один датчик для обеспечения указания скорости, с которой, и / или расстояния, на которое буровое долото или другой инструмент продвинулся в скважину, и по меньшей мере один процессор, причем указанный по меньшей мере один датчик выполнен с возможностью измерения и предоставления в процессор измеренного указания инкрементного расстояния, пройденного относительно неподвижной точки, причем процессор выполнен с возможностью расчета величины скорости проходки на основе измеренного указания инкрементного расстояния и прошедшего времени для пройденного инкрементного расстояния.

2. Система по п. 1, включающая в себя таймер, обеспечивающий величину прошедшего времени, в течение которого буровое долото или другой инструмент продвигался в скважину.

3. Система по п. 2, в которой прошедшее время основано на частоте дискретизации для указанного датчика.

4. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанный по меньшей мере один датчик включает в себя датчик ускорения и / или датчик положения относительно перемещения буровой мачты, причем предусмотрена возможность измерения перемещения буровой мачты для указания пройденного инкрементного расстояния.

5. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанный по меньшей мере один датчик включает в себя по меньшей мере один датчик давления.

6. Система по п. 5, в которой указанный по меньшей мере один датчик давления включает в себя по меньшей мере один датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления, сконструированный и выполненный с возможностью обнаружения изменения давления окружающего воздуха / воздуха окружающей среды.

7. Система по п. 6, в которой по меньшей мере один датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления включает в себя по меньшей мере один такой датчик, выполненный с возможностью перемещения при движении вперед (продвижении) или назад (извлечении) бурового инструмента, буровой штанги, скважинного прибора или другого скважинного инструмента или трубы / патрубка.

8. Система по п. 7 или п. 8, включающая в себя по меньшей мере один эталон относительно перемещения по меньшей мере одного датчика атмосферного давления или датчика барометрического давления.

9. Система по п. 8, в которой первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления выполнен с возможностью перемещения вверх и / или вниз во время соответствующего перемещения бурового инструмента / бурильной колонны или другого скважинного инструмента, а второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления выполнен с возможностью предоставления эталонного значения.

10. Система по п. 9, в которой эталонное атмосферное давление или эталонное барометрическое давление предусмотрено относительно любого обнаруженного изменения атмосферного давления или барометрического давления, обнаруженного первым датчиком атмосферного давления или датчиком барометрического давления.

11. Система по п. 9 или п. 10, в которой первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления и / или второй или эталонный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления съемным образом установлены на буровом инструменте или буровой мачте.

12. Система по п. 11, в которой съемная установка предусмотрена посредством магнитного крепления с помощью по меньшей мере одного магнита, предусмотренного на соответствующем первом и / или втором датчике атмосферного давления или датчике барометрического давления.

13. Система по п. 11 или п. 12, в которой разъемное крепление включает в себя соединительные муфты, адгезив и / или механические крепежные элементы.

14. Система по любому из п.п. 6-13, в которой первый и / или второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления включает в себя запоминающее устройство для хранения значений давления и / или значений высоты.

15. Система по любому из п.п. 6-13, в которой датчик атмосферного давления и / или датчик барометрического давления выполнен с возможностью передачи обнаруженных значений другому датчику барометрического давления или датчику атмосферного давления.

16. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой два или более указанных датчиков устройств выполнены с возможностью синхронизации друг с другом при использовании.

17. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой по меньшей мере одно указанное датчиковое устройство выполнено с возможностью самокалибровки до значения, полученного от другого указанного датчикового устройства или от эталонного устройства.

18. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой по меньшей мере один датчик соответствующего датчикового устройства включает в себя по меньшей мере один датчик, выбранный из: акселерометра или многоосевого акселерометра, одного или нескольких датчиков электромагнитных волн, одного или нескольких из лидарного датчика, микроэлектромеханического (MEMS) зеркала, радарного датчика, ультразвукового датчика, оптического датчика, съемочной камеры, датчика сопротивления, магниторезистивного датчика, микроволнового датчика, инфракрасного датчика, по меньшей мере одного гироскопического датчика.

19. Система по п. 18, в которой по меньшей мере один датчик включает в себя многоосевой гироскопический детектор.

20. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя по меньшей мере один пороговый детектор.

21. Система по п. 20, в которой пороговый детектор выполнен с возможностью выдачи предупреждения, когда параметры оптимизации упали ниже предпочтительного состояния.

22. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанное по меньшей мере одно датчиковое устройство выполнено с возможностью взаимодействия с другим измерительным оборудованием.

23. Система по п. 22, в которой указанное по меньшей мере одно датчиковое устройство выполнено с возможностью взаимодействия с другими датчиками или датчиковыми устройствами / аппаратами, выполненными с возможностью обнаружения или измерения ускорения, инерции, гироскопических значений, силы, крутящего момента, давления, колебаний, температуры и расхода (бурового раствора), или комбинации любых двух или более из указанного.

24. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя средства отображения и записи, или средства связи для передачи результатов измерений для удаленного отображения и записи.

25. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой указанное по меньшей мере одно датчиковое устройство предусмотрено на буровой мачте.

26. Система по п. 25, в которой по меньшей мере одно датчиковое устройство установлено с помощью одного или нескольких упругих креплений.

27. Система по п. 26, в которой одно или несколько упругих креплений включают в себя резину, уретан или другие материалы, демпфирующие колебания.

28. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой по меньшей мере одно датчиковое устройство включает в себя кабель или шнур, соединяющийся с подвижной частью приводного узла буровой колонны.

29. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя возможность измерения угла с использованием поворотного энкодерного датчика, энкодерного датчика углового положения вала или энкодерного датчика в виде оптического диска.

30. Система по п. 28 или п. 29, в которой измерение угла с помощью энкодерного датчика предусматривает объединение со временем, затрачиваемым на соответствующее перемещение проникновения / продвижения.

31. Система по любому из предыдущих пунктов, предусматривающая возможность беспроводной передачи данных о скорости проходки (ROP) с буровой установки на удаленный приемник / процессор данных.

32. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя устройство для сбора энергии для выработки энергии, достаточной для питания устройства или системы или их компонентов.

33. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой предусмотрена передача результатов измерений, относящихся к скорости проходки, на вспомогательный модуль, такой как беспроводной вспомогательный модуль, и / или другие периферийные устройства, обрабатывающие данные, относящиеся к бурению, связанные с этой буровой установкой.

34. Система по любому из предыдущих пунктов, включающая в себя передатчик / излучатель, установленный на подвижной части буровой установки для передачи сигнала на детектор / приемник на неподвижной части буровой установки, причем приемник / детектор выполнен с возможностью передачи данных о времени распространения / расстоянии в удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

35. Система по любому из п.п. 1-34, включающая в себя передатчик / излучатель на электронном вспомогательном модуле для передачи / отправки сигнала на отражатель, расположенный на неподвижной части буровой установки, и приема отраженного сигнала обратно, а затем передачи сигнала / данных беспроводным образом на пользовательский интерфейс / компьютер.

36. Система по любому из п.п. 1-34, включающая в себя первый излучатель / передатчик для отправки сигнала на первый детектор / приемник в фиксированном положении буровой установки, причем второй излучатель / передатчик в фиксированном положении буровой установки выполнен с возможностью отправки сигнала на второй детектор / приемник на мачте, причем предусмотрена возможность обработки измеренного расстояния для каждого приемника и передачи измеренных / обработанных каждым устройством на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

37. Система по любому из п.п. 1-34, включающая в себя излучатель / передатчик, выполненный с возможностью отправки сигнала из фиксированного положения буровой установки на отражатель на мачте буровой установки, затем приема отраженного сигнала, обработки данных и их отправки на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

38. Система по любому из п.п. 35-37, в которой фиксированное положение находится у основания мачты или буровой установки.

39. Способ управления характеристиками бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки (ROP) бурового инструмента во время бурения, на основе выходных данных датчика, обеспечивающих измеренное указание инкрементного расстояния, пройденного относительно неподвижной точки, и расчет величины скорости проходки на основе измеренного указания инкрементного расстояния и прошедшего времени для пройденного инкрементного расстояния, и управление по меньшей мере одним параметром из: нагрузки на долото (WOB), расхода бурового раствора, крутящего момента, приложенного к буровому долоту, и частоты вращения (RPM) бурового долота, использующего определенную скорость проходки (ROP).

40. Способ по п. 39, включающий в себя таймер или часы, обеспечивающие указание прошедшего периода времени, в течение которого буровое долото или другой инструмент продвинулся на расстояние.

41. Способ по п. 39 или п. 40, включающий в себя измерение скорости проходки, которое включает в себя деление расстояния на время или

дифференцирование расстояния по времени для получения скорости (скорости проходки).

42. Способ по п. 39, включающий в себя определение скорости проходки на основе определения одного или нескольких из ускорения и / или положения, одного или обоих в скважине или по отношению к перемещению буровой мачты, причем перемещение буровой мачты измеряют для указания пройденного инкрементного расстояния.

43. Способ по п. 39, включающий в себя измерение, посредством одного или нескольких датчиков, относительного изменения в движении бурового долота, бурильной колонны или компонента буровой мачты, или комбинации двух или более из них, причем перемещение буровой мачты измеряют для указания пройденного инкрементного расстояния.

44. Способ по п. 39, включающий в себя измерение атмосферного давления или барометрического давления.

45. Способ по п. 44, включающий в себя измерение, посредством по меньшей мере одного датчика, атмосферного или барометрического давления при движении вперед (продвижении) или назад (извлечении) бурового инструмента, буровой штанги, скважинного прибора или другого скважинного инструмента или трубы / патрубка.

46. Способ по п. 45, включающий в себя обеспечение по меньшей мере одного эталона относительно перемещения по меньшей мере одного датчика атмосферного давления или датчика барометрического давления.

47. Способ по п. 45 или п. 46, в котором первый указанный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления перемещается вверх и / или вниз во время соответствующего перемещения бурового инструмента / бурильной колонны или другого скважинного инструмента, а второй указанный датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления обеспечивает эталонное значение.

48. Способ по п. 47, в котором первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления и второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления устанавливаются съемным образом на буровой инструмент, например буровую мачту.

49. Способ по п. 48, в котором съемную установку осуществляют посредством магнитного крепления с помощью по меньшей мере одного магнита, предусмотренного на соответствующем первом и/или втором датчике атмосферного давления или датчике барометрического давления, или с помощью разъемных соединительных муфт, адгезива, механических крепежных элементов.

50. Способ по п. 48 или п. 49, в котором первый датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления передает изменение давления / высоты или их абсолютные значения на второй датчик атмосферного давления или датчик барометрического давления

51. Способ по любому из п.п. 39-50, в котором два или более датчиковых устройства синхронизируют друг с другом.

52. Способ по п. 51, в котором два или более датчиковых устройства передают эталонное значение или калибровку от одного к другому или подтверждают, что каждое измеряет одно и то же текущее значение.

53. Способ по любому из п.п. 39-52, включающий в себя установку по меньшей мере одного датчикового устройства на верхушке буровой мачты.

54. Способ по п. 53, дополнительно включающий в себя помещение по меньшей мере одного указанного датчикового устройства в скважину и передачу данных между указанным по меньшей мере одним скважинным датчиком и указанным по меньшей мере одним датчиком на верхушке мачты.

55. Способ по п. 53 или п. 54, в котором по меньшей мере одно указанное датчиковое устройство включает в себя по меньшей мере один акселерометр, многоосевой акселерометр, трехосевой акселерометр или ряд акселерометров, обеспечивающих многоосевое обнаружение ускорения.

56. Способ по любому из п.п. 53-55, включающий в себя по меньшей мере одно из датчика электромагнитных волн, лидарного датчика, микроэлектромеханического (MEMS) зеркала, радарного датчика, ультразвукового датчика, оптического датчика, съемочной камеры, датчика сопротивления, магниторезистивного датчика, микроволнового датчика, инфракрасного датчика, и / или по меньшей мере одного гироскопического датчика.

57. Способ по любому из п.п. 53-56, включающий в себя трехосный гироскопический выход, обеспечиваемый многоосевым гироскопическим детектором, причем такой детектор помещают в скважину или на головку мачты, или по меньшей мере по одному в скважину и на головку мачты.

58. Способ по любому из п.п. 39-57, включающий в себя измерения хода и / или скорости хода бурения с выставлением временных отметок и / или отметок позиции / местоположения.

59. Способ по любому из п.п. 39-58, включающий в себя температурную компенсацию, предусмотренную для калибровки по меньшей мере одного датчикового устройства, по меньшей мере одного указанного датчика, акселерометра (акселерометров) и / или гироскопического датчика (датчиков).

60. Способ по любому из п.п. 39-59, включающий в себя обнаружение по меньшей мере одного порогового значения.

61. Способ по п. 60, включающий в себя выдачу сигнала тревоги, когда параметры оптимизации упали ниже предпочтительного состояния.

62. Способ по п. 61, включающий в себя отслеживание одного или нескольких из частоты вращения (RPM), нагрузки на долото (WOB), расхода бурового раствора, крутящего момента и выдачу предупреждения или сигнала тревоги оператору и / или инициирование замедления или остановки бурения, когда параметр бурения равен или превышает пороговое значение.

63. Способ по любому из п.п. 39-62, включающий в себя осуществление взаимодействия указанным по меньшей мере одним датчиковым устройством с другим измерительным оборудованием.

64. Способ по п. 63, включающий в себя осуществление взаимодействия по меньшей мере одним датчиковым устройством с другими датчиками или датчиковыми устройствами / аппаратами, в том числе для обнаружения или измерения одного или нескольких из ускорения, инерции, гироскопических величин, силы, крутящего момента, давления, колебаний, температуры и расхода (бурового раствора), или комбинации любых двух или более из них.

65. Способ по любому из п.п. 39-64, включающий в себя измерение угла вращения, например, бурильной колонны, вспомогательного модуля или верхнего привода.

66. Способ по любому из пунктов 39-65, включающий в себя обнаружение или измерение изменения расстояния между верхушкой мачты или верхним приводом по отношению к земле или другому неподвижному компоненту / элементу.

67. Способ по любому из п.п. 39-66, включающий в себя сбор энергии колебаний для выработки энергии для питания датчикового устройства или системы или их компонентов.

68. Способ по любому из п.п. 39-67, включающий в себя передачу данных о скорости проходки на вспомогательный модуль, такой как беспроводной вспомогательный модуль, и / или другие периферийные устройства, обрабатывающие данные, относящиеся к бурению и связанные с этой буровой установкой.

69. Способ по любому из п.п. 39-68, включающий в себя измерение расстояния, пройденного буровым долотом за известный или рассчитанный период времени.

70. Способ по п. 69, включающий в себя определение скорости изменения во времени скорости проходки (ROP) для определения внезапного ускорения или замедления бурового долота.

71. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя передачу сигнала с помощью передатчика / излучателя на подвижной части буровой установки на

детектор / приемник на неподвижной части буровой установки, причем приемник / детектор передает данные о времени распространения / расстоянии в удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

72. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя передачу / отправку сигнала с помощью передатчика / излучателя на электронном вспомогательном модуле на отражатель на неподвижной части буровой установки и прием обратно отраженного сигнала, а затем отправку сигнала / данных беспроводным образом на пользовательский интерфейс / компьютер.

73. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя отправку сигнала с помощью первого излучателя / передатчика на первый детектор / приемник в фиксированном положении буровой установки, причем второй излучатель / передатчик в фиксированном положении буровой установки посылает сигнал на второй детектор / приемник на мачте, обработку измеренного расстояния для каждого указанного детектора / приемника, и передачу измеренных / обработанных данных каждым устройством на удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

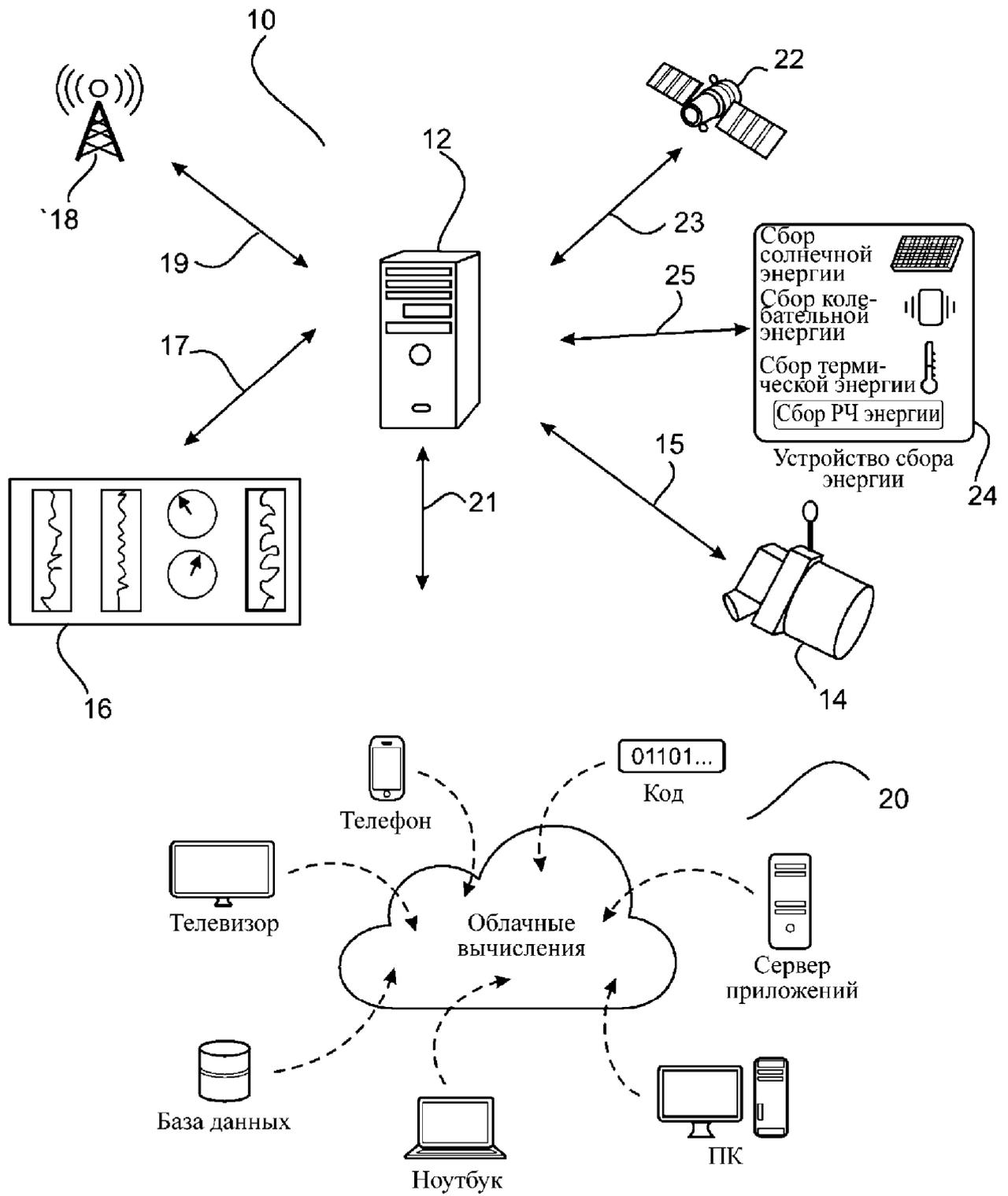
74. Способ по любому из п.п. 39-70, включающий в себя отправку сигнала с помощью излучателя / передатчика из фиксированного положения буровой установки на отражатель на мачте буровой установки, затем прием датчиком отраженного сигнала, обработку им данных и отправку в удаленный пользовательский интерфейс / компьютер.

75. Способ по любому из п.п. 71-74, в котором фиксированное положение находится у основания мачты или буровой установки.

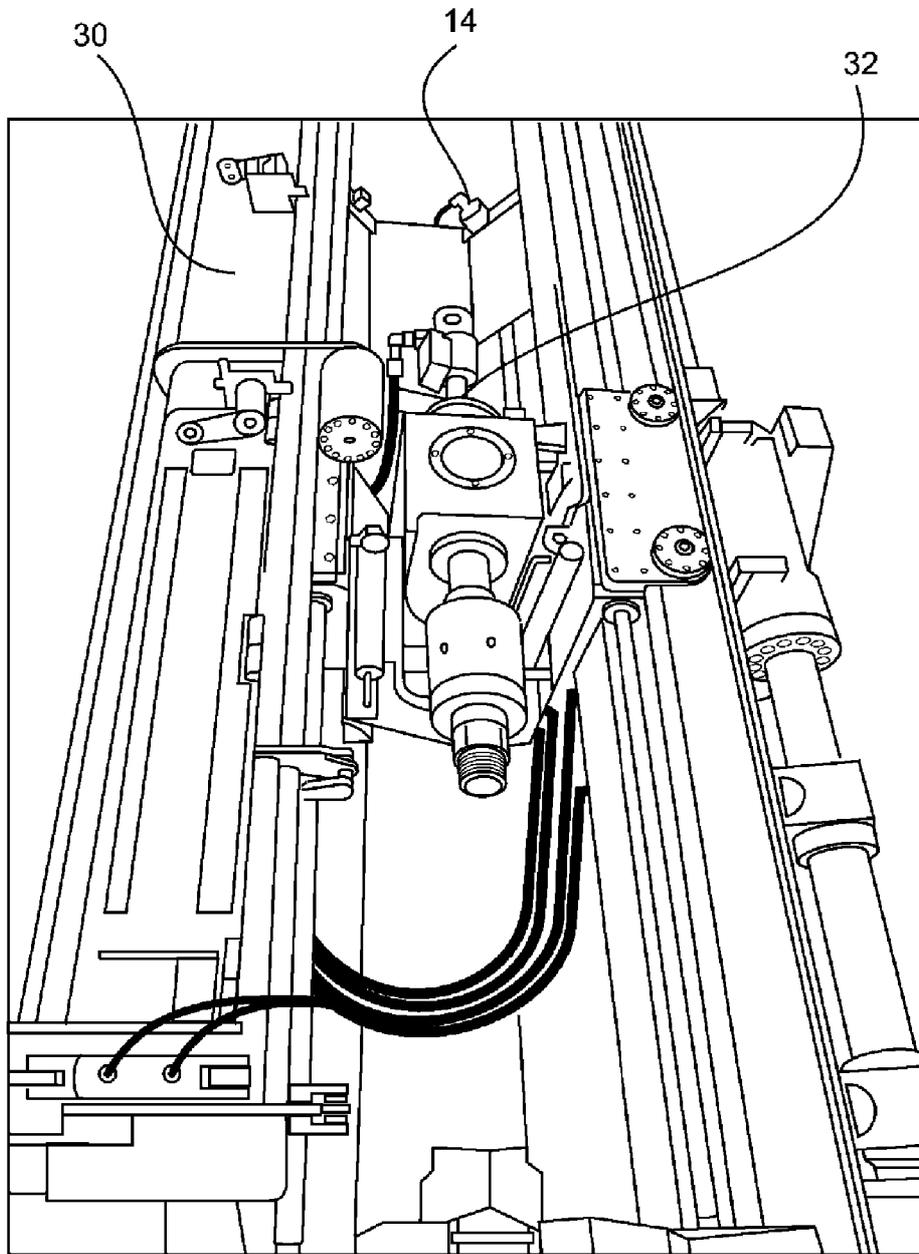
76. Способ оптимизации характеристик бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки бурового долота во время операции бурения путем получения от датчика указания инкрементного расстояния, пройденного буровым долотом в течение периода бурения, вычисление скорости проходки бурового долота на основе полученного от датчика указания инкрементного расстояния и периода бурения.

77. Способ по п. 66, включающий в себя управление по меньшей мере одним параметром бурения на основе по меньшей мере скорости проходки при бурении.

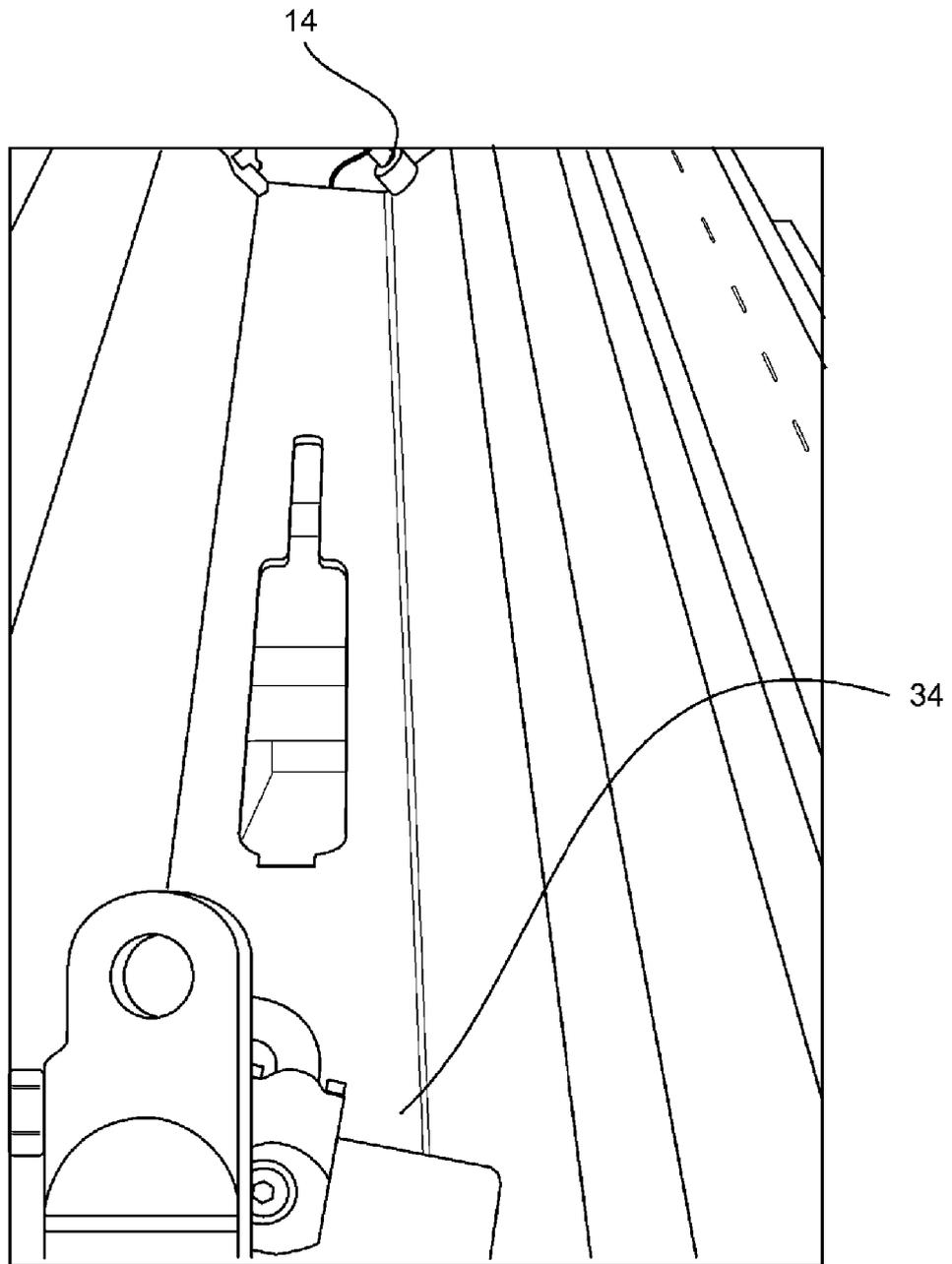
78. Способ управления характеристиками бурения буровой системы, включающий в себя определение скорости проходки (ROP) бурового инструмента во время бурения, путем получения от датчика указания инкрементного расстояния, пройденного буровым долотом в течение периода бурения, и вычисления скорости проходки бурового долота на основе полученного от датчика указания инкрементного расстояния и периода бурения, и использование скорости проходки для воздействия на управление по меньшей мере одним параметром из: нагрузки на долото (WOB), расхода бурового раствора, крутящего момента, приложенного к буровому долоту, и частоты вращения (RPM) бурового долота.



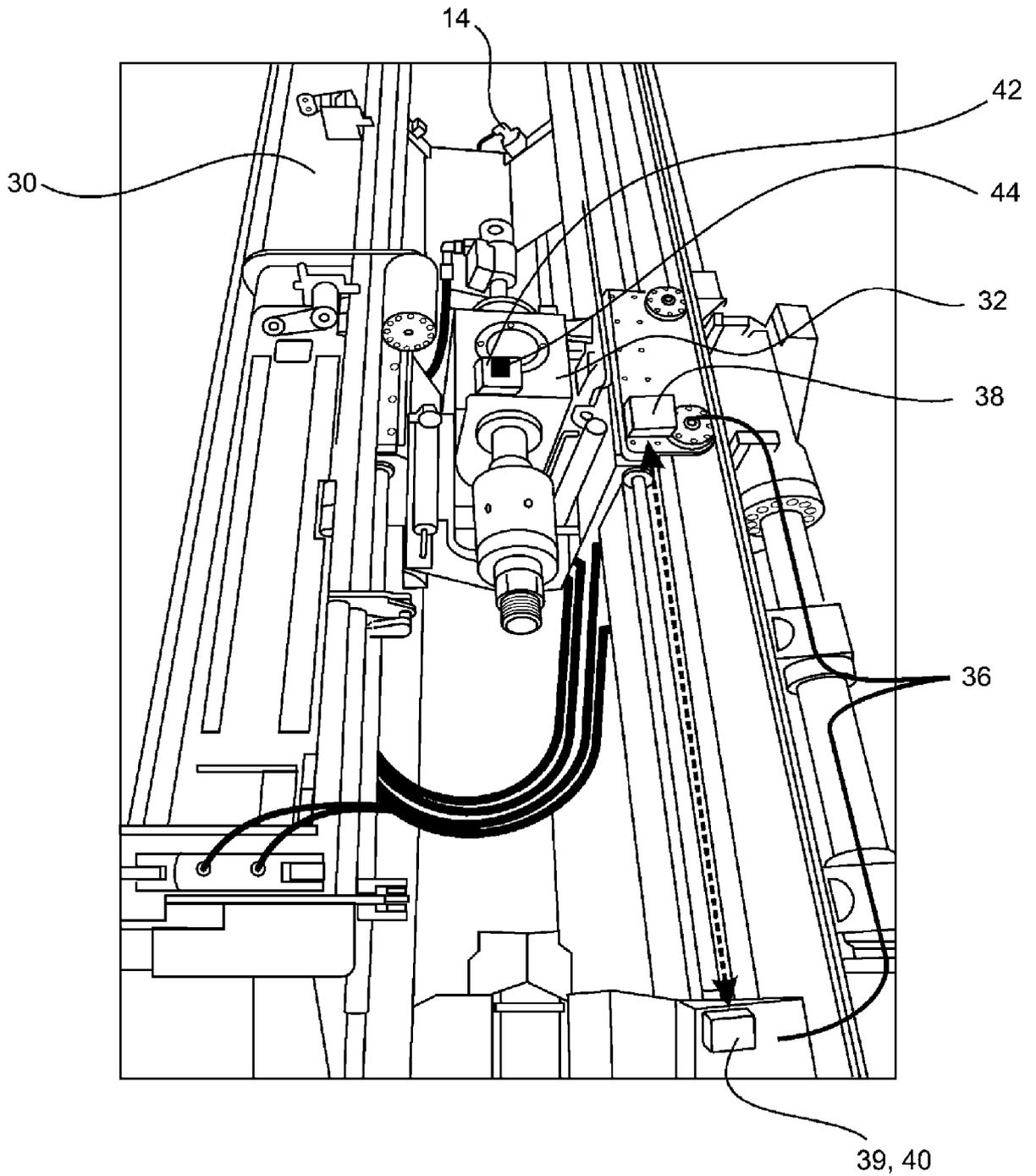
ФИГ. 1



ФИГ. 2



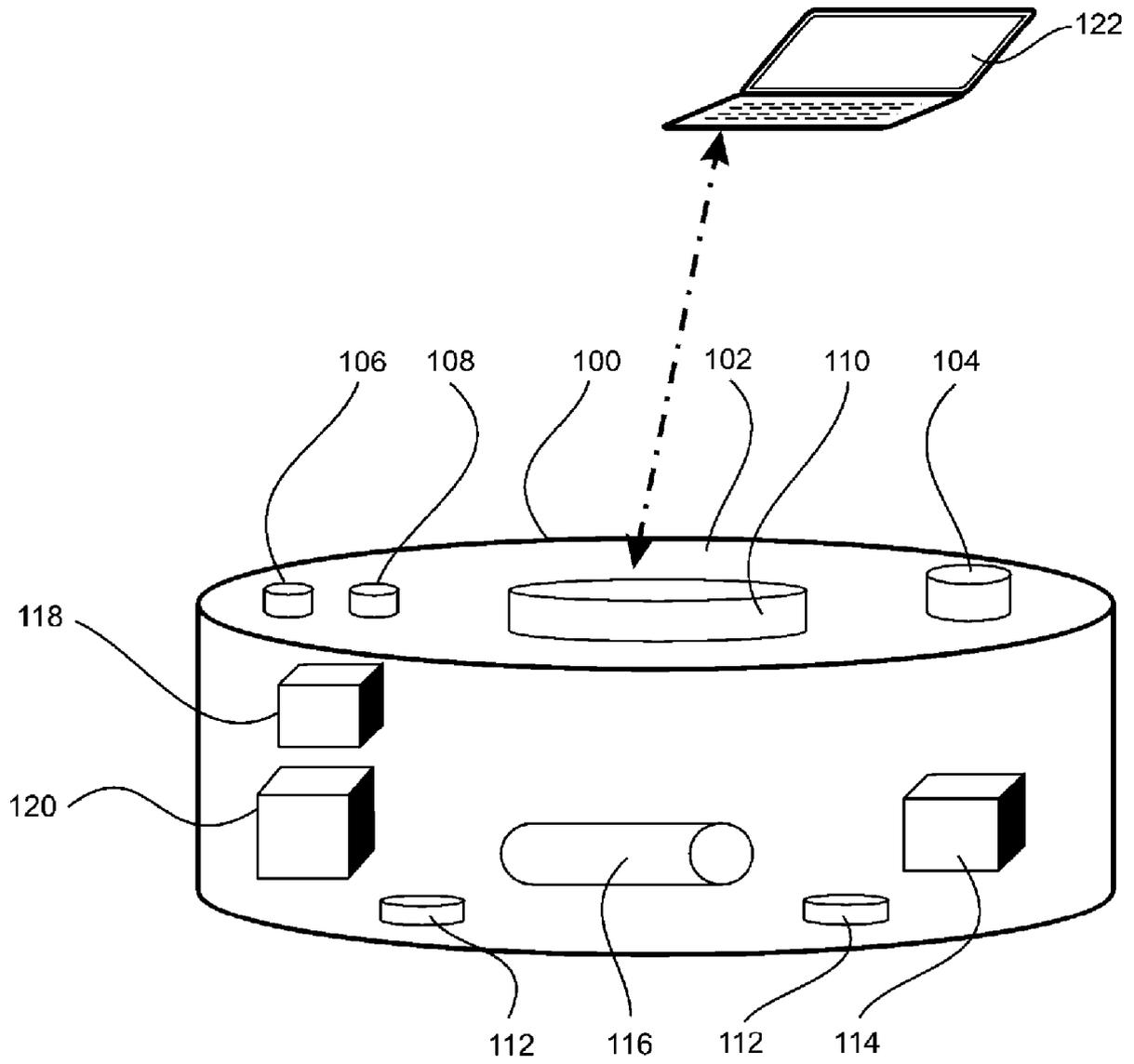
ФИГ. 3



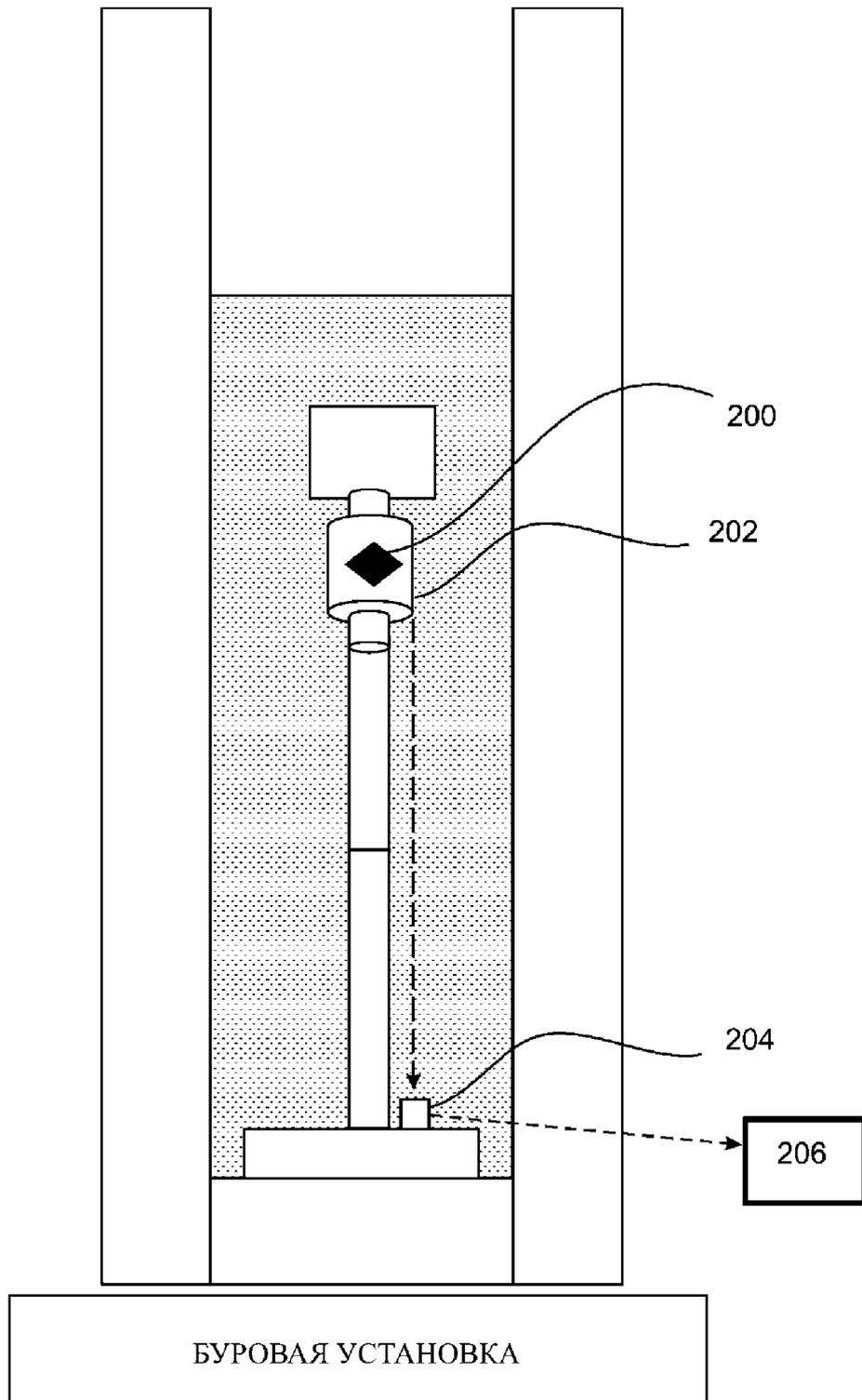
ФИГ. 4



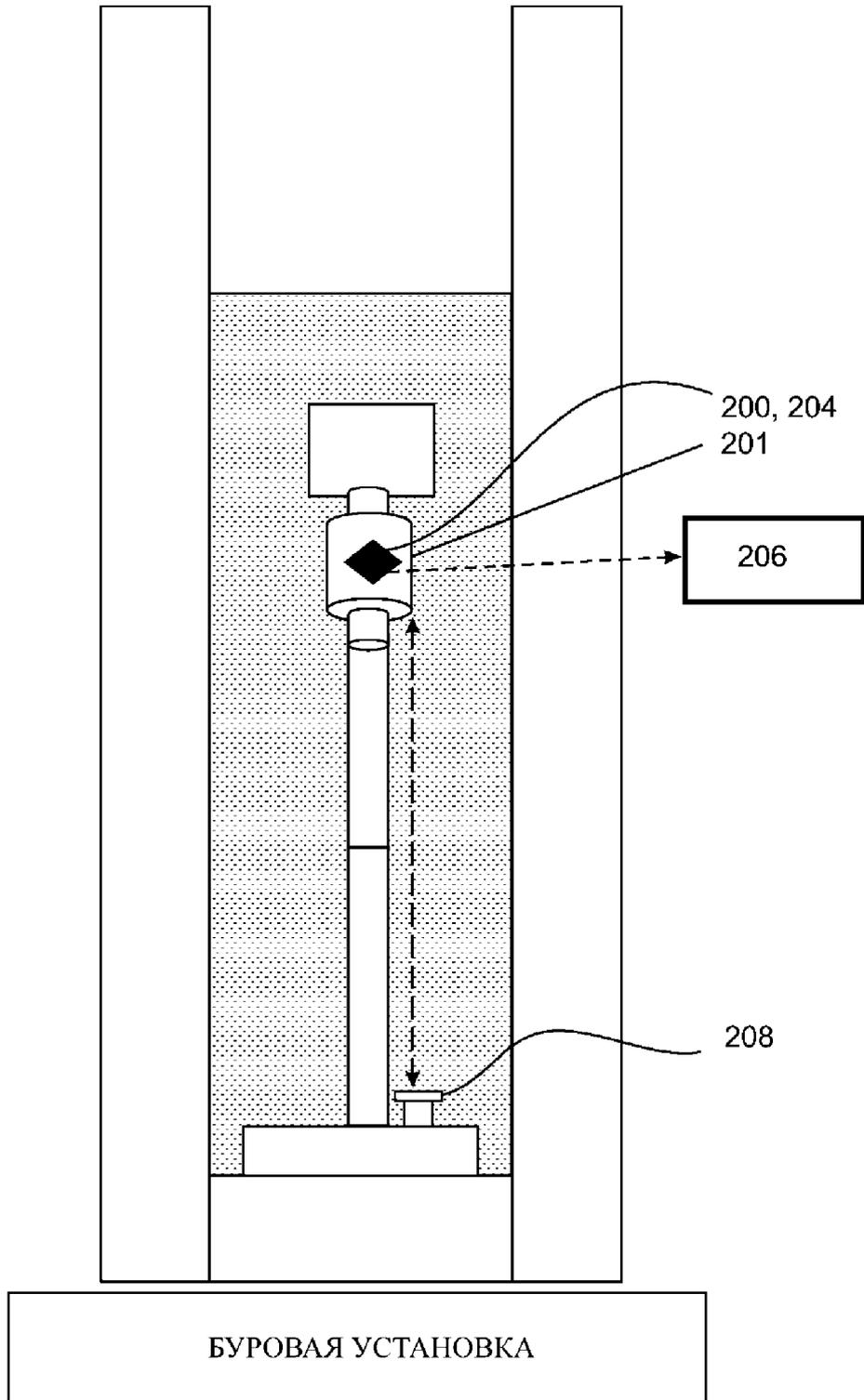
ФИГ. 5



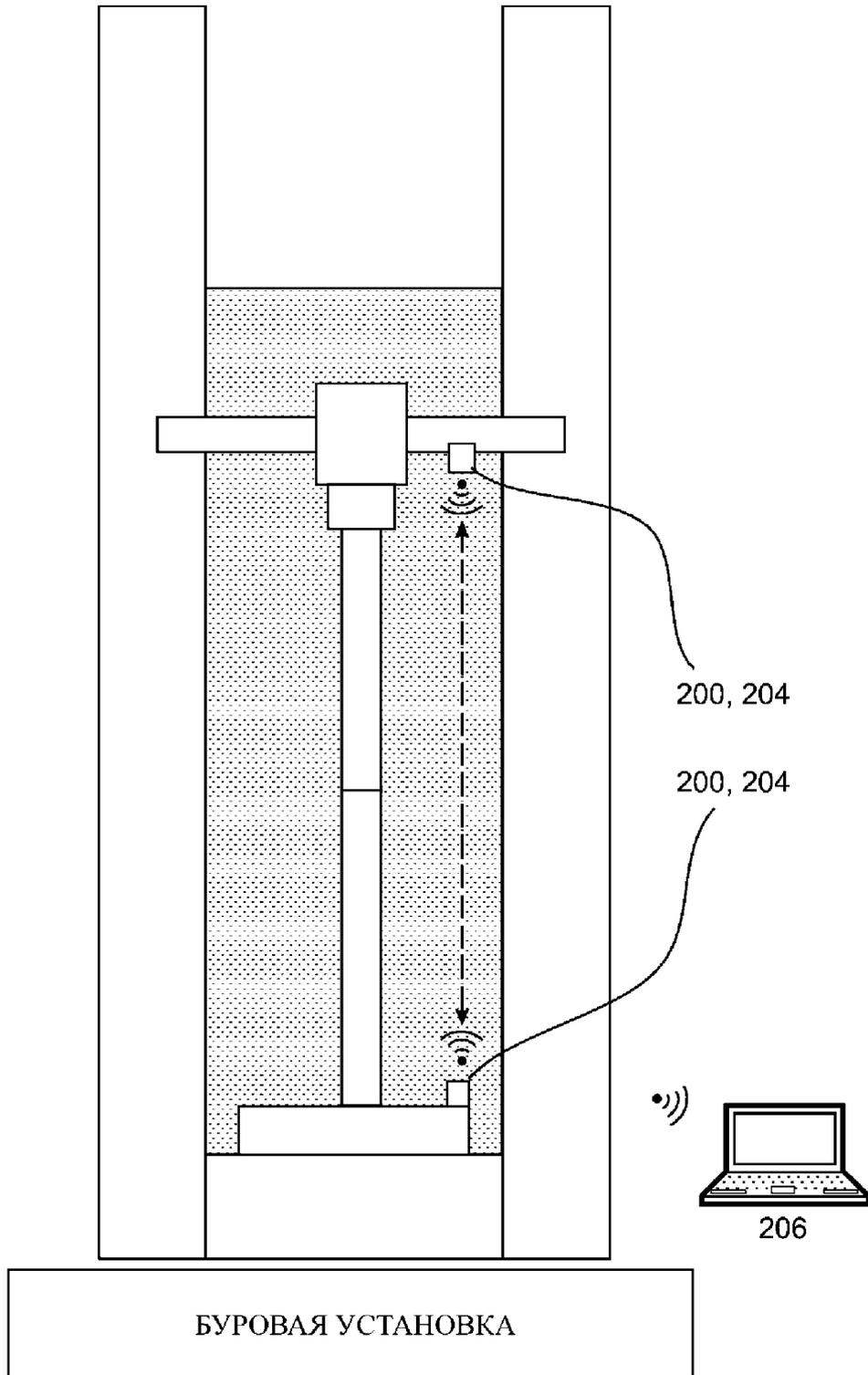
ФИГ. 6



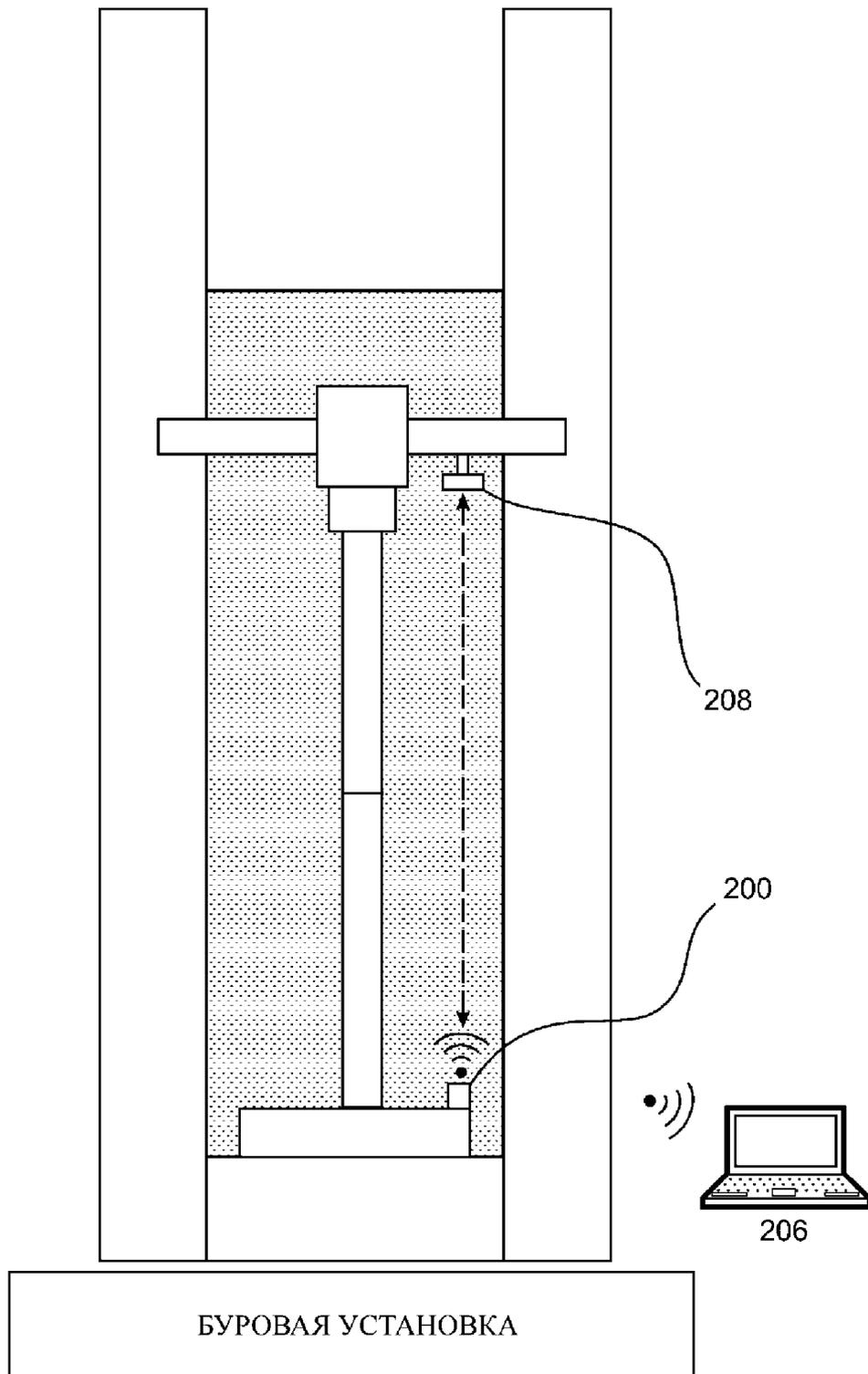
ФИГ. 7



ФИГ. 8



ФИГ. 9



ФИГ. 10