

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **035029**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.04.20

(51) Int. Cl. *E21B 47/13* (2012.01)
E21B 44/00 (2006.01)

(21) Номер заявки
201692378

(22) Дата подачи заявки
2015.05.08

(54) **СИСТЕМА, СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ**

(31) **62/013,995**

(56) US-A1-20100201540
US-A-5160925

(32) **2014.06.18**

(33) **US**

(43) **2017.04.28**

(86) **PCT/CA2015/050421**

(87) **WO 2015/192226 2015.12.23**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ЭВОЛЮШН ИНЖИНИРИНГ ИНК.
(CA)**

(72) Изобретатель:
**Деркач Патрик Р., Логан Аарон В.,
Логан Джастин С., Уэст Кертис,
Лю Цили (Джерри), Бутерновский
Барри Д. (CA)**

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

(57) Скважинная система предоставляет интерфейс данных для первого скважинного прибора, такого как инструмент для наклонно-направленного бурения роторным способом. Интерфейс данных использует соединение для передачи данных в непосредственной близости, например соединение между индуктивными петлями или катушками, или прямое проводное или оптическое соединение. Интерфейс обеспечивает данные для второго скважинного прибора в секции бурильной колонны, расположенной рядом с первым скважинным прибором. В некоторых вариантах осуществления данные передают в третий скважинный прибор, который содержит телеметрический передатчик. Третий скважинный прибор может содержать прибор для измерений во время бурения.

B1

035029

035029

B1

Перекрестные ссылки на родственные заявки

Заявка на данное изобретение заявляет приоритет по заявке на патент США № 62/013995, поданной 18 июня 2014 г. и имеющей название "MWD SYSTEMS, METHODS AND APPARATUS". Для целей США эта заявка заявляет приоритет согласно 35 U.S.C. §119 по заявке на патент США № 62/013995, поданной 18 июня 2014 г. и имеющей название "MWD SYSTEMS, METHODS AND APPARATUS", которая этим включается в данный документ с помощью ссылки во всех отношениях.

Область изобретения

Изобретение относится к подземному бурению, в частности к получению информации от скважинных датчиков. Варианты осуществления применимы к бурению скважин для добычи углеводородов.

Предпосылки изобретения

Добыча углеводородов из подземных зон обычно предполагает бурение стволов скважин. Скважины создают с использованием находящегося на поверхности бурового оборудования, вращающего бурильную колонну, которая в конечном итоге проходит от поверхностного оборудования до целевого пласта или подземной зоны. Бурильная колонна может проходить тысячи футов или метров ниже поверхности. Нижний конец бурильной колонны содержит буровое долото, предназначенное для бурения (или удлинения) ствола скважины. По бурильной колонне обычно прокачивается промывочная жидкость, как правило, в виде бурового раствора. Промывочная жидкость охлаждает и смазывает буровое долото, а также выносит буровой шлам назад на поверхность. Также использование промывочной жидкости может способствовать регулированию забойного давления для подавления притока углеводородов из пласта в ствол скважины и их потенциального выброса на поверхность.

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) - это название, данное оборудованию на нижнем конце бурильной колонны. В дополнение к буровому долоту КНБК может содержать такие элементы, как устройство для управления направлением бурения (например, управляемый забойный гидротурбинный двигатель или роторная управляемая система); датчики для измерения свойств окружающих геологических пластов (например, датчики для использования при каротаже); датчики для измерения скважинных условий по мере прохождения бурения; одна или более систем для телеметрии данных на поверхность; стабилизаторы; утяжеленные бурильные трубы, генераторы импульсов и т.п. КНБК обычно продвигают в ствол скважины колонной металлических труб (бурильной трубой).

Современные буровые системы могут включать любые из широкого ряда механических/электронных систем в КНБК или других местах скважин. Подобные системы могут быть названы "скважинные приборы". Скважинный прибор может содержать любую активную механическую, электронную и/или электромеханическую систему, действующую в скважине. Скважинный прибор может обеспечивать любую из широкого ряда функций, включая без ограничения: сбор данных, измерение свойств окружающих геологических пластов (например, каротаж), измерение скважинных условий по мере прохождения бурения, управление скважинным оборудованием, контроль состояния скважинного оборудования, применение направленного бурения, применение измерений во время бурения (ИВБ), применение каротажа во время бурения (КВБ), измерение свойств флюидов в скважине и т.п. Скважинная система может содержать одну или более систем для: телеметрии данных на поверхность; сбора данных посредством датчиков (например, датчиков для использования при каротаже), которые могут включать один или более датчиков вибрации, магнитометров, инклинометров, акселерометров, детекторов радиоактивных частиц, электромагнитных детекторов, акустических детекторов и др.; получения изображений; измерения потока флюидов; определения направлений; излучения сигналов, частиц или полей для обнаружения другими устройствами, установления связи с другим скважинным оборудованием; отбора проб скважинных флюидов и т.п.

Скважинные приборы могут посредством телеметрии передавать на поверхность широкий диапазон информации. Телеметрическая информация может быть бесценной для проведения эффективных бурильных работ. Например, телеметрическая информация может быть использована бригадой буровой установки для принятия решений об управлении и наведении бурового долота для оптимизации скорости и траектории бурения на основании множества факторов, включая допустимые границы, положения существующих скважин, свойства пласта, размер и положение углеводородов и т.п. По мере необходимости бригада может производить умышленные отклонения от запланированного пути на основании информации, собранной со скважинных датчиков и переданной на поверхность телеметрией во время процесса бурения. Способность получать и передавать надежные данные из мест в скважине обеспечивает относительно более экономичное и более эффективное выполнение бурильных работ.

Многие скважинные приборы не содержат телеметрические передатчики. Такие скважинные приборы могут хранить информацию для извлечения, когда прибор будет возвращен на поверхность, или для извлечения посредством канатного прибора, спускаемого к местоположению скважинного прибора на канате. Дополнительно или альтернативно, такие скважинные приборы могут связываться с другой системой, которая содержит телеметрический передатчик для отправки данных в наземное оборудование.

Широкое разнообразие скважинных приборов поставляется широким диапазоном производителей. Разные скважинные приборы могут предоставлять данные в разных форматах и/или с использованием

разных протоколов. Это затрудняет и/или делает нежелательно дорогим создание скважинной системы, которая использует скважинные приборы от разных производителей для обеспечения выбранных функциональных возможностей.

Разные телеметрические технологии включают передачу информации путем генерирования вибраций в скважинном флюиде (например, акустическая телеметрия или гидроимпульсная (ГИ) скважинная телеметрия) и передачу информации посредством электромагнитных сигналов, которые распространяются, по меньшей мере частично, через землю (ЭМ (электромагнитная) телеметрия). В других телеметрических методах для передачи данных на поверхность применяют бурильную колонну с проводами, оптоволоконный кабель или акустическую телеметрию по утяжеленной бурильной трубе.

В типичном устройстве для электромагнитной телеметрии в качестве антенны используются части бурильной колонны. Бурильная колонна может быть разделена на две проводящие секции посредством включения в бурильную колонну изолирующей вставки или соединителя ("стыковочного переводника"). Стыковочный переводник обычно располагается в верхней части компоновки низа бурильной колонны так, что металлическая бурильная труба в бурильной колонне выше КНБК служит как один антенный элемент, а металлические секции в КНБК служат как другой антенный элемент. Затем электромагнитные телеметрические сигналы могут быть переданы путем распространения электрических сигналов между двумя антенными элементами. Сигналы обычно включают сигналы переменного тока очень низкой частоты, приспособленные для кодирования информации для передачи на поверхность. (Более высокочастотные сигналы затухают быстрее, чем низкочастотные сигналы.) Электромагнитные сигналы могут быть обнаружены на поверхности, например, путем измерения разницы электрических потенциалов между бурильной колонной или металлической обсадной трубой, которая проходит в землю, и одним или более заземленными стержнями.

По-прежнему остается потребность в скважинных системах, которые могут легко получать данные от других скважинных приборов.

Краткое изложение сущности изобретения

Это изобретение имеет несколько аспектов, включающих способы передачи данных в скважинных средах, способы и устройство для предоставления интерфейсов данных для скважинных приборов и скважинных систем, функционирующих для передачи данных между скважинными приборами.

Один приведенный в качестве примера аспект предусматривает скважинную систему, содержащую первый, второй и третий скважинные приборы. Первый скважинный прибор обменивается данными с третьим скважинным прибором посредством второго скважинного прибора. Первый скважинный прибор обменивается данными со вторым скважинным прибором посредством соединения для передачи данных в непосредственной близости, и второй скважинный прибор обменивается данными с третьим скважинным прибором посредством канала беспроводной передачи данных на короткие расстояния, имеющего радиус действия, который больше радиуса действия соединения для передачи данных в непосредственной близости. Первый и второй скважинные приборы расположены в соседних секциях бурильной колонны.

Второй скважинный прибор может, например, иметь форм-фактор переводника, который соединен последовательно с бурильной колонной или зондом, который расположен внутри отверстия бурильной колонны. В некоторых вариантах осуществления каждый из первого и второго скважинных приборов имеет форм-фактор переводника, соединенного последовательно с бурильной колонной смежно друг с другом.

Соединение для передачи данных в непосредственной близости может включать соединение для передачи данных между индуктивной петлей или катушкой в первом скважинном приборе и индуктивной петлей или катушкой второго скважинного прибора. В других вариантах осуществления соединение для передачи данных в непосредственной близости включает прямое проводное или оптическое соединение, беспроводное соединение малого радиуса действия или подобное.

В некоторых вариантах осуществления второй скважинный прибор имеет форму переводника, содержащего первое соединение на одном конце и второе соединение на другом конце, и второй скважинный прибор содержит первый интерфейс данных рядом с первым соединением и второй интерфейс данных рядом со вторым соединением. Второй скважинный прибор может быть выполнен с возможностью связи с первым скважинным прибором посредством первого интерфейса данных или второго интерфейса данных. В некоторых вариантах осуществления второй скважинный прибор может быть выполнен с возможностью связи с первым скважинным прибором посредством первого интерфейса данных и с другим скважинным прибором посредством второго интерфейса данных.

Если второй скважинный прибор имеет форм-фактор зонда, второй скважинный прибор может быть спущен в секцию бурильной колонны, которая соединена с переводником. Секция бурильной колонны может быть очень короткой (например, она может иметь длину, равную 3 футам (приблизительно 1 м) или менее). В некоторых вариантах осуществления зонд поддерживается в отверстии между первым и вторым спайдерами, каждый из которых поддерживается соответствующей посадочной площадкой в секции бурильной колонны. Осевое положение зонда относительно секции бурильной колонны может корректироваться. В одном приведенном в качестве примера варианте осуществления между одним или

обоими из первого и второго спайдеров и соответствующими посадочными площадками предусмотрены дистанционирующие элементы, при этом дистанционирующие элементы выполнены с возможностью перемещения для корректировки осевого расположения зонда относительно переводника. В некоторых вариантах осуществления зонд выступает в осевом направлении из секции бурильной колонны в переводник. В некоторых вариантах осуществления, по меньшей мере, конец зонда, который выступает в переводник, является подвижным и смещен в направлении переводника.

Канал беспроводной передачи данных на короткие расстояния может, например, содержать передатчик во втором скважинном приборе, подключенном для приложения напряжения с противоположных сторон первой части в виде электроизоляционного промежутка, которая отделяет электропроводные части бурильной колонны выше и ниже по стволу скважины от первой части в виде промежутка. Третий скважинный прибор может содержать вторую часть в виде электроизоляционного промежутка, которая отделяет электропроводные части бурильной колонны выше и ниже по стволу скважины от второй части в виде промежутка, и при этом третий скважинный прибор содержит телеметрический приемник для связи на короткие расстояния, подключенный для контроля напряжений на противоположных сторонах второй части в виде промежутка. Третий скважинный прибор может передавать данные на поверхность путем приложения телеметрических сигналов с противоположных сторон второй части в виде промежутка. В других вариантах осуществления канал беспроводной передачи данных на короткие расстояния может включать протокол радиочастотной передачи данных.

Второй скважинный прибор может содержать контроллер и библиотеку данных прибора. Контроллер выполнен с возможностью получения сигнала от первого скважинного прибора посредством соединения для передачи данных в непосредственной близости, обработки сигнала для идентификации одного или более свойств сигнала, использования одного или более свойств для поиска в библиотеке данных прибора набора из одного или более параметров связи и настройки соединения для передачи данных в непосредственной близости согласно одному или более параметрам связи. Одно или более свойств сигнала может включать частоту сигнала. Второй скважинный прибор может необязательно быть выполнен с возможностью приема данных от первого скважинного прибора по соединению для передачи данных в непосредственной близости и передачи поднабора принятых данных в третий скважинный прибор посредством канала беспроводной передачи данных на короткие расстояния.

В некоторых вариантах осуществления второй скважинный прибор выполнен с возможностью приема данных от первого скважинного прибора по соединению для передачи данных в непосредственной близости и передачи только поднабора принятых данных в третий скважинный прибор посредством канала беспроводной передачи данных на короткие расстояния.

Дополнительные аспекты изобретения и признаки приведенных в качестве примеров вариантов осуществления описаны в данном документе и/или проиллюстрированы на прилагаемых графических материалах.

Краткое описание графических материалов

На прилагаемых графических материалах представлены неограничительные иллюстративные варианты осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 1 представлен схематический вид выполнения бурильных работ.

На фиг. 2 представлена структурная схема иллюстративной скважинной системы.

На фиг. 2А представлена структурная схема другой иллюстративной скважинной системы.

На фиг. 3А представлен схематический вертикальный разрез, выполненный через секцию бурильной колонны, содержащей переводник, содержащий электронику, подключенную для обеспечения связи с прибором, содержащемся в зонде, который входит в отверстие бурильной колонны.

На фиг. 3В и 3С изображены схематические вертикальные разрезы, выполненные через бурильную колонну, содержащую первый и второй переводники, содержащие электронику и/или датчики, выполненные с возможностью связи друг с другом.

На фиг. 3D изображено схематическое представление переводника, выполненного с возможностью связи с одним или двумя соседними переводниками. Изображенный переводник может обеспечивать телеметрию на короткие или на более дальние расстояния, чтобы передавать данные из одного или двух соседних переводников в наземное оборудование и/или другое скважинное оборудование.

На фиг. 3Е изображено схематическое представление секции бурильной колонны, которая содержит переводник, содержащий электронику, предназначенную для связи с прибором на основе зонда, который размещен в отверстии бурильной колонны.

На фиг. 4 представлена структурная схема иллюстративного скважинного прибора.

На фиг. 4А изображена блок-схема способа настройки для установления соединения для передачи данных (в частности соединение малого радиуса действия) со скважинным прибором.

На фиг. 5 изображена скважинная система в соответствии с одним примерным вариантом осуществления.

Описание

По всему тексту последующего описания изложена подробная информация, чтобы обеспечить специалистам в данной области техники более полное понимание. Однако хорошо известные элементы могут быть не показаны или не описаны подробно во избежание ненужного затруднения описания изобретения. Последующее описание примеров технологии не предназначено быть исчерпывающим или ограничивающим систему точными формами любого приведенного в качестве примера варианта осуществления. Соответственно, описание и графические материалы следует рассматривать в иллюстративном, а не в ограничительном смысле.

На фиг. 1 схематически представлены иллюстративные бурильные работы. Буровая установка 10 приводит в движение бурильную колонну 12, содержащую секции бурильной трубы, проходящие до бурового долота 14. Проиллюстрированная буровая установка 10 содержит буровую вышку 10А, пол 10В буровой установки и буровую лебедку 10С для поддержки бурильной колонны. Буровое долото 14 имеет больший диаметр, чем бурильная колонна над буровым долотом. Кольцевое пространство 15, окружающее бурильную колонну, обычно заполнено промывочной жидкостью. Промывочная жидкость закачивается через отверстие 13 в бурильной колонне до бурового долота и возвращается на поверхность через кольцевое пространство 15, вынося буровой шлам от бурильных работ. По мере бурения скважины в стволе скважины может быть установлена обсадная колонна 16. На верхнем конце обсадной колонны установлен противовыбросовый превентор 17. Буровая установка, представленная на фиг. 1, является лишь примером. Способы и устройство, описанные в настоящем документе, не являются характерными для любого конкретного типа буровой установки.

Согласно одному аспекту этого изобретения предложен скважинный прибор, содержащий телеметрический передатчик и, необязательно, ряд датчиков. Скважинный прибор выполнен с возможностью связи с другими скважинными приборами, такими как выпускаемые промышленностью измерители плотности потока нейтронов, удельного сопротивления, спектрального состава естественного гамма-излучения пород, содержания нефти/воды, или подобные. В некоторых вариантах осуществления скважинный прибор содержит датчики ИВБ (например, датчики, которые дают информацию о наклоне и/или направлении части бурильной колонны, в которой расположен этот скважинный прибор).

На фиг. 2 представлена структурная схема, на которой показаны функциональные компоненты приведенного в качестве примера прибора 20. Прибор 20 объединен с переводником 21 или применяется вместе с ним. Прибор 20 содержит телеметрический передатчик 22. В проиллюстрированном варианте осуществления телеметрический передатчик 22 представляет собой ЭМ телеметрический передатчик (ЭМ телеметрический передатчик на основе промежутка), который присоединен с противоположных сторон части 23 в виде электроизоляционного промежутка, предусмотренной переводником 21. Часть 23 в виде промежутка обеспечивает электроизоляцию между верхней по стволу скважины частью переводника 21 и нижней по стволу скважины части переводника 21. Прибор 20 также содержит контроллер 24, который, *inter alia*, управляет отправкой данных телеметрическим передатчиком 22 и множеством датчиков 26.

В проиллюстрированном варианте осуществления датчики 26 включают датчик 26А угла наклона, датчик 26В направления, датчик 26С давления, датчик 26D температуры, датчик 26Е ударных нагрузок и вибрации и другие датчики 26F. Другие варианты осуществления могут иметь другой набор датчиков 26. Датчики 26 подключены к контроллеру 24, так что контроллер 24 может считывать значения из датчиков 26 и может обрабатывать эти значения и/или передавать эти значения с помощью телеметрического передатчика 22. Некоторые варианты осуществления могут вообще не содержать датчиков 26.

К контроллеру 24 подключен интерфейс 28 данных, выполненный с возможностью обеспечения связи между контроллером 24 и другим скважинным прибором. Интерфейс 28 может, например, содержать индуктивную петлю или катушку, проходящую вокруг канала переводника 20. На фиг. 2 изображен другой соседний прибор 30, имеющий интерфейс 32 передачи данных, соединенный с ним. Интерфейс 32 передачи данных может, например, содержать другую индуктивную петлю. Прибор 30 может передавать информацию, например показания датчиков от датчиков в приборе 30, в контроллер 24 прибора 20 путем модуляции электрического тока в индуктивной петле 32, чтобы закодировать данные, представляющие показания датчиков. Эти модулированные сигналы принимаются интерфейсом 28, который передает закодированные данные в контроллер 24. Контроллер 24 может затем сохранять закодированные данные, полученные от прибора 30, и/или передавать кодированные данные с помощью ЭМ телеметрического передатчика 22 (или другого телеметрического передатчика, такого как ГИ телеметрический передатчик) с первой обработкой этих данных в приборе 20 или без нее.

Контроллер 24 может дополнительно передавать данные в прибор 30 с помощью интерфейса 32. Например, контроллер 24 может принимать нисходящие данные, которые могут содержать команды для прибора 30, с помощью телеметрического приемника 22R. Контроллер 24 может затем отсылать эти команды или другие данные в прибор 30 с помощью интерфейса 32.

Одной из проблем, с которыми сталкиваются пользователи, которые хотят использовать скважинные телеметрические приборы вместе, является то, что эти приборы могут иметь тенденцию быть довольно длинными. Эти приборы, как правило, выполнены в виде зондов, которые входят в отверстие в

бурильной колонне. В типичном случае зонд, обладающий способностью телеметрии, используется для передачи данных из скважинного измерительного прибора, который содержит различные датчики. Телеметрический зонд, как правило, опускается на посадочную площадку в выпускаемую промышленностью утяжеленную бурильную трубу, которая, как правило, выполнена из немагнитного материала (чтобы не взаимодействовать с магнитными датчиками в измерительном приборе). Посадочная площадка, как правило, расположена на одном конце бурильной трубы (или на верхнем по стволу скважины или на нижнем по стволу скважины конце). Не существует стандартной длины для немагнитных утяжеленных бурильных труб, и так, при различных работах, производимый промышленностью телеметрический зонд может быть опущен в совершенно разные местоположения относительно измерительного прибора, от которого ожидается прием данных. Это может усложнить выравнивание индукционной петли телеметрического прибора с индуктивной петлей другого прибора, такого как измерительный прибор, в пределах допустимого отклонения. Из уровня техники известно, что для получения требуемого выравнивания, как правило, необходима корректировка положения и/или общей длины телеметрических зондов с помощью дистанционирующих элементов. Даже в таком случае значительное смещение индукционных петель является распространенным явлением. Это может привести к ухудшенной связи и/или требованию использовать больше мощности для передачи сигналов данных между индукционными петлями.

На фиг. 2А изображена структурная схема системы, подобной той, которая показана на фиг. 2, за исключением того, что прибор 20 теперь обменивается данными с прибором 30 посредством канала 29 передачи данных на короткие расстояния, который содержит компоненты 29А и 29В. Для обеспечения односторонней связи от прибора 30 к прибору 20 компонент 29В может быть передатчиком, а компонент 29А - приемником. Некоторые варианты осуществления предусматривают двустороннюю связь между приборами 20 и 30. В таких вариантах осуществления каждый из компонентов 29А и 29В может содержать приемопередатчик данных или систему, которая содержит по меньшей мере один передатчик данных и по меньшей мере один приемник данных.

Компонент 29В для передачи данных на короткие расстояния и интерфейс 28 передачи данных в отдельном приборе 33 могут быть совмещены. Прибор 33 может иметь свой собственный корпус и источник питания. Одним преимуществом конструкции, изображенной на фиг. 2А, является то, что она устраняет ограничения на размещение приборов 20 и 30. Каждый прибор может быть расположен в положении, необходимом для этого прибора, поскольку оба прибора 20 и 30 расположены в пределах радиуса действия канала 29 передачи данных. Другое преимущество заключается в том, что прибор 33 может быть выполнен таким образом, чтобы облегчать выравнивание интерфейсов 28 и 32 данных друг с другом.

В некоторых вариантах осуществления канал 29 передачи данных на короткие расстояния использует электромагнитные сигналы для связи между компонентами 29А и 29В. В некоторых случаях эти сигналы могут иметь частоты, которые намного превышают частоты, используемые для ЭМ телеметрической связи с наземным оборудованием. В приведенном в качестве примера варианте осуществления канал передачи данных на короткие расстояния создается с использованием технологии, описанной в РСТ публикации WO 2015/031973, которая включается в данный документ с помощью ссылки во всех отношениях.

Прибор 33 может иметь различные форм-факторы. В некоторых вариантах осуществления прибор 33 имеет форму зонда, который входит в отверстие 13 бурильной колонны. В таких вариантах осуществления прибор 33 может быть использован в сочетании с переводником, предназначенным для поддержки прибора 33 для обеспечения оптимальной связи с возможностью передачи данных с прибором 30. В некоторых вариантах осуществления прибор 33 может быть выполнен в виде секции бурильной колонны или "переводника", который образует часть бурильной колонны. В любом случае, особенно в силу того, что прибор 33 должен иметь только ограниченную функциональность (прибор 33 не нуждается в каких-либо больших датчиках, например), прибор 33 может быть очень компактным по сравнению с прибором 20 и/или прибором 30. В некоторых вариантах осуществления длина прибора 33 составляет 3 фута (приблизительно 1 м) или менее.

На фиг. 3А изображен приведенный в качестве примера вариант осуществления, в котором прибор 33 имеет форму зонда 33-1, поддерживаемого в отверстии 13 с помощью опор 33-2, которые могут, например, быть представлены в виде спайдеров (наподобие дисков со спицами или отверстиями), которые позволяют флюиду проходить мимо прибора 33, при этом обеспечивая надежную опору для зонда 33-1 в отверстии 13. Опоры 33-2 стыкуются с соответствующими посадочными площадками в переводнике 12-1. Конец 33-3 зонда 33-1 выступает из отверстия переводника 12-1 в отверстие прибора 30, который в этом варианте осуществления выполнен в форме переводника 12-2, который составляет часть бурильной колонны 12. Эта конструкция точно выравнивает интерфейсы 28 и 32 передачи данных. Интерфейсы данных могут быть выполнены в форме индуктивной взаимосвязи катушка-катушка, проводного соединителя или физического соединения с прибором 30.

В варианте осуществления, показанном на фиг. 3А, переводник 12-1 содержит электроизоляционную часть ("промежуток") 35, и прибор 33 может обмениваться данными с прибором 20 (который может быть расположен выше или ниже по стволу скважины относительно прибора 33) путем приложения на-

пряжений с противоположных сторон промежутка 35. Напряжение может быть приложено, например, посредством опор 33-2, которые могут быть электропроводными и могут опускаться на противоположные стороны промежутка 35.

Иногда необходимо перенарезать резьбовые соединения переводников или других секций бурильной колонны. Одно перенарезание не может очень сильно повлиять на выравнивание интерфейсов 28 и 32 передачи данных. В некоторых вариантах осуществления переводник 12-1 выполнен таким образом, чтобы интерфейс передачи данных 28 изначально был выше относительно интерфейса 32 передачи данных, так что изначальное перенарезание резьбы соединений, с помощью которых соединены переводники 12-1 и 12-2, будет улучшать выравнивание интерфейсов 28 и 32 передачи данных. В некоторых вариантах осуществления предусмотрены дистанционирующие элементы 33-5, позволяющие легко корректировать выравнивание интерфейсов 28 и 32 передачи данных. Если выравнивание нарушено вследствие перенарезания резьбы, с помощью которой соединены переводники 12-1 и 12-2 (в результате чего один или оба из этих переводников становятся короче), то один или более из дистанционирующих элементов 33-5 могут быть перемещены от посадочной площадки, ближайшей к переводнику 12-2, к посадочной площадке, отдаленной от переводника 12-2. В качестве дополнительной альтернативы зонд 33-1 может быть сконструирован с возможностью корректировки положений соединений 33-2 вдоль корпуса зонда 33-1 (например, посредством резьбовых соединений, дистанционирующих элементов, штифтов или подобного).

В качестве дополнительной альтернативы зонд может быть телескопическим или подпружиненным таким образом, чтобы конец зонда или весь зонд перемещался относительно бурильной колонны. Этот зонд может содержать поверхность, которая упирается в упорную поверхность прибора 30 таким образом, что конец зонда, который поддерживает интерфейс относительно прибора 30, автоматически имеет фиксированное пространственное расположение относительно упорной поверхности. Ввиду использования корректирующих дистанционирующих элементов и/или телескопических и/или подпружиненных элементов конец зонда может быть неподвижно прикреплен к верхней части прибора 30. Неподвижное прикрепление может создавать между приборами 33 и 30 соединение, выдерживающее высокое давление, или прямое электрическое соединение для работы в жестких внешних условиях.

В другом варианте осуществления прибор 33 имеет форм-фактор переводника 12-3. Электроника может быть заключена в отделении в стенке переводника. В этом варианте осуществления интерфейс 28 может содержать индуктивную петлю или катушку, которая расположена внутри или на стенке, образующей отверстие 13 внутри переводника 12-3. Например, петля или катушка может быть расположена внутри модуля электроники или сменного картриджа, расположенного в отделении в стенке переводника 12-3. Отделение может содержать кольцевое отделение, проходящее вокруг отверстия переводника 12-3, карман в стенке переводника 12-3 или подобное. Петля или катушка необязательно проходят вокруг отверстия переводника 12-3. Петля или катушка могут иметь различные ориентации. В некоторых вариантах осуществления петля или катушка ориентирована таким образом, чтобы ось петли или катушки проходила радиально относительно переводника 12-3. В таких вариантах осуществления петля или катушка могут быть использованы, чтобы облегчить передачу данных посредством одной или более соответствующих петель или катушек в зонде, расположенном внутри отверстия переводника 12-3 или в другом близлежащем скважинном приборе. В некоторых вариантах осуществления ось петли или катушки проходит в общем параллельно продольной оси переводника 12-3.

Прибор 33, имеющий форм-фактор переводника, может быть использован для связи с приборами 30, которые имеют форм-фактор зонда, или с приборами 30, которые имеют форм-фактор переводника, или обоими. На фиг. 3В изображен приведенный в качестве примера вариант осуществления, в котором в переводнике 12-3 предусмотрен прибор 33, содержащий свой интерфейс 28 передачи данных. На фиг. 3В прибор 30 расположен в переводнике 12-2, который устанавливается в бурильной колонне 12 рядом с переводником 12-3.

Прибор 33 содержит индуктивную петлю 28, и прибор 30 содержит индуктивную петлю 32. Расстояние D между индуктивными петлями 28 и 32 является постоянным и задается расстояниями между катушками 28 и 32 от соединений на концах переводника 12-3 и прибора 30 и может быть относительно коротким (например, менее 2 футов - приблизительно 0,6 м). Относительно малое расстояние D между индуктивными петлями 28 и 32 может обеспечивать возможность обмена данными между индуктивными петлями 28, 32 с намного меньшей энергией, чем могла бы потребоваться для индуктивных петель, расположенных на более большом расстоянии друг от друга.

На фиг. 3В прибор 33 расположен выше по стволу скважины относительно прибора 30. На фиг. 3С изображен другой приведенный в качестве примера вариант осуществления, в котором прибор 33 расположен ниже по стволу скважины относительно прибора 30. Если сравнить фиг. 3В и 3С, то можно увидеть, что индуктивная петля 28 должна быть расположена или возле ниппельного конца или возле муфтового конца переводника 12-3, в зависимости от того, к какому концу переводника 12-3 - ниппельному или муфтовому - будет присоединен переводник 12-2.

В некоторых вариантах осуществления, примером которых является фиг. 3D, переводник 12-5, содержащий прибор 33, содержит индуктивные петли 28 возле обоих концов переводника 12-5. Индуктив-

ная петля 28А возле ниппельного конца 12А и индуктивная петля 28В возле муфтового конца 12В показаны на фиг. 3D. Контроллер 34 прибора 33 может выбирать то, какая из индуктивных петель 28А и 28В будет использована для связи с прибором 30. Переводник 12-5, содержащий прибор 33, как показано на фиг. 3D, может использоваться в сочетании с прибором 30, который расположен или выше по стволу скважины, или ниже по стволу скважины от переводника 12-5. В случаях, в которых переводник 12-5 встроен в бурильную колонну 12 между двумя приборами 30 (которые могут обеспечивать разные функциональные возможности), контроллер 34 прибора 33 может обмениваться данными с одним из приборов 30, который расположен выше по стволу скважины, посредством индуктивной петли 28А и другим из приборов посредством индуктивной петли 28В.

На фиг. 3Е прибор 30 расположен в зонде 37, который опускается в секцию 12-4 бурильной колонны, которая расположена рядом с переводником 12-3. Как описано выше, прибор 33 расположен в переводнике 12-3. Прибор 33 содержит индуктивную петлю 28. Прибор 30 содержит индуктивную петлю 32, которая расположена возле индуктивной петли 28.

Прибор 33, как описано в данном документе, может быть приспособлен для обмена данными с любым из множества приборов 30, каждый из которых может обмениваться данными с использованием различных частот и протоколов. Каждый из приборов 30 может обеспечивать разные значения данных. Эти значения данных могут обрабатываться в скважине, использоваться в качестве входных управляющих данных для скважинных процессов и/или передаваться в наземное оборудование. Как показано на фиг. 4, прибор 33 может необязательно содержать библиотеку 38 данных прибора. Библиотека 38 данных прибора сопоставляет поддающиеся обнаружению характеристики известных приборов 30 с протоколами передачи данных для прибора 33 для использования при обмене данными с этими приборами 30. Библиотека 38 данных прибора также может содержать информацию, идентифицирующую значения данных, получаемые из каждого прибора 30. Если сигналы из прибора 30 зашифрованы, библиотека 38 данных прибора может содержать ключ для дешифрирования сигналов.

Библиотека 38 данных прибора может содержать хранилище данных, к которому имеет доступ контроллер 34, которое содержит структуру данных, содержащую вышеуказанную информацию.

На фиг. 4А изображена блок-схема, отображающая способ, который может осуществлять прибор 33 для установления связи с возможностью передачи данных с прибором 30. Блок 42 включает получение сигнала из прибора 30. Это может быть выполнено посредством интерфейса 28. Блок 42 может включать пассивное прослушивание на предмет сигнала и/или отправку сигналов в прибор 30 посредством интерфейса 28. В некоторых вариантах осуществления прибор 33 отправляет последовательность разных запускающих сигналов в прибор 30. Сигналы могут, например, отличаться по частоте, протоколу передачи данных и/или содержанию.

Блок 44 анализирует сигнал, полученный в блоке 42. Блок 44 может, например, определять одно или более из частоты или частот, на которой передается сигнал; способа, которым кодирован сигнал (прибор 33 может пробовать различные способы декодирования сигнала и определять, какой (какие) из них работает (работают), и/или может наблюдать характеристики сигнала, например, то, каким образом оказывается модулирован сигнал).

Блок 45 использует информацию, полученную в блоке 44, чтобы отыскать прибор 30 в библиотеке 38 данных прибора. При условии, что информация из блока 44 соответствует известному прибору 30, способ 40 затем переходит к блоку 46, который получает протокол передачи данных из библиотеки 38 данных прибора. Блок 47 настраивает интерфейс 28 передачи данных, используя информацию из библиотеки 38 данных прибора, чтобы установить связь с известным прибором 30.

В необязательном блоке 48 прибор 33 настраивается на выбор поднабора данных из прибора 30 для передачи. Например, прибор 33 может настраиваться на передачу в прибор 20 каждого N-го значения для первого параметра и каждого M-го значения для второго параметра, предоставленного прибором 30. Здесь M и N представляют собой целые числа, которые могут быть одинаковыми или различными. Эта способность может быть применена для уменьшения потока данных вверх по стволу скважины от прибора 33, а также для уменьшения требований по питанию прибора 33 путем уменьшения объема данных, подлежащих передаче. В библиотеке 38 данных прибора может находиться информация, которая предписывает то, какие данные выбрать для конкретного прибора 30. В других вариантах осуществления прибор 33 вручную настраивается на использование с конкретным прибором 30. В ходе ручной настройки можно выбирать из числа настроек в библиотеке 38 данных прибора и/или можно устанавливать определенные параметры, которые предписывают способ, которым прибор 33 осуществляет получение, обработку и/или передачу данных из прибора 30.

В некоторых вариантах осуществления прибор 33 не предусмотрен, и прибор 30 обменивается данными непосредственно с приборами 20, как показано на фиг. 2. В некоторых таких вариантах осуществления прибор 20 является компактным (в частности в длину). В любом из вариантов осуществления, изображенном на фиг. 1-3Е, прибор 33 может быть заменен непосредственно прибором 20. Например, прибор 20 может быть выполнен в форме переводника, который встроен в бурильную колонну непосредственно рядом с прибором 30, или расположен так, чтобы обмениваться данными с прибором 30, который имеет форм-фактор зонда, расположенного в отверстии 13 бурильной колонны. В некоторых вариантах

осуществления зонд может проходить через отверстие переводника. Пример этой конструкции изображен на фиг. 3Е (с прибором 33, замененным прибором 20).

В качестве другого примера переводник, содержащий прибор 20 (или прибор 33), может быть соединен непосредственно с концом переводника, содержащего прибор 30, в любом месте в пределах бурильной колонны, таким образом автоматически размещая индуктивную петлю 28 прибора 20 на расстоянии D от индуктивной петли 32 прибора 30.

В некоторых вариантах осуществления прибор 33 предусматривает функциональную возможность в дополнение к той, которая рассматривалась выше. Например, прибор 33 может содержать один или более датчиков. Прибор 33 может передавать выходные данные из одного или более сигналов в прибор 20 или в другие скважинные приборы.

На фиг. 3Е изображена секция бурильной колонны 12, которая содержит переводник 20, как описано выше (т.е. где прибор 33 заменен переводником 20), и зонд, подвешенный в отверстии 13 бурильной колонны. Зонд 30 имеет индуктивную петлю 32, которая, когда зонд 30 установлен в отверстии бурильной колонны, главным образом, выравнивается (например, выравнивается в пределах ± 3 футов (приблизительно 1 м)) с соответствующей индуктивной петлей 28 переводника 20.

В некоторых вариантах осуществления прибор 20 может иметь уменьшенную или минимальную функциональность. Например, прибор 20 может служить в первую очередь для приема данных от прибора 33 и для передачи принятых данных прямо или непрямо в наземное оборудование, используя ЭМ-телеметрию или некоторые другие телеметрические способы.

Необязательно, чтобы интерфейсы 28, 32 данных были обеспечены индуктивными петлями или катушками. В дополнение или в качестве альтернативы телеметрический переводник, описанный в данном документе, может содержать интерфейс данных, который обеспечивает прямое проводное или оптическое соединение или альтернативное беспроводное соединение малого радиуса действия, такое как электромагнитная телеметрия "промежуток-промежуток" (как описано, например, в РСТ-публикации WO 2015/031973), или акустическое соединение для передачи данных между телеметрическим переводником и скважинным прибором, расположенным в бурильной колонне в непосредственной близости к телеметрическому переводнику. Например, альтернативные беспроводные соединения малого радиуса действия могут включать другие формы электромагнитной передачи данных, такие как Bluetooth™, WiFi или беспроводной передатчик индивидуальной сборки, который работает на частоте электромагнитной связи в диапазоне 100 Гц - 1 ГГц или подобный. В некоторых таких вариантах осуществления интерфейсы 28, 32 данных представлены доступными на рынке беспроводными устройствами связи, такими как однокристальные микросхемы беспроводных LAN-приемопередатчиков. Такие микросхемы предоставляют такие поставщики, как Texas Instruments, Atmel и Broadcom. В некоторых вариантах осуществления беспроводная связь осуществляется согласно стандарту IEEE 802.11, такому как 802.11n или 802.11b/g.

В различных вариантах осуществления, описанных в данном документе, где переводник 20 содержит как ЭМ телеметрический передатчик на основе промежутка, так и интерфейс (например, 28), который обеспечивает связь с возможностью передачи данных с другим скважинным прибором, переводник 20 может принимать данные от другого скважинного прибора посредством интерфейса 28 и затем пересылать эти данные посредством ЭМ телеметрического передатчика на основе промежутка. Данные могут быть приняты непосредственно в наземное оборудование или могут проходить в наземное оборудование при помощи одного или более промежуточных узлов, которые принимают и затем пересылают данные.

Использование такого оборудования может происходить в соответствии со способом, включающим генерирование данных в скважинном приборе (таких как данные от инструмента для наклонно-направленного бурения роторным способом, гамма-датчика, датчика сопротивления, датчиков направления или подобного) и передачи данных с использованием телеметрической системы малого радиуса действия на основе катушки (путем, например, модулирования электрического тока в петле или катушке согласно данным, которые подлежат передаче). Данные принимаются соответствующей катушкой или петлей в устройстве, описанном в данном документе, и затем передаются с применением ЭМ телеметрической системы на основе промежутка. Пересылка данных может включать декодирование данных и последующее повторное кодирование данных. Пересланные данные могут быть приняты наземным оборудованием или приняты узлом, расположенным дальше вверх по бурильной колонне, откуда они снова могут быть пересланы с применением ЭМ телеметрии на основе промежутка, гидроимпульсной телеметрии или другого подходящего вида телеметрии.

В некоторых вариантах осуществления предлагается бурильная колонна, содержащая переводник, содержащий ЭМ телеметрический передатчик на основе промежутка и телеметрический приемник малого радиуса действия, которые могут, например, содержать катушку или петлю. Переводник расположен в бурильной колонне, непосредственно рядом с прибором, выполненным с возможностью генерирования данных и передачи этих данных с использованием модулирования электрического тока в петле или катушке для выдачи телеметрического сигнала малого радиуса действия, который принимается в переводнике. Бурильная колонна необязательно содержит узел, выполненный с возможностью приема данных,

переданных ЭМ телеметрическим передатчиком на основе промежутка, и пересылки принятых данных. В некоторых вариантах осуществления узел содержит множество телеметрических передатчиков и выполнен с возможностью пересылки принятых данных с помощью одного или более из множества телеметрических передатчиков. В некоторых вариантах осуществления этот узел содержит электроизоляционный промежуток в бурильной колонне и выполнен с возможностью приема данных, передаваемых ЭМ телеметрическим передатчиком на основе промежутка посредством контроля разности потенциалов с противоположных сторон промежутка. В некоторых вариантах осуществления узел может быть отделен от переводника множеством секций бурильной колонны.

На фиг. 5 изображена приведенная в качестве примера скважинная система 50 в соответствии с приведенным в качестве примера вариантом осуществления. Скважинная система 50 содержит первый скважинный прибор 52, второй скважинный прибор 54 и третий скважинный прибор 56. В этом варианте осуществления третий скважинный прибор 56 имеет двустороннюю связь с наземным оборудованием. Второй скважинный прибор 54 необязательно имеет возможность принимать нисходящие телеметрические сигналы, создаваемые в наземном оборудовании. Первый скважинный прибор 52 зависит от второго скважинного прибора 54 при приеме или отсылке данных. Первый и второй скважинные приборы 52, 54 обмениваются данными посредством соединения 55 для передачи данных в непосредственной близости. Это соединение с возможностью передачи данных может работать в очень маленьком радиусе. Второй скважинный прибор 54 и третий скважинный прибор 56 обмениваются данными друг с другом посредством соединения 57 для передачи данных на короткие расстояния. Первый скважинный прибор 52 может, например, содержать систему управляемого роторного бурения (RSS).

Поскольку выше описан ряд иллюстративных аспектов и вариантов осуществления, специалистам в данной области техники будут очевидны определенные модификации, перестановки, дополнения и их подкомбинации. Поэтому подразумевается, что следующая прилагаемая формула изобретения и позднее представленные пункты формулы изобретения интерпретируются как включающие все такие модификации, перестановки, дополнения и подкомбинации как находящиеся в пределах сущности и объема формулы изобретения.

Интерпретация выражений.

Если контекст явно не требует иного, по всему тексту описания и формулы изобретения:

выражения "содержать", "содержащий" и т.п. необходимо понимать во включающем смысле, в отличие от исключающего или исчерпывающего смысла; то есть в смысле "включая, но без ограничения";

выражения "подсоединенный", "связанный" или любой их вариант означают любое соединение или связь, прямую или непрямую, между двумя или более элементами; связь или соединение между элементами могут быть физическими, логическими или их сочетанием;

выражения "в настоящем документе", "выше", "ниже" и слова подобного смысла при использовании для описания настоящего изобретения должны относиться к описанию настоящего изобретения в целом, а не к каким-либо конкретным частям описания настоящего изобретения;

выражение "или" при ссылке на перечень из двух или более элементов охватывает все следующие интерпретации этого слова: любой элемент в перечне, все элементы в перечне и любое сочетание элементов в перечне;

формы единственного числа включают также значение любых подходящих форм множественного числа.

Слова, указывающие направления, такие как "вертикальный", "поперечный", "горизонтальный", "вверх", "вниз", "вперед", "назад", "внутренний", "наружный", "вертикальный", "поперечный", "левый", "правый", "передний", "задний", "верхний", "нижний", "вверху", "внизу", "ниже", "выше", "под" и т.п., используемые в настоящем описании и любых пунктах формулы изобретения (если используются), зависят от конкретной ориентации описанного и проиллюстрированного устройства. Объект изобретения, описанный в настоящем документе, может принимать различные альтернативные ориентации. Соответственно, эти связанные с направлением термины не определены строго и не должны интерпретироваться в узком смысле.

Когда выше производится ссылка на какой-либо компонент (например, схему, модуль, узел, устройство, компонент бурильной колонны, систему буровой установки и т. д.), то, если не указано иное, ссылка на этот компонент (включая ссылку на "средство") должна интерпретироваться как включающая эквиваленты этого компонента, любой компонент, выполняющий функцию описываемого компонента (т.е. функционально эквивалентный), включая компоненты, конструктивно не эквивалентные раскрытой конструкции, выполняющей эту функцию в представленных иллюстративных вариантах осуществления настоящего изобретения.

Конкретные примеры систем, способов и устройства описаны в настоящем документе в целях иллюстрации. Они представляют собой лишь примеры. Технология, предлагаемая в настоящем документе, может быть применимой к другим системам, отличным от описанных выше примерных систем. В пределах практического осуществления настоящего изобретения возможны многие изменения, модификации, дополнения, исключения и перестановки. Настоящее изобретение включает изменения описанных вариантов осуществления, очевидные специалистам в данной области техники, к которой относится изобре-

тение, включая изменения, полученные путем замены признаков, элементов и/или действий эквивалентными признаками, элементами и/или действиями; смешивания и совмещения признаков, элементов и/или действий из других вариантов осуществления; сочетания признаков, элементов и/или действий из вариантов осуществления, описанных в настоящем документе, с признаками, элементами и/или действиями другой технологии; и/или исключения сочетания признаков, элементов и/или действий из описанных вариантов осуществления.

Поэтому подразумевается, что последующая прилагаемая формула изобретения и позднее представленные пункты формулы изобретения необходимо интерпретировать как включающие все такие модификации, перестановки, дополнения, исключения и подкомбинации, которые могут быть обоснованно выведены. Объем формулы изобретения не должен ограничиваться предпочтительными вариантами осуществления, изложенными в примерах, напротив, ему следует придавать самую широкую интерпретацию, согласующуюся с описанием в целом.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Скважинная система электромагнитной (ЭМ) телеметрии, содержащая первый, второй и третий скважинные приборы, причем первый скважинный прибор обменивается данными с третьим скважинным прибором посредством второго скважинного прибора;
 - первый скважинный прибор содержит один или более датчиков, выполненных с возможностью измерения по меньшей мере одного скважинного параметра, а интерфейс передачи данных первого прибора содержит передатчик первого прибора, выполненный с возможностью передачи данных измерений на второй скважинный прибор;
 - второй скважинный прибор содержит интерфейс передачи данных второго прибора, содержащий приемник второго прибора, выполненный с возможностью приема переданных данных от первого прибора, и передатчик второго прибора, выполненный с возможностью передачи принятых данных, включающих данные измерений от первого прибора, на третий скважинный прибор;
 - третий скважинный прибор содержит приемник третьего прибора, выполненный с возможностью приема переданных данных от второго прибора, и ЭМ телеметрический передатчик, выполненный с возможностью передачи данных, принятых от первого скважинного прибора, посредством второго скважинного прибора в наземное оборудование;
 - один из первого и второго скважинных приборов имеет форм-фактор зонда, поддерживаемого в отверстии бурильной колонны, и другой из первого и второго скважинных приборов имеет форм-фактор переводника, соединенного последовательно с бурильной колонной; и
 - третий скважинный прибор содержит переводник, соединенный последовательно с бурильной колонной;
 - при этом интерфейс передачи данных первого прибора обменивается данными с интерфейсом передачи данных второго прибора посредством соединения для передачи данных в непосредственной близости, при этом соединение для передачи данных в непосредственной близости включает беспроводное соединение малого радиуса действия, и передатчик второго прибора обменивается данными с приемником третьего прибора посредством канала беспроводной передачи данных на короткие расстояния, имеющего радиус действия, который больше радиуса действия соединения для передачи данных в непосредственной близости; и
 - при этом первый и второй скважинные приборы расположены в соседних секциях бурильной колонны.
2. Скважинная система по п.1, отличающаяся тем, что соединение для передачи данных в непосредственной близости включает соединение для передачи данных между индуктивной петлей или катушкой в первом скважинном приборе и индуктивной петлей или катушкой второго скважинного прибора.
3. Скважинная система по п.2, отличающаяся тем, что индуктивная петля или катушка первого и второго скважинных приборов отделены расстоянием, которое не превышает 2 фута (приблизительно 60 см).
4. Скважинная система по п.1, отличающаяся тем, что соединение для передачи данных в непосредственной близости включает оптическое соединение для передачи данных.
5. Скважинная система по п.2, отличающаяся тем, что первый скважинный прибор имеет форм-фактор зонда, а индуктивная петля или катушка первого скважинного прибора проходит вокруг окружности зонда и второй скважинный прибор имеет форм-фактор переводника, а индуктивная петля или катушка второго скважинного прибора проходит вокруг отверстия бурильной колонны.
6. Скважинная система по п.2, отличающаяся тем, что второй скважинный прибор имеет форм-фактор зонда, а индуктивная петля или катушка второго скважинного прибора проходит вокруг окружности зонда и первый скважинный прибор имеет форм-фактор переводника, а индуктивная петля или катушка первого скважинного прибора проходит вокруг отверстия бурильной колонны.
7. Скважинная система по любому из пп.1-6, отличающаяся тем, что индуктивная петля или катушка второго скважинного прибора выровнена в продольном направлении с индуктивной петлей или ка-

тушкой первого скважинного прибора в пределах 1 фута (приблизительно 30 см).

8. Скважинная система по любому из пп.1-7, отличающаяся тем, что зонд опущен в секцию бурильной колонны, которая соединена с переводником.

9. Скважинная система по п.8, отличающаяся тем, что секция бурильной колонны имеет длину 3 фута (приблизительно 1 м) или менее.

10. Скважинная система по п.8, отличающаяся тем, что секция бурильной колонны имеет длину 6 футов (приблизительно 2 м) или менее.

11. Скважинная система по п.8, отличающаяся тем, что секция бурильной колонны имеет длину 10 футов (приблизительно 3 м) или менее.

12. Скважинная система по любому из пп.1-11, отличающаяся тем, что зонд поддерживается в отверстии между первым и вторым спайдерами, каждый из которых поддерживается соответствующей посадочной площадкой в секции бурильной колонны.

13. Скважинная система по п.12, отличающаяся тем, что содержит дистанционирующие элементы между одним или обоими из первого и второго спайдеров и соответствующими посадочными площадками, при этом дистанционирующие элементы являются подвижными для корректировки осевого положения зонда относительно переводника.

14. Скважинная система по п.12 или 13, отличающаяся тем, что зонд выступает в осевом направлении из секции бурильной колонны в переводник.

15. Скважинная система по п.14, отличающаяся тем, что, по меньшей мере, конец зонда, который выступает в переводник, является подвижным и смещен в направлении переводника.

16. Скважинная система по любому из пп.1-15, отличающаяся тем, что канал беспроводной передачи данных на короткие расстояния содержит передатчик второго прибора во втором скважинном приборе, подключенном для приложения напряжения с противоположных сторон первой части в виде электроизоляционного промежутка, которая отделяет электропроводные части бурильной колонны выше и ниже по стволу скважины от первой части в виде промежутка.

17. Скважинная система по п.16, отличающаяся тем, что третий скважинный прибор содержит вторую часть в виде электроизоляционного промежутка, которая отделяет электропроводные части бурильной колонны выше и ниже по стволу скважины от второй части в виде промежутка, и при этом приемник третьего прибора содержит телеметрический приемник для связи на короткие расстояния, подключенный для контроля напряжений на противоположных сторонах второй части в виде промежутка.

18. Скважинная система по любому из пп.1-15, отличающаяся тем, что канал беспроводной передачи данных на короткие расстояния включает протокол радиочастотной передачи данных.

19. Скважинная система по любому из пп.1-18, отличающаяся тем, что второй скважинный прибор содержит контроллер и библиотеку данных прибора, при этом контроллер выполнен с возможностью получения сигнала от первого скважинного прибора посредством соединения для передачи данных в непосредственной близости, обработки сигнала для идентификации одного или более свойств сигнала, использования одного или более свойств для поиска в библиотеке данных прибора набора из одного или более параметров связи и настройки соединения для передачи данных в непосредственной близости согласно одному или более параметрам связи.

20. Скважинная система по п.19, отличающаяся тем, что одно или более свойств сигнала включают частоту сигнала.

21. Скважинная система по п.19 или 20, отличающаяся тем, что одно или более свойств сигнала включают идентификатор сигнала.

22. Скважинная система по любому из пп.19-21, отличающаяся тем, что второй скважинный прибор выполнен с возможностью приема данных от первого скважинного прибора по соединению для передачи данных в непосредственной близости и передачи поднабора принятых данных в третий скважинный прибор посредством канала беспроводной передачи данных на короткие расстояния.

23. Скважинная система по п.22, отличающаяся тем, что указанный поднабор установлен в библиотеке данных прибора.

24. Скважинная система по любому из пп.1-23, отличающаяся тем, что первый скважинный прибор содержит систему управляемого роторного бурения.

25. Скважинная система по любому из пп.1-24, отличающаяся тем, что соединение для передачи данных в непосредственной близости обеспечивает двунаправленную связь для передачи данных.

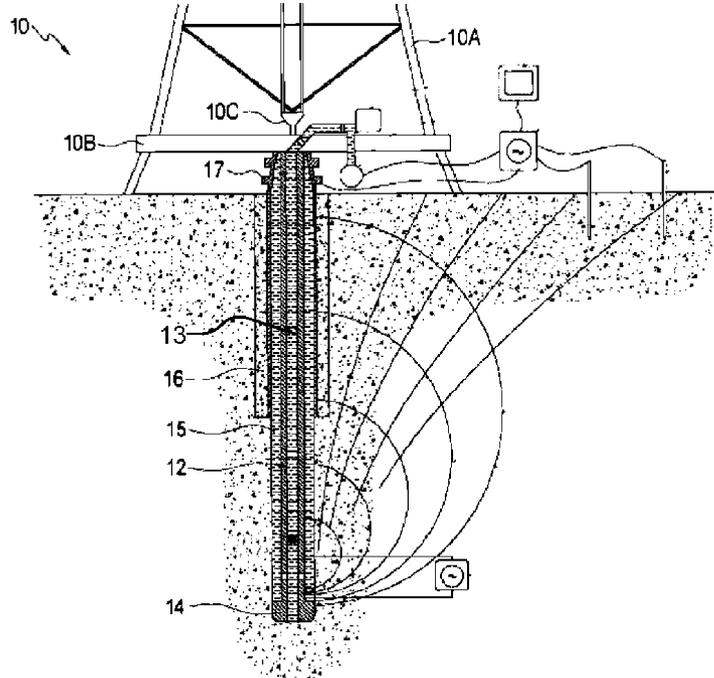
26. Скважинная система по любому из пп.1-25, отличающаяся тем, что соединение для передачи данных на короткие расстояния обеспечивает двунаправленную связь для передачи данных.

27. Скважинная система по любому из пп.1-26, отличающаяся тем, что третий скважинный прибор содержит телеметрический приемник, выполненный с возможностью приема телеметрических сигналов из наземного оборудования.

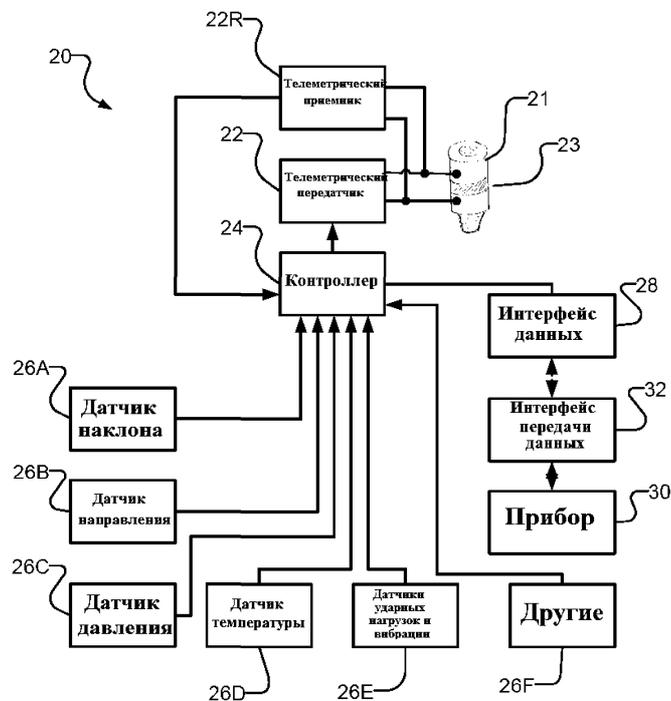
28. Скважинная система по любому из пп.1-27, отличающаяся тем, что второй скважинный прибор содержит телеметрический приемник, выполненный с возможностью приема телеметрических сигналов из наземного оборудования.

29. Скважинная система по п.27 или 28, отличающаяся тем, что один из второго скважинного при-

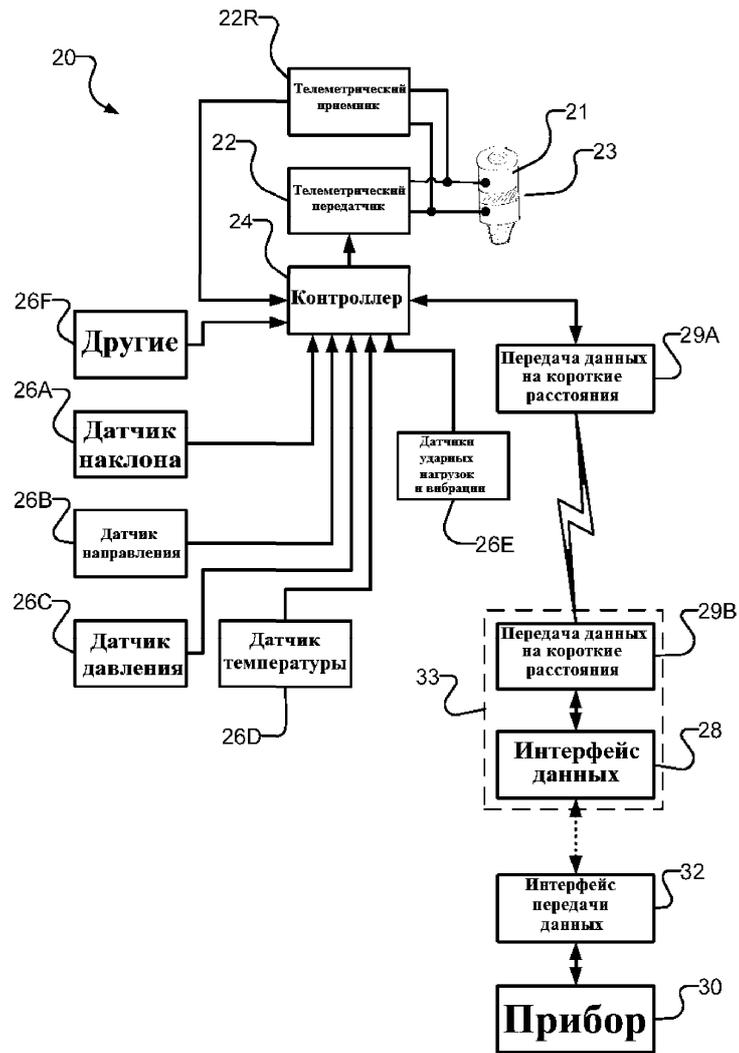
бора и третьего скважинного прибора выполнен с возможностью приема нисходящих телеметрических команд для первого скважинного прибора, идентификации нисходящих телеметрических команд как предназначенных для первого скважинного прибора и пересылки этих нисходящих телеметрических команд в первый скважинный прибор посредством соединения для передачи данных в непосредственной близости.



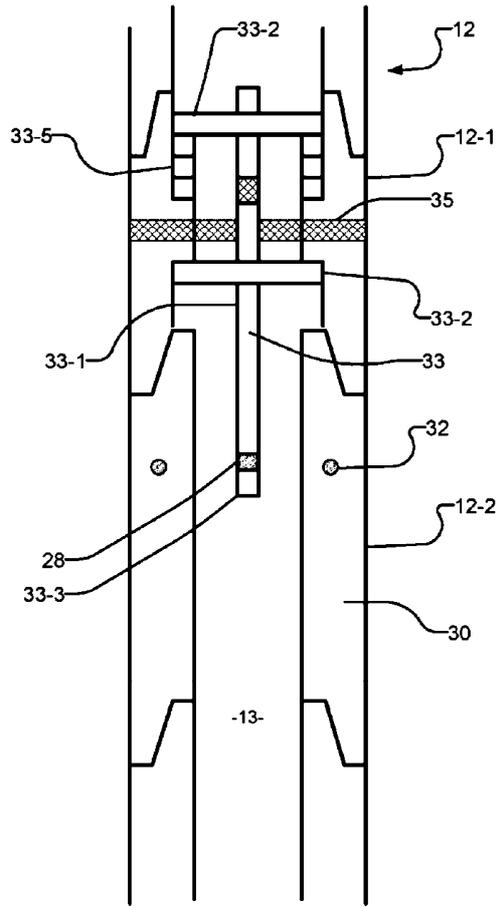
Фиг. 1



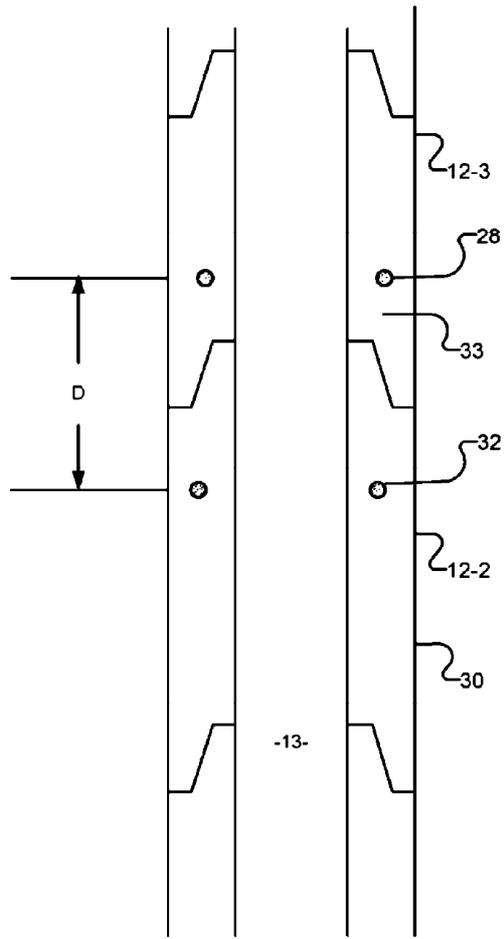
Фиг. 2



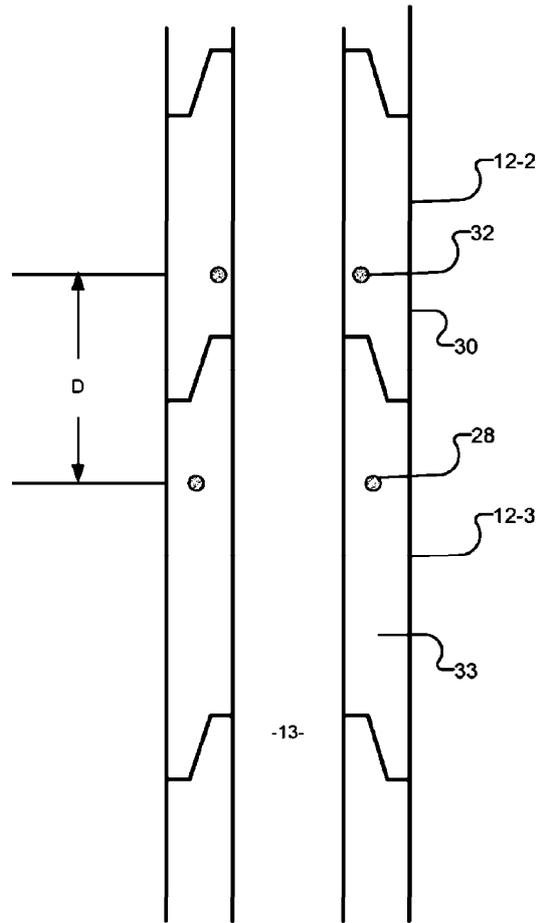
Фиг. 2А



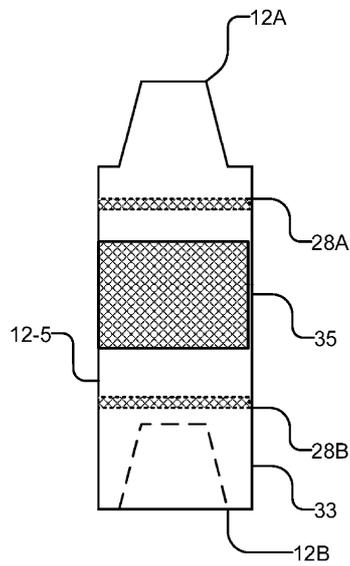
Фиг. 3А



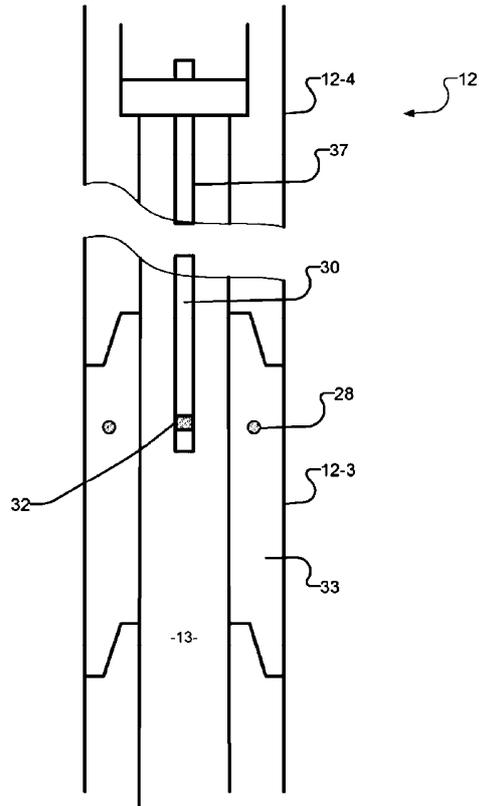
Фиг. 3В



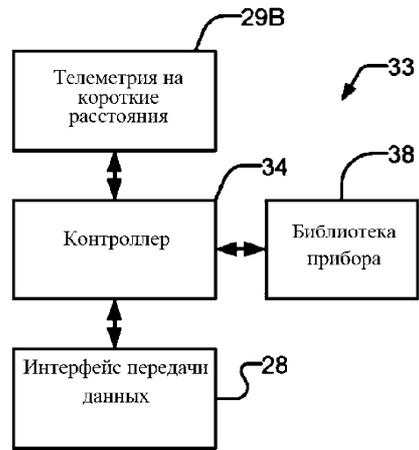
Фиг. 3С



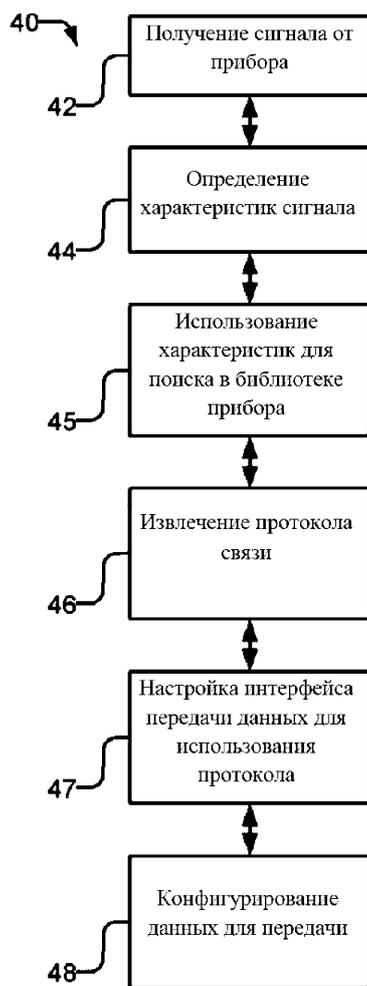
Фиг. 3D



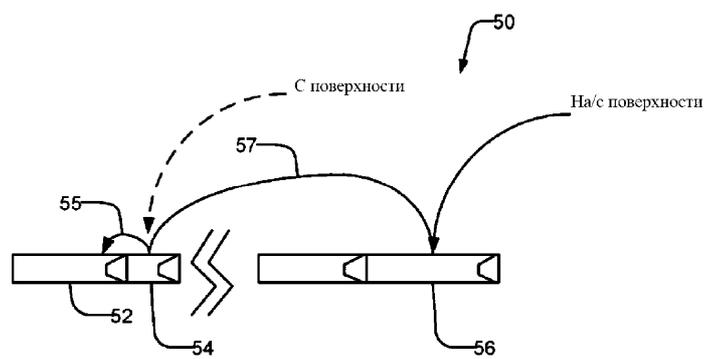
Фиг. 3Е



Фиг. 4



Фиг. 4А



Фиг. 5

