



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 23/14 (2023.01); H02G 9/06 (2023.01)

(21)(22) Заявка: **2021112284**, 11.10.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
11.10.2019

Дата регистрации:
11.10.2023

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
12.10.2018 EP 18200224.6

(43) Дата публикации заявки: 14.11.2022 Бюл. № 32

(45) Опубликовано: 11.10.2023 Бюл. № 29

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 12.05.2021

(86) Заявка РСТ:
EP 2019/077556 (11.10.2019)

(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2020/074683 (16.04.2020)

Адрес для переписки:
191002, Санкт-Петербург, а/я 5, ООО "Ляпунов
и партнеры"

(72) Автор(ы):
НЕСГОР Карстен (DK)

(73) Патентообладатель(и):
ВЕЛЛТЕК А/С (DK)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: US 8807225 B2, 19.08.2014. RU
2445656 C2, 20.03.2012. RU 2451154 C2,
20.05.2012. RU 122117 U1, 20.11.2012. US 2004/
0244982 A1, 09.12.2004. WO 2011/037974 A2,
31.03.2011. US 8220541 B2, 17.07.2012. EP 3057106
B1, 10.01.2018.

**(54) СИСТЕМА ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ И СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ
ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ**

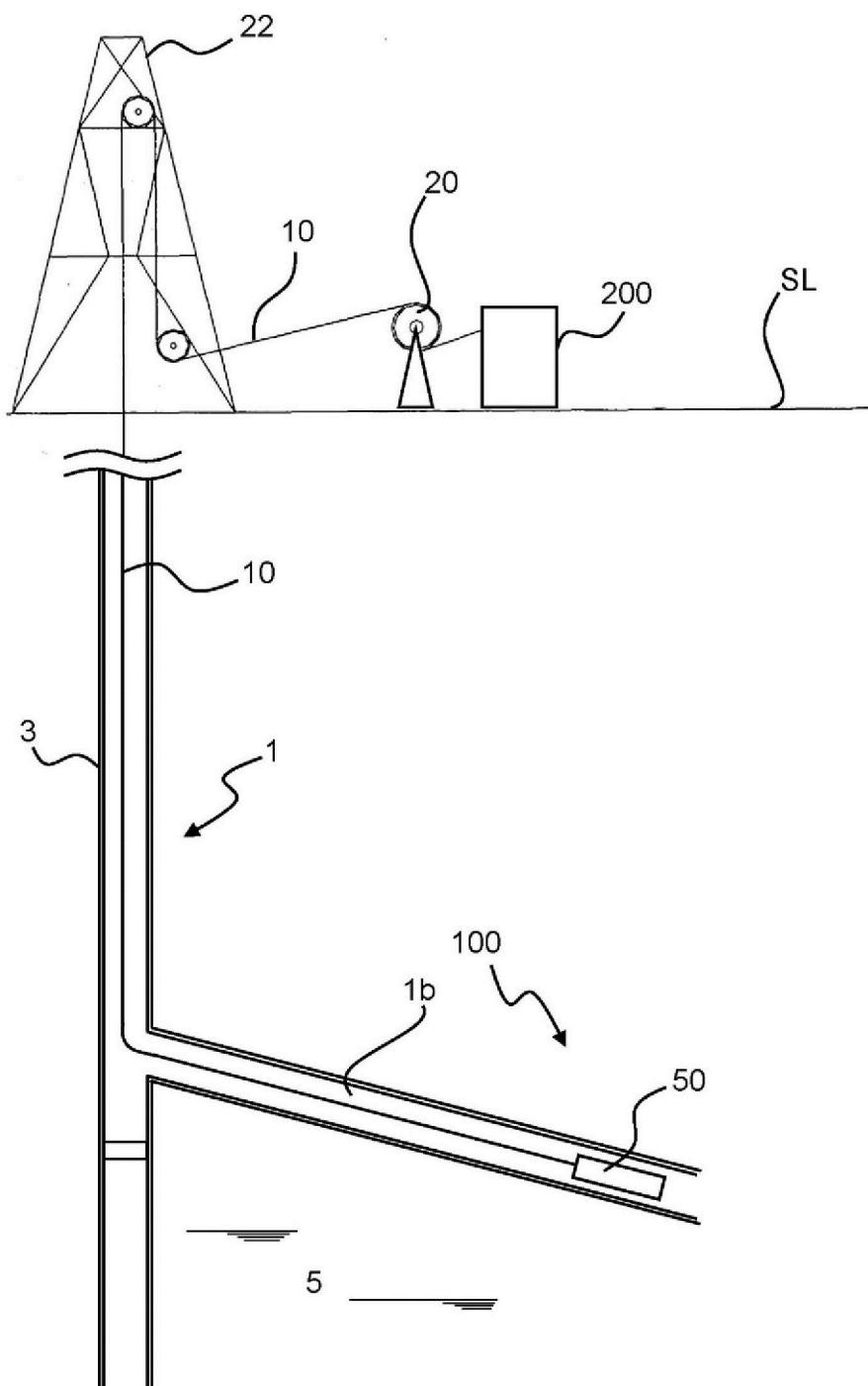
(57) Реферат:

Группа изобретений относится к внутрискважинным операциям. Система для внутрискважинных работ содержит провод и скважинный инструмент, соединенный с дальним концом провода и выполненный с возможностью протягивания провода в ствол скважины. Указанный провод имеет внутреннюю трубку, охватывающую один или более электрических проводников, и внешнюю трубку, окружающую внутреннюю трубку. Скважинный инструмент электрически соединен по меньшей мере с одним из электрических проводников провода.

Скважинный инструмент выполнен с возможностью приема и/или передачи сигналов данных и/или питания по меньшей мере через один из электрических проводников провода. Внешняя трубка указанного провода выполнена из композитного материала, обладающего электропроводностью. Скважинный инструмент электрически соединен с композитным материалом для обеспечения возврата тока через композитный материал для передачи и/или приема сигналов данных и/или питания. Способ эксплуатации системы для внутрискважинных

работ включает электрическое соединение скважинного инструмента по меньшей мере с одним из электрических проводников провода на дальнем конце провода. Далее приводят в действие скважинный инструмент так, что скважинный инструмент протягивает провод в ствол скважины. После чего принимают и/или передают сигналы данных и/или питание по меньшей мере через один из электрических

проводников провода, при этом электрически соединяют скважинный инструмент с композитным материалом для обеспечения возврата тока через композитный материал при передаче и/или приеме сигналов данных и/или питания. Обеспечивается повышение эффективности и надежности внутрискважинных работ. 2 н. и 12 з.п. ф-лы, 5 ил.



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 23/14 (2006.01)
H02G 9/06 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 23/14 (2023.01); H02G 9/06 (2023.01)

(21)(22) Application: **2021112284, 11.10.2019**

(24) Effective date for property rights:
11.10.2019

Registration date:
11.10.2023

Priority:

(30) Convention priority:
12.10.2018 EP 18200224.6

(43) Application published: **14.11.2022 Bull. № 32**

(45) Date of publication: **11.10.2023 Bull. № 29**

(85) Commencement of national phase: **12.05.2021**

(86) PCT application:
EP 2019/077556 (11.10.2019)

(87) PCT publication:
WO 2020/074683 (16.04.2020)

Mail address:
**191002, Sankt-Peterburg, a/ya 5, OOO "Lyapunov
i partnery"**

(72) Inventor(s):
NESGAARD Carsten (DK)

(73) Proprietor(s):
WELLTEC A/S (DK)

(54) **SYSTEM FOR WELL INTERVENTION AND METHOD OF OPERATING THE SYSTEM FOR WELL INTERVENTION**

(57) Abstract:

FIELD: downhole operations.

SUBSTANCE: downhole intervention system includes a wire and a downhole tool connected to the far end of the wire and configured to pull the wire into the wellbore. Said wire has an inner tube enclosing one or more electrical conductors and an outer tube surrounding the inner tube. The downhole tool is electrically connected to at least one of the electrical conductors of the wire. The downhole tool is configured to receive and/or transmit data and/or power signals through at least one of the electrical conductors of the wire. The outer tube of said wire is made of a composite material that is electrically conductive. The downhole

tool is electrically coupled to the composite material to allow current to return through the composite material to transmit and/or receive data and/or power signals. A method of operating a downhole intervention system includes electrically connecting a downhole tool to at least one of the electrical conductors of a wire at the far end of the wire. Next, the downhole tool is activated so that the downhole tool pulls the wire into the wellbore. Data signals and/or power are then received and/or transmitted through at least one of the electrical conductors of the wire, while the downhole tool is electrically connected to the composite material to ensure the return of current through the composite

RU 2 805 143 C2

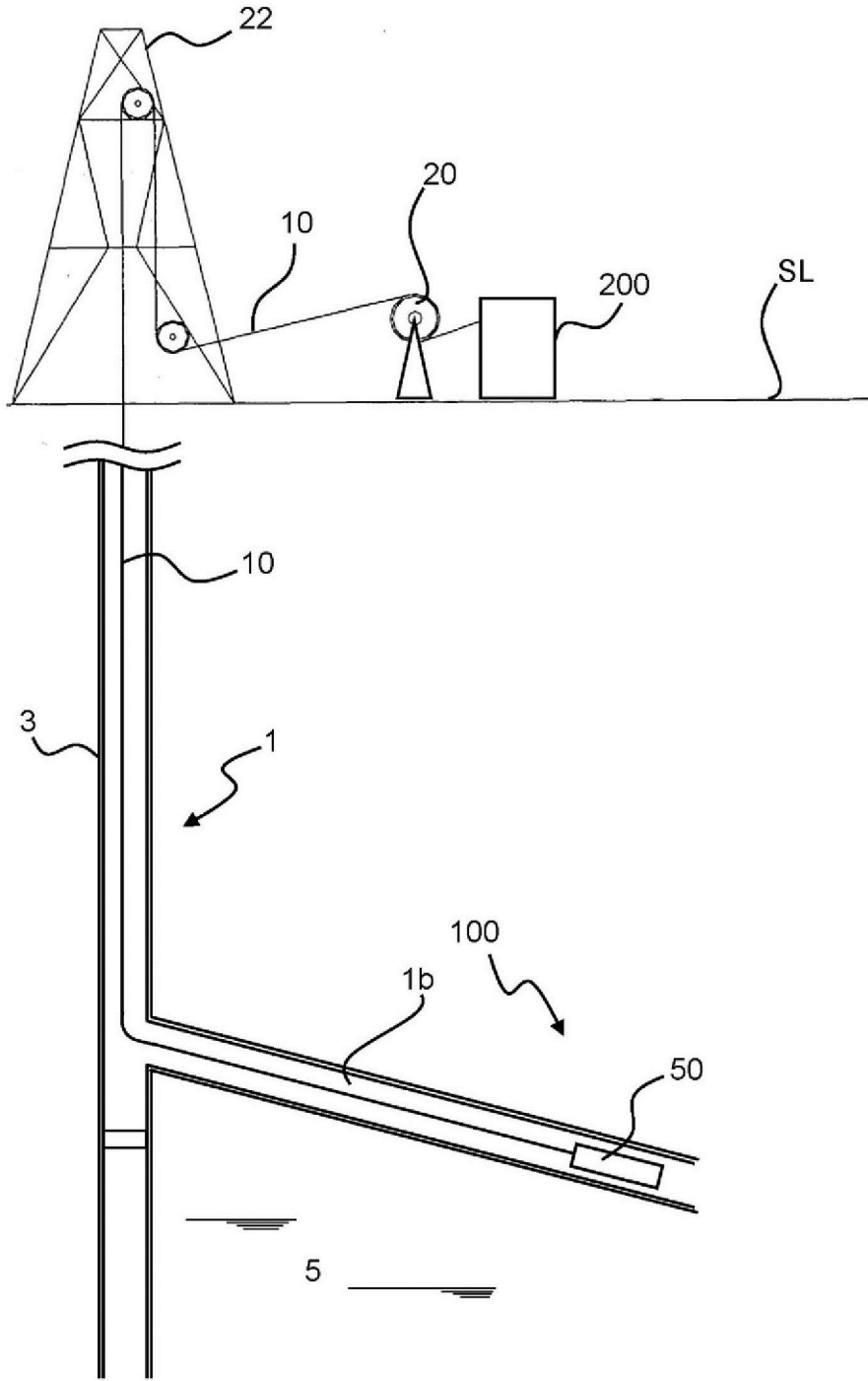
RU 2 805 143 C2

material when transmitting and/or receiving data signals
and/or nutrition.

EFFECT: improvement of efficiency and reliability

of downhole operations.

14 cl, 5 dwg



Фиг. 1

RU 2805143 C2

RU 2805143 C2

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к скважинным операциям и к системе для внутрискважинных работ для использования в скважине. Настоящее изобретение также относится к способу эксплуатации системы для внутрискважинных работ в скважине.

Уровень техники

Кабель – это провод, используемый для опускания оборудования и/или инструментов в скважину. Кабель снабжен одним или более электрическими проводниками для передачи данных к опускаемому инструменту и от него, который обычно прикреплен к дальнему концу кабеля. Примеры скважинных инструментов, которыми можно управлять посредством кабеля, включают инструменты для измерения сопротивления, акустические инструменты и сейсмические инструменты.

Для улучшения скважинных операций было предложено использовать кабель в виде провода вместо колтюбинга. Такой провод имеет жесткий наружный слой, который обеспечивает возвращение провода к прямой форме при разматывании с катушки. Провод также имеет центральную полость, образованную полой трубкой; полая трубка фиксируется внутри наружного слоя посредством наполнителя и используется для защиты, например, электрических проводов от осевых и радиальных напряжений в наружном слое.

По сравнению с колтюбингом, провод может быть намного меньше, что является преимуществом, поскольку он вызывает меньшие изменения потока текучей среды в скважине. Однако хорошо известно, что имеющиеся провода ломаются, если протолкнуть их слишком сильно или слишком глубоко в скважину. Эта проблема обычно возникает, когда сила трения между проводом и стволом скважины превышает толкающую силу, действующую на провод.

Из US 8807225 B2 известен способ ввода кабеля в ствол скважины, проходящий через подземный пласт, содержащий обеспечение кабеля, при этом кабель содержит по меньшей мере один изолированный проводник, по меньшей мере один слой армированных проводов, и промежуточные пространства, образованные между по меньшей мере одним слоем армированных проводов и изолированного проводника, причем полимерный материал образует непрерывно связанный слой, который разделяет и герметизирует армированные провода, образующие по меньшей мере один слой армированных проводов, при этом полимерный материал размещен так, что образует гладкую полимерную оболочку вокруг по меньшей мере одного слоя армированных проводов; ввод кабеля в ствол скважины и выполнение по меньшей мере одной операции в стволе скважины с использованием кабеля. Данное решение также подвержено возникновению указанной выше проблемы.

Из вышеизложенного очевидно, что существуют возможности для улучшений, и особенно для системы для внутрискважинных работ, которая позволяет опускать спускаемый на кабеле инструмент дальше по сравнению с решениями предшествующего уровня техники.

Вышеупомянутая проблема по меньшей мере до некоторой степени решена посредством системы для внутрискважинных работ согласно пункту 1 формулы изобретения.

Система для внутрискважинных работ содержит провод, выполненный с возможностью опускания в ствол скважины, причем указанный провод имеет внутреннюю трубку, охватывающую один или более электрических проводников, и внешнюю трубку, окружающую внутреннюю трубку. Система для внутрискважинных работ дополнительно содержит скважинный инструмент, соединенный с дальним

концом провода и выполненный с возможностью протягивания провода в ствол скважины, причем инструмент соединен по меньшей мере с одним из электрических проводников провода, и инструмент выполнен с возможностью приема и/или передачи сигналов данных и/или питания по меньшей мере через один из электрических проводников провода, при этом внешняя трубка выполнена из композитного материала, обладающего электропроводностью.

В варианте осуществления инструмент электрически соединен с композитным материалом для обеспечения возврата тока через композитный материал для передачи и/или приема сигналов данных и/или питания.

Под возвратом тока подразумевается обратный путь для электрического тока, чтобы обеспечить наличие электрической цепи.

Благодаря использованию композитного материала для возврата тока или обратного пути устраняется необходимость в отдельном обратном проводнике и, таким образом, можно использовать множество различных проводов, которые обычно предназначены для другого использования в случае, когда нет обратного пути в виде отдельного обратного проводника. Множество проводов используется для измерений с использованием датчиков, например, с использованием оптических волокон, и предназначено только для такого использования. Но, имея возможность обеспечивать возврат тока через композитный материал, можно использовать эти простые провода.

Кроме того, при электрическом соединении инструмента с композитным материалом в качестве возврата тока скважинный инструмент всегда может работать даже при использовании более продвинутых проводов, имеющих нормальный обратный путь, который по некоторым причинам разрушен, и тогда скважинный инструмент все еще может функционировать и при этом не застревает в скважине. Это особенно важно, когда имеется инструмент, который во время работы выдвигает рычаг, анкер или долото, и такой выступающий элемент, если он не втянут, может привести к застреванию инструмента в скважине.

Таким образом, скважинная трубчатая металлическая конструкция или обсадная колонна не используются в качестве возврата тока.

Композитный материал может содержать углерод. В некоторых вариантах осуществления композитный материал содержит более 40 об. % углерода, предпочтительно более 50 об. % углерода, более предпочтительно более 60 об. % углерода.

Каждый из электрических проводников может быть гальванически изолирован от внешней трубки.

Композитный материал может содержать углеродное волокно, размещенное в полимерной матрице.

В варианте осуществления провод содержит одно или более оптических волокон. Оптические волокна могут использоваться в качестве датчиков, например, выполненных с возможностью измерения температуры и/или давления.

Провод может дополнительно содержать наполнитель, фиксирующий внутреннюю трубку внутри внешней трубки.

Оптические волокна могут быть расположены во внешней трубке, наполнителе или внутри внутренней трубки.

Внешняя трубка может образовывать наружную поверхность провода.

В других вариантах осуществления провод может дополнительно содержать изолирующее покрытие, расположенное на наружной стороне внешней трубки.

Толщина указанного изолирующего покрытия может быть менее 5 мм,

предпочтительно менее 2 мм, еще более предпочтительно менее 1 мм, например менее 0,5 мм.

В варианте осуществления скважинный инструмент содержит по меньшей мере один из следующих элементов: скважинный приводной модуль, такой как скважинный трактор, устройство для очистки скважины, анкерный инструмент, ключевой инструмент, пробивной инструмент и фрезерный инструмент.

Согласно второму аспекту предложен способ эксплуатации системы для внутрискважинных работ в скважине. Система для внутрискважинных работ содержит провод, имеющий внутреннюю трубку, охватывающую один или более электрических проводников, а также внешнюю трубку, окружающую внутреннюю трубку, и скважинный инструмент. Способ содержит этапы, на которых электрически соединяют скважинный инструмент по меньшей мере с одним из электрических проводников провода на дальнем конце провода, приводят в действие скважинный инструмент так, что скважинный инструмент протягивает провод в ствол скважины, и принимают и/или передают сигналы данных и/или питание по меньшей мере через один из электрических проводников провода.

Способ может дополнительно содержать этап, на котором электрически соединяют скважинный инструмент с композитным материалом для обеспечения возврата тока через композитный материал при передаче и/или приеме сигналов данных и/или питания.

Варианты осуществления изобретения будут описаны ниже; ссылки сделаны на прилагаемые схематические чертежи, которые иллюстрируют неограничивающие примеры того, как идея изобретения может быть реализована на практике.

Фиг.1 представляет собой схематический вид системы для внутрискважинных работ во время работы в скважине.

Фиг.2 представляет собой схематический вид системы для внутрискважинных работ согласно варианту осуществления.

Фиг.3а представляет собой вид в разрезе провода согласно варианту осуществления, образующего часть системы для внутрискважинных работ.

Фиг.3б представляет собой вид в разрезе провода согласно другому варианту осуществления, образующего часть системы для внутрискважинных работ.

Фиг.3с представляет собой вид в разрезе провода согласно другому варианту осуществления, образующего часть системы для внутрискважинных работ.

Фиг.3д представляет собой вид в разрезе провода согласно другому варианту осуществления, образующего часть системы для внутрискважинных работ.

Фиг.3е представляет собой вид в разрезе провода согласно другому варианту осуществления, образующего часть системы для внутрискважинных работ.

Фиг.4а-с представляют собой схематические изображения того, как скважинный инструмент электрически соединен с проводом системы для внутрискважинных работ согласно различным вариантам осуществления.

Фиг.5 представляет собой схематический вид способа эксплуатации системы для внутрискважинных работ в скважине.

Далее некоторые варианты осуществления будут описаны более подробно со ссылками на прилагаемые чертежи. Настоящее изобретение, однако, может быть воплощено во многих различных формах и не должно истолковываться как ограниченное изложенными здесь вариантами осуществления; скорее, указанные варианты осуществления представлены в качестве примеров таким образом, чтобы данное описание было подробным и полным и полностью включало объем правовой охраны изобретения, как это определено в прилагаемой формуле изобретения, для

специалистов в данной области техники.

На фиг.1 показан ствол 1 скважины и оборудование для выполнения внутрискважинных операций в стволе 1 скважины. Ствол 1 скважины снабжен скважинной трубчатой конструкцией 3, предназначенной для добычи углеводородсодержащей текучей среды из залежи 5. Кабель в виде провода 10 намотан на барабан 20 на уровне SL поверхности. Провод 10 направляется вышкой 22 перед входом в ствол 1 скважины, который показан первоначально проходящим вертикально. На некоторой глубине сформирован боковой ствол 1b скважины, в который вводится провод 10. На своем дальнем конце провод 10 соединен со скважинным инструментом 50. Противоположный конец провода 10, то есть конец на уровне SL поверхности, соединен с управляющим оборудованием 200. Управляющее оборудование 200 может, например, содержать источник питания для питания скважинного инструмента 50 через провод 10, один или более модулей управления для обработки, передачи и/или приема сигналов данных через провод 10, а также другие устройства, известные из уровня техники и используемые для обеспечения правильной работы системы 100 для внутрискважинных работ.

Следует отметить, что показанная установка представляет собой только один пример; в равной степени возможны другие конфигурации и оборудование, если они включают в себя систему 100 для внутрискважинных работ, то есть провод 10 и соединенный с ним скважинный инструмент 50.

Как будет понятно из следующих абзацев, скважинный инструмент 50 соединен с концом провода 10 для протягивания провода 10 в ствол 1 скважины. Обычно провод 10 будет иметь предел прочности на разрыв, намного превышающий его прочность на сжатие. Поскольку скважинный инструмент 50 тянет провод 10 вниз, провод 10 можно опустить гораздо дальше, чем если бы его толкали вниз.

На фиг.2 представлен более подробный вид системы 100 для внутрискважинных работ, то есть провода 10 и подсоединенного скважинного инструмента 50. Как видно на фиг.2, скважинный инструмент 50 подвешен внутри обсадной колонны 3, которая образует трубчатую конструкцию для поддержки ствола 1 скважины.

Показанный инструмент 50 имеет активную часть 52, средства 54 для управления активной частью 52, один или более датчиков 56 и средства 58 для продвижения всего инструмента 50. Активная часть 52 может быть, например, резцом, буровым долотом, всасывающим инструментом с питанием или другими активными частями, подходящими для выполнения операций в скважине. Средства 54 для управления активной частью 52 могут, следовательно, содержать средства вращения для вращения бурового долота или режущей головки, или насос для циркуляции текучей среды во всасывающем инструменте с питанием.

Один или более датчиков 56 выполнены с возможностью определения и передачи обнаруженных физических свойств, таких как вибрации, температура и т.д., во время работы спускаемого на кабеле инструмента 50. Предпочтительно, датчики 56 расположены внутри спускаемого на кабеле инструмента 50.

В спускаемом на кабеле инструменте 50, показанном на фиг.2, средства 58 для продвижения активной части 52 представляют собой скважинный трактор, обеспечивающий движение вперед с помощью множества ведущих колес 59, выступающих в направлении стороны обсадной колонны 3. Скважинный трактор 58 также выполняет функцию центратора. Колеса 59 могут приводиться в движение гидравлической системой и обеспечивать необходимое тяговое усилие для перемещения активной части 52 в скважине. Средства 58 для продвижения активной части 52 в других

вариантах осуществления могут представлять собой поршневой узел, такой как гидравлический поршень.

На фиг.3а в поперечном разрезе показан вариант осуществления провода 10 для использования с системой 100 для внутрискважинных работ. Провод 10 имеет внутреннюю трубку 11, которая образует полую полость. Внутренняя трубка 11 предпочтительно имеет цилиндрическую форму, т.е. круглое поперечное сечение. Внутренняя трубка 11 изготовлена из прочного материала, такого как нержавеющая сталь или аналогичный материал, и имеет такие размеры, чтобы вмещать и направлять множество кабелей или проводов 12. В показанном примере кабели представлены как семь электрических проводников 12; однако в некоторых вариантах осуществления один или более электрических проводников 12 могут быть исключены или заменены другими компонентами, подобными кабелям, такими как оптические волокна и т. д.

Внутренняя трубка 11 окружена внешней трубкой 13. В варианте осуществления, показанном на фиг.3а, внешняя трубка 13 расположена коаксиально непосредственно снаружи внутренней трубки 11. Внешняя трубка 13 изготовлена из композитного материала, например материала, содержащего углеродное волокно, размещенное в полимерной матрице. Количество углерода в указанном материале может предпочтительно превышать 50%, так что внешняя трубка 13 будет электрически проводящей по причинам, объясненным ниже.

Провод 10 может дополнительно иметь изолирующее покрытие 15, расположенное на наружной стороне внешней трубки 13. Изолирующее покрытие 15 может быть смоляным покрытием или аналогичным, способным выдерживать суровые условия в скважине.

На фиг.3b показан другой вариант осуществления провода 10. Аналогично варианту с фиг.3а, провод 10 имеет внутреннюю трубку 11, в которой расположены кабели 12. Провод 10 также содержит внешнюю трубку 13, которая в этом варианте осуществления выполнена намного тоньше. Вместо этого наполнитель 14 расположен радиально снаружи относительно внутренней трубки 11 и радиально внутри относительно внешней трубки 13 для фиксации внутренней трубки 11 внутри внешней трубки 13. Наполнитель может быть любым подходящим материалом, имеющим назначение влиять на плотность провода 10 и поддерживать внутреннюю трубку 11 внутри внешней трубки 13. Что касается варианта осуществления, показанного на фиг.3а, провод также может быть снабжен наружным изолирующим слоем 15.

На фиг.3b показан другой вариант осуществления провода 10. Провод 10 аналогичен проводу, показанному на фиг.3а, но в этом варианте осуществления внутри внутренней трубки 11 расположен только один электрический проводник 12.

На фиг.3d показан другой пример провода 10. В этом варианте осуществления, который основан на варианте осуществления с фиг.3с, предусмотрено одно или более оптических волокон 16. В показанном примере множество оптических волокон 16 распределено на расстоянии друг от друга внутри внешней трубки 13, но также возможно разместить одно или более оптических волокон 16 в наполнителе 14 (см. фиг.3b) или внутри внутренней трубки 11. Одно или более оптических волокон 16 могут предпочтительно использоваться для выполнения измерений, таких как измерения температуры и/или давления.

На фиг.3е показан еще один вариант осуществления провода 10. Провод 10 идентичен проводу с фиг.3с, за исключением того, что внешний изолирующий слой 15 удален.

Из приведенных выше примеров ясно, что композитный материал, образующий внешнюю трубку 13, иногда может быть снабжен изолирующим слоем 15, а в некоторых

вариантах осуществления изолирующий слой отсутствует, в результате чего внешняя композитная трубка 13 образует наружную поверхность провода 10. Отсутствие изолирующего слоя обеспечивает очень быстрое и простое соединение с инструментом 50, особенно в радиальном направлении. Однако, обеспечивая наличие изолирующего слоя 15 в виде очень тонкого слоя, можно получить почти такое же преимущество, даже если изолирующий слой 15 расположен радиально снаружи внешней трубки 13. В частности, изолирующее покрытие/изолирующий слой 15 имеет толщину значительно меньше 10 мм, например менее 5 мм, даже более предпочтительно менее 1 мм, например менее 0,5 мм. Имея такой тонкий изолирующий слой 15, можно удалить его части, чтобы обеспечить соединение с композитным материалом внешней трубки 13.

Подача питания на скважинное оборудование и связь с ним чрезвычайно важны. Необходимы надежные соединения, способные выдерживать суровые условия окружающей среды в скважине. Следовательно, электрический интерфейс, который будет использоваться в скважине, должен обеспечивать наличие по меньшей мере этих характеристик. Кроме того, электрический интерфейс должен быть максимально эффективным: он не должен быть слишком тяжелым, слишком дорогим или слишком толстым.

Типичное решение для решения проблемы внутрискважинной связи – использование экранированных трубопроводов или проводников, где один проводник может использоваться для передачи данных, а другой – для передачи питания. Для обратных сигналов могут использоваться отдельные или общие проводники. Общий проводник имеет преимущество, поскольку он уменьшает количество необходимых проводников, но имеет недостатки.

Одна проблема с таким решением состоит в том, что они обычно требуют индивидуально экранированных проводников для интерфейса связи, чтобы максимизировать полосу пропускания сигналов. То же самое может быть верно для интерфейса питания, где общий обратный путь для тока может привести к нежелательной индуктивности и емкости на линиях питания, вызывая падение напряжения питания при увеличении потребления тока нагрузкой. Индивидуальный экран образует путь для обратного тока, который физически максимально приближен к проводнику, и сводит к минимуму паразитные эффекты по сравнению с использованием отдельных проводников для обратного тока. Введенные паразитные индуктивность и емкость ограничивают полосу пропускания сигнала, а также могут вызывать резонансы, фактически блокирующие определенные частоты, и/или вызывать нежелательную пульсацию на сигнальных линиях и линиях питания. Это можно сравнить с коаксиальным кабелем, в котором экран расположен вокруг центрального проводника, так что он обеспечивает экранирование и обратный путь для тока. Импеданс коаксиального кабеля регулируется изолирующим материалом, расположенным между экраном и центральным проводником, вместе с размерами центрального проводника и экрана. Коаксиальный кабель обычно обеспечивает более чем в пятьдесят раз большую пропускную способность, чем, например, витая пара, используемая для домашнего доступа в Интернет. Коаксиальный кабель, хотя по пропускной способности и превосходит попарную связь, является более сложным проводом и, следовательно, увеличивает стоимость и вес системы. Экран, используемый в коаксиальных кабелях, обычно тонкий и не подходит для передачи больших токов.

Что касается провода 10, представленного на фиг.3а-б, внешняя трубка 13, содержащая композитный материал, позволит ей действовать как обратный путь для сигнала, подаваемого через один или более электрических проводников 12. В частности,

при использовании материала из углеродного волокна проводимость и управление током углеродных волокон сравнимы с таковыми меди, что означает, что внешняя трубка 13 будет обеспечивать подходящий обратный путь для сигналов и тока. Это означает, что провод 10 можно использовать для подачи питания и/или в качестве интерфейса связи для скважинного инструмента 50 без существенного увеличения количества проводников 12 провода.

На фиг.4а схематично показано соединение одного варианта осуществления системы 100 для внутрискважинных работ, в которой один проводник 12а используется для подачи питания к модулю 541 питания скважинного инструмента 50. Скважинный инструмент 50 дополнительно содержит сигнальный модуль 542, но как модуль 541 питания, так и сигнальный модуль 542 являются просто иллюстративными примерами, и специалисту в области техники после прочтения данного документа будет очевидно, что эти модули могут присутствовать или отсутствовать и могут быть распределены внутри скважинного инструмента 50 или в отдельных независимых или зависимых модулях. Соединение 401а-в между проводом 10 и скважинным инструментом 50 может быть реализовано множеством способов, и никоим образом не ограничивающими примерами могут быть, например, механические соединители, пайка, сварка или опрессовка. Чтобы обеспечить обратный путь для тока питания, можно использовать второй проводник 12а или скважинный инструмент 50 может использовать его наружную часть для контакта с обсадной колонной.

Чтобы уменьшить количество проводников, необходимых в проводе 10, и обеспечить надежный обратный путь для тока питания, соединение между обсадной колонной и скважинным инструментом 50 может быть недостаточно надежным. На фиг.4b показан один вариант осуществления системы 100 для внутрискважинных работ, в которой одиночный электрический проводник 12а соединен со скважинным инструментом 50 через соединение 401а, а внешняя трубка 13 соединена со скважинным инструментом 50 через соединение 401b. Если внешняя трубка 13 выполнена из проводящего материала, например композитного материала или даже композитного материала, содержащего углеродное волокно, размещенное в полимерной матрице, внешняя трубка 13 может обеспечивать обратный путь для тока. В этом варианте осуществления обеспечивается надежный обратный путь для тока питания, и расположение проводника 12а по отношению к внешней трубке 13 будет иметь свойства, аналогичные свойствам коаксиального кабеля, обеспечивающего более широкую полосу пропускания по сравнению с вариантами осуществления, в которых проводники используются для обратного тока. В дополнение к этому, один проводник 12а доступен для других целей или его даже можно удалить. В любом случае получается более рентабельный, экономичный по весу и эффективный по материалам провод 10, поскольку количество необходимых проводников уменьшается.

Пример системы для внутрискважинных работ, показанный на фиг.4b, может дополнительно быть снабжен источником 202 питания, таким как источник постоянного тока для подачи электропитания на скважинный инструмент 50 через один проводник 12а и соединение 401а. Кроме того, предусмотрен генератор 206 сигнала данных, выполненный с возможностью передачи сигнала данных через модулятор 204 на скважинный инструмент 50 также через одиночный проводник 12а и соединение 401а.

Таким образом, показанный пример описывает вариант осуществления, в котором используется только один проводник 12а и один обратный путь 401b, 13. Проводник 12а будет передавать питание постоянного тока на скважинный инструмент 50, а также данные, связанные (или модулированные) по переменному току, с напряжением

постоянного тока на проводнике 12а. Возможна односторонняя или двусторонняя, полудуплексная связь. Оба метода могут быть разработаны для наименьшего возможного числа проводников (только один проводник 12а для питания/данных к скважинному инструменту и один обратный проводник). Обратный ток может быть связан с армировкой провода, то есть с внешней трубкой 13, образуя, таким образом, обратный проводник. Обратный проводник может быть не только композитным материалом внешней трубки 13; также возможно обеспечить связь обратного тока со сталью, обсадной колонной ствола скважины, скважинными текучими средами и т. д. или их комбинацией.

Таким образом, на фиг.4b показан вариант осуществления, в котором один центральный проводник 12а используется как для питания, так и для данных, а внешняя трубка 13 также является обратным путем для обоих.

На фиг.4с представлен другой вариант осуществления изобретения, в котором один из проводников 12а используется для подачи питания на модуль 541 питания скважинного инструмента 50, а другие проводники 12а соединены с сигнальным модулем 542; они могут использоваться в качестве интерфейса сигнализации, подходящего, например, для связи и управления скважинным инструментом 50 и любыми датчиками 56 или другим оборудованием, содержащимся в скважинном инструменте 50.

Вариант осуществления, представленный выше со ссылкой на фиг.4а-с, следует рассматривать как неограничивающие примеры вариантов осуществления изобретения. Из этих примеров можно разработать другие комбинации, в которых, например, предусмотрено более одного проводника питания или более одного сигнального проводника. Кроме того, возможна любая комбинация проводников питания и сигнальных проводников, которые полностью входят в объем настоящего описания.

Описание выше относилось к внешней трубке 13 как обеспечивающей обратный ток, однако это всего лишь один способ выразить соотношение и направление тока, и следует понимать, что внешняя трубка 13 может очень хорошо использоваться для подачи тока в скважинный инструмент 50 и один из проводников может обеспечивать путь для обратного тока. То же самое относится и к сигнальным проводникам.

Предпочтительно, внешняя трубка 13 используется в качестве общего ориентира при сопряжении со скважинным инструментом 50. Обычно это означает наличие потенциала земли.

На фиг.5 схематично показан способ 200 эксплуатации системы 100 для внутрискважинных работ. Как объяснялось ранее, система 100 для внутрискважинных работ содержит провод 10 и скважинный инструмент 50. Способ 200 содержит первый этап 202 соединения скважинного инструмента 50 с одним концом провода 10 и дополнительный этап 204 приведения в действие скважинного инструмента 50 так, чтобы он протягивал провод 10 дальше в ствол скважины.

Этап 202 соединения скважинного инструмента 50 с проводом 10 содержит не только установление механического соединения, но также электрическое соединение скважинного инструмента 50 с проводом 10. Предпочтительно, это делается в соответствии с описанием, относящимся к фиг.4а-с выше.

Толкающий инструмент – это инструмент, обеспечивающий осевое усилие. Толкающий инструмент содержит электрический двигатель для приведения в действие насоса. Насос закачивает жидкость в корпус поршня для перемещения действующего в нем поршня. Поршень расположен на ходовой штанге. Насос может закачивать текучую среду в корпус поршня с одной стороны и одновременно откачивать текучую среду с другой стороны поршня.

Под обсадной колонной или скважинной трубчатой металлической конструкцией подразумевается любой вид трубы, трубчатого элемента, трубопровода, хвостовика, колонны труб и т. д., используемых в скважине при добыче нефти или природного газа.

Под текучей средой или скважинной текучей средой подразумевается любой тип текучей среды, которая может присутствовать в нефтяных или газовых скважинах, например природный газ, нефть, буровой раствор, сырая нефть, вода и т. д. Под газом подразумевается любой тип газовой смеси, присутствующей в скважине, законченной или не закрепленной обсадными трубами, а под нефтью подразумевается любой тип нефтяной смеси, например, сырая нефть, нефтесодержащая текучая среда и т. д. Таким образом, в состав газа, нефти и воды могут входить другие элементы или вещества, которые не являются газом, нефтью и/или водой, соответственно.

В том случае, когда невозможно полностью погрузить инструмент в обсадную колонну, для проталкивания инструмента до нужного положения в скважине может быть использован скважинный трактор. Скважинный трактор может иметь выдвижные рычаги, имеющие колеса, причем колеса входят в контакт с внутренней поверхностью обсадной колонны для продвижения трактора и инструмента вперед в обсадной колонне. Скважинный трактор представляет собой любой вид приводного инструмента, способного толкать или тянуть инструменты в скважине, например, Well Tractor®.

(57) Формула изобретения

1. Система (100) для внутрискважинных работ, содержащая провод (10), выполненный с возможностью опускания в ствол (1) скважины, причем указанный провод (10) имеет внутреннюю трубку (11), охватывающую один или более электрических проводников (12), и внешнюю трубку (13), окружающую внутреннюю трубку (11), при этом система (100) для внутрискважинных работ дополнительно содержит скважинный инструмент (50), соединенный с дальним концом (15) провода (10) и выполненный с возможностью протягивания провода (10) в ствол (1) скважины, причем инструмент (50) электрически соединен по меньшей мере с одним из электрических проводников (12) провода (10), при этом инструмент (50) выполнен с возможностью приема и/или передачи сигналов данных и/или питания по меньшей мере через один из электрических проводников (12) провода (10), при этом внешняя трубка (13) выполнена из композитного материала, обладающего электропроводностью, а инструмент (50) электрически соединен с композитным материалом для обеспечения возврата тока через композитный материал для передачи и/или приема сигналов данных и/или питания.

2. Система (100) по п.1, в которой композитный материал содержит углерод.

3. Система (100) по п.2, в которой композитный материал содержит более 40 об. % углерода, предпочтительно более 50 об. % углерода, более предпочтительно более 60 об. % углерода.

4. Система (100) по любому из предшествующих пунктов, в которой каждый из электрических проводников (12) гальванически изолирован от внешней трубки (13).

5. Система (100) по любому из предшествующих пунктов, в которой композитный материал содержит углеродное волокно, размещенное в полимерной матрице.

6. Система (100) по любому из предшествующих пунктов, в которой провод (10) содержит одно или более оптических волокон (16).

7. Система (100) по п.6, в которой оптические волокна (16) используются в качестве датчиков, выполненных с возможностью измерения температуры и/или давления.

8. Система (100) по любому из предшествующих пунктов, в которой провод (10) дополнительно содержит наполнитель (14), фиксирующий внутреннюю трубку (11)

внутри внешней трубки (13).

9. Система (100) по любому из пп.6-8, в которой оптические волокна (16) расположены во внешней трубке (13), наполнителе (14) или внутри внутренней трубки (11).

10. Система (100) по любому из предшествующих пунктов, в которой внешняя трубка (13) образует наружную поверхность провода (10).

11. Система (100) по любому из пп.1-9, в которой провод дополнительно содержит изолирующее покрытие (15), расположенное на наружной стороне внешней трубки (13).

12. Система (100) по п.11, в которой толщина указанного изолирующего покрытия (15) составляет менее 5 мм, предпочтительно менее 2 мм, еще более предпочтительно менее 1 мм, например менее 0,5 мм.

13. Система (100) по любому из предшествующих пунктов, в которой скважинный инструмент (50) содержит по меньшей мере один из следующих элементов: скважинный приводной модуль, такой как скважинный трактор, устройство для очистки скважины, анкерный инструмент, ключевой инструмент, пробивной инструмент, толкающий инструмент и фрезерный инструмент.

14. Способ (200) эксплуатации системы (100) для внутрискважинных работ по любому из предшествующих пунктов, причем указанная система (100) для внутрискважинных работ содержит провод (10), имеющий внутреннюю трубку (11), охватывающую один или более электрических проводников (12), а также внешнюю трубку (13), окружающую внутреннюю трубку (11), причем внешняя трубка (13) выполнена из композитного материала, обладающего электропроводностью, и скважинный инструмент (50), причем способ (200) содержит следующие этапы:

- электрически соединяют (202) скважинный инструмент (50) по меньшей мере с одним из электрических проводников (12) провода (10) на дальнем конце провода (10),

- приводят в действие (204) скважинный инструмент (50) так, что скважинный инструмент (50) протягивает провод (10) в ствол (1) скважины, и

- принимают и/или передают сигналы данных и/или питание по меньшей мере через один из электрических проводников (12) провода (10), при этом способ дополнительно содержит этап, на котором

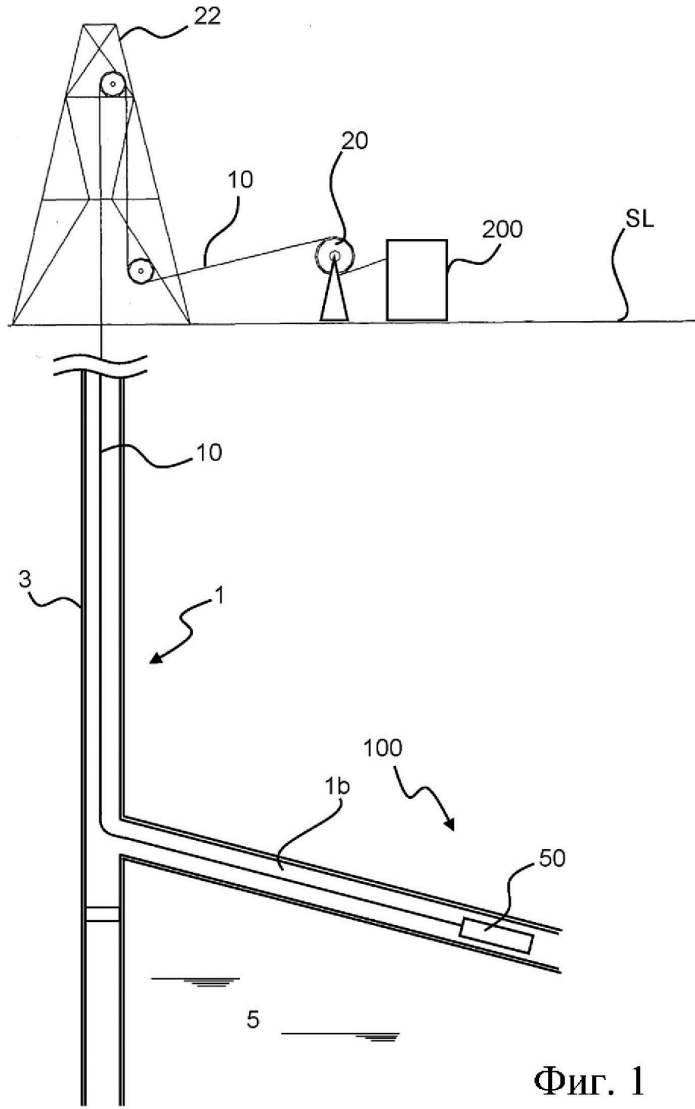
- электрически соединяют скважинный инструмент с композитным материалом для обеспечения возврата тока через композитный материал при передаче и/или приеме сигналов данных и/или питания.

35

40

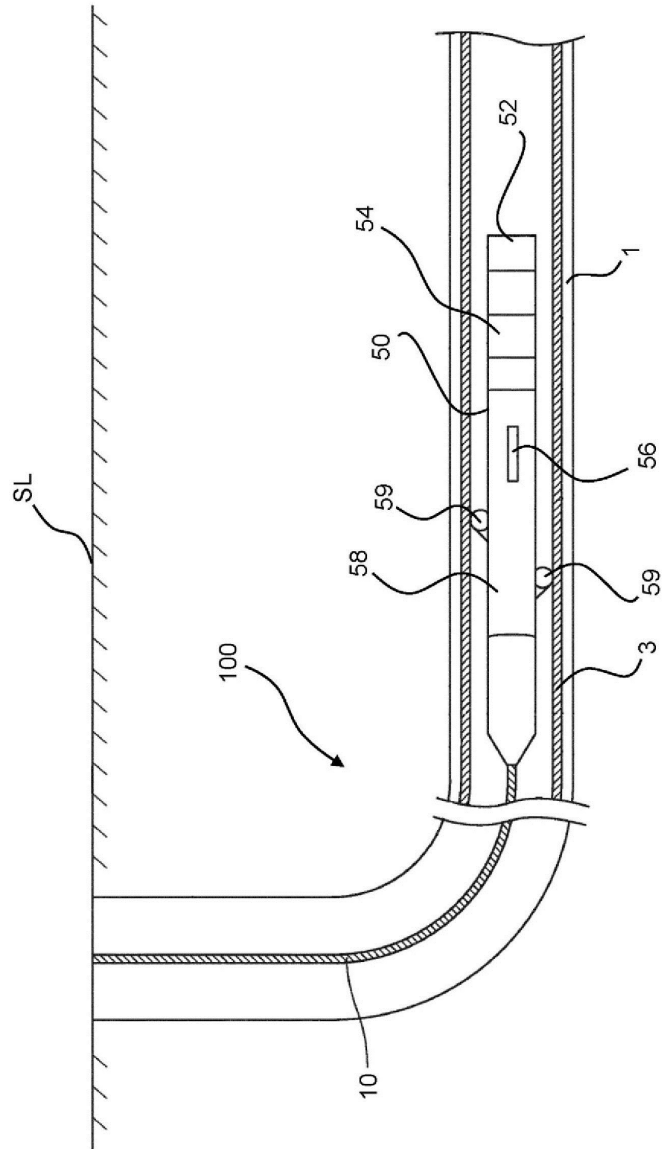
45

1

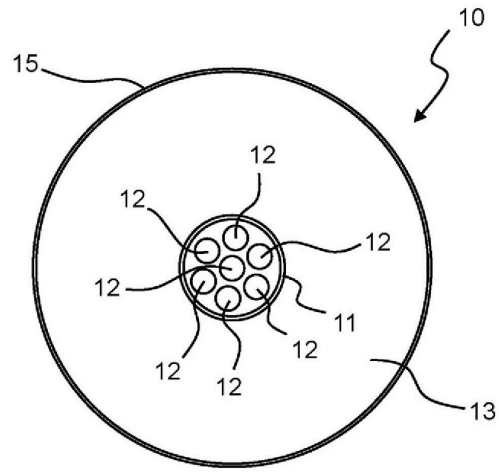


Фиг. 1

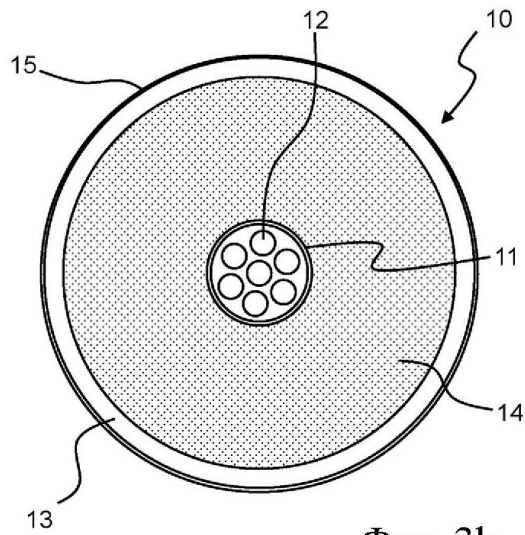
2



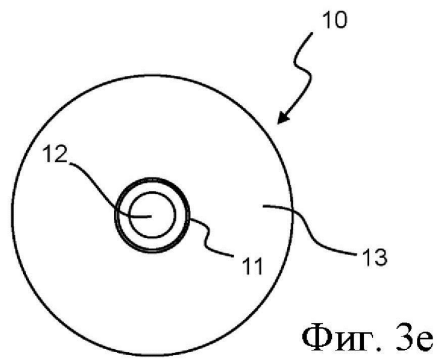
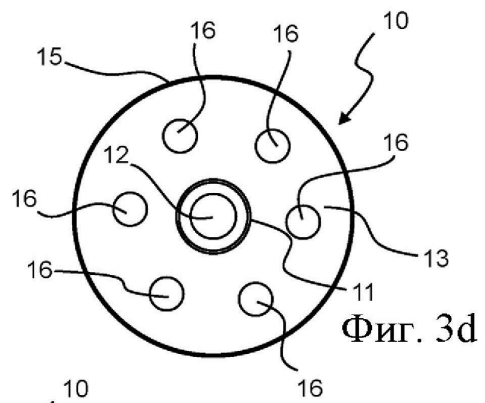
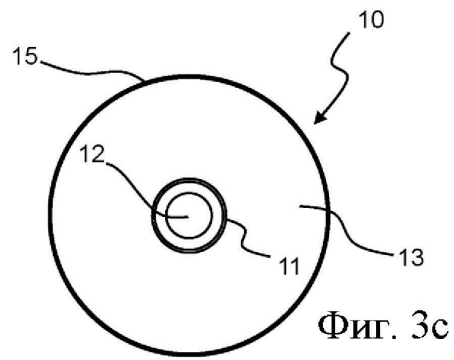
Фиг. 2

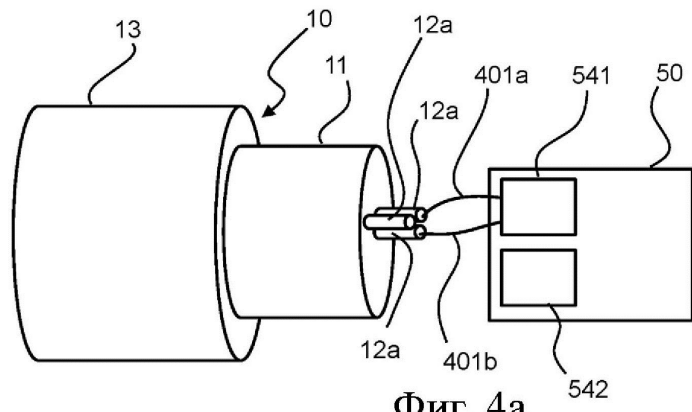


Фиг. 3а

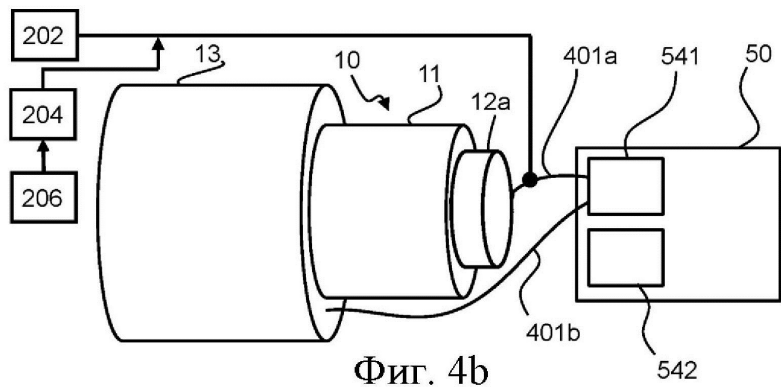


Фиг. 3б

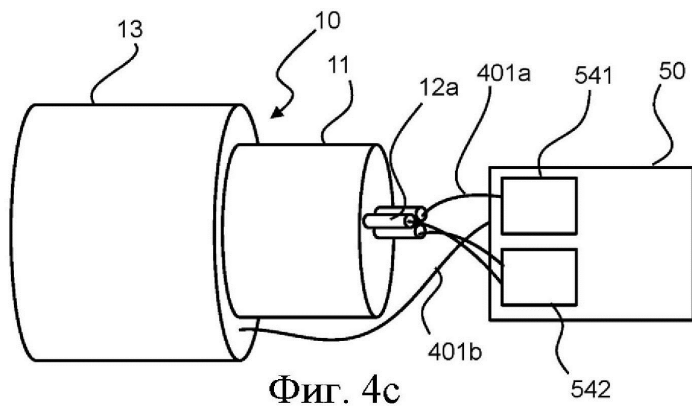




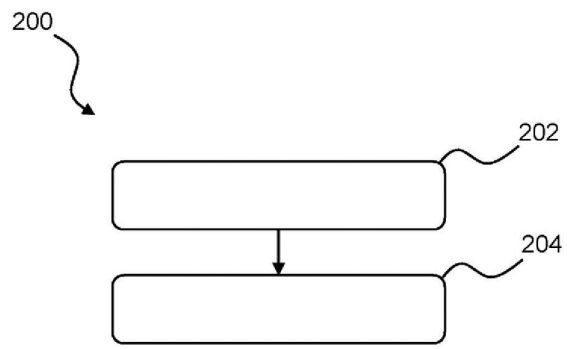
Фиг. 4а



Фиг. 4б



Фиг. 4с



Фиг. 5