

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **039651**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2022.02.22**

(51) Int. Cl. *E21B 47/06* (2012.01)

(21) Номер заявки  
**201892751**

(22) Дата подачи заявки  
**2017.05.26**

---

(54) **АППАРАТ ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ВДОЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЗИСТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И СКВАЖИНА, СОДЕРЖАЩАЯ УКАЗАННЫЙ АППАРАТ**

---

(31) **1609295.9**

(56) US-A1-2015233773  
CN-U-203531888  
WO-A1-03001169

(32) **2016.05.26**

(33) **GB**

(43) **2019.05.31**

(86) **PCT/GB2017/051526**

(87) **WO 2017/203296 2017.11.30**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**МЕТРОЛЬ ТЕКНОЛОДЖИ  
ЛИМИТЕД (GB)**

(72) Изобретатель:  
**Джарвис Лесли Дейвид, Росс Шон  
Комптон (GB)**

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

---

(57) Изобретение относится к аппарату для использования при регистрации температуры в стволе скважины и скважине, содержащей указанный аппарат. Указанный аппарат содержит трубу, содержащую множество модулей датчиков температуры, предусмотренных на участках вдоль внутренней части трубы, причем указанные модули датчиков температуры содержат датчики температуры, представленные, по меньшей мере частично, резистивным элементом, имеющим электрические свойства, которые меняются в зависимости от температуры; электрическую сеть, выполненную с возможностью электрического соединения с резистивными элементами для обеспечения измерения при использовании соответствующих электрических свойств резистивных элементов для получения тепловой характеристики резистивного элемента; и по меньшей мере один скважинный управляющий модуль, электрически соединенный со множеством модулей датчиков температуры посредством электрической сети и выполненный с возможностью приема и обработки электрического сигнала, связанного с модулями датчиков температуры, для обеспечения получения температуры резистивных элементов и окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения этого резистивного элемента, при этом по меньшей мере один скважинный управляющий модуль содержит генератор общего опорного сигнала, используемый в качестве эталонного устройства для измерения по меньшей мере одного из напряжения и силы тока по меньшей мере двух модулей датчиков температуры, при этом модули датчиков температуры в трубе расположены друг от друга на расстоянии от 0,05 до 100 м.

---

**039651**  
**B1**

**039651**  
**B1**

### Область техники

Изобретение в целом относится к регистрации температуры вдоль ствола скважины. Более конкретно, настоящее изобретение относится к аппарату для регистрации температуры вдоль ствола скважины с использованием резистивных элементов, а также к скважине, содержащей указанный аппарат.

#### Предпосылки создания изобретения

Скважины бурят в различных целях, обычно связанных с разведкой или добычей углеводородов. Различные скважинные каротажные приборы и способы могут использоваться для получения данных из скважин во время стадий бурения, испытания, заканчивания, эксплуатации, консервации и ликвидации скважины. Эти данные могут использоваться по ряду причин, например, для оптимизации добычи из коллектора или проектирования дополнительных скважин в том же коллекторе. Разработка модели для скважины и расход из трещины в коллекторе в скважину могут значительно упростить разработку коллектора.

При разведке и добыче особенно важно собрать данные, связанные с объемным расходом и давлением, из различных пластов внутри скважины. Используемые в настоящее время приборы и способы регистрации объемного расхода и давления могут быть дорогостоящими и сложными, при этом было бы предпочтительно собирать точные данные с высоким разрешением при как можно меньшем количестве технических и процедурных ограничений и требований.

Сбор данных об отслеживаемой температуре вдоль ствола скважины может использоваться при определении типа и расхода текучих сред, поступающих в скважину. Например, нефть, поступающая в скважину в заданном месте, оказывает в целом согревающий эффект, при этом вода, поступающая в скважину, оказывает еще более выраженный согревающий эффект. С другой стороны, газ, как правило, оказывает охлаждающий эффект, как и тяжелые текучие среды, которые, как правило, используются для выравнивания давления и глушения скважин в конце срока их эксплуатации. В целом, эти согревающие и охлаждающие эффекты усиливаются, если расход этих текучих сред выше.

В настоящее время наиболее часто используемым прибором для точной регистрации температуры вдоль ствола скважины является оптоволоконная система распределенных датчиков температуры (DTS). Эти системы, как правило, полагаются на информацию, содержащуюся в свете, отраженном от мест вдоль длины оптоволоконного кабеля, проходящего вдоль ствола скважины, например, частоту, время пролета и его интенсивность, чтобы сделать вывод о локальном колебании температуры оптоволоконного кабеля из-за местных окружающих условий, которые стали причиной отражения. Системы DTS могут выдавать непрерывный температурный профиль вдоль длины оптоволоконного кабеля вплоть до пространственного разрешения приблизительно 1 м с чувствительностью и точностью высокого уровня. Однако, как правило, на поверхности скважины должно быть предусмотрено опрашивающее устройство, обычно связанное через фонтанную арматуру, которое генерирует и направляет свет в оптоволоконный кабель и которое регистрирует и анализирует отраженный свет для генерирования температурных данных. Таким образом, длина оптоволоконного кабеля, который должен быть опущен в скважину, может быть значительной. Например, если испытание скважины проводится на коротком, 100-метровом участке скважины на глубине 4000 м (глубина измеряется от роторного стола буровой установки, MDRT), для испытания лишь 100-метрового участка скважины требуется оптоволоконный кабель длиной более 4 км. Кроме того, поскольку пакеры или другие средства уплотнения кольцевого пространства относительно поверхности ствола скважины обычно используются для разобщения секций испытываемой скважины, например, во время испытания пласта на трубах (ИПТ), оптоволоконный кабель должен пройти сквозь пакер или пройти по нему, что может существенно усложнить конструкцию системы ИПТ, пакера, а также значительно повысить стоимость проведения испытания.

Альтернативной известным из уровня техники системам DTS, которые были выпущены на рынок компанией Schlumberger, является система цифрового измерения температуры WellWatcher Flux™ ([http://www.slb.com/~media/Files/completions/productsheets/wellwatcher/wellwatcher\\_flux\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/completions/productsheets/wellwatcher/wellwatcher_flux_ps.pdf)). В этой системе вместо использования оптоволоконных кабелей предусмотрены группы миниатюрных, герметически закрытых резистивных датчиков температуры, которые расположены с интервалами вдоль длины трубы диаметром 1/4 дюйма (6,35 мм). Труба снова подсоединяется через фонтанную арматуру к устью скважины и электронная схема управления, предусмотренная в каждой группе датчиков температуры, обеспечивает цифровое считывание зарегистрированных температурных данных в группах посредством подключения по RS-485. Когда группы датчиков температуры расположены в трубе диаметром 1/4 дюйма (6,35 мм), наличие датчиков температуры становится причиной использования секций большего диаметра в трубе, т. е. имеющих внешний диаметр по меньшей мере 17 мм при длине по меньшей мере 400 мм.

В таких системах цифрового измерения температуры с такой конструкцией и принципом эксплуатации, большие секции, содержащие датчики температуры и электронную схему управления, привариваются к трубе, что означает, что процесс изготовления системы цифрового измерения температуры этого типа может быть сложным, т. к. требует наличия множества различных компонентов и этапов для их отдельного изготовления и соединения друг с другом. В каждой увеличенной секции трубы требуется размещение значительного количества сложных электронных схем управления, чтобы добиться авто-

номности датчиков, которые имеют необходимую точность, что может стать причиной громоздкости модулей датчиков и не допускает миниатюрного исполнения или придания износостойкости модулям датчиков для надежной работы в опасных условиях в скважине, особенно в конфигурациях с необсаженным стволом. При использовании отдельных цифровых модулей датчиков имеется тенденция к дрейфу не только датчика, но также отдельных измерительных и эталонных электронных схем, а также это может привести к нежелательному дрейфу температурных данных, полученных от модулей датчиков, друг относительно друга. Кроме того, поскольку труба содержит увеличенные секции с большим внешним диаметром, это делает систему цифрового измерения температуры сложной и трудной в изготовлении, установке и эксплуатации, а также относительно хрупкой в скважине. Из-за увеличенных секций с большими внешними диаметрами систему также трудно устанавливать в небольших пространствах, а также трудно обеспечить ее герметизацию. Например, установка систем цифрового измерения температуры этого типа через пакеры может быть особенно трудной.

Настоящее изобретение было разработано в этом контексте.

### **Сущность изобретения**

Согласно одному аспекту в настоящем изобретении предлагается аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины, содержащий: трубу, содержащую по меньшей мере 6 модулей датчиков температуры, предусмотренных на участках вдоль внутренней части трубы, причем указанные модули датчиков температуры содержат датчики температуры, представленные, по меньшей мере частично, по меньшей мере одним резистивным элементом, имеющим электрические свойства, например электрическое сопротивление, которые меняются в зависимости от температуры; электрическую сеть, выполненную с возможностью электрического соединения с резистивными элементами для обеспечения измерения при использовании соответствующих электрических свойств резистивных элементов для получения тепловой характеристики (которая может представлять собой температурную характеристику) резистивного элемента; и по меньшей мере один скважинный управляющий модуль, электрически соединенный со множеством модулей датчиков температуры посредством электрической сети и выполненный с возможностью приема и обработки электрического сигнала, связанного с модулями датчиков температуры, для обеспечения получения температуры резистивных элементов и окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения этого резистивного элемента, при этом по меньшей мере один скважинный управляющий модуль содержит генератор общего опорного сигнала, используемый в качестве эталонного устройства для измерения по меньшей мере одного из напряжения и силы тока по меньшей мере двух модулей датчиков температуры, при этом внешний диаметр трубы находится в диапазоне от 3 мм до 14 мм на участке размещения в трубе по меньшей мере одного из модулей датчиков температуры, при этом модули датчиков температуры в трубе расположены друг от друга на расстоянии в диапазоне от 0,05 до 100 м.

Генератор общего опорного сигнала представляет собой источник опорного напряжения. За счет подачи общего опорного сигнала на скважинный управляющий модуль для сравнения сигнала, принятого от модулей датчиков температуры (вместо предоставления множества генераторов опорного сигнала рядом с каждым модулем датчиков температуры, где опорный сигнал подвергался бы местным колебаниям из-за, например, разницы температур и дрейфа) обеспечивается высокая точность между датчиками и стабильность, а также малый дрейф. Это также обеспечивает более простое обнаружение относительных изменений температуры между датчиками. В скважинном оборудовании, особенно при повышенных температурах, дрейф в эталонной и измерительной схеме часто может оказывать более существенное влияние на точность показателей температуры с течением времени, чем дрейф самого датчика, поэтому за счет предоставления общей эталонной и измерительной схемы исключается влияние этого дрейфа на точность между датчиками.

В вариантах осуществления труба является металлической, предпочтительно выполненной из одного из нержавеющей стали, дуплексной или супердуплексной нержавеющей стали, никелевого сплава, титана или титанового сплава. В вариантах осуществления внешний диаметр трубы необязательно находится в диапазоне от 6 мм до 10 мм. Таким образом, в этих вариантах осуществления должно быть очевидно, что настоящее изобретение направлено на предоставление аппарата для измерения температуры в скважине в трубе небольшого диаметра.

В вариантах осуществления внешний диаметр трубы является одинаковым на участках размещения в трубе по меньшей мере одного или всех модулей датчиков температуры и на участках в трубе, удаленных от по меньшей мере одного или всех модулей датчиков температуры. В вариантах осуществления внешний диаметр трубы не увеличивается на участке размещения в трубе по меньшей мере одного из модулей датчиков температуры, предпочтительно по меньшей мере 50%, более предпочтительно по меньшей мере 90% и особенно 100% модулей датчиков температуры. Под выражением "на участке размещения" подразумеваются участки трубы на длине или части длины модуля датчиков температуры. В вариантах осуществления внешний профиль трубы не изменяется на участке размещения в трубе по меньшей мере одного из модулей датчиков температуры, предпочтительно по меньшей мере 50%, более предпочтительно по меньшей мере 90% и особенно 100% модулей датчиков температуры. В вариантах осуществления внешний диаметр трубы остается, по существу, постоянным вдоль трубы. Под этим под-

разумеается то, что внешний диаметр трубы не увеличивается, и не уменьшается вдоль длины трубы из-за наличия или отсутствия модулей датчиков температуры. Конечно, это не исключает увеличения внешнего диаметра из-за любого другого компонента, предусмотренного в трубе. В вариантах осуществления модули датчиков температуры выполнены с возможностью обеспечения гладкого профиля внешнего диаметра трубы вдоль трубы. За счет обеспечения гладкого профиля труба и аппарат могут быть проще установлены в скважине. В соответствии с этими вариантами осуществления могут быть предотвращены выступы и изменения формы и внешних размеров в трубе вследствие предоставления модулей датчиков температуры. Это упрощает установку аппарата регистрации температуры в скважине, а также позволяет доставлять аппарат простым образом в более ограниченные пространства и герметизировать его, что упрощает установку на пакерах. Труба с гладким внешним диаметром даже позволяет фиксировать группу датчиков температуры на перфораторах, предназначенных для создания перфорационных отверстий в скважине и обсадной колонне после воспламенения. Группа в трубе с гладким внешним диаметром может быть получена с использованием резистивных элементов в качестве датчика температуры, который может быть небольшого размера, и за счет размещения большей части электронной схемы управления в скважинном управляющем модуле на участке, удаленном от модулей датчиков температуры в трубе. Это позволяет изготавливать группу датчиков температуры проще, эффективнее и с меньшими затратами, а также приводит к сокращению производственного цикла для потребителя.

В вариантах осуществления резистивный элемент представляет собой резисторный термометр (RTD), в частности, RTD на основе платины или никеля. RTD особенно хорошо подходят, поскольку они могут обеспечить высокий уровень воспроизводимости.

В вариантах осуществления RTD изготовлен из катушки проволоки, проволоки в форме обмотки или тонкой пленки, в частности, тонкой пленки, осажденной на керамическую подложку.

В вариантах осуществления резистивный элемент представляет собой термистор.

Использование тонкопленочных RTD и термисторов позволяет получить прочный аппарат для измерения температуры в стволе скважины, который может выдерживать ударные волны давления, вызванные, например, воспламенением кумулятивных зарядов при выстрелах скважинных перфораторов. Таким образом, аппарат может быть установлен поперек, вдоль и вокруг скважинных перфораторов, а также спущен в скважину вместе со скважинным перфоратором для получения важных результатов измерения температуры, указывающих информацию о характеристиках потока текучей среды и эффективности перфоратора после создания перфорационных отверстий посредством него. Кроме того, использование тонкопленочных RTD и термисторных датчиков температуры позволяет встроить модули датчиков внутрь трубы небольшого диаметра, что позволяет создать трубу с небольшим диаметром, а также гладким внешним профилем, без каких-либо выпуклостей, чтобы упростить установку аппарата в ограниченном кольцевом пространстве вокруг скважинного перфоратора, а также поперек или под средствами уплотнения кольцевого пространства в стволе скважины.

В вариантах осуществления труба заполнена и включает в себе непроводящую жидкость, необязательно нефть, и необязательно труба содержит средство выравнивания давления, необязательно содержащее сильфон или гибкую диафрагму, выполненную с возможностью выравнивания внутреннего давления в трубе с окружающей средой. В вариантах осуществления модули датчиков температуры в трубе заключены в герметизирующий компаунд. За счет размещения модулей датчиков температуры в заполненной жидкостью трубе с необязательно выровненным давлением и/или заключенных в герметизирующий компаунд, такой как эпоксидная смола, или термореактивная пластмасса или силиконовый каучук, повышается уровень защиты, например, от механического удара и ударных волн давления и, что касается резистивных компонентов датчика температуры, может помочь выдерживать ударные волны давления, вызванные воспламенением кумулятивных зарядов перфораторами, например, для выполнения перфорационных отверстий.

В вариантах осуществления труба содержит по меньшей мере 12 модулей датчиков температуры вдоль ее длины, предпочтительно по меньшей мере 24 модуля, более предпочтительно по меньшей мере 60 модулей и, в частности, по меньшей мере 80 модулей. Использование резистивных датчиков температуры в соответствии с настоящим изобретением упрощает размещение внутри и вдоль длины трубы большого количества модулей датчиков температуры, которые могут управляться одним скважинным управляющим модулем или множеством скважинных управляющих подмодулей. Это может обеспечить чувствительность и очень высокое пространственное разрешение или обеспечить регистрацию на очень большом расстоянии.

В вариантах осуществления труба содержит множество проводов; и причем провода и множество датчиков температуры выполнены с возможностью создания электрической сети, расположенной в виде матрицы, в которой провода содержат первую группу проводов и вторую, отличную группу проводов, и каждый провод первой группы электрически соединен с каждым проводом второй группы один раз посредством разных модулей датчиков температуры, вследствие чего каждый модуль может быть отдельно электрически соединен посредством пары проводов, содержащей первый провод из первой группы и второй провод из второй группы. Такая компоновка для соединения датчиков температуры позволяет соединить большое количество датчиков температуры, осуществить их уникальную адресацию или про-

водить измерения с использованием проводов матрицы. Например, при стандартном шнуре с 19 проводами может быть подсоединено до 90 датчиков температуры, и результаты измерения получают путем соединения комбинаций пар проводов.

В вариантах осуществления труба содержит матрицу из по меньшей мере 10 проводов, предпочтительно по меньшей мере 15 проводов, более предпочтительно по меньшей мере 18 проводов и, в частности, 19 проводов.

В вариантах осуществления каждый из модулей датчиков температуры содержит диод, расположенный так, чтобы блокировать протекание тока обратно через модули датчиков температуры в матрице.

В вариантах осуществления, аппарат дополнительно содержит скважинный управляющий модуль (который может представлять собой один или более из вышеупомянутых скважинных управляющих модулей), электрически соединенный с модулями датчиков температуры и выполненный с возможностью периодического переключения комбинаций пар проводов для электрического соединения и получения температуры на каждом из модулей датчиков температуры при использовании. В вариантах осуществления скважинный управляющий модуль содержит реле, выполненное с возможностью переключения комбинаций пар проводов при использовании, причем реле обязательно представляют собой электро-механические реле или полупроводниковые переключатели. Таким образом, скважинный управляющий модуль может автоматически переключать и получать результаты измерения от датчиков температуры, соединенных с помощью матрицы.

В вариантах осуществления аппарат дополнительно содержит калибровочное средство, выполненное с возможностью компенсации сопротивления проводов в линии, которая соединяет резистивные элементы датчиков температуры со скважинным управляющим модулем, и предпочтительно также компенсации зависимости удельного электрического сопротивления этих проводов от температуры, причем необязательно калибровочное средство предусмотрено как часть скважинного управляющего модуля. В вариантах осуществления калибровочное средство выполнено с возможностью обеспечения этой компенсации сопротивления за счет измерения, перед использованием, сопротивления проводки к каждому датчику при по меньшей мере 2 известных температурах для определения сопротивления и температурного коэффициента отдельной проводки датчика. Эти сопротивление и температурные коэффициенты отдельных проводок датчика сохраняются как калибровочные данные в калибровочном средстве. При использовании калибровочное средство выполнено с возможностью использования ранее полученных калибровочных данных и известной температуры сегментов провода для вычисления сопротивления проводки к датчику в некоторый момент времени. Таким образом, в случаях, если на напряжение, поданное на датчики температуры, влияет перепад напряжения на проводах, и если это отрицательно влияет на точность результатов измерения температуры, за счет предоставления вышеупомянутого калибровочного средства можно компенсировать сопротивление проводов и полученные в результате перепады напряжения. Это позволяет разместить электронную схему управления вдали от модулей датчиков температуры, что обеспечивает возможность поддержания небольшого размера модулей датчиков температуры, позволяя размещать модули датчиков температуры внутри трубы небольшого диаметра с сохранением гладкого внешнего профиля трубы без выпуклостей. В вариантах осуществления компоненты вышеописанного калибровочного средства могут быть расположены на поверхности или выполнены таким образом, что некоторые операции, такие как обработка данных, могут осуществляться в отношении данных на поверхности компонентами калибровочного средства или другого средства обработки данных, работающего совместно с калибровочным средством.

В вариантах осуществления длина трубы, содержащей датчики температуры, составляет от 0,25 до 10000 м, более предпочтительно от 1 до 1000 м, более предпочтительно от 10 до 200 м. В вариантах осуществления труба, содержащая датчики температуры, имеет длину по меньшей мере 0,25 м, предпочтительно длину по меньшей мере 1 м, более предпочтительно длину по меньшей мере 10 м. В вариантах осуществления труба, содержащая датчики температуры, имеет длину не более 10000 м, предпочтительно длину не более 1000 м, более предпочтительно длину не более 200 м.

В вариантах осуществления предусмотрено множество скважинных управляющих модулей, причем отдельные скважинные управляющие модули управляют наборами модулей датчиков температуры, и скважинные управляющие модули связаны с одним или более главными скважинными управляющими модулями.

В вариантах осуществления модули датчиков температуры в трубе расположены друг от друга на расстоянии в диапазоне от 0,05 до 100 м, более предпочтительно от 0,25 до 10 м. За счет предоставления множества модулей датчиков температуры в трубе можно выбрать расстояние, которое обеспечит соответствующее, и соответственно высокое или низкое пространственное разрешение.

В вариантах осуществления труба, содержащая модули датчиков температуры, проходит в форме кольца или спирали вокруг трубчатого элемента скважинного аппарата. В соответствии с этим вариантом осуществления может быть получена температурная чувствительность, зависящая от азимутального угла вокруг трубчатого элемента (например, бурильной колонны, испытательной или эксплуатационной колонны, обсадной колонны или потайной колонны), которая может обеспечивать указание, например, направления притока продукта в ствол скважины или обсадную колонну. В результате размещения такого

аппарата вокруг перфоратора после выстрела (если аппарат является достаточно прочным, чтобы выдержать ударную нагрузку) может быть предоставлена информация об успешном выстреле перфораторов и о создании перфорационных отверстий в скважине.

В вариантах осуществления аппарат дополнительно содержит источник питания, выполненный с возможностью подачи рабочей мощности на аппарат для регистрации температуры в стволе скважины при использовании, причем источник питания может быть предусмотрен как внутрискважинный источник питания при использовании. В вариантах осуществления источник питания содержит один или более первичных гальванических элементов, вторичных гальванических элементов и/или скважинных генераторов электроэнергии. В вариантах осуществления источник питания может быть выполнен с возможностью замены в скважине, например, батарея или генератор электроэнергии могут быть заменены с использованием проволочного каната или гибкой трубы.

В вариантах осуществления аппарат выполнен с возможностью получения питания при использовании из пункта выше в скважине, необязательно с поверхности, и необязательно посредством индуктивной или емкостной связи. В вариантах осуществления аппарат дополнительно содержит модуль беспроводной передачи данных, соединенный с аппаратом для использования при регистрации температуры в стволе скважины и выполненный с возможностью беспроводной передачи вдоль скважины сигналов, указывающих температуру, зарегистрированную в стволе скважины аппаратом, необязательно посредством ретрансляторов или повторителей при использовании. Модуль беспроводной связи может быть соединен с аппаратом по беспроводной связи посредством отдельного беспроводного соединения или электрическим образом посредством проводного соединения и необязательно также физически. В вариантах осуществления передача данных может осуществляться посредством проводного или беспроводного соединений, или посредством обоих из них по отдельности или в комбинации. В вариантах осуществления, в которых источник питания расположен на участке выше в скважине, чем группа датчиков, для питания группы датчиков, данные от скважинного управляющего модуля могут передаваться посредством проводного соединения вверх до участка размещения внутрискважинного источника питания, откуда данные могут быть переданы дальше по беспроводной связи от модуля беспроводной связи. В вариантах осуществления модуль беспроводной передачи данных выполнен с возможностью передачи указанных сигналов акустическим и/или электромагнитным способом. В соответствии с этими вариантами осуществления аппарат для регистрации температуры может быть предусмотрен в качестве автономной скважинной системы, в которой отсутствует необходимость в кабельной проводке для подачи питания и/или обеспечения возможности связи. За счет обеспечения локального источника питания и возможности беспроводной связи аппарат для регистрации температуры может быть просто установлен в глубоких скважинах без необходимости прокладки нескольких километров кабельной проводки до поверхности, через уплотнительные элементы и т.д. За счет обеспечения сбора и вывода данных без необходимости в извлечении аппарата появляется вариант утилизации скважинного аппарата после использования. Альтернативно или в дополнение, аппарат может быть выполнен с возможностью хранения и/или передачи данных от датчиков. Хранение данных от датчиков может осуществляться только в течение короткого периода времени, например, до 1 с или 1 мин, 1 ч или 1 дня, например, в целях накопления в буфере, или, альтернативно или в дополнение, хранение данных от датчиков может осуществляться в течение более длительных периодов времени, например, по меньшей мере дня, по меньшей мере месяца, по меньшей мере года, по меньшей мере 2 лет, или по меньшей мере 5 лет, в целях долгосрочного хранения данных и последующего вывода или частичного вывода по беспроводной связи, посредством проводного соединения или в результате физического извлечения.

В вариантах осуществления модуль беспроводной передачи данных аппарата дополнительно выполнен с возможностью приема сигналов управления для управления работой аппарата.

Альтернативно, аппарат может дополнительно содержать беспроводной приемник или приемопередатчик, выполненный с возможностью приема сигналов управления. Беспроводной приемник или приемопередатчик может быть предоставлен как часть модуля беспроводной передачи, описанного выше, или как модуль беспроводного приемника/приемопередатчика сигналов управления, который может быть предусмотрен в аппарате отдельно от вышеописанного модуля беспроводного управления. Работа аппарата может управляться принятыми сигналами. Управление может включать управление получением данных, передачей данных и/или управление нагревом или охлаждением датчиков (как подробнее описано ниже).

В вариантах осуществления модуль датчиков температуры содержит электронную схему, выполненную с возможностью изменения по меньшей мере одного из силы тока, напряжения и частоты с температурой датчика.

В вариантах осуществления аппарат выполнен таким образом, что при использовании по меньшей мере один модуль датчиков температуры выбирается скважинным управляющим модулем, осуществляющим цифровую адресацию модуля датчиков температуры, и причем выбранный модуль датчиков температуры обеспечивает напряжение или силу тока на выходе, представляющие температуру резистивного элемента, который должен быть соединен со скважинным управляющим модулем. Цифровая адресация модулей датчиков температуры позволяет выводить зарегистрированные температурные дан-

ные на скважинный управляющий модуль, соединенный с модулями датчиков температуры через отрезки электрической кабельной проводки, без необходимости в избыточном количестве кабелей.

В вариантах осуществления модуль датчиков температуры содержит гибкую печатную плату, в частности, гибкую печатную плату толщиной менее 1 мм и/или, в частности, гибкую печатную плату, содержащую подложку из полиимида или полиарилэфиркетона. Применение гибкой печатной платы обеспечивает возможность совместной установки нескольких компонентов в пределах небольшой трубы и способствует сматыванию трубы перед доставкой или во время нее. Подложки из полиимида или полиарилэфиркетона (например, полиэфирэфиркетона, РЕЕК) являются преимущественными, поскольку они сочетают высокую прочность с высокими рабочими температурами. В вариантах осуществления гибкая печатная плата может представлять собой гибко-жесткую печатную плату. Гибко-жесткая печатная плата объединяет гибкие элементы с жесткими элементами, при этом жесткие элементы являются особенно полезными в модуле датчиков температуры для снижения нагрузок на связи между компонентами и печатной платой, тогда как гибкие элементы обеспечивают возможность сгибания внешней трубы без прикладывания значительной нагрузки на жесткие элементы. Кроме того, применение гибкой печатной платы может также позволить объединить несколько модулей датчиков и/или соединения между модулями датчиков и модулями датчиков на одной гибкой печатной плате, обеспечивая тем самым более экономически эффективное производство и уменьшение количества соединительных элементов, которые могут быть подвержены выходу из строя. Ссылки на провод в настоящем документе могут включать проводку, изготовленную в виде гибкой печатной платы.

В вариантах осуществления по меньшей мере один или каждый модуль датчиков температуры содержит один интегральный электронный компонент, содержащий резистивный элемент. То есть, функциональные компоненты модуля датчиков температуры, которые обеспечивают чувствительность, в вариантах осуществления представлены только одним электронным компонентом, однако модули датчиков температуры также могут содержать другие, неэлектронные компоненты, такие как корпус и электрические соединительные элементы, которые функционально не вносят вклад в температурную чувствительность. Модуль датчиков температуры может содержать другие неэлектронные компоненты, такие как электрические компоненты, обеспечивающие взаимное соединение, и корпус для модуля. За счет использования одного электронного компонента для обеспечения температурной чувствительности термочувствительных компонентов аппарата упрощается установка термочувствительных модулей в трубу небольшого внешнего диаметра (всего лишь 3-14-мм труба), одновременно с этим также позволяя внешнему диаметру трубы оставаться гладким и относительно постоянным на участках размещения вдоль всей или по меньшей мере части длины модулей датчиков температуры и на участках в трубе вдали от модулей датчиков температуры. Установка модулей датчиков температуры с одним электронным компонентом в трубе небольшого внешнего диаметра также удешевляет изготовление аппарата и обеспечивает относительно простую обработку и изготовление (нет необходимости в изготовлении компонентов большего диаметра и их приваривании к трубе), а также установку.

В вариантах осуществления максимальный физический размер одного электронного компонента по любой оси составляет менее 7 мм, предпочтительно менее 5 мм, более предпочтительно менее 4 мм, даже более предпочтительно менее 3 мм. За счет использования резистивных датчиков температуры, таких как бусиновые термисторы, можно использовать термочувствительные компоненты очень малого размера, что также обуславливает небольшие размеры модулей датчиков температуры. Это обеспечивает возможность простого встраивания модулей в трубу с экономией места. В вариантах осуществления один электронный компонент имеет очень низкую массу (если не учитывать внешний корпус и соединительные элементы), необязательно менее 1 г, необязательно менее 500 мг, необязательно менее 250 мг, необязательно менее 150 мг, необязательно менее 50 мг. За счет предоставления модуля датчиков температуры, содержащего один небольшой электронный компонент с низкой массой для обеспечения температурной чувствительности, получают очень прочный аппарат, поскольку низкая масса компонентов означает, что они могут выдерживать более высокие ускорения, например, из-за срабатывания перфораторов для создания перфорационных отверстий. Кроме того, конструктивная целостность небольших компонентов с низкой массой является относительно высокой. Таким образом, аппарат может быть предусмотрен на перфораторах и может выдерживать их срабатывание и надежно продолжать работу для предоставления данных от датчиков температуры после воспламенения зарядов.

В вариантах осуществления скважинный управляющий модуль выполнен с возможностью измерения аналогового тока, напряжения и/или частоты, связанных с модулями датчиков температуры, для обеспечения получения температуры резистивных элементов и окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения этого резистивного элемента. Аналоговая регистрация электрических характеристик схемы, содержащей модули датчиков температуры, на скважинном управляющем модуле, например, адресация модулей датчиков температуры с использованием матрицы, обеспечивает первоклассное и эффективное средство измерения температуры, а также обеспечивает изящную конструкцию модулей датчиков температуры, избегая необходимости в наличии каких-либо локальных цифровых компонентов, и особенно подходит для использования вместе с общим эталоном на скважинном управляющем модуле.

В других вариантах осуществления модули датчиков температуры выполнены с возможностью кодирования и передачи цифрового сигнала на скважинный управляющий модуль при использовании, указывающего чувствительное к температуре электрическое свойство резистивного элемента, и причем скважинный управляющий модуль выполнен с возможностью, при использовании, определения зарегистрированной температуры на каждом датчике температуры с использованием указанных принятых цифровых сигналов. В вариантах осуществления множество или необязательно все датчики температуры выполнены с возможностью передачи цифровых сигналов на скважинный управляющий модуль с использованием одного провода. В вариантах осуществления скважинный управляющий модуль выполнен с возможностью измерения цифровых сигналов, связанных с модулями датчиков температуры, для обеспечения получения температуры резистивных элементов и окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения этого резистивного элемента. Цифровое кодирование локально зарегистрированных электрических характеристик резистивного термочувствительного элемента обеспечивает простое, надежное и эффективное средство сбора и передачи информации о температуре от модулей датчиков температуры на скважинный управляющий модуль без необходимости в большом количестве проводов. Кроме того, за счет использования цифрового кодирования можно добавить увеличенное количество модулей датчиков температуры в аппарат для регистрации температуры в скважине за счет подсоединения их параллельно в трубе за счет подсоединения посредством той же проводки к скважинному управляющему модулю. Один провод может использоваться для отправки сигналов, и он может представлять собой тот же провод, что используется для подачи питания на модули датчиков температуры.

Согласно другому аспекту в настоящем изобретении предлагается скважина, содержащая скважинный аппарат, имеющий аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины, описанный в соответствии с вышеупомянутым аспектом и вариантами осуществления настоящего изобретения, причем аппарат выполнен с возможностью регистрации температуры в стволе скважины. В вариантах осуществления скважинный аппарат содержит трубчатый элемент и устройство уплотнения кольцевого пространства, предусмотренное на глубине по меньшей мере 100 м ниже поверхности скважины и между стволом скважины или обсадной колонной ствола скважины и трубчатым элементом. Устройство уплотнения кольцевого пространства представляет собой устройство, которое обеспечивает уплотнение между двумя трубчатыми элементами (или трубчатым элементом и стволом скважины), например, уплотнительный узел и полированное седло или элемент пакера. Уплотнительный узел может быть связан с переводником с полированным седлом в обсадной колонне или потайной колонне. Элемент пакера может представлять собой часть пакера, мостовой пробки или подвески потайной колонны, особенно пакера или мостовой пробки. Устройство уплотнения кольцевого пространства может быть расположено, например, для перекрытия потока текучей среды между обсадной колонной скважины и испытательной или эксплуатационной колонной. В этом отношении, аппарат регистрации температуры может использоваться в эксплуатационной зоне скважины ниже поверхности рядом с пластом для регистрации колебаний температуры, вызванных, например, потоком продукта и других текучих сред, вместо использования возле устья скважины для регистрации температуры на этом участке в других целях.

В вариантах осуществления аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины расположен полностью под устройством уплотнения кольцевого пространства. В вариантах осуществления труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины не проходит через устройство уплотнения кольцевого пространства. В вариантах осуществления труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины расположена ниже и проходит через устройство уплотнения кольцевого пространства, и причем скважинный управляющий модуль аппарата для использования при регистрации температуры расположен в стволе скважины под устройством уплотнения кольцевого пространства. В этом отношении, аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины может быть предусмотрен как полностью автономная система, работающая как установка с автономным питанием, под устройством уплотнения кольцевого пространства без необходимости в подаче питания и/или прокладке коммуникационной кабельной проводки через устройство уплотнения кольцевого пространства, например, с поверхности.

В вариантах осуществления труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины расположена ниже и проходит через устройство уплотнения кольцевого пространства, и причем скважинный управляющий модуль аппарата для использования при регистрации температуры расположен в стволе скважины над устройством уплотнения кольцевого пространства. Аппарат и в этом случае может быть предусмотрен в скважине как автономная система.

В вариантах осуществления скважинный управляющий модуль аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины расположен на конце трубы, необязательно на конце трубы, находящемся ближе всего к поверхности, необязательно под устройством уплотнения кольцевого пространства.

В вариантах осуществления аппарат дополнительно содержит средство связи в трубе для обеспечения возможности передачи данных вдоль трубы, например, дополнительный провод (провода) может быть предусмотрен для обеспечения связи между скважинными управляющими модулями или для обеспечения связи с другими устройствами в скважине.

В вариантах осуществления скважинный аппарат содержит трубчатый элемент, и причем труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины проходит вдоль и/или вокруг трубчатого элемента. В вариантах осуществления трубчатый элемент представляет собой одно из в целом трубчатой буровой колонны, испытательной колонны, колонны заканчивания, эксплуатационной колонны (например, ее насосно-компрессорной трубы), нагнетательной колонны, колонны для капитального ремонта, наблюдательной колонны, колонны для консервации, колонны для ликвидации, обсадной колонны, сетчатого фильтра или потайной колонны. Колонны могут содержать множество элементов, таких как труба, клапаны, утяжеленные буровые трубы, переводники и т.д., некоторые незначительные элементы которых могут не иметь трубчатой формы. В вариантах осуществления труба зафиксирована на трубчатом элементе в скважине, причем под термином "зафиксирована" следует понимать закрепление другими средствами, например, за счет обмотки, обвязки, крепления болтами и приклеивания. В вариантах осуществления аппарат доставляется в скважину на проволочном канате или гибкой трубе и необязательно устанавливается и/или подвешивается в скважине. Аппарат может быть доставлен в скважину на продолжительный период времени, необязательно по меньшей мере 1 неделю, необязательно по меньшей мере 1 месяц, необязательно по меньшей мере 6 месяцев, необязательно по меньшей мере 1 год, необязательно по меньшей мере 2 года, необязательно до 5 лет, для отслеживания температуры скважины. Данные от аппарата могут обеспечивать получение расходов, а также могут использоваться для идентификации типа текучей среды и участка входа текучей среды, и при их использовании для отслеживания барьера могут способствовать определению наличия или отсутствия утечек.

В вариантах осуществления труба зафиксирована и проходит через скважинный перфоратор или перфораторы. В этом варианте осуществления аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины может быть спущен вместе с перфораторами и, поскольку он является достаточно прочным, чтобы выдерживать ударную волну давления, аппарат затем располагается так, чтобы предоставлять информацию по регистрации температуры перед, во время и после перфорирования скважины с использованием перфораторов. Аппарат или множество аппаратов могут доставляться вдоль множества независимо активируемых скважинных перфораторов, и, таким образом, предоставлять информацию об изменяющихся скважинных условиях по мере активации каждого скважинного перфоратора.

В вариантах осуществления аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины может быть спущен в скважину таким образом, что труба аппарата находится в углублении на элементе колонны, таком как трубчатый элемент скважины, скважинный перфоратор, сетчатый фильтр, держатель, переводник или пакер.

В вариантах осуществления аппарат может доставляться возле барьера в скважине, такого как пакер, мостовая пробка, цемент, смола или жесткий или гибкий тампонажный материал. Данные от аппарата могут использоваться для подтверждения целостности барьера, т.к. при утечке обычно происходит изменение температуры. Аппарат может быть доставлен в область вокруг, над, под и/или в барьере.

В вариантах осуществления аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины может быть доставлен в подводную скважину. Это особенно преимущественно для вариантов осуществления с запоминающим устройством и/или возможностями беспроводной связи, поскольку дополнительная сложность, стоимость и риск, связанный с использованием систем отслеживания с кабелями, особенно важны в подводных скважинах.

Согласно другому аспекту в настоящем изобретении предлагается способ калибровки аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины, как описано в отношении вышеописанного аспекта и вариантов осуществления, причем способ включает: определение характеристик сопротивления отдельных схем, связанных с каждым датчиком температуры аппарата, и компенсацию этого сопротивления схем для исключения чувствительности электрических свойств датчиков температуры к колебаниям температуры. Таким образом, сопротивление проводов и их температурная чувствительность могут быть компенсированы, например, если на конце длинных линий измерен перепад напряжения платинового датчика сопротивления и если перепад напряжения вдоль линий (и их температурная чувствительность) становится существенным.

Согласно другому аспекту в настоящем изобретении предлагается способ эксплуатации аппарата, описанного в отношении вышеуказанного аспекта и вариантов осуществления, для определения тепловой характеристики его датчика температуры, причем способ включает: активный нагрев и/или охлаждение по меньшей мере одного из датчиков температуры в трубе; и отслеживание изменения температуры указанного или каждого датчика во время и/или после нагрева и/или охлаждения. В вариантах осуществления способ дополнительно включает на основании изменения температуры, или скорости изменения температуры или мощности для обеспечения изменения температуры датчиков во время и/или после нагрева, получение характеристики текучей среды (такой как расход или идентификация типа составных текучих сред в скважине) из окружающей среды, действующей на трубу на участках размещения датчиков температуры. В вариантах осуществления активный нагрев по меньшей мере одного датчика температуры в трубе включает саморазогрев датчиков за счет подачи тока через них. В вариантах осуществления по меньшей мере один датчик температуры аппарата нагревают за счет подачи тока через резистор или сопротивление, связанное с модулем датчиков температуры. Таким образом, температурная чувстви-

тельность модулей датчиков температуры и их относительная или абсолютная чувствительность к изменениям в температуре (например, за счет активного нагрева датчиков или за счет регистрации изменений в окружающей температуре) могут использоваться для указания и предоставления информации, используемой для получения рабочих условий скважины. Например, когда нефть поступает в скважину, она может оказывать согревающий эффект, а когда вода поступает в скважину, она может оказывать еще более согревающий эффект. И наоборот, когда газ поступает в скважину, он обычно оказывает охлаждающий эффект. Измеренная температура может относиться к потоку, поступающему в скважину, или к объединенному потоку текучей среды в кольцевом пространстве или стволе. Колебание температуры, а также скорость нагрева и охлаждения могут использоваться для получения расходов и компонентов текучей среды в скважине. Дополнительно, активный нагрев датчиков может дополнительно способствовать идентификации типов текучих сред, поскольку на нагрев датчиков будет влиять тепловая масса окружающей текучей среды, особенно при низких расходах и в статических условиях.

Аппарат может использоваться по меньшей мере в одной из разных стадий эксплуатации скважины, включая бурение, испытание, заканчивание, эксплуатацию/нагнетание, гидроразрыв пласта, капитальный ремонт, наблюдение, консервацию и ликвидацию, для регистрации температуры вдоль ствола скважины и получения характеристик текучей среды. Аппарат может быть доставлен на внешней части обсадной колонны, или потайной колонны, или сетчатых фильтров, или в гравийном фильтре или на трубчатых элементах в обсаженном или необсаженном стволе. Аппарат может использоваться для отслеживания добычи из скважины или коллектора, закачивания в них, перетока в них или их обработки текучей средой.

В тех местах, где термин "поперек" используется в настоящем патенте в контексте трубы, в соответствующих случаях он может быть интерпретирован как поперек, вдоль или вокруг, то есть, он может проходить по части или всей длине связанного трубчатого элемента или выступать за ее пределы, и/или он может быть обернут вокруг указанного трубчатого элемента в форме кольца или спирали.

#### **Краткое описание графических материалов**

Аспекты настоящего изобретения далее будут описаны более подробно в отношении некоторых иллюстративных вариантов осуществления со ссылкой на сопроводительные графические материалы, на которых:

на фиг. 1 показано схематическое изображение одного варианта осуществления аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины, содержащего резистивные датчики температуры, в соответствии с аспектами настоящего изобретения;

на фиг. 2 показано схематическое изображение стандартной доставки аппарата, показанного на фиг. 1, в подводную скважину;

на фиг. 3 показано схематическое изображение компоновки для конструкции и эксплуатации резистивных модулей датчиков температуры и скважинного управляющего модуля аппарата, показанного на фиг. 1, для регистрации температуры, адресации модулей датчиков и обработки и вывода информации о температуре с них в соответствии с другим вариантом осуществления, в котором используются местные эталоны;

на фиг. 4 показано схематическое изображение компоновки для конструкции и эксплуатации резистивных модулей датчиков температуры и скважинного управляющего модуля аппарата, показанного на фиг. 1, для регистрации температуры, адресации модулей датчиков и обработки и вывода информации о температуре с них в соответствии с другим вариантом осуществления, в котором используется общий эталон;

на фиг. 5 показано схематическое изображение компоновки аппарата в соответствии с одним вариантом осуществления для цифрового соединения резистивных модулей датчиков температуры со скважинным управляющим модулем с использованием шинпровода;

на фиг. 6 показано схематическое изображение компоновки аппарата в соответствии с другим вариантом осуществления для цифрового соединения резистивных модулей датчиков температуры со скважинным управляющим модулем с использованием общего третьего провода;

на фиг. 7 показано схематическое изображение компоновки аппарата в соответствии с одним вариантом осуществления для соединения резистивных модулей датчиков температуры со скважинным управляющим модулем для приема аналогового сигнала от него с использованием отдельных проводов;

на фиг. 8 показано схематическое изображение компоновки аппарата в соответствии с другим вариантом осуществления для соединения резистивных модулей датчиков температуры со скважинным управляющим модулем для приема аналогового сигнала от него с использованием первой и второй групп проводов, расположенных в виде матрицы;

на фиг. 9 представлена блок-схема способа эксплуатации аппарата, описанного выше со ссылкой на фиг. 1-8, для определения температуры вдоль ствола скважины.

#### **Описание вариантов осуществления**

Как показано на фиг. 1, в вариантах осуществления в соответствии с аспектами настоящего изобретения предлагается аппарат 100 для использования при регистрации температуры в стволе скважины. Как будет объясняться подробнее со ссылкой на фиг. 2, аппарат 100 должен быть расположен в стволе

скважины, например, во время испытания скважины, для регистрации температуры в ней и сообщения таким образом зарегистрированной температуры на поверхность.

Аппарат 100 содержит трубу 110, содержащую множество модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры, предусмотренных на участках вдоль внутренней части трубы 110. Как будет подробнее объясняться ниже, каждый из модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры содержит датчик температуры, имеющий электрические свойства, которые меняются в зависимости от температуры.

В вариантах осуществления труба 110 является металлической, предпочтительно выполненной из одного из нержавеющей стали, дуплексной или супердуплексной нержавеющей стали, никелевого сплава, титана или титанового сплава. В вариантах осуществления внешний диаметр трубы находится в диапазоне от 3 мм до 14 мм. Труба меньшего диаметра, такая как труба диаметром 6 мм (1/4 дюйма), может использоваться для обычной доставки. Если требуется более прочная система, например, чтобы выдерживать ударные волны давления от перфораторов для перфорирования обсадной колонны, может использоваться труба большего диаметра, такая как труба диаметром 10 мм (3/8 дюйма). Труба 110 заполнена и включает в себе непроводящую нефть 111, которая предназначена для защиты модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры, в частности, от ударных волн давления. Труба 110 содержит сильфон 112, выполненный с возможностью выполнения функции средства выравнивания давления для выравнивания внутреннего давления в трубе с окружающей средой. Для обеспечения дополнительной защиты от ударных волн давления (например, от перфораторов) и от окружающей среды модули 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры заключены в полиуретановую смолу или другой подходящий герметизирующий компаунд, такой как терморезистивная пластмасса, эпоксидная смола или силиконовый или каучуковый гель.

Как можно увидеть из схематического изображения по фиг. 1, внешний профиль трубы 110 остается по существу постоянным вдоль длины трубы 110, поскольку все модули 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры не требуют увеличения диаметра трубы 110 на участке размещения датчиков для их размещения. Наоборот, модули 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры размещаются внутри трубы. В вариантах осуществления профиль трубы может варьировать по другим причинам (например, из-за наличия других компонентов или обеспечения возможности соединения других компонентов с трубой 110), но в целом модули 120 датчиков температуры по меньшей мере не вызывают изменение внешнего профиля или диаметра трубы 110.

Модули 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры электрически соединены с электрической сетью 115 для обеспечения возможности измерения при использовании соответствующих электрических свойств датчиков температуры для получения их тепловой характеристики. Аппарат 100 дополнительно содержит скважинный управляющий модуль 130, который электрически соединен с модулями 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры посредством электрической сети 115. Скважинный управляющий модуль 130, при использовании, выполнен с возможностью приема и обработки электрического сигнала, связанного с модулями 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры, для обеспечения возможности получения их температуры и окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения этого модуля датчиков температуры. Резистивный нагревательный элемент (не показан) может быть предусмотрен в трубе 110 вдоль модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры для нагрева модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры, при использовании, для оценки, например, согревающего или охлаждающего эффекта от потока окружающей текучей среды в стволе скважины. Если отдельный нагревательный элемент не предусмотрен, могут использоваться другие подходящие механизмы для нагрева модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры, например, саморазогрев за счет подачи сильного тока через резистивный регистрирующий элемент.

Аппарат 100 также содержит источник 140 питания и модуль 150 связи, которые предусмотрены совместно со скважинным управляющим модулем 130 в корпусе 160 модуля. Корпус 160 модуля предусмотрен на конце трубы 110, причем труба 110 соединена с ним. Корпус 160 модуля может иметь более одной секции трубы 110, содержащей модули датчиков температуры, выступающие из нее. Например, корпус 160 модуля может иметь захваченную трубу 110, проходящую с ее противоположных сторон так, что он расположен в середине аппарата 100 для регистрации температуры вдоль ствола скважины. В показанном варианте осуществления предусмотрен один скважинный управляющий модуль 150. В альтернативных вариантах осуществления может быть предусмотрено множество скважинных управляющих модулей, причем отдельные скважинные управляющие модули управляют наборами модулей датчиков температуры, и скважинные управляющие модули могут быть связаны с одним или более главными скважинными управляющими модулями.

Источник 140 питания соединен со скважинным управляющим модулем 130, модулями 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры посредством скважинного управляющего модуля 130, и модулем 150 связи, а также выполнен с возможностью подачи рабочей электрической мощности на них при использовании. Источник 140 питания предусмотрен как внутрискважинный источник питания (т. е. энергия генерируется или подается локально на аппарат в скважине, предпочтительно без какой-либо проводной линии к удаленному источнику питания) при использовании и выполнен как батарейный блок, содержащий множество первичных гальванических элементов, таких как литиевые элементы, которые обеспечи-

вают емкость, достаточную для питания аппарата 100 на протяжении периода его эксплуатации. Альтернативно или в дополнение, в других вариантах осуществления источник 140 питания также может содержать вторичные, перезаряжаемые элементы и/или скважинную электрогенераторную установку, такую как турбина. Батарея может представлять собой по меньшей мере одно из следующего: высокотемпературная литий-тионилхлоридная батарея и литий-сульфурилхлоридная батарея. Высокотемпературные батареи выполнены с возможностью работы при температуре более 85°C, иногда более 100°C. Кроме того, в других вариантах реализации альтернативно или в дополнение аппарат 100 может быть выполнен с возможностью получения питания, при использовании, от удаленного источника питания, соединенного по беспроводной связи, например, посредством индуктивной или емкостной связи, вследствие чего скважинный источник 140 питания может быть предусмотрен или может не быть предусмотрен. При использовании удаленный источник питания может быть расположен в положении выше в скважине или на поверхности.

Модуль 150 связи выполнен с возможностью передачи, при использовании, например, на поверхность, сигналов, указывающих температуру, зарегистрированную в стволе скважины посредством одного или более модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры аппарата. Переданные сигналы, указывающие температуру, зарегистрированную в стволе скважины, могут представлять собой непосредственный показатель измеренных температур (независимо от того, это абсолютные или относительные температуры), что означает, что скважинный управляющий модуль 130 выполнил обработку для оценки температурных данных, хотя на поверхности все равно может требоваться дополнительная обработка температурных данных для уточнения или анализа результатов. Альтернативно, переданные сигналы, указывающие температуру, зарегистрированную в стволе скважины, могут быть в более "необработанной" форме и требовать дополнительной обработки на поверхности для демонстрации измеренных температур (независимо от того, это абсолютные или относительные температуры).

Модуль 150 связи представляет собой модуль беспроводной передачи данных, выполненный с возможностью, при использовании, беспроводной передачи вдоль скважины сигналов, указывающих температуру, зарегистрированную в стволе скважины аппаратом.

Предпочтительно, беспроводные сигналы представляют собой сигналы, способные проходить через барьер, такой как пробка, когда они зафиксированы на месте. Таким образом, предпочтительно, беспроводные сигналы передаются по меньшей мере в одной из следующих форм: электромагнитной (ЭМ), акустической, кодированных импульсов давления и посредством индуктивно связанных трубчатых элементов.

Сигналы могут представлять собой данные или сигналы управления, которые не обязательно должны иметь одинаковую беспроводную форму. Соответственно, свойства, указанные в настоящем документе для разных типов беспроводных сигналов, применяются независимо к данным и сигналам управления. Сигналы управления могут управлять скважинными устройствами, включая датчики. Данные от датчиков могут передаваться в ответ на сигнал управления. Более того, параметры сбора и/или передачи данных, такие как скорость сбора и/или передачи или разрешение, могут изменяться за счет использования подходящих сигналов управления.

Электромагнитные/акустические сигналы и кодированные импульсы давления используют скважину, ствол скважины или пласт в качестве среды передачи. Электромагнитный/акустический сигнал или сигнал давления может быть отправлен из скважины или с поверхности. Если электромагнитный/акустический сигнал передается из скважины, он может проходить через любое устройство уплотнения кольцевого пространства, однако, в некоторых вариантах осуществления он может проходить непрямым путем, например, вокруг любого устройства уплотнения кольцевого пространства.

Электромагнитные и акустические сигналы особенно предпочтительны, поскольку они могут проходить через/сквозь устройство уплотнения кольцевого пространства или кольцевой барьер без применения специальной системы из индуктивно связанных трубчатых элементов, и при передаче данных объем информации, который может быть передан, как правило, выше по сравнению с кодированными импульсами давления, в особенности получения информации, такой как данные из скважины.

Следовательно, устройство связи может представлять собой устройство акустической связи, а беспроводной сигнал управления представляет собой акустический сигнал управления, и/или устройство связи может представлять собой устройство электромагнитной связи, а беспроводной сигнал управления представляет собой электромагнитный сигнал управления.

Аналогично, применяемые передатчики и приемники соответствуют типу применяемых беспроводных сигналов. Например, при использовании акустических сигналов используются акустический передатчик и приемник.

Таким образом, электромагнитные/акустические сигналы или беспроводные сигналы давления могут быть переданы на относительно дальнейшее расстояние в качестве беспроводных сигналов, отправлены по меньшей мере на 200 м, необязательно больше, чем на 400 м или дальше, что является очевидным преимуществом по сравнению с другими сигналами малого радиуса действия. В вариантах осуществления, включающих индуктивно связанные трубчатые элементы, это преимущество/эффект обеспечивается за счет сочетания единой проводки и индуктивных связей. Пройденное расстояние может быть значи-

тельно большим в зависимости от длины скважины.

Сигнал управления, и необязательно другие сигналы, может быть отправлен в беспроводной форме из области над устройством уплотнения кольцевого пространства к области под устройством уплотнения кольцевого пространства. Подобные сигналы могут быть отправлены из области под устройством уплотнения кольцевого пространства в область над устройством уплотнения кольцевого пространства в беспроводной форме.

Данные и команды, содержащиеся в сигнале, могут быть ретранслированы или переданы другими средствами. Таким образом, беспроводные сигналы могут быть преобразованы в другие типы беспроводных или проводных сигналов, и необязательно ретранслированы, посредством подобных или других средств, таких как гидравлическая, кабельная или оптоволоконная линии. В одном варианте осуществления сигналы могут быть переданы посредством кабеля на первое расстояние, например, более 400 м, а затем переданы посредством акустической или электромагнитной связей на меньшее расстояние, такое как 200 м. В другом варианте осуществления они передаются на расстояние 500 м за счет использования кодированных импульсов давления, а затем на 1000 м за счет использования гидравлической линии.

Таким образом, хотя наряду с беспроводными средствами могут использоваться проводные средства для передачи сигнала, в предпочтительных конфигурациях преимущественно используется беспроводная связь. Таким образом, хотя расстояние, пройденное сигналом, зависит от глубины скважины, зачастую беспроводной сигнал, включая ретрансляторы, но не включая любую проводную передачу, проходит более 1000 м или более 2000 м. В предпочтительных вариантах осуществления также присутствуют сигналы, передаваемые беспроводными сигналами (включая ретрансляторы, но не включая проводные средства), на по меньшей мере половину расстояния от поверхности скважины до аппарата.

В одной скважине могут быть использованы разные беспроводные сигналы для сообщений, проходящих от скважины к поверхности, и сообщений, проходящих от поверхности в скважину.

Таким образом, беспроводной сигнал может быть отправлен непосредственно или опосредовано на устройство связи, например, за счет использования ретрансляторов в скважине над и/или под любым устройством уплотнения кольцевого пространства. Беспроводной сигнал может быть отправлен с поверхности или с зонда на проволочном канате/гибкой трубе (или подъемнике) из любой точки скважины над любым устройством уплотнения кольцевого пространства. В определенных вариантах осуществления зонд может быть расположен относительно близко к любому устройству уплотнения кольцевого пространства, например, менее чем в 30 м от него, или менее чем в 15 м.

Вышеупомянутые методы передачи беспроводных сигналов будут кратко описаны в свою очередь.

#### **Индуктивно связанные трубчатые элементы**

При использовании индуктивно связанных трубчатых элементов, как правило, предоставляется по меньшей мере десять, как правило, намного больше, отдельных секций индуктивно связанных трубчатых элементов, которые присоединяются друг к другу при эксплуатации, например, для создания колонны индуктивно связанных трубчатых элементов. Они имеют единую проводку и могут быть образованными из трубчатых элементов, таких как насосно-компрессорная труба, буровая труба или обсадная колонна. На каждом соединении между смежными секциями присутствует индуктивная связь. Индуктивно связанные трубчатые элементы, пригодные для использования, могут быть предоставлены компанией N O V под наименованием Intellipipe®.

#### **Кодированные импульсы давления**

Импульсы давления предусматривают способы передачи сообщения из скважины/ствола скважины или в нее/в него, из по меньшей мере одного из дополнительных местоположений в скважине/стволе скважины или в него, и из поверхности скважины/ствола скважины за счет использования изменений положительного и/или отрицательного давления и/или изменений расхода текучей среды в трубчатом элементе и/или кольцевом пространстве.

Кодированные импульсы давления представляют собой такие импульсы давления, к которым применили схему модуляции для кодирования команд и/или данных о колебаниях давления или расхода, причем в скважине/стволе скважины используют преобразователь для регистрации и/или генерирования колебаний, и/или в скважине/стволе скважины используют электронную систему для кодирования и/или декодирования команд и/или данных. Таким образом, импульсы давления, используемые с электронными устройствами сопряжения в скважине/стволе скважины, в настоящем документе называются кодированными импульсами давления.

Если для передачи сигналов управления используют кодированные импульсы давления, могут использоваться различные схемы модуляции для кодирования данных, таких как скорость изменения давления, амплитудная манипуляция (АМн), фазово-импульсная модуляция (ФИМ), широтно-импульсная модуляция (ШИМ), частотная манипуляция (ЧМн), фазовая манипуляция (ФМн), амплитудная манипуляция (АКМ), также могут использоваться комбинации схем модуляций, например, АМн-ФИМ-ШИМ. Скорости передачи данных в схемах модуляций для кодированных импульсов давления в целом являются низкими, как правило, менее 10 бит/с, и могут быть менее 0,1 бит/с. Преимуществом кодированных импульсов давления, как определено в настоящем документе, является тот факт, что они могут быть отправлены на электронные устройства сопряжения и могут обеспечивать более высокую скорость переда-

чи данных и/или широкую полосу пропускания, чем импульсы давления, отправляемые на механические устройства сопряжения.

Кодированные импульсы давления могут быть возбуждены в неподвижных или подвижных текучих средах и могут быть зарегистрированы путем прямого или косвенного измерения изменений давления и/или расхода. Текучие среды включают жидкости, газы и многофазные текучие среды, при этом они могут представлять собой неподвижные текучие среды для управления и/или текучие среды, добытые из скважины или закаченные в нее.

#### **Акустические сигналы**

Акустические сигналы и связь могут включать передачу посредством вибраций структуры скважины, которая включает трубчатые элементы, обсадную колонну, потайную колонну, бурильную трубу, утяжеленные бурильные трубы, насосно-компрессорную трубу, гибкую трубу, насосную штангу, скважинные приборы; передачу посредством текучей среды (также посредством газа), включая передачу через текучие среды в необсаженных участках скважины, по трубчатым элементам и в кольцевых пространствах; передачу через неподвижные или подвижные текучие среды; механическую передачу через проволочный канат, тросовый канат или гибкую штангу; передачу через землю; передачу через устьевое оборудование. Предпочтительными являются связь посредством структуры и/или по текучей среде.

Акустическая передача может происходить на инфразвуковой (<20 Гц), звуковой (20 Гц - 20 кГц) и ультразвуковой (20 кГц - 2 МГц) частотах. Предпочтительно акустическая передача является звуковой (20 Гц - 20 кГц).

Акустические сигналы и сообщения могут включать способы частотной манипуляции (ЧМн) и/или фазовой манипуляции (ФМн), и/или улучшенные варианты этих способов, такие как квадратурная фазовая манипуляция (КФМн) или квадратурная амплитудная модуляция (КАМн), и предпочтительно включают методы расширения спектра. Как правило, они адаптированы для автоматической настройки частот и способов акустической передачи сигналов для соответствия скважинным условиям.

Акустические сигналы и сообщения могут быть однонаправленными или двунаправленными. Для отправки и/или получения сигнала могут быть использованы пьезоэлектрический преобразователь с подвижной катушкой или магнитоотрицательные преобразователи.

#### **Электромагнитные сигналы**

Электромагнитная (ЭМ) (иногда также называемая квазистатической (КС)) беспроводная связь, как правило, осуществляется в следующих частотных диапазонах (выбраны на основании характеристик прохождения):

- суб-КНЧ (крайне низкие частоты) <3 Гц (как правило, выше 0,01 Гц);
- КНЧ от 3 до 30 Гц;
- СНЧ (сверхнизкая частота) от 30 до 300 Гц;
- УНЧ (ультранизкая частота) от 300 Гц до 3 кГц; и
- ОНЧ (очень низкая частота) от 3 кГц до 30 кГц.

Исключением из перечисленных выше частот является ЭМ связь, в которой в качестве волновода используется труба, в особенности, но не исключительно, в тех случаях, когда труба заполнена газом, в таком случае, как правило, можно использовать частоты от 30 кГц до 30 ГГц, в зависимости от размера трубы, текучей среды в трубе и дальности связи. Текучая среда, содержащаяся в трубе, предпочтительно является непроводящей. В патенте США №5831549 описана телеметрическая система, предусматривающая передачу в гигагерцевом диапазоне по трубчатому волноводу, заполненному газом.

Для передачи сообщений из скважины к поверхности предпочтительными являются суб-КНЧ и/или КНЧ (например, на расстояние более 100 м). Для более локальных связей, например, менее 10 м, предпочтительной является ОНЧ. Номенклатура, используемая для этих диапазонов, определена Международным союзом электросвязи (ITU).

Электромагнитные связи могут включать передачу данных посредством одного или более из следующего: подача модулированного тока на продолговатый элемент и использование земли в качестве обратного пути; передача тока в один трубчатый элемент и обеспечение обратного пути во второй трубчатый элемент; использование второй скважины как части пути тока; передача в ближнем поле или дальнем поле; создание токовой петли в части металлоконструкции скважины для создания разности потенциалов между металлоконструкцией и землей; использование разнесенных контактов для создания электрического дипольного излучателя; использование тороидального трансформатора для подачи тока в металлоконструкцию скважины; использование изолирующего переводника; использование рамочной антенны для создания модулированного переменного во времени магнитного поля для локальной передачи или передачи через пласт; передача в пределах обсадной колонны скважины; использование продолговатого элемента и земли в качестве коаксиальной линии передачи; использование трубчатого элемента в качестве волновода; передача за пределами обсадной колонны скважины.

Особенно пригодным является подача модулированного тока на продолговатый элемент и использование земли в качестве обратного пути; создание токовой петли в части металлоконструкции скважины для создания разности потенциалов между металлоконструкцией и землей; использование разнесенных контактов для создания электрического дипольного излучателя; и использование тороидального транс-

форматора для подачи тока в металлоконструкцию скважины.

Для эффективного управления током и ориентирования его направления может быть использован ряд разных методов. Например, это может быть одно или более из следующего: использование изолирующего покрытия или распорок на трубчатых элементах скважины; выбор текучих сред или цементов для управления давлением в пределах и за пределами трубчатых элементов для обеспечения электрической проводимости или изоляции трубчатых элементов, использование тороидального сердечника с высокой магнитной проницаемостью для создания индуктивности и, следовательно, импеданса; использование изолированного провода, кабеля или изолированного продолговатого проводника в части пути передачи или антенны; использование трубчатого элемента в качестве кругового волновода; использование частотных диапазонов СВЧ (от 3 ГГц до 30 ГГц) и УВЧ (от 300 МГц до 3 ГГц).

Дополнительно предоставляются подходящие средства получения переданного сигнала, при этом они могут предусматривать обнаружение прохождения тока; обнаружение разности потенциалов; использование дипольной антенны; использование рамочной антенны; использование тороидального трансформатора; использование детектора Холла или подобного детектора магнитного поля; использование участков металлоконструкции скважины в качестве дипольной антенны.

Словосочетание "продолговатый элемент", использующееся в рамках электромагнитной передачи, также может означать любой продолговатый электрический проводник, включая потайную колонну; обсадную колонну; насосно-компрессорную трубу или трубчатый элемент; гибкую трубу; насосную штангу; проволочный канат; тросовый канат или гибкую штангу.

Средства передачи сигналов в пределах скважины с помощью электропроводной обсадной колонны раскрыты в патенте США № 5394141 автором Soulier и патенте США № 5576703 автором MacLeod и соавторами, причем оба эти патента включены в настоящий документ посредством ссылки во всей своей полноте. Передатчик, содержащий генератор и усилитель мощности, присоединен к разнесенным контактам на первом участке внутри обсадной колонны с конечным удельным сопротивлением для создания электрического диполя за счет разности потенциалов, созданной током, протекающим между контактами, в качестве основной нагрузки на усилитель мощности. Эта разность потенциалов создает электрическое поле за пределами диполя, которое может быть обнаружено посредством второй пары разнесенных контактов и усилителя на втором участке вследствие протекания результирующего тока в обсадную колонну, либо на поверхности между устьем скважины и заземляющим контрольным электродом.

#### **Ретранслятор**

Ретранслятор содержит приемопередатчик (или приемник), который может принимать сигнал, и усилитель, который может усиливать сигнал для приемопередатчика (или передатчика) с целью его передачи далее.

Может присутствовать по меньшей мере один ретранслятор. По меньшей мере один ретранслятор (и приемопередатчики или передатчики, связанные с аппаратом или расположенные на поверхности) может быть выполнен с возможностью передачи сигнала на расстояние по меньшей мере 200 м через скважину. Один или более ретрансляторов могут быть выполнены с возможностью передачи на расстоянии более 300 м или более 400 м.

Для акустической связи могут быть предоставлены более пяти или более десяти ретрансляторов в зависимости от глубины скважины и расположения аппарата.

Для электромагнитных связей требуется меньшее количество ретрансляторов. Например, может быть предоставлен только один ретранслятор. Таким образом, необязательно электромагнитный ретранслятор (и приемопередатчики или передатчики, связанные с аппаратом или расположенные на поверхности) может быть выполнен с возможностью передачи на более 500 м или более 1000 м.

В некоторых областях скважины передача может быть более затруднена, например, при передаче через пакер. В этом случае ретранслированный сигнал может проходить более короткое расстояние. Однако, если предоставляется множество акустических ретрансляторов, предпочтительно по меньшей мере три из них выполнены с возможностью передачи сигнала на по меньшей мере 200 м вглубь скважины.

Индуктивно связанную трубу также можно оснастить ретранслятором, например, на каждые 300-500 м скважины.

Ретрансляторы могут удерживать по меньшей мере часть данных для последующего извлечения в подходящие запоминающие средства.

Принимая во внимания эти факторы, а также свойства скважины, ретрансляторы могут быть размещены в скважине соответствующим образом.

Беспроводные сигналы могут по существу вызвать непосредственную активацию или могут быть выполнены с возможностью активации аппарата после временной задержки и/или при соблюдении других условий, таких как определенное изменение давления.

Аппарат 100, в частности, модули 120a...n датчиков температуры, скважинный управляющий модуль 130 и/или модуль 150 связи, может содержать один или более микропроцессоров. Электронные устройства в аппарате, необходимые для питания различных компонентов, таких как микропроцессор, системы управления и связи, предпочтительно представляют собой электронные устройства с низким энергопотреблением.

Электронные устройства с низким энергопотреблением могут включать такие особенности, как низковольтные микроконтроллеры и использование режимов "ожидания" на время отключения большинства электронных систем, и низкочастотный генератор, например, 10-100 кГц, например работающий на частоте 32 кГц генератор, используемый для поддержания временных параметров системы и функций "пробуждения". Синхронизированные беспроводные методы связи с малым радиусом действия (например, электромагнитная связь в диапазоне ОНЧ) могут быть использованы между разными компонентами системы для сведения к минимуму времени, в течение которого отдельные компоненты должны находиться в рабочем состоянии, и, следовательно, максимально увеличить время режима "ожидания" и экономию энергии.

Электронные устройства с низким энергопотреблением способствуют долгосрочному использованию различных компонентов аппарата. Механизм управления может быть выполнен с возможностью работы под управлением беспроводного сигнала управления более 24 ч после спуска в скважину, необязательно более 7 дней, более 1 месяца, более 1 года или более 5 лет. Он может быть выполнен с возможностью нахождения в спящем режиме до и/или после активации.

Таким образом, путем использования внутрискважинного источника 140 питания и модуля 150 беспроводной связи и/или запоминающего устройства для беспроводной передачи/локального хранения данных, включая данные от датчиков, аппарат 100 для использования при регистрации температуры вдоль ствола скважины может быть выполнен с возможностью работы в качестве "автономной" скважинной системы. Аппарат может содержать один или более корпусов или кожухов, поддерживающих один или более из внутрискважинного источника 140 питания, модуля 150 беспроводной связи и/или запоминающего устройства, вследствие чего он выполнен как автономная система для установки в скважине. В этих конфигурациях аппарат при использовании может не требовать наличия кабельной проводки для получения питания с поверхности или передачи сигналов на нее. Это означает, что аппарат 100 может быть надежным и простым в доставке и, кроме того, если измерение проводят только в небольшом участке скважины, кабельная проводка и аппарат должны быть предоставлены в испытываемом участке скважины. Это отличается от оптоволоконных систем с датчиками температуры из предшествующего уровня техники и WellWatcher Flux™, в которых кабельная проводка должна быть предусмотрена по всему пути от места осуществления регистрации до поверхности, что может быть сопряжено с невероятными неудобствами и проблемами в случаях, если, например, температура небольшого участка скважины (например, длиной 20 м) должна быть измерена на глубине скважины более 500 м, которая сама по себе находится под водой на глубине 3 км от уровня поверхности воды. При использовании аппарата 100 требуется предоставление в скважину лишь короткого, длиной 20 м, отрезка трубы 110 и корпуса 160 модуля, тогда как в существующем уровне техники требуется кабельная проводка длиной более 3,5 км для получения зарегистрированной температуры в 20-метровом участке ствола скважины.

В этом отношении, труба 110, как правило, имеет длину от 10 до 200 м, и модули датчиков температуры, как правило, расположены в трубе на расстоянии друг от друга в диапазоне от 0,25 до 10 м. Длину трубы и расстояние между модулями датчиков можно выбирать так, чтобы получить необходимый промежуток снятия измерений и пространственное разрешение. Тогда как труба 110, изображенная на фиг. 1 является "прямой", то есть расположена так, чтобы проходить вдоль ствола скважины по существу вдоль оси ствола скважины, в других вариантах осуществления труба 110 может быть расположена в виде кольца или спирали так, чтобы проходить вокруг трубчатого элемента скважинного аппарата. В данном случае, длина трубы и/или расстояние между датчиками может быть меньше, и аппарат в этой компоновке может отображать информацию об азимутальном изменении в температуре, зарегистрированной на участках размещения в стволе скважины, которая может представлять собой отображенную информацию о направлении потока текучей среды в стволе скважины.

На фиг. 2 показана стандартная доставка аппарата 100, показанного на фиг. 1, в подводную скважину 200.

Скважина 200 содержит ствол 201 скважины, который был пробурен с помощью бурового судна или полупогружной буровой установки и который был затем обсажен (не показано). Под термином "ствол скважины" в настоящем изобретении подразумевается, при необходимости, обращенная внутрь стенка пробуренной скважины с необсаженным стволом, или часть пустоты, образованная ею, или, в зависимости от контекста, даже обращенная внутрь поверхность обсадной колонны обсаженной скважины, или часть пустоты, образованная ею. Ствол 201 скважины часто представляет собой по меньшей мере частично вертикальную скважину. Тем не менее, он может представлять собой наклонную или горизонтальную скважину. Упоминания таких терминов, как "над" и "под", когда они применяются относительно наклонных или горизонтальных скважин, должны рассматриваться как их эквиваленты в скважинах с вертикальной ориентацией. Например, термин "над" означает ближе к поверхности скважины.

Испытание пласта на трубах теперь проводится с использованием трубчатого элемента, предоставляемого колонной 210 для испытания пласта на трубах (ИПТ), в котором было удалено буровое долото из буровой колонны и заменено испытательным и регистрирующим оборудованием, таким как колонна 210 с датчиками, спускаемого внутрь скважины для оценки геологического пласта 220.

Пакер с возможностью повторной установки предусмотрен в качестве средства 230 уплотнения

кольцевого пространства, расположенного над пластом 220, подлежащим испытанию. В колонне 210 предоставляется модуль 240 перфоратора, содержащий ряд кумулятивных зарядов, который при использовании активируют для образования перфорационных отверстий 225, проходящих через обсадную колонну в пласт 220, чтобы стимулировать поток продукта.

Аппарат 100, показанный на фиг. 1, для регистрации температуры в стволе скважины предоставляется в колонне 210 для ИПТ, расположенной под устройством 230 уплотнения кольцевого пространства, вследствие чего труба 110 не должна пересекать средство уплотнения. Корпус 160 модуля выполнен в виде кольца с возможностью обеспечения потока через него и расположен в колонне 210 под кольцевым уплотнением 230, при этом труба 110 проходит вдоль внешней поверхности колонны 210 (например, в углублении) вдоль ствола скважины и через перфораторы и зафиксирована там с использованием фиксаторов 250. Фиксаторы 250 могут быть выполнены с возможностью работы в качестве ремней для связывания трубы 110 с колонной 210. Дополнительные фиксаторы (не показаны) могут быть предусмотрены, в частности, вдоль скважинного перфоратора, для обеспечения того, что труба не касается перфорационных зарядов.

Предоставляется муфта 260 с каналом, обеспечивающая сообщение обсаженного ствола с трубчатым элементом бурильной колонны 210, через которую, при открывании клапана 265, продукт может протекать под давлением из перфорационных отверстий 225 в пласте 220 в трубчатый элемент колонны 210 для ИПТ к устью 280 скважины, которое герметизировано противовыбросовым превентором (ПВП) или подобным элементом, расположенным на поверхности скважины. Поверхность скважины представляет собой верхнюю часть самой верхней обсадной колонны скважины.

По мере течения продукта модули 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры аппарата 100 регистрируют температуру в обсаженной скважине и генерируют электрические сигналы, которые принимаются и обрабатываются скважинным управляющим модулем 130 посредством электрической сети 115. Модуль 130 связи затем генерирует сигнал, указывающий температуру на одном или более из модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры, который затем обрабатывается модулем 150 связи и кодируется в виде акустических импульсов и передается вдоль колонны 210 для ИПТ. Приемник 270 акустических сигналов, расположенный в колонне для ИПТ на устье 280 скважины или возле него, регистрирует и декодирует акустический сигнал, переданный по беспроводной связи (который может быть передан на устье скважины посредством сети ретрансляторов и повторителей (не показаны)). Данные или сигналы управления могут быть ретранслированы между двумя или более участками над устройством уплотнения кольцевого пространства по беспроводной связи, посредством проводов и/или по оптоволоконному кабелю.

Аналогично, данные или сигналы управления могут быть ретранслированы между двумя или более участками под устройством уплотнения кольцевого пространства по беспроводной связи, посредством проводов и/или по оптоволоконному кабелю.

Декодированный сигнал данных затем передается через электрическое соединение 285 на буровую установку или судно 290 на поверхности, где он может быть дополнительно обработан для обеспечения возможности анализа зарегистрированных температурных данных. За счет анализа температурных данных может быть получена подробная информация, указывающая тип текучей среды, протекающей в скважине, расход и/или место нахождения. Если труба 110 расположена вдоль скважинных перфораторов 240, может быть обнаружен согревающий эффект от перфораторов в результате их срабатывания, позволяющий определить, все ли перфораторы сработали. Перед, во время и после перфорирования температурный профиль перфорированного участка может непрерывно отслеживаться, а также может оцениваться поток из пласта/в пласт. Аналогично, если труба 110 расположена вокруг устройства уплотнения кольцевого пространства, такого как пакер, может быть обнаружен согревающий или охлаждающий эффект, вызванный утечками потока текучей среды, позволяющий определить, когда уплотнительные элементы являются и не являются эффективными.

Вместо аппарата 100 для использования при регистрации температуры в стволе скважины, предусмотренного полностью под и не проходящего через устройство 230 уплотнения кольцевого пространства, в других компоновках труба 110 может проходить через устройство 230 уплотнения кольцевого пространства через обходной канал в нем.

Аппарат 100 может содержать запоминающее устройство, которое может хранить данные для их вывода в более поздний период. Данные могут быть выведены множеством способов. Например, они могут быть переданы по беспроводной связи позднее, необязательно в ответ на команду передачи. Или они могут быть выведены посредством зонда, спускаемого в скважину на проволочном канате/гибкой трубе или подъемнике. Зонд может быть необязательно соединен с запоминающим устройством физически или по беспроводной связи.

Аппарат может быть выполнен с возможностью хранения и/или передачи данных от датчиков. Хранение данных от датчиков может осуществляться только в течение короткого периода времени, например, до 1 с или 1 мин, 1 ч или 1 дня, например, в целях накопления в буфере, или, альтернативно или в дополнение, хранение данных от датчиков может осуществляться в течение более длительных периодов времени, например, по меньшей мере дня, по меньшей мере месяца, по меньшей мере года, по меньшей

мере 2 лет, или по меньшей мере 5 лет, в целях долгосрочного хранения данных и последующего вывода или частичного вывода по беспроводной связи, посредством проводного соединения или в результате физического извлечения.

Хотя на фиг. 2 изображена одна возможная конфигурация, следует понимать, что аппарат 100 может быть предоставлен в скважине для регистрации ее температуры во множестве различных конфигураций. Аппарат 100 может быть доставлен в скважину на проволочном канате или гибкой трубе и может быть установлен и/или подвешен в скважине. Как отмечено выше, труба 110 аппарата 100 для использования при регистрации температуры в стволе скважины может, в вариантах осуществления, проходить вдоль и/или вокруг трубчатого элемента 210, который, как правило, предназначен для передачи продукта на поверхность или для опускания и извлечения оборудования из ствола скважины. Трубчатый элемент может не представлять собой колонну для испытания пласта на трубах, а в других вариантах осуществления он может представлять собой бурильную колонну, испытательную колонну, колонну заканчивания, эксплуатационную колонну, нагнетательную колонну, колонну для капитального ремонта, наблюдательную колонну, колонну для консервации, колонну для ликвидации, обсадную колонну, колонну для гидроразрыва пласта, колонну с гравийным фильтром, сетчатый фильтр или потайную колонну. Аппарат 110 может быть использован для других скважинных работ, например во время эксплуатации, капитальных ремонтов и других вмешательств, также как и во время операций по глушению скважины. На фиг. 2 изображен особенно полезный пример использования аппарата 100, в котором труба 110 зафиксирована на перфораторе и может быть спущена в скважину 201 совместно с перфоратором. Аппарат может быть доставлен совместно и зафиксирован на большом количестве разнообразных скважинных приборов, при этом фиксирование на перфораторе в ходе операции испытания пласта на трубах является только одним возможным примером. После использования аппарат 100 может быть утилизирован, например, вместе с использованными перфораторами. С другой стороны, аппарат 100, вместо этого, может быть извлечен и повторно использован в других местах. В вариантах осуществления, в которых не предусмотрен блок связи для беспроводной передачи зарегистрированных температурных данных, температурные данные могут, вместо этого, быть записаны в журнал и сохранены в аппарате, и выведены после извлечения аппарата из скважины.

Далее будут описаны компоновки для конструкции и эксплуатации модулей 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры и скважинного управляющего модуля 130 для регистрации температура, адресации модулей датчиков, а также обработки и вывода информации о температуре в соответствии с вариантами осуществления.

Одна возможная компоновка показана на фиг. 3. В данном случае аппарат 300 содержит множество модулей 320a, 320b, 320c ...320n датчиков температуры, соединенных со скважинным управляющим модулем 330. Каждый модуль датчиков температуры содержит датчик 321 температуры, представленный, по меньшей мере частично, по меньшей мере одним резистивным элементом, имеющим электрические свойства, которые меняются в зависимости от температуры, и измерительный модуль 322, который принимает сигнал или измеряет зависящее от температуры электрическое свойство от датчика 321 температуры, сравнивает его с калиброванным по температуре местным эталоном 323, который выполнен с возможностью предоставления сигнала, при сопоставлении с которым показаний датчика 321 температуры измерительным модулем 322 могут быть выявлены изменения температуры. Измерительные модули 322 таким образом производят данные, представляющие температуру, измеренную на каждом модуле 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры, и передают эти данные на скважинный управляющий модуль 330 через электрическую сеть 115. Зарегистрированные температурные данные могут быть переданы на скважинный управляющий модуль 330 в виде аналогового сигнала, где модули 320a, 320b, 320c ...320n датчиков температуры выполнены с возможностью индивидуальной изоляции в электрической сети 115, или с помощью которого аналоговые сигналы мультиплексированы в одном и том же канале в электрической сети.

Альтернативно, данные могут быть закодированы в цифровую форму в модулях 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры и переданы на скважинный управляющий модуль 330 с использованием протокола цифровой адресации или путем мультиплексирования, при котором множество модулей 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры использует один и тот же канал в электрической сети. Миниатюрное исполнение модуля датчиков может быть достигнуто за счет монтажа компонентов на миниатюрной гибкой печатной плате и/или могут использоваться специализированные интегральные схемы (ASIC).

В скважинном управляющем модуле 330 предусмотрен модуль 331 хранения и передачи, предназначенный для эффективного промежуточного хранения измеренных температурных данных, после чего они могут быть переданы на модуль 150 связи для передачи на поверхность. Преимущество оборудования измерительным модулем и местным эталоном каждого модуля датчиков температуры заключается в том, что данные могут быть сразу переданы на скважинный управляющий модуль 330, и электрическая сеть может быть относительно простой, требующей только один или два провода для передачи данных. Например, подходящая система цифровой адресации, такая как протоколы 1 C™, SENT или 1-Wire™, может быть использована для передачи данных от модулей 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры

на скважинный управляющий модуль 330 с использованием небольшого количества проводов или даже только одного провода, который может быть проводом питания, который предоставляет питание на модули 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры. Каждый модуль 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры может быть оснащен аналого-цифровым преобразователем и контроллером ввода/вывода (не показан) для управления протоколом обмена сообщениями с целью отправки данных на скважинный управляющий модуль 330. Другое преимущество заключается в том, что используются только очень короткие отрезки провода для соединения измерительного модуля 322 с датчиком 321 температуры, что означает, что сопротивлением провода и колебанием его температуры можно пренебречь, и отсутствует необходимость в осуществлении компенсации сопротивления провода.

Хотя компоновка, показанная на фиг. 3, имеет преимущество при использовании в разных обстоятельствах, стабильность между датчиками может не быть столь высокой, как требуется для некоторых применений, особенно долгосрочных, так как местные эталоны на каждом модуле датчиков температуры могут подвергаться дрейфу со временем. В практических применениях, в которых информация о потоке текучей среды в стволе скважины должна быть отображена с помощью аппарата, значение имеет не отслеживание абсолютной температуры, а относительные изменения температуры между датчиками температуры. Если со временем может появиться некоторая степень дрейфа между датчиками, относительные изменения температуры на разных датчиках могут быть измерены с меньшей надежностью после установки. В дополнение, предоставление измерительного модуля 322 и местного эталона 323 (а также цифрового контроллера ввода/вывода) на каждом модуле 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры означает, что модули 320a, 320b, 320c...320n могут требовать существенной миниатюризации и продуманной конструкции корпуса, чтобы позволить им быть достаточно небольшими, чтобы быть встроенными в трубу 110 небольшого диаметра без необходимости установки или приваривания модулей датчиков температуры в виде секций большего внешнего диаметра в трубе. Кроме того, предоставление различных электронных компонентов внутри модулей 320a, 320b, 320c...320n датчиков температуры означает, что они требуют придания увеличенной износостойкости для обеспечения того, чтобы они могли надежно выдерживать существенные ударные волны давления, например, от воспламенения кумулятивных зарядов перфораторами 240.

Компоновка, показанная на фиг. 4, тем не менее, представляет собой альтернативную компоновку аппарата, которая может быть особенно полезной в многочисленных применениях. В аппарате 400 каждый модуль 420a, 420b...420n датчиков температуры содержит датчик 421 температуры, представленный, по меньшей мере частично, по меньшей мере одним резистивным элементом, имеющим электрические свойства, которые меняются в зависимости от температуры. Местный эталон и измерительный модуль на каждом модуле датчиков температуры аппарата 300 исключен и взамен предоставлен скважинный управляющий модуль 430, оборудованный измерительным модулем 432 и общим эталоном 433, которые используются для определения тепловой характеристики каждого датчика 421 температуры каждого модуля 420a, 420b...420n датчиков температуры. В вариантах осуществления генератор общего опорного сигнала представляет собой источник опорного напряжения. В данном случае использование эталона, общего для всех модулей 420a, 420b...420n датчиков температуры, расположенного на скважинном управляющем модуле 430, позволяет аппарату обеспечивать относительно высокую стабильность между датчиками по сравнению с компоновкой, показанной на фиг. 3, с относительно небольшим дрейфом. Это предоставляет аппарату 400 высокую точность и надежность зарегистрированных изменений температуры вдоль длины трубы 110 на протяжении времени. За счет предоставления общего эталона аппарат 400 согласно этому варианту осуществления может быть точным и надежным в отношении измерения относительных изменений между датчиками, что является важным в случае, когда должна быть собрана информация о расходе и свойствах текучих сред в стволе скважины. Кроме того, измерительный модуль 432 и общий эталон 433 предусмотрены в самом скважинном управляющем модуле 430, что означает, что модули 420a, 420b...420n датчиков температуры не должны содержать эти компоненты. Фактически, модули 420a, 420b...420n датчиков температуры могут не содержать другие электронные компоненты, помимо датчика 421 температуры, который может быть предоставлен как один электронный компонент (и любые необходимые электрические соединительные элементы и корпус). В результате, модули 420a, 420b...420n датчиков температуры могут быть очень небольшими, что обеспечивает простое встраивание компонентов датчика температуры в трубу 110 небольшого диаметра. Кроме того, поскольку относительно чувствительные электронные компоненты измерительного модуля 432 и общий эталон 433 предусмотрены в самом скважинном управляющем модуле 430, модули 420a, 420b...420n датчиков температуры легко могут быть выполнены достаточно износостойкими для выдерживания ударных волн давления, например, из-за воспламенения кумулятивных зарядов перфораторами 240. Это особенно актуально в случае, когда используются датчики 421 температуры, имеющие надлежащую износостойкость, и они упакованы и защищены с помощью герметизирующего компаунда, и/или когда труба 110 заполнена жидкостью, такой как нефть. Более того, колонна 410 с датчиками является относительно простой и дешевой в изготовлении, причем каждый из модулей датчиков температуры является относительно простым и содержит очень малое количество компонентов, и поэтому он может быть просто встроено в трубу небольшого диаметра, причем электронная схема управления должна быть предусмотрена в отдельно собранном

скважинном управляющем модуле, предусмотренном, например, на конце трубы или рядом с ней.

Хотя на фиг. 4 показан генератор общего опорного сигнала, используемый в качестве эталона для измерения напряжения и/или тока каждого из модулей датчиков температуры, в вариантах осуществления генератор общего опорного сигнала может быть использован в качестве эталона для измерений, касающихся менее чем всех, но по меньшей мере двух датчиков температуры.

На фиг. 4 измерительный модуль 432 расположен в скважинном управляющем модуле 430 в отдалении от модулей 420а, 420b...420n датчиков температуры. Измерительный модуль 432 предпочтительно выполнен с возможностью измерения аналоговой электрической характеристики датчиков 421 температуры на расстоянии путем адресации или соединения исключительно с датчиком 421 температуры конкретного модуля 420а, 420b...420n датчиков температуры через электрическую сеть 115, или в других случаях путем распознавания электрической характеристики конкретного датчика 421 температуры в измеренном аналоговом сигнале. Это может быть достигнуто путем предоставления электрической сети 115, выполненной с возможностью обеспечения возможности приема и обработки отдельного аналогового сигнала от разных датчиков 421 температуры на скважинном управляющем модуле 430. Примеры подходящих конфигураций электрической сети описаны ниже со ссылкой на фиг. 7, 8 и 9. Альтернативно, для передачи электрического сигнала, указывающего температуру, зарегистрированную датчиками 421 температуры, на скважинный управляющий модуль 430 для приема и обработки измерительным модулем 432 снова может быть использована система цифровой адресации, в которой каждый модуль 420а, 420b...420n датчиков температуры оснащен модулем цифрового кодирования (не показан), причем сигнал, основанный на общем эталоне, передают на модули датчиков температуры и электрический сигнал, зарегистрированный датчиком 421 температуры, преобразуют в цифровую форму и передают в виде закодированных в цифровой форме данных на скважинный управляющий модуль с использованием подходящего протокола цифровой связи.

Альтернативно, может использоваться гибридный вариант (не показан), полученный из фиг. 3 и 4, в котором общим эталоном на скважинном управляющем модуле оснащен каждый модуль датчиков температуры, и измерительный модуль предусмотрен на каждом модуле датчиков температуры. Цифровой сигнал, представляющий температуру, может быть использован для сообщения результата измерения на скважинный управляющий модуль.

Конечно, на фиг. 5 и 6 показаны компоновки для цифрового соединения модулей датчиков температуры со скважинным управляющим модулем, тогда как на фиг. 7, 8 и 9 показаны способы адресации датчиков температуры и приема и обработки аналоговых сигналов, поступающих от них на скважинный управляющий модуль.

На компоновке, показанной на фиг. 5, ряд модулей 520а, 520b, 520с...520n датчиков температуры соединен путем подключения их в параллель между двумя шинами питания, обеспечивающими напряжения V+, V- от скважинного управляющего модуля 530. Модули 520а, 520b, 520с...520n датчиков температуры оснащены цифровыми кодирующими устройствами, выполненными с возможностью передачи сигналов, указывающих результаты измерения от датчиков температуры (независимо от того, это результаты измерения температуры или еще не обработанный электрический сигнал, указывающий измеренную тепловую характеристику), на скважинный управляющий модуль 530 путем модуляции сигнала по одной или обоим шинам питания в соответствии с подходящим протоколом цифровой связи.

Один возможный изящный вариант реализации компоновки, показанной на фиг. 5, для обеспечения цифровой связи с модулями датчиков температуры состоит в соединении модулей датчиков температуры по длине трубы 110 с помощью провода и в соединении каждого из модулей датчиков температуры с корпусом самой трубы для использования корпуса трубы в качестве обратного пути для сигнала.

На компоновке, показанной на фиг. 6, ряд модулей 620а, 620b, 620с...620n датчиков температуры соединен путем подключения их в параллель между двумя шинами питания, обеспечивающими напряжения V+, V- от скважинного управляющего модуля 630. Модули 620а, 620b, 620с...620n датчиков температуры оснащены цифровыми кодирующими устройствами, выполненными с возможностью передачи сигналов, указывающих результаты измерения от датчиков температуры (независимо от того, это результаты измерения температуры или еще не обработанный электрический сигнал, указывающий измеренную тепловую характеристику), на скважинный управляющий модуль 630 путем модуляции сигнала по общему (третьему) проводу в соответствии с подходящим протоколом связи.

Альтернативно, в компоновке, показанной на фиг. 6, адресация модулей 620а, 620b, 620с...620n датчиков температуры может быть осуществлена цифровым образом посредством скважинного управляющего модуля 630 с использованием подходящего канала цифровой связи по двум шинам питания, причем модули 620а, 620b, 620с...620n датчиков температуры могут быть выполнены с возможностью подачи аналогового сигнала на скважинный управляющий модуль 630 в ответ с использованием третьего провода.

В соответствии с компоновками, предусматривающими цифровую связь, показанным на фиг. 5 и 6, большое количество модулей датчиков температуры (ограниченное диапазоном адресов используемого протокола) может быть соединено путем подключения их в параллель в электрическую сеть, что требует лишь небольшого количества проводов. Это обеспечивает большую длину трубы 110, по которой может

быть распределена термочувствительная группа, и/или высокое пространственное разрешение, которое может быть достигнуто за счет близкого расположения модулей датчиков температуры. Эти компоновки позволяют разместить множество модулей датчиков температуры в трубе в большом количестве, например, их может быть более девяноста, чего было бы сложно достичь с использованием компоновки с адресацией матрицы, описанной ниже со ссылкой на фиг. 8 и 9.

Хотя датчики температуры с цифровой интегральной схемой могут быть использованы в модулях 320a, 320b, 320c... 320n датчиков температуры для предоставления датчика 321 температуры, они обычно имеют разрешение по температуре, точность и стабильность, которые являются слишком низкими для желаемых применений регистрации в стволе скважины.

Если аналоговые сигналы должны быть переданы на скважинный управляющий модуль, могут использоваться отдельные провода. Таким образом, в компоновке, показанной на фиг. 7, ряд модулей 720a, 720b, 720c...720n датчиков температуры соединен между двумя шинами питания, обеспечивающими напряжения V+, V- от скважинного управляющего модуля 730. Модули 720a, 720b, 720c...720n датчиков температуры, в ответ на приложенное напряжение V+, V-, подают по отдельным проводам 725a, 725b, 725c...725n сигналы, указывающие результаты измерения от датчика температуры (независимо от того, это результаты измерения температуры или еще не обработанный электрический сигнал, указывающий измеренную тепловую характеристику), которые принимаются и обрабатываются на скважинном управляющем модуле 730 по отдельным проводам 725a, 725b, 725c...725n. Скважинный управляющий модуль 730 может обрабатывать принятые электрические сигналы для определения результата измерения температуры.

В компоновке, показанной на фиг. 7, для каждого дополнительного датчика, который добавляют в группу, требуется дополнительный провод. Если использовать обычный жгут из 19 проводов, который может быть введен в трубу небольшого диаметра, это может ограничить количество датчиков, которые могут быть предусмотрены.

Однако компоновка, показанная на фиг. 7, может быть объединена с компоновкой, показанной на фиг. 6, на которой предусмотрено множество модулей датчиков температуры, подвергнутых цифровой адресации, общих для каждого обратного провода.

Для достижения большого количества датчиков в группе без применения протокола цифровой связи, когда количество проводов в трубе 110 ограничено, в вариантах осуществления провода и модули датчиков температуры могут быть расположены в электрической сети в виде "матрицы", как схематически показано на фиг. 8. В данной компоновке 800 труба 110, содержащая электрическую сеть 115, содержит множество проводов, которые соединяют множество резистивных модулей 820 датчиков температуры. Провода выполнены с возможностью создания электрической сети 115, расположенной в виде матрицы, в которой провода содержат первую группу проводов 815a и вторую, отличную группу проводов 815b, и каждый провод первой группы 815a электрически соединен с каждым проводом второй группы 815b один раз посредством разных модулей 820 датчиков температуры, вследствие чего каждый модуль 820 может быть отдельно электрически соединен посредством пары проводов, содержащей первый провод из первой группы 815a и второй провод из второй группы 815b.

Таким образом, существенно большее количество датчиков температуры может применяться в режиме аналоговой адресации с использованием того же количества проводов. Например, в случае применения стандартного жгута из 19 проводов, компоновка по фиг. 7 может быть использована для обеспечения только не более 17 датчиков температуры. За счет использования матрицы можно обеспечить большее их количество, причем в случае применения жгута из 19 проводов, разбитого на группу из 10 и группу из 9 проводов, может быть предусмотрено до 90 модулей 820 датчиков температуры, как показано на фиг. 8. Они могут быть подвергнуты адресации по отдельности за счет подсоединения их к скважинному управляющему модулю (не показан) путем предоставления переключателей, которые могут управляться одним реле или несколькими реле 823 и которые могут переключать комбинации пар проводов для электрического соединения и получения температуры на каждом из модулей 820 датчиков температуры. Например, конкретный модуль 820ij датчиков температуры может быть подсоединен путем переключения реле для соединения i-того провода 815ai из первой группы проводов и j-того провода 815bj из второй группы проводов, когда все остальные провода могут быть отсоединены. Реле 823 может периодически переключать комбинации пар проводов для электрического соединения и получения температуры на каждом из модулей датчиков температуры.

Для предотвращения нежелательного обратного потока тока и утечки тока через электрическую сеть, каждый модуль 820 датчиков температуры содержит блокирующий диод 826 или последовательно соединен с ним. Таким образом, диоды 826 представляют собой диоды с низкой утечкой обратного тока, имеющие утечку обратного тока менее 50 нА при рабочем напряжении аппарата 800 и при температуре 25 градусов Цельсия. Температурная чувствительность каждого из модулей 820 датчиков температуры обеспечена, по меньшей мере частично, резистивным компонентом, который может представлять собой датчик температуры с интегральной схемой или второй диод, предоставленный в дополнение к блокирующему диоду. В качестве альтернативы, вместо предоставления блокирующего диода 826, блокирующий эффект может быть обеспечен с помощью другого компонента, такого как FET, при этом блоки-

рующий компонент и резистивный компонент, обеспечивающий температурную чувствительность модулей датчиков температуры, могут быть объединены вместе или встроены в ИС.

В соответствующих случаях падение напряжения из-за удельного электрического сопротивления проводов и их температурной чувствительности может быть компенсировано с помощью калибровочного средства, выполненного с возможностью компенсации сопротивления проводов в линиях, которые соединяют резистивные элементы датчиков температуры с измерительным модулем (предусмотренным в скважинном управляющем модуле), а также зависимости удельного электрического сопротивления этих проводов от температуры. Калибровочное средство предусмотрено как часть скважинного управляющего модуля. Калибровочное средство компенсирует сопротивление провода путем определения характеристик сопротивления проводов или отдельных схем, связанных с каждым датчиком температуры аппарата. Это определение характеристики сопротивления провода может быть выполнено сначала в контролируемых условиях проведения испытания перед доставкой. Калибровочное средство затем компенсирует это сопротивление провода/схемы для исключения чувствительности электрических свойств датчиков температуры к колебаниям температуры. В частности, в вариантах осуществления калибровочное средство выполнено с возможностью обеспечения этой компенсации сопротивления за счет измерения, перед использованием, сопротивления проводки к каждому датчику при по меньшей мере 2 известных температурах для определения сопротивления и температурного коэффициента отдельной проводки датчика. Эти сопротивление и температурные коэффициенты отдельных проводок датчика сохраняются как калибровочные данные в калибровочном средстве. При использовании калибровочное средство выполнено с возможностью использования ранее полученных калибровочных данных и известной температуры сегментов провода для вычисления сопротивления проводки к датчику в некоторый момент времени.

В каждой из компоновок, показанных на фиг. 3-8, температурная чувствительность модулей датчиков температуры обеспечена, по меньшей мере частично или исключительно, по меньшей мере одним резистивным элементом, имеющим электрические свойства, которые меняются в зависимости от температуры, таким как один или более тонкопленочных платиновых датчиков сопротивления или интегральная схема со встроенным резистивным датчиком температуры. Это может обеспечить одно или более преимуществ, заключающихся в прочности, небольшом размере, возможности встраивания в профиль трубы небольшого диаметра для упрощения установки аппарата, простоте и экономичности изготовления, возможности обеспечения большого количества модулей датчиков в одной трубе и результатах измерения температуры, характеризующихся достаточной стабильностью, точностью и малым дрейфом, которые пригодны для ряда применений.

Способ 1100 эксплуатации аппарата, описанный выше в отношении фиг. 1-8 для определения температуры вдоль ствола скважины, будет в данном случае описан со ссылкой на фиг. 9.

Сначала, на этапе 1101 датчики температуры в трубе активно нагревают за счет подачи тока через резистор, расположенный смежно с датчиком температуры, или используя сопротивление, связанное с самим модулем датчиков температуры, или путем саморазогрева датчиков за счет подачи тока через них. Например, к резистивным датчикам температуры для их нагрева может быть приложена высокая токовая нагрузка. Альтернативно, датчики температуры могут быть активно охлаждены, например, за счет использования одного или более устройств, основанных на эффекте Пельтье, или линий охлаждения и теплообменника.

Затем, на этапе 1102 изменение температуры указанного или каждого датчика отслеживают во время и/или после нагрева.

Затем, для перевода измеренной температуры на этапе 1102 в информацию о текучей среде (такую как расход, указание типа компонентов текучей среды и т.д.), на этапе 1103 получают характеристику потока текучей среды из окружающей среды, воздействующей на трубу на участках размещения датчиков температуры, на основании изменения температуры, или скорости изменения температуры, или мощности для обеспечения изменения температуры датчиков во время и/или после нагрева. Указание типа компонентов текучей среды (например, газ/нефть/вода), воздействующих на аппарат 100, может быть получено в виде удельной теплоемкости, теплопроводности и плотности различных текучих сред, что ведет к разным тепловым реакциям, когда датчики нагреты.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Аппарат для использования в стволе скважины, для использования при регистрации температуры в стволе скважины, содержащий

трубу, представляющую собой металлическую трубу, содержащую по меньшей мере 6 модулей датчиков температуры, предусмотренных на участках вдоль внутренней части трубы, причем указанные модули датчиков температуры содержат датчики температур, представленные, по меньшей мере частично, резистивным элементом, электрическое сопротивление которого зависит от температуры;

электрическую сеть, выполненную с возможностью электрического соединения с резистивными элементами для обеспечения измерения при использовании соответствующих электрических свойств резистивных элементов для получения тепловой характеристики резистивного элемента; и

по меньшей мере один скважинный управляющий модуль, электрически соединенный со множеством указанных модулей датчиков температуры посредством электрической сети и выполненный с возможностью приема и обработки электрического сигнала, связанного с модулями датчиков температуры, для обеспечения получения температуры резистивных элементов и окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения этого резистивного элемента, при этом по меньшей мере один скважинный управляющий модуль содержит генератор общего опорного сигнала, используемый в качестве эталонного устройства для измерения по меньшей мере одного из напряжения и силы тока по меньшей мере двух модулей датчиков температуры;

при этом внешний диаметр трубы находится в диапазоне от 3 до 14 мм на участке размещения в трубе по меньшей мере одного из модулей датчиков температуры; и

при этом модули датчиков температуры в трубе расположены друг от друга на расстоянии в диапазоне от 0,05 до 100 м.

2. Аппарат по п.1, отличающийся тем, что труба является выполненной из одного из нержавеющей стали, дуплексной или супердуплексной нержавеющей стали, никелевого сплава, титана или титанового сплава.

3. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что внешний диаметр трубы находится в диапазоне от 6 до 10 мм.

4. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что внешний диаметр трубы является одинаковым на участках размещения в трубе по меньшей мере одного или всех модулей датчиков температуры и на участках в трубе, удаленных по меньшей мере от одного или всех модулей датчиков температуры.

5. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что резистивный элемент представляет собой резисторный термометр (RTD), в частности RTD на основе платины или никеля.

6. Аппарат по п.5, отличающийся тем, что RTD изготовлен из катушки проволоки, проволоки в форме обмотки или тонкой пленки, в частности тонкой пленки, осажденной на керамическую подложку.

7. Аппарат по любому из пп.1-4, отличающийся тем, что резистивный элемент представляет собой термистор.

8. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что труба заполнена и включает в себе непроводящую жидкость, необязательно нефть, и необязательно труба содержит средство выравнивания давления, необязательно содержащее сильфон или гибкую диафрагму, выполненную с возможностью выравнивания внутреннего давления в трубе с окружающей средой.

9. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что модули датчиков температуры в трубе заключены в герметизирующий компаунд.

10. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что труба содержит множество проводов; и причем провода и множество датчиков температуры выполнены таким образом, что электрическая сеть расположена в виде матрицы, в которой провода содержат первую группу проводов и вторую, отличную группу проводов, и каждый провод первой группы электрически соединен с каждым проводом второй группы один раз посредством разных модулей датчиков температуры, вследствие чего каждый модуль может быть отдельно электрически соединен посредством пары проводов, содержащей первый провод из первой группы и второй провод из второй группы.

11. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно содержит калибровочное средство, выполненное с возможностью компенсации сопротивления проводов в линии, которая соединяет резистивные элементы датчиков температуры со скважинным управляющим модулем, и предпочтительно также компенсации зависимости удельного электрического сопротивления этих проводов от температуры, причем необязательно калибровочное средство предусмотрено как часть скважинного управляющего модуля.

12. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что генератор общего опорного сигнала представляет собой источник опорного напряжения.

13. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что предусмотрено множество скважинных управляющих модулей, причем отдельные скважинные управляющие модули управляют наборами модулей датчиков температуры, и скважинные управляющие модули связаны с одним или более главными скважинными управляющими модулями.

14. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что труба, содержащая модули датчиков температуры, расположена в виде кольца или спирали так, чтобы проходить вокруг трубчатого элемента скважинного аппарата.

15. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно содержит источник питания, выполненный с возможностью подачи рабочей мощности на аппарат для регистрации температуры в стволе скважины при использовании, причем источник питания может быть предусмотрен как внутрискважинный источник питания при использовании, причем необязательно источник питания может быть выполнен с возможностью замены в скважине.

16. Аппарат по п.15, отличающийся тем, что источник питания содержит один или более первичных гальванических элементов, вторичных гальванических элементов и/или скважинных генераторов элек-

троэнергии.

17. Аппарат по п.15, отличающийся тем, что источник питания содержит генератор электроэнергии или батарею, и при этом источник питания может быть заменен с помощью проволочного каната или гибкой трубы.

18. Аппарат по любому из пп.1-14, отличающийся тем, что аппарат выполнен с возможностью получения питания при использовании из пункта выше в скважине, необязательно с поверхности, и необязательно посредством индуктивной или емкостной связи.

19. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно содержит модуль беспроводной передачи данных, соединенный беспроводным образом посредством отдельного беспроводного соединения или электрическим образом посредством проводного соединения и необязательно физически с аппаратом для использования при регистрации температуры в стволе скважины, и при использовании выполненный с возможностью: беспроводной передачи вдоль скважины сигналов, указывающих температуру, зарегистрированную в стволе скважины аппаратом, необязательно посредством ретрансляторов или повторителей; и необязательно беспроводного приема сигналов управления для управления работой аппарата, необязательно для управления получением данных, передачей данных и/или управлением нагревом или охлаждением датчиков, и при этом модуль беспроводной передачи данных выполнен с возможностью передачи указанных сигналов акустическим и/или электромагнитным способом.

20. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что модуль датчиков температуры содержит электронную схему, выполненную с возможностью изменения по меньшей мере одного из силы тока, напряжения и частоты с температурой датчика.

21. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что аппарат выполнен таким образом, что при использовании по меньшей мере один модуль датчиков температуры выбирается скважинным управляющим модулем, осуществляющим цифровую адресацию модуля датчиков температуры, и причем выбранный модуль датчиков температуры обеспечивает напряжение, силу тока или частоту на выходе, представляющие температуру резистивного элемента, который должен быть соединен со скважинным управляющим модулем.

22. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что модуль датчиков температуры содержит гибкую печатную плату, в частности, гибкую печатную плату толщиной менее 1 мм и/или, в частности, гибкую печатную плату, содержащую подложку из полиимида или полиарилэфиркетона.

23. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что по меньшей мере один или каждый модуль датчиков температуры содержит один интегральный электронный компонент, содержащий резистивный элемент.

24. Аппарат по п.23, отличающийся тем, что максимальный физический размер одного электронного компонента по любой оси составляет менее 7 мм, предпочтительно менее 5 мм, более предпочтительно менее 4 мм, даже более предпочтительно менее 3 мм.

25. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что скважинный управляющий модуль выполнен с возможностью измерения аналогового тока, напряжения и/или частоты, связанных с модулями датчиков температуры, для обеспечения получения температуры резистивных элементов и окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения этого резистивного элемента.

26. Скважина, содержащая скважинный аппарат, имеющий аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины по любому из пп.1-25, выполненный с возможностью регистрации температуры в стволе скважины.

27. Скважина по п.26, отличающаяся тем, что скважинный аппарат содержит устройство уплотнения кольцевого пространства, предусмотренное на глубине по меньшей мере 100 м ниже поверхности скважины и между стволом скважины или обсадной колонной ствола скважины и трубчатым элементом.

28. Скважина по п.27, отличающаяся тем, что аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины расположен полностью под устройством уплотнения кольцевого пространства.

29. Скважина по п.27, отличающаяся тем, что труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины не проходит через устройство уплотнения кольцевого пространства.

30. Скважина по любому из пп.26-29, отличающаяся тем, что скважинный аппарат содержит трубчатый элемент, и причем труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины проходит вдоль и/или вокруг трубчатого элемента.

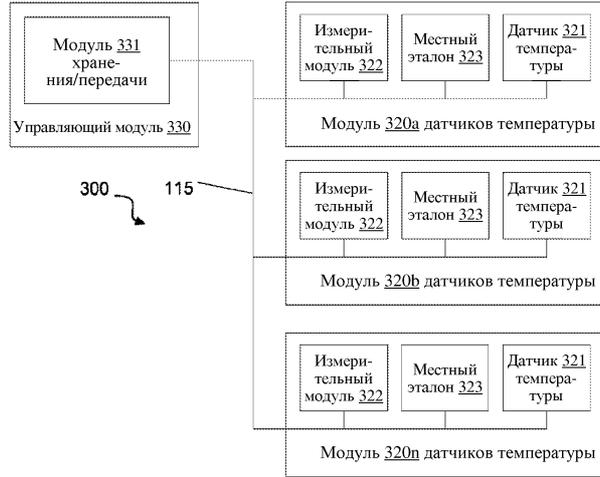
31. Скважина по п.30, отличающаяся тем, что трубчатый элемент представляет собой бурильную колонну, и при этом бурильная колонна содержит буровое долото или фрезу.

32. Скважина по любому из пп.30-31, отличающаяся тем, что труба зафиксирована на трубчатом элементе в скважине.

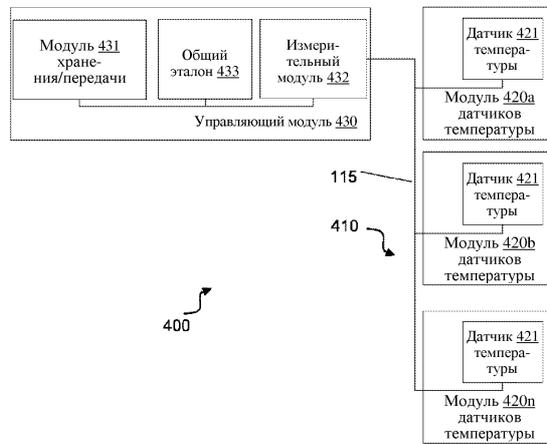
33. Скважина по любому из пп.26-30, отличающаяся тем, что аппарат доставлен в скважину на проволочном канате или гибкой трубе, и необязательно установлен и/или подвешен в скважине.

34. Скважина по любому из пп.26-32, отличающаяся тем, что труба зафиксирована и проходит через скважинный перфоратор или перфораторы.

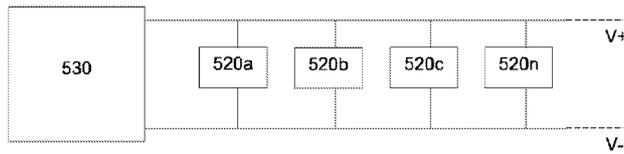




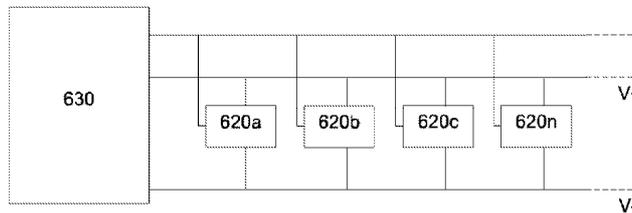
Фиг. 3



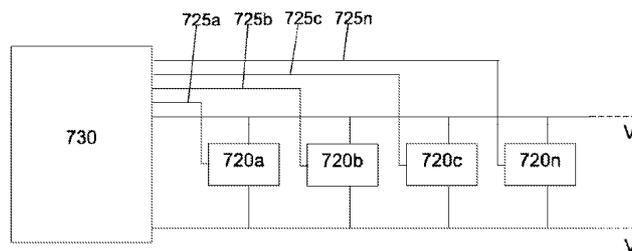
Фиг. 4



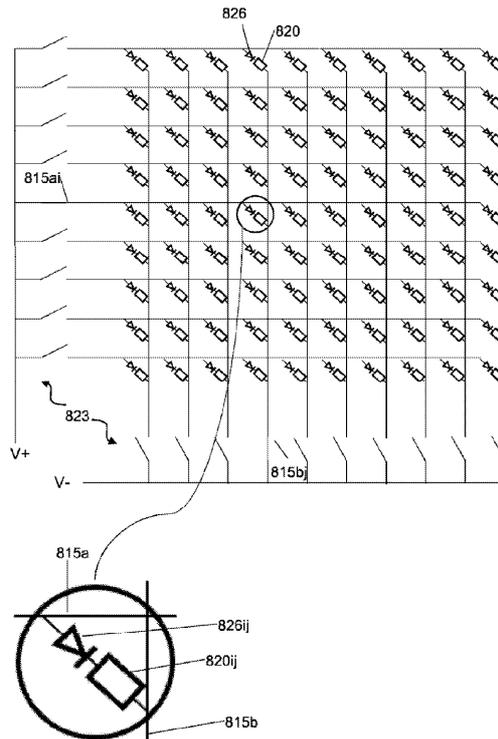
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Фиг. 9

