

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **037930**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.06.08

(21) Номер заявки
201892752

(22) Дата подачи заявки
2017.05.26

(51) Int. Cl. **E21B 47/06** (2012.01)
G01K 7/16 (2006.01)
G01K 7/32 (2006.01)

(54) **АППАРАТ ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ВДОЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

(31) **1609294.2**

(32) **2016.05.26**

(33) **GB**

(43) **2019.05.31**

(86) **PCT/GB2017/051525**

(87) **WO 2017/203295 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)

(56) US-A1-2016123133
US-A1-2015315895
US-B1-6494616
DE-A1-102010014415
US-A1-2004104029
US-A1-2006225881

Schlumberger: "WellWatcher Flux, Multizonal reservoir monitoring system", 26 May 2016 (2016-05-26), pages 1-2, XP055382064, Retrieved from the Internet: URL: http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/wellwatcher/wellwatcher_flux_ps.pdf [retrieved on 2017-06-15], the whole document

(57) Аппарат (100) для использования при регистрации температуры вдоль ствола скважины, содержащий трубу (110), содержащую по меньшей мере 6 модулей (120) датчиков температуры, предусмотренных на участках вдоль внутренней части трубы, каждый модуль датчика температуры содержит датчик температуры, содержащий пьезоэлектрический генератор, имеющий частоту электрических колебаний, которая меняется в зависимости от температуры; труба, имеющая внешний диаметр не более 14 мм на участке размещения по меньшей мере 6 модулей датчиков температуры.

B1

037930

037930

B1

Область техники

Изобретение в целом относится к регистрации температуры вдоль ствола скважины. Более конкретно, настоящее изобретение относится к способам и аппаратам для регистрации температуры вдоль ствола скважины с использованием модулей датчиков температуры, содержащих пьезоэлектрический генератор, а также к скважине, содержащей указанные аппараты, а также к способам калибровки указанных аппаратов.

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 метр 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). 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 внешнего диаметра 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 автономности 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 предоставляется аппарат для использования при регистрации температуры вдоль ствола скважины, содержащий трубу, содержащую по меньшей мере 6 модулей датчиков температуры, оборудованных на участках вдоль внутренней части трубы, при этом каждый модуль датчика температуры содержит датчик температуры, содержащий пьезоэлектрический генератор, имеющий частоту электрических колебаний, которая меняется в зависимости от температуры; трубу, имеющую внешний диаметр не более 14 мм на участке размещения по меньшей мере 6 или всех модулей датчиков температуры.

Согласно этому аспекту, использование частоты колебаний пьезоэлектрических генераторов для обеспечения температурной чувствительности позволяет оборудовать чрезвычайно чувствительную и стабильную группу датчиков температуры по длине трубы небольшого диаметра, тем самым ускоряя производство группы и ее установку в скважину. Пьезоэлектрические генераторы чрезвычайно точны, так как они нечувствительны к эффектам шума или сопротивления проводки и предоставляют чрезвычайно точные результаты измерения температуры, которые стабильны на протяжении очень большого промежутка времени и дают высокую точность между датчиками, особенно там, где используется общий эталон, так что они особенно пригодны для использования там, где аппарат должен быть предоставлен на месте в ствол скважины для отслеживания температуры чрезвычайно точно на протяжении больших промежутков времени. В дополнение пьезоэлектрические датчики температуры имеют компактный размер и могут быть оборудованы внутри трубы небольшого диаметра без необходимости приваривания секций более крупного внешнего диаметра для оборудования модулей датчиков температуры. Это особенно легко достижимо, поскольку модули датчиков температуры, содержащие пьезоэлектрические датчики температуры, могут быть оборудованы небольшим количеством дополнительных электронных схем и таким образом, быть достаточно небольшими для встраивания внутрь трубы небольшого диаметра, имеющей диаметр менее чем 14 мм. В дополнение, большое количество датчиков может быть оборудовано внутри трубы небольшого диаметра, например, путем обеспечения соединения последовательности модулей датчиков температуры в простую сеть, чтобы отвечать на цифровую адресацию простым сигналом, который соответствует температуре.

В вариантах осуществления пьезоэлектрические генераторы являются кварцевыми генераторами и/или пьезокерамическими генераторами. В вариантах осуществления модуль датчика температуры дополнительно содержит цифровой счетчик. В вариантах осуществления модуль датчика температуры дополнительно содержит микропроцессор. В вариантах осуществления модуль датчика температуры дополнительно содержит логическую матрицу. В данном случае модуль датчика температуры может быть сделан так, чтобы содержать минимум компонентов: генератор в качестве датчика и электронные компоненты, необходимые для того, чтобы определить и предоставить сигнал, который соответствует резонансной частоте генератора, изменение которой соответствует температуре. Таким образом, датчики температуры могут быть сделаны так, чтобы иметь простую конструкцию, ускоряющую их производство и позволяющую им быть достаточно малыми, чтобы поместиться внутри трубы небольшого диаметра.

В вариантах осуществления аппарат дополнительно содержит модуль управления, электрически соединенный с каждым пьезоэлектрическим генератором и имеющий эталонный пьезоэлектрический генератор для по меньшей мере 6 или всех датчиков температуры. В вариантах осуществления модуль управления выполнен с возможностью определения температуры по меньшей мере одного или всех пьезоэлектрических генераторов путем сравнения частоты электрического сигнала, генерируемого пьезоэлектрическим генератором датчика температуры с частотой электрического сигнала, генерируемого эталонным пьезоэлектрическим генератором. В вариантах осуществления модуль управления выполнен с возможностью определения температуры по меньшей мере одного или каждого пьезоэлектрического генератора путем сравнения сигнала, полученного из электрического сигнала, генерируемого каждым датчиком температуры на основе пьезоэлектрического генератора с электрическим сигналом, полученным от эта-

лонного пьезоэлектрического генератора. Таким образом, предоставление общего эталонного пьезоэлектрического генератора обеспечивает чрезвычайно высокую стабильность между датчиками с малым дрейфом, позволяя, в частности, точно определить относительное изменение температуры между модулями датчиков температуры со временем. 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. Дополнительно, оснащая модуль управления дополнительными электронными компонентами, такими как эталонный пьезоэлектрический генератор и другими компонентами, выполненными с возможностью получать и обрабатывать сигналы от датчиков температуры, можно разместить эти компоненты в удалении от самих модулей датчиков температуры, позволяя модулям датчиков температуры быть сделанными небольшими, разумеется, достаточно небольшими, чтобы поместиться в трубу небольшого диаметра.

В вариантах осуществления, отличающихся тем, что аппарат выполнен с возможностью использования температурной чувствительности чувствительного к температуре пьезоэлектрического генератора из по меньшей мере одного или каждого датчика температуры, чтобы сделать вывод о тепловой характеристике (которая может быть температурной характеристикой) окружающей среды, действию которой на участке размещения подвергается датчик температуры.

В вариантах осуществления аппарат дополнительно содержит электрическую сеть, содержащую по меньшей мере 2 или каждый из модулей датчика температуры, соединенные общим проводом или проводами, необязательно 3 проводами, более желательно 2 проводами. В вариантах осуществления электрическая сеть содержит единственный провод, имеющий дополнительное электрическое соединение, обеспечиваемое трубой. Таким образом, модули датчиков температуры могут быть установлены и подсоединены внутри трубы небольшого диаметра, используя простые электрические сети.

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. Это улучшает прочность группы датчиков к перепадам давления во время использования в скважине.

В вариантах осуществления внешний диаметр трубы находится в диапазоне от 3 до 14 мм, необязательно в диапазоне от 6 до 10 мм 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. 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 составляет менее 14 мм на участке размещения по меньшей мере 10, предпочтительно по меньшей мере 20, более предпочтительно по меньшей мере 40 модулей датчиков температуры. В вариантах осуществления внешний диаметр трубы составляет менее 10 мм на участке размещения по меньшей мере 10, предпочтительно по меньшей мере 20, более предпочтительно по меньшей мере 40 модулей датчиков температуры. В вариантах осуществления труба содержит по меньшей мере 10, предпочтительно по меньшей мере 20, более предпочтительно по меньшей мере 40 модулей датчиков температуры вдоль своей длины. Это может обеспечить чувствительность и очень высокое пространственное разрешение или обеспечить регистрацию на очень большом расстоянии. 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. 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. Под выражением "на участке размещения" подразумеваются участки трубы на длине или части длины модуля датчиков температуры. В вариантах осуществления внешний диаметр трубы остается по существу постоянным вдоль трубы. Под этим подразумевается то, что внешний диаметр трубы не увеличивается, и не уменьшается вдоль длины трубы из-за наличия или отсутствия модулей датчиков температуры. 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. Группа в трубе с гладким внешним диаметром может быть получена с использованием пьезоэлектрических генераторов в качестве датчика температуры, который может быть небольшого размера с небольшим количеством электронных компонентов, расположенных в модулях датчиков температуры, образуя взамен большую часть электронной схемы управления внутри модуля управления 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 предусмотрено несколько управляющих модулей, причем отдельные модули управления управляют наборами датчиков температуры, при этом модули управления связаны с одним или более главными модулями управления.

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 управляющими модулями или для обеспечения связи с другими устройствами 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 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).

Согласно другому аспекту в настоящем изобретении предоставляется скважина, содержащая скважинный аппарат, имеющий аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважи-

ны, 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 трубой 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 с полированным седлом 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 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 альтернативных вариантах осуществления труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины предусмотрена под и проходит через устройство уплотнения кольцевого пространства и где модуль управления аппаратом, используемым для регистрации температуры, предусмотрен в стволе скважины над кольцевым уплотнительным устройством. Аппарат и в этом случае может быть предусмотрен в скважине как автономная система.

В вариантах осуществления 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 труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины проходит вдоль и/или вокруг трубчатого элемента в скважине. В вариантах осуществления трубчатый элемент в скважине представляет собой одно из нижеследующего: в целом трубчатую бурильную колонну, испытательную колонну, колонну заканчивания, эксплуатационную колонну, колонну для закачивания, колонну для капитального ремонта, колонну для наблюдений, колонну для консервации, колонну для ликвидации, обсадную колонну, колонну для гидроразрыва пласта, колонну с гравийным фильтром, сетчатый фильтр или потайную колонну. Колонны могут содержать множество элементов, таких как труба, клапаны, утяжеленные бурильные 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 предоставляться в скважину в течение продолжительного периода времени, необязательно по меньшей мере 6 месяцев, необязательно по меньшей мере 1 года, необязательно по меньшей мере 2 лет, 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 давление ударной волны, 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, скважинные перфораторы, 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 оборудован в области 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 эксплуатации аппарата, описанного в отношении вышеуказанных аспектов 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 и/или охлаждения, чтобы сделать вывод о характеристике текучей среды (такой как расход или идентификация типа составных текучих сред в скважине) из окружающей среды, воздействующей на трубу на участке размещения датчиков температуры. В вариантах осуществления активный нагрев по меньшей мере одного из датчиков температуры в трубе включает самонагрев 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 чувствительность модулей датчиков температуры и их относительная или абсолютная чувствительность к изменениям в температуре (например, за счет активного нагрева и/или охлаждения датчиков или за счет регистрации изменений в окружающей температуре) могут использоваться для установления соответствия и предоставления информации, используемой, чтобы сделать вывод об условиях работы 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. Измеряемый эффект, как правило, является следствием комбинированного потока текучих сред. Скорость нагрева и/или охлаждения может быть использована, чтобы сделать вывод о расходах и компонентах текучей среды в скважине. Дополнительно, активный нагрев и/или охлаждение датчиков может дополнительно способствовать идентификации типов текучих сред, поскольку на нагрев и/или охлаждение 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/закачивание, ГРП, 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 варианта осуществления аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины, содержащего датчики температуры на основе пьезоэлектрических генераторов 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 конструирования и эксплуатации модулей датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов и модуль управления аппара-

том, как показано 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 конструирования и эксплуатации модулей датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов и модуль управления аппаратом, как показано 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 для аппарата в соответствии с одним вариантом осуществления для цифрового соединения модулей датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов с модулем управления с использованием шинпровода;

на фиг. 6 показано схематическое изображение компоновки для аппарата в соответствии с другим вариантом осуществления для цифрового соединения модулей датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов с модулем управления с использованием третьего провода;

на фиг. 7 показано схематическое изображение компоновки для аппарата в соответствии с вариантом осуществления для соединения модулей датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов с модулем управления для приема аналогового сигнала от него с использованием отдельных проводов;

на фиг. 8 показано схематическое изображение компоновки для аппарата в соответствии с вариантом осуществления, использующего пьезоэлектрические датчики температуры; и

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, 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 материалов: нержавеющей стали, дуплексной или супердуплексной нержавеющей стали, никелевого сплава, титана или титанового сплава. В варианте 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. Там, где необходима более прочная система, может быть использована труба большего диаметра, как например 10 мм (3/8 дюйма). Труба 110 заполнена и заключает 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 перепадов давления 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 для 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 управляющий модуль 130, который электрически соединен с модулями 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры посредством электрической сети 115. 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 темпера-

туры. 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, такие как саморазогрев за счет подачи сильного тока через подходящий резистивный элемент или электронный компонент, предусмотренный на датчике температуры в электрической сети с пьезоэлектрическими генераторами.

Аппарат 100 также содержит источник 140 питания и модуль 150 связи, которые предусмотрены совместно с 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 его противоположных сторон так, что он расположен в середине аппарата 100 для регистрации температуры вдоль ствола скважины. В показанном варианте осуществления предусмотрен один управляющий модуль 150. В альтернативных вариантах осуществления может быть предусмотрено множество управляющих модулей, причем отдельные управляющие модули управляют наборами модулей датчиков температуры, и управляющие модули могут быть связаны с одним или более главными управляющими модулями.

Источник 140 питания соединен с управляющим модулем 130, модулями 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры посредством 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 обеспечивают 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 литийтионилхлоридная батарея и литийсульфурилхлоридная батарея. Под высокотемпературными батареями подразумеваются те из них, которые способны работать при температурах выше 85°C и иногда выше 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 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 или указанное устройство уплотнения кольцевого пространства, 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 использова-

ния 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 для 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 значительно большим в зависимости от длины скважины.

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), по меньшей мере на 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 NOV 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, использующиеся 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 передачи 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 магнитострикционные 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 Гц до 30 Гц;
- СНЧ (сверхнизкие частоты) от 30 Гц 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, предусматриваю-

шая 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 трансформатора 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", используемое 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 расстояние 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, 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 данных о регистрируемой температуре в 20 м участка 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, показанная 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 бурильной колонны и заменено испытательным и регистрирующим оборудованием, таким как колонна с датчиками 210, спускаемого внутрь скважины для оценки геологических формаций 220.

Пакер с возможностью повторной установки предусмотрен в качестве средства 230 уплотнения кольцевого пространства, расположенного над пластом 220, подлежащим испытанию. Были проделаны перфорационные отверстия 225 через обсадную колонну внутрь формации 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, чтобы позволить протекание потока через него, и расположен в колонне 210 под устройством 230 уплотнения кольцевого пространства, при этом труба 110 проходит вдоль внешней поверхности колонны 210 (например, в углублении) вдоль ствола скважины 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.

В другом варианте осуществления (не показан) модуль перфоратора, содержащий ряд кумулятивных зарядов, может быть предоставлен в колонну 210, который при использовании формирует перфорационные отверстия 225 через обсадную колонну внутрь формации 220, чтобы стимулировать поток продукта. Дополнительные фиксаторы (не показаны) могут быть предусмотрены, в частности, вдоль скважинного перфоратора, для обеспечения того, что труба не касается перфорационных зарядов. После использования аппарат 100 может быть утилизирован, например, вместе с использованными перфораторами.

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 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 дан-

ных может быть получена подробная информация, указывающая тип текучей среды, протекающей в скважине, расход и/или место нахождения. Если труба 110 расположена вокруг устройства уплотнения кольцевого пространства, такого как пакер, может быть обнаружен нагревающий 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 ПО 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 выведения 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 ПО 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. Фиг. 2 изображает 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 предоставлен совместно и зафиксирован на большом количестве разнообразных скважинных приборов, при этом фиксирование на колонне для испытания пласта на трубах является только одним возможным примером. После использования аппарат 100 может быть утилизирован. 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.

Компоновки для конструирования и эксплуатации модулей датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов 120a, 120b, 120c... 120n датчиков температуры и управляющего модуля 130 для регистрации температура, адресации модулей датчиков, а также обработки и выведения информации о температуре в соответствии с вариантами осуществления.

Одна возможная компоновка показана на фиг. 3. В данном случае аппарат 300 содержит по меньшей мере шесть модулей 320a, 320b... 320n датчиков температуры, три из которых показаны, соединенных с модулем 330 управления. Каждый модуль датчика температуры содержит датчик 321 температуры, оборудованный по меньшей мере отчасти по меньшей мере одним пьезоэлектрическим генератором, таким как кристалл кварца. Датчик 321 температуры имеет электрические свойства, которые меняются в зависимости от температуры, т.е. его резонансная частота. Каждый модуль 320a, 320b.. 320n датчика температуры дополнительно содержит измерительный модуль 322, который принимает сигнал или измеряет зависящее от температуры электрическое свойство датчика 321 температуры, сравнивает его с калиброванным по температуре местным эталоном 323, который выполнен с возможностью предоставления сигнала, при сопоставлении с которым показаний температурного датчика 321 измерительным модулем 322 могут быть выявлены изменения температуры. Измерительные модули 322, таким образом, производят данные, представляющие температуру, измеренную на каждом модуле 320a, 320b... 320n дат-

чика температуры и передают эти данные на модуль 330 управления через электрическую сеть 115. Зарегистрированные температурные данные могут быть переданы на модуль 330 управления в виде аналогового сигнала, где модули 320a, 320b... 320n датчиков температуры индивидуально изолированы в электрической сети 115 или в котором аналоговые сигналы мультиплексированы в одном и том же канале электрической сети. Альтернативно данные могут быть закодированы в цифровую форму в модулях 320a, 320b... 320n датчиков температуры и переданы на модуль 330 управления с использованием протокола цифровой адресации или путем мультиплексирования, где несколько модулей 320a, 320b... 320n датчиков температуры используют 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 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 датчика температуры заключается в том, что данные могут быть сразу переданы на модуль 330 управления, при этом эффекты влияния электрической сети на сигнал, обусловленные, например, шумом и температурной чувствительностью сопротивления провода, могут быть смягчены, при этом электрическая сеть может быть относительно простой, нуждающейся только в одном или двух кабелях для передачи данных. Например, подходящая система цифровой адресации, такая как протоколы 1^2C^{TM} , SENT или 1-WireTM может быть использована для передачи данных от модулей 320a, 320b... 320n датчиков температуры на модуль 330 управления с использованием небольшого количества проводов или даже одного провода, который может быть проводом питания, который предоставляет питание на модули 320a, 320b... 320n датчиков температуры.

Тогда как компоновка, показанная на фиг. 3, имеет преимущество при использовании в разных обстоятельствах, при этом стабильность между датчиками может не быть столь высокой, как требуется для некоторых применений, особенно долгосрочных, так как местные эталоны на каждом модуле датчика температуры могут дрейфовать 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 (и также цифрового контроллера ввода/вывода) на каждом модуле 320a, 320b... 320n датчика температуры означает, что модули 320a, 320b... 320n могут требовать существенной миниатюризации и хитроумной упаковки, чтобы позволить им быть достаточно небольшими, чтобы быть встроенными в трубу небольшого диаметра 110 без необходимости установки или приваривания модулей датчиков температуры в виде секций более крупного внешнего диаметра в трубе. Дополнительно предоставление различных электронных компонентов внутри модулей 320a, 320b... 320n датчиков температуры означает, что они потребуют придания большей износостойкости.

Компоновка, показанная на фиг. 4, однако предусматривает альтернативную компоновку для аппарата, содержащего по меньшей мере шесть модулей датчиков температуры (из которых показаны три), которые могут быть особенно полезны в разнообразных приложениях. В аппарате 400 каждый модуль 420a, 420b... 420n датчика температуры содержит датчик 421 температуры, оборудованный по меньшей мере отчасти по меньшей мере одним пьезоэлектрическим генератором, таким как кристалл кварца. Датчик 321 температуры имеет электрические свойства, которые меняются в зависимости от температуры, т. е. его резонансная частота. Местный эталон и измерительный модуль на каждом модуле датчика температуры аппарата 300 исключен и взамен предоставлен модуль 430 управления, оборудованный измерительным модулем 432 и общим эталоном 433, которые используются для определения тепловой характеристики каждого датчика 421 температуры каждого модуля 420a, 420b... 420n датчика температуры. Генератор общего эталонного сигнала представляет собой генератор сравнения. В данном случае использование эталона, общего для всех модулей 420a, 420b... 420n датчиков температуры, расположенного на модуле 430 управления, позволяет аппарату обеспечивать относительно высокую стабильность между датчиками по сравнению с компоновкой, показанной на фиг. 3, с относительно небольшим дрейфом. Расположение эталонного датчика модуля управления на модуле управления также позволяет использовать более крупный эталонный кристалл, что имеет преимущество при выборе эталона, стабильного относительно температуры и стабильного относительно времени и повторяющихся температурных циклов. Это предоставляет аппарату 400 высокую точность и надежность зарегистрированных изменений температуры вдоль 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. В дополнение, измерительный модуль 432 и общий эталон 433 оборудованы в самом модуле 430 управления, что означает, что модули 420a, 420b... 420n датчиков температуры не должны содержать эти компоненты. Тогда как, что будет объясне-

но со ссылкой на фиг. 8, в вариантах осуществления модули датчиков температуры могут содержать цифровые счетчики и ПЛИСы, в других вариантах осуществления модули 420a, 420b... 420n датчиков температуры могут не содержать иных электронных компонентов кроме датчика 421 температуры, который может быть оборудован только пьезоэлектрическим генератором (и любыми необходимыми электрическими соединительными элементами и корпусом). 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 сравнительно чувствительные электронные компоненты измерительный модуль 432 и общий эталон 433 оборудованы в самом модуле 430 управления, при этом модули 420a, 420b... 420n датчиков температуры могут быть более износостойкими. 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 небольшим и содержит очень малое количество компонентов, и поэтому он может быть просто встроен в трубу небольшого диаметра, причем электронная схема управления должна быть предусмотрена в отдельно собранном управляющем модуле, предусмотренном, например, на конце трубы или рядом с ней.

Тогда как на фиг. 4 показан генератор общего эталонного сигнала, используемый в качестве эталона для сигнала, который соответствует данным температуры, зарегистрированной каждым из модулей датчиков температуры, в вариантах осуществления может быть использован общий эталонный генератор в качестве эталона для измерений, касающихся менее чем всех, но по меньшей мере двух датчиков температуры.

На фиг. 4 измерительный модуль 432 расположен в модуле 430 управления в отдалении от модулей 420a, 420b... 420n датчиков температуры. Измерительный модуль 432 может быть выполнен с возможностью измерения аналоговой электрической характеристики датчиков 421 температуры на расстоянии путем адресации или соединения исключительно с датчиком 421 температуры конкретного модуля 420a, 420b... 420n датчика 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 оборудования электрической сети 115, выполненной с возможностью разрешения получения и обработки отдельного аналогового сигнала от разных датчиков 421 температуры на модуле управления 430. Пример подходящей конфигурации электрической сети описан ниже со ссылкой на фиг. 7. Альтернативно сигнал, который соответствует результатам измерений температуры, зарегистрированной модулями датчиков температуры, может быть представлен напряжением и/или током или другой характеристикой генерируемого сигнала, такой как длительность сигнала или же сигнал может кодировать в цифровую форму зарегистрированную температуру. Чтобы передать электрический сигнал, который соответствует температуре, измеренной датчиками 421 температуры на модуль 430 управления для приема и обработки измерительным модулем 432, в вариантах осуществления может вновь быть использована система цифровой адресации, тем самым каждый модуль 420a, 420b... 420n датчика температуры оборудуется цифровым кодирующим модулем (не показан), тем самым сигнал, основанный на общем эталоне, передается на модули датчиков температуры, при этом электрический сигнал, регистрируемый датчиком температуры 421, оцифровывается и передается в виде закодированных в цифровой форме данных на модуль управления с использованием подходящего протокола цифровой связи.

Альтернативно, может использоваться гибридный вариант (не показан), полученный из фиг. 3 и 4, в котором общим эталоном на 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 управляющий модуль.

Конечно, на фиг. 5 и 6 показаны компоновки для цифрового соединения модулей датчиков температуры с модулем управления, тогда как на фиг. 7 показан способ адресации датчиков температуры и получения и обработки аналоговых сигналов оттуда на модуль управления.

На компоновке из фиг. 5 ряд из по меньшей мере шести модулей 520a, 520b, 520c... 520n датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов, из которых показаны четыре, соединены путем подключения их в параллель между двумя шинами питания, обеспечивающими напряжения V+, V- от модуля 530 управления. Модули датчиков температуры 520a, 520b, 520c... 520n оборудованы цифровым кодирующим модулем, выполненным с возможностью передачи сигналов, соответствующих данным измерений датчика температуры (являются ли они данными измерения температуры или еще необработанными для соответствия измеренным тепловым характеристикам электрического сигнала) на модуль 530 управления путем модуляции сигнала по одной или обеим 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 из фиг. 6 ряд из по меньшей мере шести модулей 620a, 620b, 620c... 620n датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов, из которых показаны четыре, соединены путем подключения их в параллель между двумя шинами питания, обеспечивающими напряжения $V+$, $V-$ от модуля 630 управления. Модули 620a, 620b, 620c... 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 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 620a, 620b, 620c... 620n датчиков температуры может быть осуществлена цифровым образом посредством управляющего модуля 630 с использованием подходящего канала цифровой связи по двум шинам питания, причем модули 620a, 620b, 620c... 620n датчиков температуры могут быть выполнены с возможностью подачи аналогового сигнала на управляющий модуль 630 в ответ с использованием третьего провода.

В соответствии с компоновками цифровой связи, показанными на фиг. 5 и 6, большое количество модулей датчиков температуры (ограниченное диапазоном адресом 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 числу модулей датчиков температуры, оборудованных в трубе, быть очень большим.

Там, где аналоговые сигналы должны быть переданы на модуль управления без цифровой адресации или мультиплексирования, могут быть использованы отдельные провода. Таким образом, на компоновке из фиг. 7 ряд из по меньшей мере шести модулей 720a, 720b, 720c... 720n датчиков температуры, из которых показаны четыре, соединены путем подключения их в параллель между двумя шинами питания, обеспечивающими напряжения $V+$, $V-$ от модуля 730 управления. 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 управляющем модуле 730 по отдельным проводам 725a, 725b, 725c... 725n. 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.

Объяснение использования пьезоэлектрических генераторов в качестве датчиков температуры в варианте осуществления аппарата для регистрации температуры вдоль ствола скважины с целью предоставления точных и имеющих высокую детальность данных измерения температуры, которые предоставляют стабильность между датчиками на длительный срок, будет в данном случае описан со ссылкой на фиг. 8. В данном случае каждый из по меньшей мере шести модулей 1020a, 1020b датчиков температуры, два из которых показаны, содержит датчик температуры, содержащий пьезоэлектрический генератор, такой как кварцевый генератор, имеющий частоту электрических колебаний, которая меняется в зависимости от температуры. Модули 1020a, 1020b датчиков температуры компактны благодаря небольшим размерам пьезоэлектрического генератора и поэтому они могут быть вмонтированы в трубу 110 небольшого диаметра, позволяя ей при этом иметь гладкий внешний профиль. Когда напряжение подается от модуля 1030 управления, каждый модуль 1020a, 1020b датчика температуры колеблется с характеристической частотой, которая меняется в зависимости от температуры. Так как зависимость полученной частоты от поданного напряжения невелика, эффекты влияния сопротивления провода на результаты измерения температуры также невелики. В результате температура может быть точно и стабильно измерена для каждого модуля 1020a, 1020b датчика температуры на модуле 1030 управления следующим образом. Каждый модуль 1020a, 1020b датчика температуры оборудован цифровым счетчиком и микропроцессором в форме, например, логической матрицы 1022a, 1022b, соединенной с пьезоэлектрическим генератором 1021a, 1021b и для подсчета количества колебаний за период, определяемый синхронизирующим сигналом, генерируемым эталонным генератором на модуле управления. Под эталонным генератором подразумевается генератор, частота которого относительно стабильна относительно температуры, при

этом под генератором датчика температуры подразумевается тот, частота которого зависит от температуры. Таким образом, после предварительной калибровки, сравнения и отслеживания изменения между частотой общего эталонного пьезоэлектрического генератора и датчиков 1021a, 1021b температуры на основе пьезоэлектрических генераторов, температура и изменение температуры на каждом модуле 1020a, 1020b могут быть точно отслежены.

Тогда как вариант осуществления на фиг. 8 показывает использование датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов в конкретной компоновке цепи с использованием цифровых счетчиков, возможны другие компоновки, в которых относительные частоты эталонного пьезоэлектрического генератора и датчиков температуры на основе пьезоэлектрических генераторов адресуются, собираются и сравниваются, например, с использованием компоновок, описанных выше в отношении фиг. 3-7. Например, аппарат может быть выполнен с такой возможностью, что колебательные электрические сигналы, генерируемые каждым датчиком температуры на основе пьезоэлектрического генератора получаются и обрабатываются на модуле управления, который выполнен с возможностью определения тепловой характеристики по меньшей мере одного или каждого пьезоэлектрического генератора путем сравнения сигнала, полученного из электрического сигнала, генерируемого каждым датчиком температуры на основе пьезоэлектрического генератора с электрическим сигналом, полученным от эталонного пьезоэлектрического генератора.

Способ 1100 эксплуатации аппарата, описанный выше в отношении фиг. 1-6 для определения температуры вдоль ствола скважины, будет в данном случае описан со ссылкой на фиг. 7.

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 датчика температуры или путем саморазогрева датчиков за счет подачи тока через них. Например, большой ток может быть подан на резистивный нагревательный элемент для нагрева датчиков температуры. 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 делают вывод о характеристике потока текучей среды 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 при регистрации температуры вдоль ствола скважины, содержащий трубу, представляющую собой металлическую трубу по меньшей мере с 10 модулями датчиков температуры, предусмотренными на участках вдоль внутренней части трубы, причем каждый модуль датчика температуры содержит датчик температуры, содержащий пьезоэлектрический генератор, имеющий частоту электрических колебаний, которая меняется в зависимости от температуры;

при этом труба имеет внешний диаметр не более 14 мм на участке размещения по меньшей мере 10 модулей датчиков температуры;

причем внешний диаметр трубы сохраняется или уменьшается на участке размещения в трубе по меньшей мере 50% модулей датчиков температуры; и

причем длина трубы составляет от 10 до 10000 м.

2. Аппарат по п.1, отличающийся тем, что пьезоэлектрическими генераторами являются кварцевые генераторы или пьезокерамические генераторы.

3. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно содержит модуль управления, электрически соединенный с каждым пьезоэлектрическим генератором и имеющий эталонный пьезоэлектрический генератор, общий по меньшей мере для 10 или всех датчиков температуры.

4. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно содержит электрическую сеть, которая содержит по меньшей мере 2, или каждый модуль датчика температуры, соединенные общим проводом или проводами, необязательно 3 проводами, более желательно 2 проводами.

5. 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, выполненное с воз-

возможностью выравнивания внутреннего давления в трубе с окружающей средой.

6. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что внешний диаметр трубы составляет по меньшей мере 3 мм и менее чем 14 мм, необязательно в диапазоне от 6 до 10 мм 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.

7. Аппарат по п.6, отличающийся тем, что внешний диаметр трубы составляет менее 10 мм на участке размещения по меньшей мере 10, предпочтительно по меньшей мере 20, более предпочтительно по меньшей мере 40 модулей датчиков температуры.

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

9. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что внешний диаметр трубы не увеличивается на участке размещения в трубе по меньшей мере 90% и особенно 100% модулей датчиков температуры.

10. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что внешнее сечение трубы не меняется 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.

11. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что внешний диаметр трубы остается, по существу, постоянным вдоль трубы.

12. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что предоставляется несколько управляющих модулей, причем индивидуальные модули управления управляют наборами датчиков температуры, при этом управляющие модули соединены с одним или более главных модулей управления, причем аппарат необязательно дополнительно содержит средства связи внутри трубы для того, чтобы позволить обмен данных вдоль трубы, чтобы позволить связь между модулями управления или чтобы позволить связь с другими устройствами в скважине.

13. 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.

14. Аппарат по п.13, отличающийся тем, что источник питания содержит один или более первичных гальванических элементов, вторичных гальванических элементов и/или скважинных генераторов электроэнергии.

15. Аппарат по п.13, отличающийся тем, что источник питания содержит генератор электроэнергии или батарею, причем источник питания может быть заменен с помощью каната или гибкой трубы.

16. Аппарат по любому из пп.1-12, 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.

17. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что дополнительно содержит модуль беспроводной передачи данных, соединенный с аппаратом для использования при регистрации температуры в стволе скважины и выполненный с возможностью при использовании

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, причем модуль беспроводной передачи данных выполнен с возможностью передачи указанных сигналов акустическим и/или электромагнитным способом.

18. Аппарат по любому из предыдущих пунктов, отличающийся тем, что труба является выполненной из одного из нержавеющей стали, дуплексной или супердуплексной нержавеющей стали, никелевого сплава, титана или титанового сплава.

19. 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.

20. Скважина, содержащая скважинный аппарат, имеющий аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины по любому из предыдущих пунктов, выполненный с возможностью регистрации температуры в стволе скважины.

21. Скважина по п.20, отличающаяся тем, что аппарат содержит трубчатый элемент и устройство уплотнения кольцевого пространства, предусмотренное на глубине по меньшей мере 100 м ниже поверх-

ности скважины и между стволом скважины или обсадной трубой ствола скважины и трубчатым элементом.

22. Скважина по п.21, отличающаяся тем, что аппарат для использования при регистрации температуры в стволе скважины расположен полностью под устройством уплотнения кольцевого пространства.

23. Скважина по пп.21 или 22, отличающаяся тем, что труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины не проходит через устройство уплотнения кольцевого пространства.

24. Скважина по любому из пп.20-23, отличающаяся тем, что скважинный аппарат содержит трубчатый элемент, причем труба аппарата для использования при регистрации температуры в стволе скважины проходит вдоль и/или вокруг трубчатого элемента.

25. Скважина по п.24, отличающаяся тем, что трубчатый элемент в скважине представляет собой бурильную колонну, при этом бурильная колонна содержит буровое долото или фрезу.

26. Скважина по любому из пп.24-25, отличающаяся тем, что труба зафиксирована на трубчатом элементе в скважине.

27. Скважина по любому из пп.20-26, отличающаяся тем, что аппарат доставляют в скважину на канате или гибкой трубе и, необязательно, устанавливают и/или подвешивают в скважине.

28. Скважина по любому из пп.20-27, отличающаяся тем, что аппарат выполнен с возможностью отслеживания температуры возле барьера в скважине.

29. Скважина по любому из пп.20-28, отличающаяся тем, что аппарат выполнен с возможностью отслеживания скважины во время испытания скважины или испытания пласта на трубах.

30. Скважина по любому из пп.20-29, отличающаяся тем, что скважина представляет собой эксплуатационную и/или нагнетательную скважину.

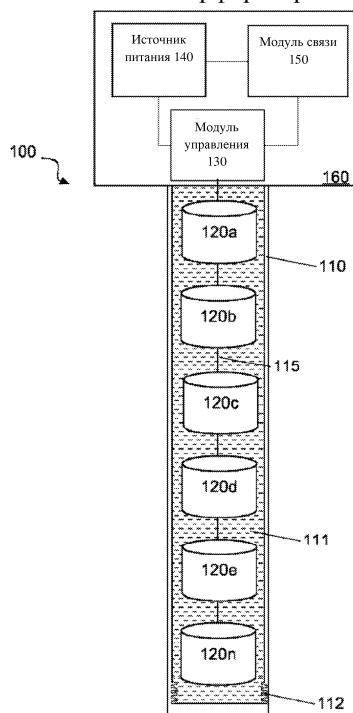
31. Скважина по любому из пп.20-30, отличающаяся тем, что аппарат выполнен с возможностью отслеживания экзотермической реакции, связанной с обработкой текучей средой скважины.

32. Скважина по любому из пп.20-31, отличающаяся тем, что скважина находится в фазе консервации или ликвидации, при этом аппарат выполнен с возможностью отслеживания скважины.

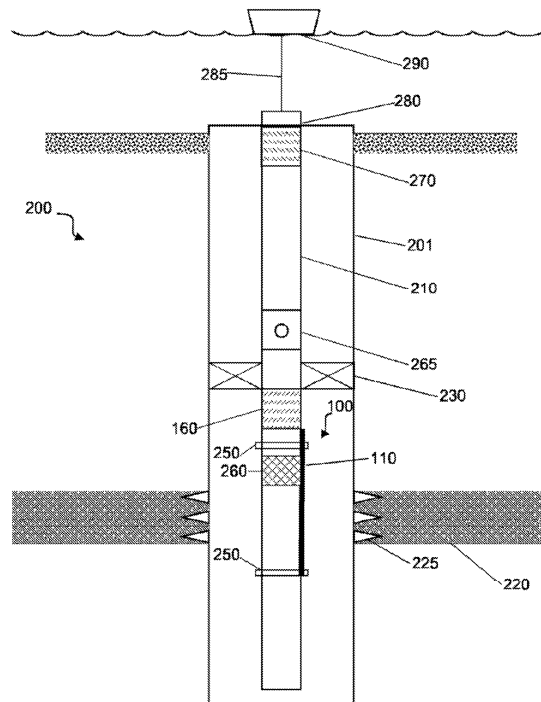
33. Скважина по любому из пп.20-32, отличающаяся тем, что труба прикреплена к скважинным перфораторам и проходит через них.

34. Скважина по п.33, отличающаяся тем, что аппарат выполнен с возможностью отслеживания выстрела скважинного перфоратора.

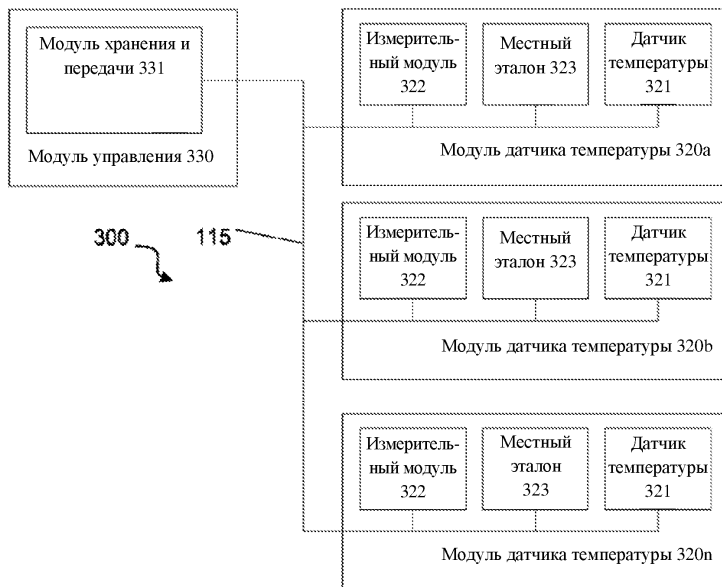
35. Скважина по п.33 или 34, отличающаяся тем, что аппарат или множество аппаратов, проходят через несколько перфораторов, при этом несколько перфораторов являются независимо активируемыми.



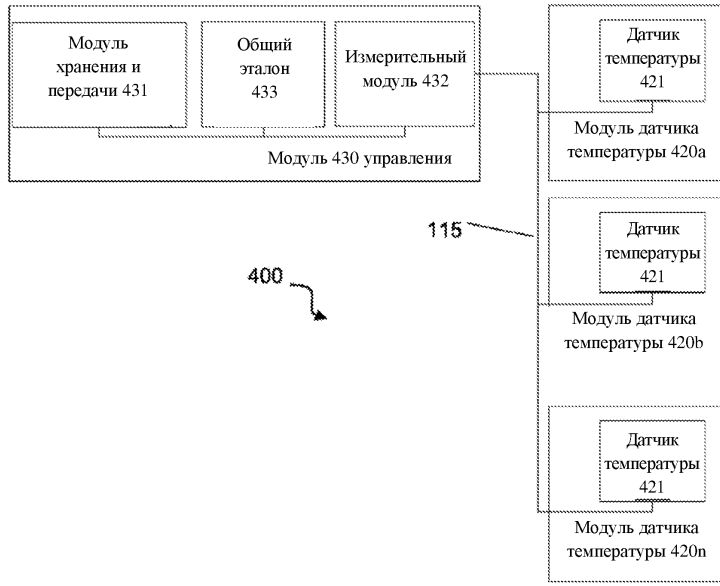
Фиг. 1



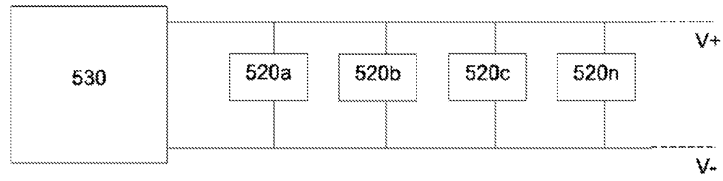
Фиг. 2



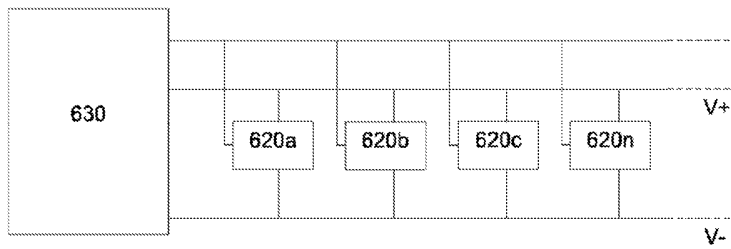
Фиг. 3



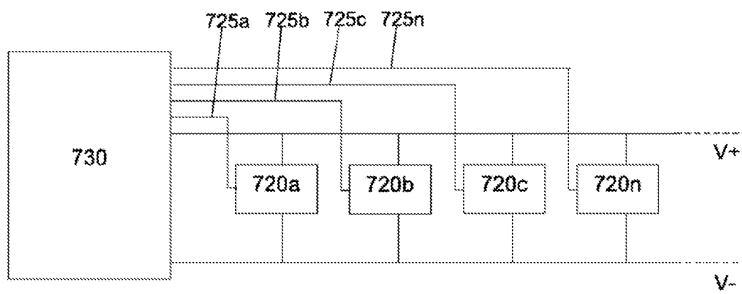
Фиг. 4



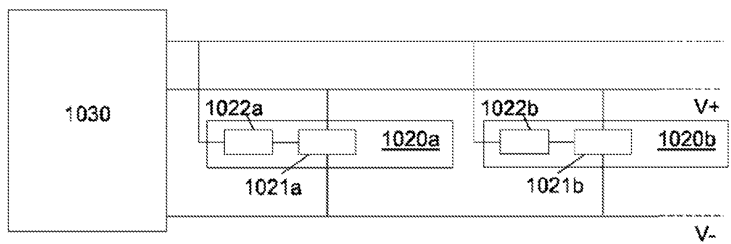
Фиг. 5



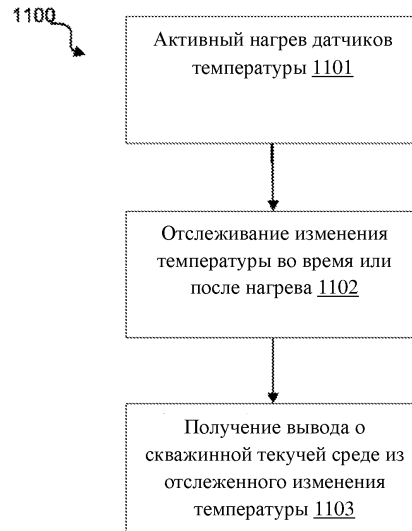
Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Фиг. 9

