

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201992243** (13) **A1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**(43) Дата публикации заявки
2020.03.27(51) Int. Cl. *E21B 47/10* (2012.01)(22) Дата подачи заявки
2018.03.29(54) **МОНИТОРИНГ СКВАЖИНЫ И ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ ПОРОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ АКУСТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ**

(31) 62/479,873

(32) 2017.03.31

(33) US

(86) PCT/EP2018/058174

(87) WO 2018/178279 2018.10.04

(71) Заявитель:

**БП ЭКСПЛОРЕЙШН ОПЕРЕЙТИНГ
КОМПАНИ ЛИМИТЕД (GB)**

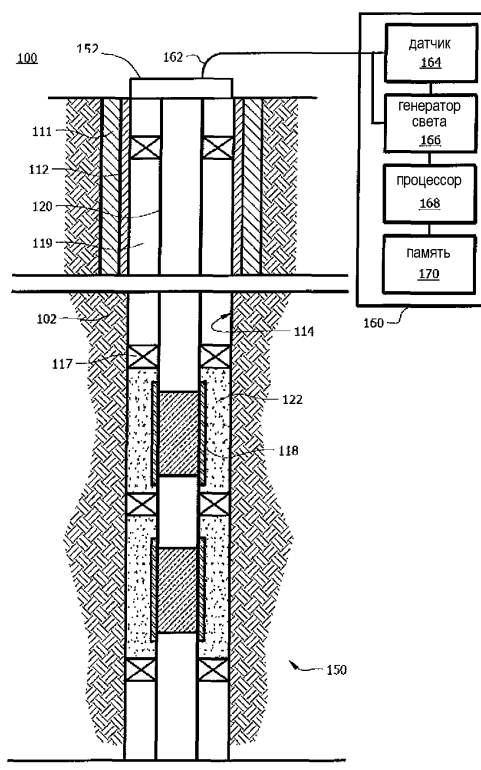
(72) Изобретатель:

**Тхирувенкатанатхан Прадьюмна,
Лангнес Томми (GB)**

(74) Представитель:

**Веселицкая И.А., Веселицкий М.Б.,
Кузенкова Н.В., Каксис Р.А., Белоусов
Ю.В., Куликов А.В., Кузнецова Е.В.,
Соколов Р.А., Кузнецова Т.В. (RU)**

(57) В заявке описан способ обнаружения события утечки внутри ствола скважины, который может включать индуцирование перепада давления внутри ствола скважины, содержащего текучую среду, получение совокупности данных выборки, представляющих акустический сигнал по спектру частот при индуцировании перепада давления, определение ряда признаков совокупности данных выборки в частотной области, определение наличия события утечки на одной или более глубинах внутри ствола скважины на основе определения того, что ряд признаков в частотной области совпадает с комплексом признаков события утечки, выполнение корреляции события утечки с индуцированным перепадом давления и определение наличия и местоположения утечки внутри ствола скважины на основе наличия события утечки и корреляции события утечки с индуцированным перепадом давления.



A1

201992243

201992243

A1

МОНИТОРИНГ СКВАЖИНЫ И ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ ПОРОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ АКУСТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ

5

Ссылки на родственные заявки

Не применимо.

Уровень техники

10 Через углеводородную эксплуатационную скважину, ствол которой проходит в пласт месторождения, могут добываться различные текучие среды, например, углеводороды, вода, газ и др. Добыча текучих сред может приводить к их перемещению в разных подземных областях, включая подземный продуктовый пласт, из пласта в ствол скважины и в самом стволе скважины.

Сущность изобретения

15 Представленный в варианте выполнения способ обнаружения события утечки внутри ствола скважины включает индуцирование перепада давления внутри ствола скважины, содержащего текучую среду, получение совокупности данных выборки при индуцировании перепада давления, определение в совокупности данных выборки ряда признаков в частотной области, определение
20 наличия события утечки на одной или более глубин в стволе скважины на основе определения совпадения (соответствия) ряда признаков в частотной области с комплексом (сигнатурой) признаков события утечки (leak event signature), выполнение корреляции события утечки с индуцированным перепадом давления, и определение наличия и места утечки в стволе скважины на основе наличия
25 события утечки и корреляции события утечки с индуцированным перепадом давления. Совокупностью данных выборки является выборка акустического сигнала, возникающего в стволе скважины, при этом совокупность данных выборки представляет акустический сигнал по спектру частот.

В варианте выполнения, система обнаружения события утечки внутри
30 ствола скважины включает приемный блок, содержащий процессор и память. Приемный блок приспособлен для приема первого сигнала от датчика, помещенного в ствол скважины. В памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при ее выполнении процессором, конфигурирует процессор для: приема от датчика первого сигнала, содержащего данные акустического

сигнала, принятого с одной или более глубин внутри ствола скважины, приема
второго сигнала, содержащего данные перепада давления внутри ствола
скважины, определения ряда признаков акустического сигнала в частотной
области по спектру частот и сравнения ряд признаков в частотной области с
5 комплексом признаков события утечки, определения наличия события утечки на
одной или более глубинах внутри ствола скважины на основе совпадения ряда
признаков в частотной области с комплексом признаков события утечки на
одной или более глубинах в стволе скважины, выполнения корреляции события
утечки с индуцированным перепадом давления, определения наличия и места
10 утечки внутри ствола скважины на основе события утечки и корреляции события
утечки с индуцированным перепадом давления, и вырабатывания выходных
данных, указывающих на наличие и место утечки. Сигнал характеризует
акустический сигнал по спектру частот.

В варианте выполнения, способ обнаружения утечки в стволе скважины
15 включает определение фоновых условий внутри ствола скважины. Ствол
скважины содержит одну или более колонн труб и одно или более кольцевое
пространство между по меньшей мере: i) двух смежных (соседних) колонн труб
из одной или более колонн труб, или ii) колонной труб из одной или более
колонн труб и продуктовым пластом, или iii) вместе i и ii. Способ также
20 включает индуцирование перепада давления относительно фоновых условий
внутри первого кольцевого пространства из одного или более кольцевых
пространств, прием акустического сигнала с одной или более глубин внутри
ствола скважины при индуцировании перепада давления, определение условий
потока внутри ствола скважины на основе ряда признаков в частотной области,
25 выполнение корреляции условий потока с фоновыми условиями и перепадом
давления, определение глубины (и) условий потока (и) на основе корреляции, и
определение кольцевого пространства из одного или более кольцевых
пространств с условиями потока, на основе корреляции.

В варианте выполнения, система для обнаружения события утечки внутри
30 ствола скважины включает приемный блок, содержащий процессор и память.
Приемный блок выполнен с возможностью приема первого сигнала от датчика,
помещенного в ствол скважины. В памяти хранится прикладная программа
обработки, которая, при ее выполнении процессором, конфигурирует процессор
для: приема от датчика первого сигнала, содержащего данные акустического

сигнала, принятого с одной или более глубинах внутри ствола скважины, приема
второго сигнала, содержащего данные давления или потока внутри ствола
скважины, определения ряда признаков акустического сигнала в частотной
области по спектру частот, сравнения ряд признаков акустического сигнала в
5 частотной области с комплексом признаков события перекрывающих пород,
определения наличия события перекрывающих пород на одной или более
глубинах внутри ствола скважины на основе совпадения ряда признаков в
частотной области с комплексом признаков события перекрывающих пород на
одной или более глубинах в стволе скважины, выполнения корреляции события
10 перекрывающих пород с давлением или потоком, определения наличия и места
события перекрывающих пород внутри ствола скважины на основе наличия
события перекрывающих пород и корреляции события перекрывающих пород с
давлением или потоком, и выработки выходных данных, указывающих на
наличие и место события перекрывающих пород. Сигнал характеризует
15 акустический сигнал по спектру частот.

Эти и другие особенности будут более понятны из приведенного далее
подробного описания, рассматриваемого вместе с приложенными чертежами и
формулой изобретения.

Описанные здесь варианты выполнения содержат комбинации признаков и
20 преимуществ, предназначенных для устранения различных недостатков,
связанных с определенными известными устройствами, системами и способами.
Выше в целом были рассмотрены особенности и технические преимущества
изобретения для лучшего понимания приведенного далее подробного описания
изобретения. Описанные выше различные характеристики, а также другие
25 особенности, будут более понятны специалистам при ознакомлении со
приведенным далее подробным описанием, и ссылками на приложенные
чертежи. Специалистам следует иметь в виду, что раскрытые замысел и
конкретные варианты выполнения могут быть легко осуществлены в качестве
основы для модификации или разработки других конструкций, предназначенных
30 для тех же целей, что и изобретение. Специалисты также должны иметь в виду,
что такие эквивалентные конструкции не выходят за пределы существа и
области притязаний настоящего изобретения, определяемых приложенной
формулой.

Краткое описание чертежей

Для подробного описания предпочтительных вариантов выполнения изобретения далее приводятся ссылки на приложенные чертежи, на которых:

на фиг. 1 представлен схематично вид поперечного сечения окружающей
5 производственной среды подземной скважины, в соответствии с вариантом выполнения;

на фиг. 2 представлен схематично вид варианта выполнения трубчатого элемента скважины с проникновением пластовых флюидов, в соответствии с вариантом выполнения;

10 на фиг. 3А и 3Б представлены схематичные виды сечения вариантов выполнения скважины с трубчатым элементом скважины, имеющим связанное с ним оптическое волокно;

на фиг. 4 схематически иллюстрируется порядок обработки акустического сигнала;

15 на фиг. 5А и 5Б иллюстрируются примеры блоковых графиков зависимости акустических данных в координатах глубина-время;

на фиг. 6А, 6Б и 6В иллюстрируются примеры графиков зависимости фильтрованных акустических данных в координатах глубина-время;

на фиг. 7 представлен пример каротажной диаграммы утечки, в
20 соответствии с вариантом выполнения;

на фиг. 8 схематично представлен компьютер, который может быть использован для выполнения различных шагов, в соответствии с вариантом выполнения.

Подробное описание осуществления изобретения

25 При отсутствии специальных указаний, любое использование любой формы терминов "соединять", "вводить в зацепление", "связывать", "прикреплять" или любого другого термина, описывающего взаимодействие между элементами, не означает ограничения взаимодействия прямым взаимодействием между элементами, и может также включать косвенное взаимодействие между
30 описанными элементами. В приведенном далее рассмотрении и в формуле изобретения, термины "включающий" и "содержащий" используются в неограничивающей форме и, поэтому, должны пониматься как обозначающие "включающий, но не сводящийся к...". Ссылка на верх или низ будет использоваться для целей описания терминами "верх", "верхний", "вверх",

"вверх по потоку" или "наверху", означающих направление к поверхности ствола скважины, и терминами "низ", "нижний", "вниз", "вниз по потоку" или "внизу", означающих направление к концу скважины, вне зависимости от ее ориентации. Ссылка на внутренний или внешний, использующая для целей описания термины "в", "внутренний" или "внутри", означает направление к центральной продольной оси ствола скважины и/или его трубчатого элемента, а "снаружи", "внешний" или "наружный", означает направление к стенке ствола скважины. В настоящем описании, термины "продольный" и "продольно" относятся к оси, фактически совпадающей с центральной осью трубчатого элемента ствола скважины, а "радиальный" и "радиально" относятся к направлению, перпендикулярному к продольной оси. Различные характеристики, упомянутые выше, а также другие признаки и характеристики, более подробно описанные ниже, будут хорошо понятны специалистам из настоящего раскрытия, при чтении приведенного далее подробного описания вариантов выполнения со ссылками на приложенные чертежи.

Ниже приводится раскрытие структуры обработки сигнала в реальном времени, обеспечивающей идентификацию различных скважинных событий, включая обнаружение утечки, идентификацию источника давления, идентификацию пути прохождения потока, определение фазы утечки текучей среды в стволе скважины (внутри обсадной колонны, внутри кольцевого пространства и т.д.), продуктивном пласте (например, мониторинг перекрывающих пород и т.д.), или движения между продуктовым пластом и стволом скважины. В данном описании, термин "в реальном времени" относится к времени, учитывающему различные задержки связи и ожидания внутри системы, и могут включать действия, занимающие примерно десять секунд, примерно тридцать секунд, в пределах примерно минуты, в пределах примерно пяти минут или в пределах примерно десяти минут от происшедшего события. Вообще говоря, разобщение пластов и поддержание целостности скважины важно не только с точки зрения эксплуатационного риска и повышения эффективности добычи, но также и с учетом возможного воздействия на окружающую среду. Техника обнаружения утечки может включать использование датчиков температуры, датчиков давления, датчиков положения муфт обсадной колонны, многорычажных скважинных профиломеров, вертущих расходомеров и, иногда, приборов для измерения плотности,

размещаемых в скважине с использованием измерений внутри трубы, а также других, бесконтактных методов определения/оценки для обнаружения потока за пределами обсадной колонны (например, температурный каротаж, ультразвуковая интроскопия, активация кислорода нейтронами (для

5 обнаружения потока воды за пределами обсадной колонны) и т.п.).

В то время как один такой прибор или комбинация приборов могут обеспечить получение качественной, а иногда и количественной оценки потока текучей среды между эксплуатационной насосно-компрессорной трубой и эксплуатационной обсадной колонной, недостатком данных методов является

10 "точечный" характер измерений (например, приборами, которые могут измерять только один физический параметр в определенном конкретном месте/глубине в любой конкретный момент времени). Это означает, что утечки не могут быть достоверно обнаружены или обнаружены вообще, если приборы не установлены в нужном месте в нужное время и/или если утечка не достаточно велика, чтобы

15 создавать измеряемый сигнал. Такая ситуация обычно приводит увеличению времени получения данных и ограниченному представлению данных, что зачастую затрудняет принятие решений и обслуживание. Ни один из этих приборов не предоставляет возможности мониторинга потока углеводородов за многочисленными преградами, например, в кольцевом пространстве между

20 обсадными колоннами, что создает проблему в поддержании целостности скважины. Для исследования изменений диаметра вдоль трубы часто используются многорычажные скважинные профиломеры, но таким образом нельзя получить количественные данные относительно протяженности, расхода или фазы вытекающей текучей среды. Кроме того, при этом только

25 предоставляются данные о возможном месте утечки, основанные на оценке механического состояния трубы.

Как будет более подробно описано далее, для оценки целостности скважины, распределенные оптоволоконные датчики (DFO – от англ. distributed fiber optic) используют волокно для мониторинга параметров по длине ствола

30 скважины. Аналогично, для измерения температуры вдоль ствола скважины могут быть использованы распределенные системы измерения температуры (DTS – от англ. distributed temperature sensing). Главное преимущество DFO датчиков состоит в том, что измерение может быть выполнено по всей длине ствола скважины в течение продолжительных промежутков времени, поскольку

датчиком является весь протянутый волоконный кабель. Это позволяет избежать необходимости перемещения приборов и способствует удешевлению работ.

Охват всего ствола скважины также мог бы способствовать исследованию развития утечки во времени и по глубине, позволяя, в результате, точно

5 определить, когда и где возникла утечка, вместо того, чтобы пытаться воссоздать картину из разных этапов каротажа скважины. Использование DTS для обнаружения протечки, страдает, однако, от ряда ограничений, включающих 1) использование только температурных профилей для идентификации утечки часто приводит к неопределенным результатам, и 2) трудно достичь
10 управляемой остановки скважины в зависимости от характеристик потоков снаружи обсадной колонны для сравнения с фоновыми температурными профилями и определения местоположения протечки.

В настоящем раскрытии представлен новый подход к мониторингу скважины и перекрывающих пород, с использованием распределенных
15 акустических датчиков (DAS – от англ. distributed acoustic sensor) в качестве источника первичных данных. В системе этого типа предлагается не только идентификация утечек и потоков текучей среды снаружи обсадной колонны, но также и обеспечивается классификация этих событий в реальном масштабе времени или почти в реальном времени. Также описана структура обработки
20 данных, обеспечивающая обработку большого массива DAS данных почти в реальном времени (например, в пределах секунды, десяти секунд и т.д.) для идентификации и классификации утечек и других "событий", свидетельствующих о нарушениях изолирующих свойств скважины, с использованием одного оптоволоконного кабеля, помещенного в скважину. Эти
25 данные могут быть также использованы в сочетании с данными поверхностных и периферийных датчиков, для обеспечения полуколичественных оценок расхода утечек.

Как показано далее, данные DAS могут быть использованы с дополнительными данными датчиков, например, данными манометрического
30 (избыточного) давления нагнетания у поверхности в качестве первичных входных данных датчиков для определения утечек в скважине или вблизи ствола скважины. В методике обработки используются алгоритмы обнаружения событий, которые обнаруживают и фиксируют акустические события, которые затем обрабатываются в реальном времени с использованием структуры

спектрального дескриптора для распознавания комплекса признаков и идентификации утечки. Выходные сигналы алгоритма обнаружения событий далее могут быть подвергнуты корреляции по времени с дополнительными данными датчиков (например, данными измерений манометрического давления на поверхности). Корреляция сигналов может обеспечить идентификацию: источника давления, местоположения утечки, путь прохождения потока утечки или преимущественной фазы просачивающейся текучей среды.

Способ может также обеспечить мониторинг утечек текучей среды за несколькими изолирующими слоями, которые обычно не обнаруживаются с использованием обычных диагностических средств для обнаружения утечки. Эта способность делает возможным мониторинг миграции углеводородов вверх по каналам, прилегающим к стволам скважин в зоны на меньшей глубине (межпластового перетока) и/или в межтрубное пространство скважины, обеспечивая, тем самым мониторинг в реальном времени движения текучих сред в перекрывающей породе и оценку деградации изолирующих механизмов скважины, которая в конечном итоге ведет к разрушению скважины и отказу устройств обеспечения разобщения пластов.

Как более подробно показано ниже, система содержит DAS запросчик, присоединенный к оптоволоконному кабелю, помещенному в скважину. Для получения акустической выборки в различных точках вдоль ствола скважины могут быть использованы различные датчики (например, распределенные оптоволоконные акустические датчики). Акустическая выборка затем может быть подвергнута обработке, использующей структуру обработки сигнала, включающую различные методы выделения характерных признаков (например, методы выделения характерных спектральных признаков) для получения количественной оценки одного или более признаков в частотной области, позволяющих избирательно отделять нужные акустические сигналы от фоновых шума и, в результате, способствовать точности идентификации перемещения текучих сред и/или твердых частиц (например, места поступления жидкости, места притока газа, места ограничения потока текучей среды и др.) в реальном времени. В настоящем раскрытии, различные признаки в частотной области могут быть получены из акустического сигнала. В некоторых контекстах признаки в частотной области также могут называться спектральными признаками или спектральными дескрипторами. Описанные здесь методы

обработки сигнала также могут помочь решению проблемы неопределенно-структурированных данных большого объема посредством интеллектуального выделения данных (вместо метода простого прореживания) для существенного сокращения объема данных реального времени на месте отбора проб и

5 обработки данных (например, сокращение более 100 раз, более 500 раз, или более 1000 раз, или более 10000 раз).

Акустический сигнал может быть получен способом, обеспечивающим получение сигнала вдоль всего ствола скважины или интересующей его части.

Оптоволоконные распределенные акустические датчики (DAS) улавливают

10 акустические сигналы, образующиеся в результате скважинных событий,

например, приток газа, приток жидкости, протекание текучих сред через сужения и др., а также другие фоновые акустические сигналы. Это вызывает

потребность в надежной процедуре обработки сигнала, которая отличает акустические сигналы, возникающие из интересующих нас источников, от

15 других источников шума, исключая ложные распознавания сигнала в

полученных результатах. Для этого, в свою очередь, требуется более ясное понимание акустического "портрета" скважинных событий, представляющих

интерес (например, обнаружение утечки и др.) с тем, чтобы иметь возможность отделения шума, возникающего от соответствующего события, от других

20 фоновых шумов окружающей среды. В настоящем описании, полученный

акустический портрет конкретного события может также называться комплексом спектральных признаков, более подробно описанным в настоящем раскрытии.

С точки зрения обработки данных и их объема, DAS блок сбора данных производит огромные объемы данных (обычно около 1ТБ/ч), что создает

25 трудности в работе с этими данными, их передаче, обработке и хранении. В настоящее время не существует метода интеллектуального выделения полезной информации для сокращения объемов данных в реальном времени для

обеспечения немедленного принятия решения. Это порождает трудности для передачи данных в реальном времени на берег и интеграции этих данных в

30 существующие информационные платформы из-за ограничений по полосе частот, и данные приходится хранить на жестких дисках, которые отправляются

на берег для интерпретации и анализа. Кроме того, этим увеличивается время цикла интерпретации (обычно от нескольких недель до месяцев), перед тем как

цикла интерпретации (обычно от нескольких недель до месяцев), перед тем как

будут предприняты какие-либо корректирующие меры (восстановление работы), что ведет к задержке добычи.

Способность идентификации различных событий в стволе скважины может обеспечить выполнение различных действий в виде реакции на событие.

5 Например, скважина может быть остановлена, добыча может быть увеличена или уменьшена и/или могут быть предприняты соответствующие корректирующие меры в стволе скважины, в зависимости от идентифицированного события. Эффективная ответная мера, при необходимости ее принятия, использует не просто бинарный сигнал "да/нет" идентификации
10 внутрискважинных событий, но также и относительное количество текущих сред (например, объема притока газа, объема потока текучей среды в сужении ствола и т.д.) в каждой из идентифицированных интервалов, благодаря чему в интервалах скважины, где количество текучей среды и/или песка максимально, меры могут быть приняты в первую очередь, для улучшения или оптимизации
15 добычи. Например, когда обнаруживается утечка в месте сужения, относительный расход утечки может служить указанием на срочность мер по ее устранению (например, незначительные утечки могут и не устраняться, в то время как более крупные утечки требуют срочной ликвидации, и т.д.).

Как показано в настоящем раскрытии, спектральные дескрипторы могут
20 быть использованы с обработкой в реальном времени акустических данных DAS для создания различных прикладных методов скважинных исследований. В частности, методы обработки данных могут быть использованы для различных скважинных исследований характеристик текучей среды в скважине, например, обнаружения притока/оттока, фазового расслоения текучей среды, мониторинга целостности скважины, обнаружения просачивания в скважину (например,
25 обнаружения просачивания в обсадную колонну и насосно-компрессорную трубу, идентификация фазы просачивающейся текучей среды и т.д.), диагностики потока жидкости в кольцевом пространстве; мониторинга перекрывающих пород, обнаружения потока текучей среды снаружи обсадной
30 колонны, обнаружения гидроразрыва в перекрывающих породах под действием текучей среды и т.п.

В дополнение к использованию DAS данных, для получения данных внутри ствола скважины могут быть использованы дополнительные данные датчиков, например, датчиков давления и/или датчиков расхода. В качестве примера,

может быть использован датчик расхода или датчик давления для обнаружения потока текучей среды внутри ствола скважины и/или кольцевом пространстве внутри ствола скважины. Эти датчики могут быть использованы с использованием управляемых остановок скважины и/или условий потока для выполнения корреляции во времени результирующего давления и/или условий потока с обработанными DAS данными. Полученные результаты этой корреляции затем могут быть использованы для определения наличия и местоположения утечки.

На фиг. 1 приведен пример производственной среды 100 ствола скважины. Как будет показано более подробно ниже, в производственной среде 100 могут быть расположены варианты выполнения снарядов для заканчивания нефтяной скважины, содержащие системы с распределенными акустическими датчиками (DAS), в соответствии с описанными здесь принципами.

Как показано на фиг. 1, частный вариант производственной среды 100 включает ствол 114 скважины, пронизывающий подземный продуктивный горизонт 102, обсадную трубу 112, охватывающую по меньшей мере часть ствола 114 скважины, и трубчатый элемент 120, проходящий через ствол 114 скважины и обсадную трубу 112. Вдоль трубчатого элемента 120 имеется несколько разнесенных сетчатых фильтров или узлов 118. Кроме того, между трубчатыми элементами 120 и боковой стенкой скважины 114 расположено несколько разнесенных устройств 117 разобщения пластов и гравийных фильтров 122. В некоторых вариантах выполнения, производственная среда 100 включает ремонтный и/или буровой агрегат, расположенный на поверхности и поднимающийся над скважиной 114.

Вообще, ствол 114 скважины может быть пробурен в подземном продуктивном горизонте 102 с использованием любой подходящей технологии бурения. Ствол 114 скважины может проходить в основном вертикально от земной поверхности по вертикальной части ствола скважины, отклоняться от вертикали относительно земной поверхности по наклонной части ствола и/или переходу к горизонтальной части ствола скважины. Вообще, вся скважина или ее части могут быть вертикальными, наклоненными под любым приемлемым углом, горизонтальными и/или криволинейными. Кроме того, ствол 114 скважины может быть стволом новой скважины, существующей скважины, прямой скважины, скважины увеличенной протяженности, скважины с боковым

стволом, многозабойной скважиной или скважины другого типа, для бурения и заканчивания одного или более продуктивных интервалов скважины. Как показано на чертеже, ствол 114 скважины включает в основном вертикальный эксплуатационный участок 150, представляющий собой часть скважины, законченную с необсаженным забоем (т.е., обсадная колонна 112 не проходит через эксплуатационный участок 150). Хотя на фиг. 1 участок 150 показан вертикальным и в виде необсаженной части скважины 114, раскрытые варианты выполнения могут использоваться и на участках скважин любой ориентации, и на участках скважин, имеющих или не имеющих обсадную трубу. Обсадная труба 112 проходит в ствол 114 скважины от поверхности и цементируется внутри скважины 114 цементом 111.

Трубчатый элемент 120 может быть опущен в ствол 114 скважины для выполнения бурения, заканчивания скважины, ремонта, обработки скважины и/или для использования в процессе добычи. В варианте выполнения, показанном на фиг. 1, трубчатым элементом 120 является НКТ заканчивания нефтяной скважины, включающая встроенный распределенный акустический датчик (DAS). Вообще, варианты выполнения трубчатого элемента 120 могут выполнять в скважине и другую функцию, включая, помимо прочего, буровую колонну, обсадную колонну, защитный изоляционный слой, насосно-компрессорную трубу (НКТ) и/или гибкую НКТ. Кроме того, трубчатый элемент 120 может использоваться в любой части ствола 114 скважины (например, вертикальной, наклонной, горизонтальной и/или искривленной части скважины 114). Описанные здесь варианты выполнения системы с DAS могут быть прикреплены снаружи трубчатого элемента 120 или, в некоторых вариантах выполнения, расположены внутри трубчатого элемента 120, как это показано на фиг. 3А и 3Б. Когда волокно DAS прикреплено снаружи трубчатого элемента 120, DAS может быть расположен внутри линии управления, канала управления или углубления в трубчатом элементе 120. В некоторых вариантах выполнения, система борьбы с пескопроявлением может включать внешний защитный кожух, окружающий трубчатый элемент 120 и защищающий систему при установке. Линия или канал управления могут быть сформированы в кожухе, а система DAS может быть помещена в линию или канал управления.

Трубчатый элемент 120 проходит от поверхности к продуктивным интервалам скважины и обычно образует трубопровод для текучих сред, для их

перемещения от продуктивного пласта 102 на поверхность. Снаряд для заканчивания нефтяной скважины, включающий трубчатый элемент 120, может включать и различное другое оборудование или скважинный инструмент для обеспечения добычи пластовых текучих сред из продуктивных интервалов.

5 Например, устройства 117 разобщения пластов используются для изоляции различных интервалов внутри скважины 114. В данном варианте выполнения, каждым устройством 117 разобщения пластов может быть пакер (например, эксплуатационный пакер колонны, пакер для забойного гравийного фильтра, пакер для гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра и т.д.).

10 Устройство 117 разобщения интервалов скважины может быть расположено между сетчатыми фильтрами, например, для разобщения различных интервалов гравийной набивкой, или интервалов вдоль ствола 114 скважины друг от друга. Вообще, расстояние между каждой парой устройств 117 разобщения смежных интервалов определяет продуктивный интервал.

15 Узлы 118 сетчатых фильтров определяют возможности защиты от пескопроявления. В частности, сетчатые элементы 118 фильтра защиты от поступления песка, или любые другие фильтрующие среды, связанные с трубчатым элементом 120 ствола скважины, могут быть предназначены для пропускания текучих сред, но ограничения и/или предотвращения прохождения
20 сквозь них частиц достаточного размера. В некоторых вариантах выполнения, гравийные фильтры могут быть сформированы в кольцевом пространстве 119 между сетчатыми фильтрами 118 (или трубчатым элементом 120) и боковой стенкой ствола 114 скважины в скважине с необсаженным забоем. Как правило, гравийные фильтры 122 содержат относительно крупный гранулированный
25 материал, помещенный в затрубное пространство для формирования грубого фильтра, задерживающего поступление песка в ствол скважины и одновременно укрепляющего стенку скважины. Гравийный фильтр 122 является опциональным и может не присутствовать во всех законченных скважинах.

30 Текучая среда, втекающая в трубчатый элемент 120, может содержать более одного компонента текучей среды. Типичные компоненты включают природный газ, нефть, воду, водяной пар, и/или диоксид углерода. Относительные пропорции этих компонентов могут изменяться со временем, в зависимости от условий внутри нефтяного пласта 102 и ствола 114 скважины. Аналогично, состав текучей среды, втекающей в секции трубчатого элемента 120 по длине

всей насосно-компрессорной колонны, может существенно меняться от участка к участку в любое время.

При добыче текучей среды в скважину 114 и в НКТ заканчивания скважины, поток различных текучих сред в ствол 114 скважины и/или через ствол 114 скважины может создавать акустические колебания, которые могут быть обнаружены посредством акустического датчика, например, DAS системы. Событие каждого типа, например, разные потоки текучих сред и потоки текучих сред в разных местах могут формировать комплекс акустических признаков, обладающий уникальными признаками в частотной области. Например, утечка, представляющая поток текучей среды через сужение, через кольцевое пространство и/или через продуктивный пласт, может создавать уникальные звуковые колебания в частотной области так, что каждое событие может иметь уникальный комплекс акустических признаков события, основанный на ряде признаков в частотной области.

Показанная на фиг. 1 DAS содержит акустическую сенсорную систему на основе оптоволокну 162, в которой используется обратно рассеянный оптический компонент света, введенного в оптоволокну для обнаружения акустических/вибрационных возмущений (например, динамических напряжений) по длине оптоволокну 162. Свет может генерироваться источником 166 света, например, лазером, который может генерировать импульсы света. Оптоволокну 162 выполняет функцию чувствительного элемента, не имеющего дополнительных преобразователей на пути светового луча, и измерения могут выполняться по всей длине оптоволокну 162. Измеренные значения могут быть определены оптическим приемником, например, датчиком 164, и подвергнуты фильтрации для получения измерений от заданной точки или расстояния по глубине, обеспечивая распределенное измерение, предоставляющее выборочные данные для нескольких интервалов вдоль оптоволокну 162 в любой данный момент времени. Таким образом, оптическое волокно 162 эффективно действует как распределенная решетка акустических датчиков, обнаруживающих скважинные акустические сигналы/вибрационные возмущения и рассредоточенных по всей длине оптоволокну 162, которое обычно перекрывает по меньшей мере продуктивный интервал 150 скважины 114.

Свет, отраженный в обратном направлении в оптоволокну 162 в результате обратного рассеяния, может распространяться обратно к источнику, где сигнал

может быть принят датчиком 164 и подвергнут обработке (например, процессором 168). В принципе, время, необходимое для возвращения света в точку приема, пропорционально расстоянию, проходимому по оптоволокну 162.

Свет, возникший в результате обратного рассеяния по длине оптоволокну 162, может быть использован для получения характеристик среды, окружающей оптоволокну 162. Использование управляемого источника 166 света (например, с управляемой шириной спектра и частотой) может обеспечить прием обратно рассеянного света и проведение анализа любых возмущений по длине оптоволокну 162. Вообще, любые акустические или динамические возмущения напряжений по длине оптоволокну 162 могут приводить к изменению свойств обратно рассеянного света, обеспечивая распределенные измерения акустической мощности, частоты, а в некоторых случаях и относительной фазы возмущения.

К одному концу оптоволокну 162 может быть присоединено устройство 160 обнаружения. Как показано далее, источник 166 света может генерировать свет (например, один или более световых импульсов), а датчик 164 может принимать и анализировать рассеянный обратно свет, возвращающийся по оптоволокну 162. В некоторых контекстах, устройство 160 обнаружения, включающее источник 166 света и датчик 164, далее может называться запросчиком. Помимо источника 166 света и датчика 164, устройство 160 обнаружения в основном содержит процессор 168, связанный с датчиком 164, предназначенный для выполнения различных шагов по анализу, подробно описанных ниже. Хотя на схеме процессор показан в составе устройства 160 обнаружения, он также может располагаться вне устройства 160 обнаружения, включая также и расположение вдали от устройства 160 обнаружения. Датчик 164 может быть использован для получения данных с различной скоростью, и может принимать данные со скоростью, достаточной для обнаружения нужных акустических сигналов с широкой полосой. В варианте выполнения, может быть достигнут интервал разрешения по глубине примерно от 1 м до 10 м.

В то время как описываемая система 100 может быть использована с DAS системой для получения акустического сигнала для местонахождения или глубины в скважине 114, для выполнения описанных здесь шагов обработки может быть использована любая подходящая система обнаружения акустических сигналов. Например, для получения акустического сигнала в данном месте могут

быть использованы различные микрофоны и иные датчики, использующие описанную здесь обработку сигнала. Преимуществом использования DAS системы является то, что акустический сигнал может быть получен по большому числу мест и/или по непрерывной протяженности скважины 114, вместо дискретных точек.

В дополнение к DAS системе, для получения дополнительных данных о стволе скважины могут быть использованы поверхностный датчик или система 152 датчиков. Система 152 поверхностных датчиков может содержать один или более датчиков, например датчиков давления, датчиков расхода, датчиков температуры и др. Датчики могут определять условия внутри трубчатого элемента 120 и/или в одном или более кольцевом пространстве, например кольцевом пространстве 119. В то время как на фиг. 1 показано только одно кольцевое пространство между трубчатым элементом 120 и обсадной колонной 112, могут использоваться несколько кольцевых пространств. Например, во время бурения часто на поверхности ствола скважины или вблизи нее может располагаться более одной обсадной трубы, в результате чего образуется два или более кольцевых пространств (например, кольцевое пространство между трубчатым элементом 120 и обсадной колонной 112, кольцевое пространство между первой обсадной трубой 112 и второй обсадной колонной, кольцевое пространство между обсадной трубой и стенкой ствола скважины и т.д.). В настоящем описании, термин "поверхностный" может относиться к участку над оборудованием устья скважины или на уровне этого оборудования (например, у направляющей втулки ведущей трубы, у пола буровой установки, и т.д.), вблизи уровня земной поверхности, и/или в пределах первых 100 м, в пределах первых 150 м, в пределах первых 200 м, или в пределах первых 300 м вдоль ствола скважины, измеренных от уровня земли.

Конкретные комплексы спектральных признаков могут быть определены для каждого события путем учета одного или более признаков в частотной области. Полученные комплексы спектральных признаков далее могут быть использованы вместе с обработанными данными акустических сигналов для определения наступления события на интересующей глубине. Комплексы спектральных признаков могут быть определены путем рассмотрения перемещений и потоков различного типа, происходящих внутри скважины и характеризующих признаки в частотной области для каждого типа перемещений.

В частном случае, текучая среда, содержащая частицы песка, может считаться примером события, вырабатывающего акустический сигнал. Как схематично показано на фиг. 2 и на видах поперечных сечений на фиг. 3А и 3Б, текучая среда, содержащая песок 202, может протекать от продуктивного пласта 102 в ствол 114 скважины и далее в трубчатый элемент 120. Когда текучая среда втекает в трубчатый элемент 120, песок 202 может ударяться во внутреннюю поверхность 204 трубчатого элемента 120 и иметь случайные столкновения с самим волокном в тех случаях, когда волокно помещено внутри трубчатого элемента. Результирующие случайные ударения могут порождать случайный широкополосный акустический сигнал, который может восприниматься оптоволоком 162, прикрепленным (например, притянутым) к трубчатому элементу 120. Песок 202, входящий в скважину 114, может заноситься туда несущей текучей средой 206, а несущая текучая среда 206 также может генерировать фоновый акустический шум высокой интенсивности, когда входит в скважину 114, за счет турбулентности, связанной с втеканием текучей среды в трубчатый элемент 120. Этот фоновый шум, генерируемый турбулентным потоком текучей среды, обычно считается находящимся преимущественно в низкочастотной области. Например, акустические сигналы, связанные с втекающей текучей средой, могут находиться в частотном диапазоне примерно от 0 Гц до 500 Гц, или примерно от 0 Гц до 200 Гц. На нижних частотах можно ожидать увеличенной мощности из-за усиления турбулентности в потоке несущей текучей среды. Фоновые шумы могут обнаруживаться в виде аддитивных сигналов, наложенных на широкополосные акустические сигналы, обусловленные песком 202 в процессе пескопроявления.

Помимо генерируемых акустических сигналов различных типов, может также рассматриваться и ряд источников, генерирующих эти акустические сигналы. Вообще, можно считать, что номенклатура источников сигнала включает поток текучей среды через продуктивный пласт 102, не содержащий или содержащий песок, поток текучей среды с песком 202 или без песка через гравийный фильтр 122, поток текучей среды с песком или без песка внутри или через трубчатый элемент 120 и/или песчаный фильтр 118, поток текучей среды с песком 202 внутри или через трубчатый элемент 120 и/или песчаный фильтр 118, поток текучей среды без песка 202 в трубчатый элемент 120 и/или песчаный фильтр 118, втекание газа/жидкости, гидроразрыв, утечка текучих сред через

узкие места (например, утечки газа, утечки жидкости и т.д.), акустические шумы механического оборудования и шумы геофизического происхождения, и шум возможной точки отражения внутри волокна, вызванный трещинами в рассматриваемом оптоволоконном кабеле/проводнике.

5 Для газового потока в стволе скважины, близость оптоволоконного кабеля 162 может увеличить вероятность того, что любые генерируемые акустические сигналы будут обнаружены оптоволоконным кабелем 162. Поток газа в скважине с высокой вероятностью будет сопровождаться турбулентностью в широком частотном диапазоне. Например, акустические сигналы от поступающего газа могут
10 находиться в интервале примерно от 0 Гц до 1000 Гц, или, в альтернативном случае, примерно от 0 Гц до 500 Гц. Повышенная интенсивность сигнала может возникать на частотах примерно от 300 Гц до 500 Гц вследствие повышенной турбулентности газового потока. Пример акустического сигнала, возникающего от притока газа в скважину, может включать временную зависимость
15 отфильтрованной по частоте интенсивности акустического сигнала для меняющейся глубины для пяти частотных интервалов разрешения. Представлены пять частотных интервалов 5 Гц – 50 Гц, 50 Гц – 100 Гц, 100 Гц – 500 Гц, 500 Гц – 2000 Гц и 2000 Гц – 5000 Гц. Интенсивность акустического сигнала заметна в первых трех частотных интервалах разрешения на частотах
20 примерно до 500 Гц, а на частотах более 500 Гц акустическая интенсивность практически незаметна. По меньшей мере часть признаков в частотной области может отсутствовать на частотах более 500 Гц, что может способствовать определению комплекса признаков притока газа.

 Для гидравлического разрыва, акустический сигнал может быть вызван
25 самоиндуцированным разрывом подземного пласта из-за возникновения различных условий в пласте. Интенсивность этого сигнала может обнаруживаться оптоволоконным кабелем 162, в зависимости от расстояния между местом разрыва и оптоволоконным кабелем 162. Можно ожидать, что разрыв создаст широкополосный отклик, акустическая энергия которого находится в диапазоне
30 частот примерно от 0 Гц до 400 Гц. Можно ожидать, что некоторая часть энергии спектра будет находиться на частотах примерно до 1000 Гц. Кроме того, дискретная природа событий при разрыве проявляется в практически мгновенном широкополосном событии с высокой энергией, за которым следует

слабый низкочастотный акустический сигнал от потока текучей среды в отклике на разрыв.

Для потока текучей среды снаружи обсадной трубы в стволе скважины, близость потока текучей среды к оптоволокну 162 может способствовать обнаружению акустического сигнала. Поток за обсадной трубой в целом может быть охарактеризован потоком текучей среды сквозь одно или более сужений в виде имеющегося узкого или небольшого пути утечки. Поток через такое сужение может быть охарактеризован увеличением спектральной мощности в частотном интервале примерно от 0 Гц до 300 Гц, причем основная энергия сосредоточена в интервале примерно от 0 Гц до 100 Гц, или примерно от 0 Гц до 70 Гц.

В случае акустических сигналов, создаваемых механическим оборудованием и шумами геофизического происхождения, звуки могут быть обнаружены оптоволоком 162 в некоторых случаях, в зависимости от расстояния между местом возникновения звука и частью оптоволокну 162, используемой для обнаружения звуков. Можно было бы ожидать, что различные механические шумы содержат низкочастотные звуки. Например, различные двигатели могут работать в интервале 50-60 Гц, и предполагается, что энергия спектра полученного в результате акустического сигнала будет находиться в узком диапазоне. Также можно ожидать, что шумы различного механического оборудования могут быть максимальными на поверхности или вблизи поверхности скважины. Различные звуки геофизического происхождения могут иметь еще более низкие частоты. В результате, можно ожидать, что звуки от механического оборудования и геофизических источников могут быть отфильтрованы низкочастотным фильтром.

Что касается шумов, обусловленными точечными отражениями, то они обычно по своей природе имеют широкую полосу, но могут возникать на пространственно ограниченных глубинах и обычно не перекрывают пространственного разрешения запросчика. Они могут быть удалены в ходе шагов предварительной обработки, пространственным усреднением или медианной фильтрацией данных по всей глубине волокна.

На основе ожидаемых звуковых характеристик возможных источников акустических сигналов, могут быть определены комплексы акустических признаков каждого события в сравнении с вкладами фоновых шумов.

Показанный на фиг. 1 процессор 168 в составе устройства 160 обнаружения может быть сконфигурирован для выполнения обработки различных данных для обнаружения наличия одного или более событий по длине ствола 114 скважины. Устройство 160 обнаружения может содержать память 170,

5 сконфигурированную для хранения приложений или программ для выполнения анализа данных. Показанная в составе устройства 160 обнаружения память 170 может содержать одно или больше запоминающих устройств, любое из которых может располагаться вне устройства 160 обнаружения. В варианте выполнения, процессор 168 может выполнять программу, которая может конфигурировать
10 процессор 168 для пространственной фильтрации массива акустических данных, определения одного или более признаков акустического сигнала в частотной области, сравнения полученных величин признаков в частотной области с комплексом акустических признаков, и определения, на основе анализа и сравнения, наступает или нет событие в выбранном месте. Анализ может быть
15 повторен для различных мест по длине ствола 114 скважины, для определения наступления одного или более событий и/или местоположений событий по длине ствола 114 скважины.

В то же время, один или более параметров ствола скважины может быть измерен сенсорной системой 152. Например, датчики могут быть использованы
20 для измерения давления(-ий), расхода(-ов), температуры(-ур) и других параметров в одном или более мест на поверхности ствола скважины или вблизи нее. Например, может осуществляться мониторинг во времени давления в трубчатом элементе и одном или более кольцевых пространств. Измерения могут регистрироваться с временными отметками и/или сохраняться с
25 полученным массивом акустических данных так, что после обработки акустического сигнала два массива данных могут быть коррелированы во времени.

Когда акустический датчик содержит DAS систему, по оптоволокну 162 могут возвращаться в блок 160 обнаружения первичные оптические данные в
30 реальном времени или близком к реальному. В варианте выполнения, первичные данные могут храниться в памяти 170 для различного дальнейшего использования. Датчик 164 может быть выполнен с возможностью преобразования первичных оптических данных в массив акустических данных. В зависимости от типа используемой DAS системы, оптические данные могут

обладать или не обладать фазовой когерентностью, и могут быть подвергнуты предварительной обработке для улучшения качества сигнала (например, для нормирования оптоэлектронного шума/исключения тренда в подавлении шума от точечных отражений посредством использования методов медианной
5 фильтрации или посредством использования вычисления пространственного скользящего среднего с усредняющими фреймами, настроенными на пространственное разрешение блока обнаружения, и т.д.).

Как схематично показано на фиг. 4, вариант выполнения системы для обнаружения различных условий события, например обнаружения утечки, может
10 содержать узел (блок) 402 обработки/извлечения, узел 404 обработки, внешний блок корреляции данных датчика и/или выходное или отображающее устройство 406. Система содержит DAS запросчик 160, присоединенный к оптоволоконному кабелю 162, размещенному в стволе скважины. Данные из DAS запросчика передаются в реальном времени в узел 402 обработки данных, который
15 принимает и обрабатывает данные в реальном времени. Узел 402 обработки данных может выполнять различные шаги по обработке данных акустической выборки. В варианте выполнения, в акустической выборке может быть исключен тренд в подавлении шума. Данные с исключенным трендом в подавлении шума опционально могут быть подвергнуты пространственной фильтрации после
20 шагов предварительной обработки, при их наличии. Этот шаг является опциональным и помогает сосредоточиться преимущественно на интересующем интервале в стволе скважины. Например, шаг пространственной фильтрации может быть использован, чтобы сосредоточиться преимущественно на продуктивном интервале, где при исследовании события утечки максимальна
25 вероятность утечки. В варианте выполнения, пространственная фильтрация может сузить область анализа до разреза нефтяного пласта и также позволяет сократить объем данных обычно до десяти раз, упрощая, тем самым, операции по анализу данных. Результирующий массив данных, полученный путем преобразования первичных оптических данных, может быть назван данными
30 акустической выборки.

Фильтрация этого типа может иметь ряд преимуществ помимо сокращения размера массива данных. Вне зависимости от того, подвергается или нет массив акустических данных пространственной фильтрации, результирующие данные, например данные акустической выборки, использованные для следующего шага

анализа, могут характеризовать акустическую выборку на заданной глубине (например, вся длина оптоволокну, некоторая его часть или точечный источник в скважине 114). В некоторых вариантах выполнения, массив акустических данных может содержать множество выборок акустических сигналов, полученных от пространственного фильтра, для получения данных по нескольким интервалам глубины. В некоторых вариантах выполнения, выборка акустического сигнала может содержать акустические данные в интервале глубин, достаточные для охвата нескольких заданных точек. В некоторых вариантах выполнения, данные акустической выборки содержат информацию в полном частотном диапазоне для глубины, представляемой выборкой. Другими словами, различные шаги фильтрации, включая пространственную фильтрацию, не удаляют частотной информации из данных акустической выборки.

Узел 402 обработки также может быть использован для генерирования и извлечения акустических дескрипторов (здесь также называются признаками в частотной области) из массива акустических данных. В варианте выполнения, узел 402 обработки/извлечения данных может получать оптические данные и выполнять шаги предварительной обработки для получения исходной акустической информации из сигнала, возвращенного из ствола скважины. Могут быть проведены различные анализы, включая извлечение признаков в частотной области, извлечение частотного диапазона, частотный анализ и/или преобразование, вычисление интенсивности и/или энергии, и/или определение одного или более признаков акустических данных в частотной области. Для получения признаков в частотной области, узел 402 обработки может быть также сконфигурирован для выполнения дискретного преобразования Фурье (ДПФ) или оконного преобразования Фурье (ОПФ) акустического варианта данных во временной области, измеренных в каждом участке по глубине вдоль волокна, или его секции, для спектральной проверки соответствия данных акустической выборки одному или более комплексам акустических признаков. Проверка спектрального соответствия может быть использована для определения возможного присутствия ожидаемого комплекса признаков события в данных акустической выборки. Извлечение спектральных признаков во времени и пространстве может быть использовано для определения спектрального соответствия и определения того, присутствует ли комплекс акустических признаков (например, "портрета" пескообразования, притока газа, комплекса

признаков гидроразрыва и т.д.) в акустической выборке. При выполнении этого анализа для данных акустической выборки могут быть вычислены различные признаки в частотной области.

Использование признаков в частотной области для идентификации одного или более события имеет ряд преимуществ. Во-первых, использование признаков в частотной области приводит к значительному сокращению объема данных по сравнению с потоком данных распределенных акустических датчиков (DAS). При этом могут быть вычислены ряд признаков в частотной области, обеспечивающих идентификацию события, в то время как остальные данные могут быть отброшены или, в другом варианте, сохранены, а анализ может быть выполнен с использованием признаков в частотной области. Даже если первичные данные DAS сохранять, то требуемые вычислительные возможности существенно снижаются благодаря использованию признаков в частотной области вместо самих первичных данных. Кроме того, использование признаков в частотной области дает сжатую количественную оценку спектрального характера, или комплекс акустических признаков специфических звуков, относящихся к мониторингу скважинных текучих сред и другим областям, который может быть непосредственно использован в обработке сигналов в реальном времени в конкретных применениях.

В то время как для данных акустической выборки может быть определен ряд признаков в частотной области, не каждый признак в частотной области может быть использован для описания каждого комплекса акустических признаков. Признаки в частотной области представляют конкретные свойства или характеристики акустических сигналов. Имеется ряд факторов, которые могут повлиять на выбор признаков в частотной области для каждого события. Например, выбранный дескриптор должен оставаться относительно неизменным под влиянием помеховых воздействий от окружающей среды, например, помехового шума от электроники/оптики, одновременно действующих акустических сигналов, искажений в канале передачи и т.п. Вообще, шум от электронных устройств/оборудования присутствует в акустических сигналах, принятых DAS или любым другим электронным датчиком, и обычно является нежелательным компонентом, создающим помехи сигналу. Тепловой шум вносится в процессе приема и обработки сигналов аналоговыми устройствами, образующими часть аппаратуры (например, электронными усилителями и

другими аналоговыми схемами). Это преимущественно обусловлено движением носителей заряда. В цифровых системах дополнительный шум может быть внесен посредством выборки и квантования. Признаки в частотной области не должны содержать какие-либо помехи из этих источников.

5 Другой вопрос касается выбора признака(-ов) в частотной области для события, при этом размерность признака в частотной области должна быть невелика. Компактное представление предпочтительно для снижения вычислительной сложности дальнейших расчетов. Признак в частотной области также должен обладать различимой мощностью. Например, для звуковых
10 сигналов различного типа, выбранный набор дескрипторов должен обеспечивать вполне различимые величины. Мерой различимой мощности признака является изменение векторов результирующего признака для набора соответствующих входных сигналов. При наличии различных классов аналогичных сигналов, распознающий дескриптор должен иметь небольшое изменение внутри каждого
15 класса и большое изменение между различными классами. Признак в частотной области также должен быть в состоянии полностью перекрыть область значений свойства, которое он описывает. В качестве примера, выбранный набор признаков в частотной области должен полностью и однозначно идентифицировать комплексы признаков каждого из акустических сигналов,
20 относящихся к выбранному прикладному методу скважинных исследований или событию, описываемому в настоящем раскрытии. Такие признаки в частотной области могут включать, среди прочих, центроид спектра, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратичное значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или
25 нормированные энергии поддиапазонов/соотношение энергий диапазонов), громкость или полную СКЗ энергию, неравномерность спектральной характеристики, наклон спектральной характеристики, эксцесс спектра, скорость изменения спектра мощности, энтропия спектра и автокорреляционная функция спектра.

30 Центроид спектра определяет "яркость" звука, принятого оптоволоконном 162, и показывает центр тяжести частотного спектра в акустической выборке. Центроид спектра может быть вычислен, как средневзвешенное частот, имеющих в сигнале, где абсолютные значения имеющих частот могут быть использованы как веса в некоторых вариантах выполнения. Значение центроида

спектра C_i в i^{th} фрейме акустического сигнала, принятого в пространственной точке волокна, может быть определено как:

$$C_i = \frac{\sum_{k=1}^N f(k) X_i(k)}{\sum_{k=1}^N X_i(k)} \quad (\text{Eq. 1})$$

Где $X_i(k)$ представляет собой абсолютное значение оконного преобразования Фурье i^{th} фрейма, где ' k ' обозначает коэффициент или индекс элемента разрешения по частоте, N обозначает полное число разрешаемых элементов и $f(k)$ обозначает центральную частоту для некоторого элемента разрешения. Вычисленный центроид спектра может быть нормирован в интервале от 0 до 1. Более высокие значения центроида спектра указывают на присутствие акустических колебаний с более высокими частотами и способствуют получению мгновенного показания присутствия высокочастотного шума. Вычисленный центроид спектра может быть подвергнут сравнению с пороговыми значениями центроида спектра или разбросом спектральных значений для данного события, и когда центроид спектра соответствует порогу или превосходит его, можно говорить о присутствии искомого события.

Абсолютные величины вычисленных центроидов спектра могут быть нормированы к интервалу от нуля до единицы. Турбулентный шум, создаваемый другими источниками, например, потоком текучей среды и притоком пластовых текучих сред, может обычно находиться на нижних частотах (например, менее примерно 100 Гц) и вычисление центроида может давать низкие значения, например, около 0,1 или ниже, после нормирования. Введение текучей среды или текучей среды с песком может повлечь появление звуков более широкого частотного диапазона (например, широкополосного отклика), который может простирается в спектральную область высоких частот (например, до 5000 Гц и выше). Это может привести к центроиду большей величины (например, примерно от 0,2 до 0,7, или примерно от 0,3 до 0,5), и величина изменения могла бы остаться достаточно независимой от общей концентрации запесчанивания при условии высокого отношения сигнал/шум при измерениях, считая наличие традиционного уровня электронного шума (например, белый шум с наложенным фликер-шумом на нижних частотах).

Для акустической выборки также может быть определен разброс спектральных значений. Разброс спектральных значений является мерой формы

спектра и помогает оценить, как спектр распределен вокруг центроида спектра. Для расчета разброса S_i спектральных значений, необходимо взять отклонение спектра от вычисленного центроида в соответствии со следующим уравнением (все обозначения были определены выше):

$$S_i = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (f(k) - C_i)^2 X_i(k)}{\sum_{k=1}^N X_i(k)}} \quad (\text{Eq. 2})$$

Меньшие величины разброса спектральных значений соответствуют сигналам, спектр которых сконцентрирован вокруг центроида спектра. Более высокие значения представляют более широкий разброс спектральных значений и показывают наличие широкополосного спектрального отклика. Вычисленный разброс может быть сопоставлен с пороговым разбросом спектральных значений или интервалом, и когда разброс спектральных значений превысит порог или попадет в пределы интервала, можно говорить о присутствии искомого события.

Спад спектральной характеристики является мерой полосы аудио-сигнала. Спад спектральной характеристики i^{th} фрейма определяется как элемент 'y' разрешения по частоте, ниже которой накопленные значения оконного преобразования Фурье достигают определенного процентного значения (обычно от 85% до 95%) общей суммы значений спектра:

$$\sum_{k=1}^y |X_i(k)| = \frac{c}{100} \sum_{k=1}^N |X_i(k)| \dots \dots \dots (\text{Eq. 3})$$

Где $c = 85$ или 95 . Результатом вычисления спада спектральной характеристики является индекс элемента разрешения по частоте и возможность различения акустических событий на основе преобладающих частотных распределений в частотной области (например, между притоком газа и потоком текучей среды и т.д.).

Асимметрия спектральной характеристики является мерой симметричности распределения спектральных величин вокруг их арифметического среднего.

Среднеквадратическое значение энергии в диапазоне является мерой энергии сигнала в пределах заданных частотных элементов разрешения, которые далее могут быть использованы для формирования амплитуды сигнала. Выбор ширины полос может быть основан на характеристиках принятого акустического сигнала. В некоторых вариантах выполнения, соотношение энергии поддиапазонов, представляющих отношение верхней частоты в выбранном

диапазоне к нижней частоте в выбранном диапазоне, может находиться в пределах примерно от 1,5:1 до 3:1. В некоторых вариантах выполнения, соотношение энергии в поддиапазонах может варьироваться примерно от 2,5:1 до 1,8:1, или в других случаях, примерно 2:1. В некоторых вариантах

5 выполнения, выбранные диапазоны частот для сигнала с охватываемой шириной полосы частот по Найквисту, равной 5000 Гц, могут включать: первый элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 0 Гц до 20 Гц, второй элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 20 Гц до 40 Гц, третий элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 40 Гц до 80 Гц, 10 четвертый элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 80 Гц до 160 Гц, пятый элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 160 Гц до 320 Гц, шестой элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 320 Гц до 640 Гц, седьмой элемент разрешения по частоте с частотным 15 интервалом от 640 Гц до 1280 Гц, восьмой элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 1280 Гц до 2500 Гц и девятый элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 2500 Гц до 5000 Гц. В то время как здесь перечислены конкретные частотные интервалы для каждого элемента разрешения, они указаны лишь в качестве примера, и также могут быть 20 использованы другие величины с тем же или другим числом элементов разрешения по частоте. В некоторых вариантах выполнения, СКЗ энергии в интервале частот также могут быть выражены отношениями путем вычисления отношения среднеквадратической энергии сигнала в пределах определенных элементов разрешения по частоте к полному СКЗ энергии по всей полосе захвата (Найквиста). Это может способствовать снижению или устранению зависимости 25 от шума и мгновенных вариаций широкополосного звука.

Полное СКЗ энергии акустический колебаний, вычисленное во временной области, может свидетельствовать о громкости акустического сигнала. В некоторых вариантах выполнения, полное СКЗ энергии может также быть получено из временной области после очистки сигнала от шума.

30 Неравномерность спектральной характеристики является мерой зашумленности/тональности акустического спектра. Она может быть вычислена как отношение среднего геометрического к среднему арифметическому величины энергетического спектра и может быть использована в качестве альтернативного подхода к обнаружению широкополосных сигналов (например,

вызываемых пескопроявлением). Для тональных сигналов, показатель равномерности может быть близок к 0), а для сигналов с более широкой полосой он может быть ближе к 1.

5 Спад спектральной характеристики обеспечивает простейшую аппроксимацию формы спектра прямой усредняющей линией. Спад спектральной характеристики представляет собой снижение спектральных амплитуд при переходе от низких частот к высоким (например, наклон спектра). В качестве признаков могут быть использованы спад, развилка, и максимальная и средняя ошибка регрессии. Эксцесс спектра является мерой плоскостности
10 распределения в окрестности средней величины.

Эксцесс спектра является мерой плоскостности распределения в окрестности средней величины.

Скорость изменения спектра мощности является мерой мгновенных изменений интенсивности спектра. Этот параметр позволяет измерить
15 квадратичную межкадровую разность вектора спектральной интенсивности, просуммированную по всем частотам или выбранной части спектра. Сигналы с медленно меняющимися (или почти постоянными) спектральными свойствами (например, шум) имеют низкую скорость изменения спектра интенсивности, в то время как сигналы с резкими изменениями имеют высокую скорость изменения
20 спектра мощности. Скорость изменения спектра мощности может служить прямой мерой локальной скорости изменения спектра и, следовательно, служит средством обнаружения события, которое может быть использовано для обнаружения возникновения акустических событий, которые затем могут быть подвергнуты дальнейшему анализу с использованием описанного выше признака
25 для идентификации и однозначной классификации акустического сигнала.

Функция автокорреляции спектра представляет метод, при осуществлении которого выполняется сдвиг сигнала, и для каждого сдвига (запаздывания) сигнала вычисляется корреляция или сходство сдвинутого сигнала с исходным сигналом. Это обеспечивает расчет основного периода путем выбора
30 запаздывания, при котором имеет место наилучшее сходство сигнала с самим собой, например, при максимуме автокорреляции. Это может быть полезным при проведении разведочного анализа комплекса признаков/даже для обнаружения аномалий для мониторинга целостности скважины вдоль заданных глубин, где установлены защитные элементы скважины, требующие мониторинга.

Любой из этих признаков в частотной области, или любая комбинация этих признаков в частотной области, могут быть использованы для получения комплекса акустических признаков для скважинного события. В варианте выполнения, выбранная совокупность характеристик может быть использована для получения комплекса акустических признаков для каждого события, и/или все из признаков в частотной области, которые были вычислены, могут быть использованы как группа в определении комплекса акустических признаков для события. Конкретные вычисленные значения признаков в частотной области могут меняться в зависимости от конкретных свойств системы обнаружения акустического сигнала так, что абсолютное значение каждого признака в частотной области может меняться от системы к системе. В некоторых вариантах выполнения, признаки в частотной области могут быть вычислены для каждого события с учетом системы, используемой для получения акустического сигнала, и/или должны приниматься во внимание различия между системами при определении значений признака в частотной области для каждого комплекса признаков, между системами, используемыми для определения значений, и системами, используемыми для приема акустического сигнала, подвергаемого оценке.

Для получения признаков в частотной области, данные акустической выборки могут быть преобразованы в частотную область. В варианте выполнения, первичные оптические данные могут содержать или представлять акустические данные во временной области. Представление данных в частотной области может быть выполнено посредством преобразования Фурье. Для этого могут быть использованы различные известные алгоритмы. В некоторых вариантах выполнения, может быть использовано оконное преобразование Фурье (Short Time Fourier Transform) или дискретно-временное преобразование Фурье (Discrete Time Fourier Transform). Полученная выборка данных далее может быть представлена интервалом частот с соответствующими уровнями мощности. Первичные оптические данные могут быть преобразованы в частотную область перед использованием пространственной фильтрации или после нее. Вообще акустическая выборка будет в частотной области для определения центроида спектра и разброса спектральных значений. В варианте выполнения, процессор 168 может быть сконфигурирован для выполнения преобразования первичных акустических данных и/или данных акустической

выборки из временной области в частотную область. В процессе преобразования сигнала в частотную область, может анализироваться мощность по всем частотам в пределах акустической выборки. Использование процессора 168 для выполнения преобразования может предоставлять данные в частотной области в реальном времени или в масштабе времени, близком к реальному.

Далее может быть использован узел 402 обработки данных для анализа данных акустической выборки в частотной области для получения одного или более признаков в частотной области и формирования выходных данных с определенными признаками в частотной области для дальнейшей обработки. В некоторых вариантах выполнения, выходные данные с признаками в частотной области могут включать признаки, которые не используются для определения наличия каждого события.

Выходные данные процессора с признаками в частотной области для данных акустической выборки далее могут быть использованы для определения присутствия одного или более событий в одном или более мест в скважине, соответствующих интервалам глубины, по которым обнаруживаются или фильтруются акустические данные. В некоторых вариантах выполнения, определение наличия одного или более событий может включать сравнение признаков в частотной области с пороговыми значениями или интервалами признаков в частотной области в каждом комплексе признаков события. Когда признаки в частотной области в данных акустической выборки совпадают с одним или более комплексом признаков события, событие может быть идентифицировано как совершившееся в течение периода измерения данных выборки, что может выполняться в реальном масштабе времени. Для визуального отображения или индикации присутствия одного или более событий могут вырабатываться различные выходные данные.

Обработанные акустические данные (т.е., признаки в частотной области), размер файла которых может быть много меньше (обычно уменьшение размера составляет более 1000 раз), могут быть записаны в файл (например, кодом в стандарте ASCII) в памяти с определенными интервалами (например, каждую секунду, каждые десять секунд, и т.д.), который затем может быть извлечен и передан по сети с использованием программного обеспечения сбора и передачи данных. Этот процесс может происходить с передачей данных в реальном времени или масштабе времени, близком к реальному.

Данные, переданные от DAS запросчика (которые включают данные признака частотной области), могут быть затем подвергнуты обработке с использованием последовательности шагов обработки, например, показанных последовательностью 404 обработки на фиг. 4. Последовательность 404 обработки может содержать последовательность шагов, включающую шаг обнаружения аномалии, шаг извлечения комплекса признаков события, шаг классификации события, шаг идентификации утечки и шаг выдачи данных. Сначала обрабатываются данные дескриптора с использованием алгоритма обнаружения аномалии (например, обнаружения события), для установления присутствия любого аномального акустического ответа(-ов), который может быть вызван утечкой текучей среды. В то время как существует несколько путей реализации алгоритма обнаружения события, может быть использовано амплитудное пороговое выделение данных относительно шума у поверхности, принимаемого распределенными акустическими датчиками (DAS) на оптоволоконном оптическом кабеле, рассеиваемого на поверхности устья скважины или вблизи него (например, в пределах первых 100 м). В примере амплитудного порогового обнаружения, интенсивность акустического сигнала во всей полосе может быть усреднена по результатам измерений на поверхности или вблизи поверхности (например, первые 300 м акустических данных), для получения оценки среднего поверхностного акустического шума. Затем может быть задан порог в виде процентного значения от этого среднего. Например, амплитудный порог может составлять примерно от 90% до 95% от среднего значения. Наличие сигнала внутри ствола скважины может быть обнаружено, когда амплитуда принятого акустического события превосходит это пороговое значение. Частотные и амплитудные характеристики поверхностного шума также могут быть использованы, при необходимости, для подавления и/или снижения фоновых шумов в пределах выбранного окна, для идентификации присутствия сигналов на поверхности. Это обеспечивает распознавание нулевой глубины, помогает сокращать или устранять вклад поверхностного шума, помогает сокращать или устранять вклад шумов DAS запросчика, позволяет обнаруживать акустические события и представляет обнаруженные события в формате, готовом для распознавания комплексов признака события, и использует обработанные данные (в сравнении с исходными DAS данными) как первичный источник для последовательности обработки. Помимо амплитудного

порогового выделения, также могут использоваться и другие методы цифровой обработки, основанные на временном критерии.

После первоначальной обработки данных, могут быть обнаружены аномальные события (например, как события с амплитудой выше пороговой) и соответствующие данные из части акустической выборки могут быть извлечены в виде блока события в координатах глубина-время. На фиг. 5А приведен пример блока события на диаграмме глубина-время, где показана связь глубины и амплитуды. После того, как блоки диаграммы глубина-время сопоставлены с амплитудным порогом, могут быть получены соответствующие данные, показанные на фиг. 5Б, где отфильтрован поверхностный шум, а аномальные события выделены.

На втором шаге 412 последовательности 404 обработки, блоки акустических событий могут быть подвергнуты дальнейшему анализу посредством извлечения признаков в частотной области на глубинах и временах события, идентифицированного на шаге обнаружения аномального события, и сравнению извлеченных признаков в частотной области с комплексом признаков события для идентификации события с соответствующим комплексом признаков. Извлечение признаков в частотной области может быть осуществлено перед отправкой данных в последовательность обработки так, чтобы извлечение признаков в частотной области включало фильтрацию принятых признаков в частотной области по глубине и времени, определенным при обнаружении аномального события, либо извлечение признаков в частотной области может быть выполнено только после идентификации аномальных блоков на диаграмме глубина-время.

И в том и другом случае, на шаге 414 классификации события полученные признаки в частотной области могут быть сопоставлены с одним или более комплексами признаков для идентификации возникновения события нарушения целостности. В некоторых вариантах выполнения, комплексы признаков события могут включать комплексы признаков в частотной области для утечки жидкости, утечки газа, самоиндуцированного гидравлического разрыва, реактивации сдвига, или другого подобного события (например, события нераспознанной категории, или других комплексов признаков, не связанных с утечкой, которые могут быть использованы для сравнения).

Шаг 414 классификации событий может быть выполнен для каждого участка по глубине вдоль оптоволокну и может зависеть от комплекса акустических признаков, обнаруженных в местах, где идентифицировано аномальное событие. После классификации в определенную категорию, могут
5 быть определены интенсивности событий с использованием нормализованных значений СКЗ величин в пределах соответствующих частотных диапазонов, извлеченных на месте выполнения работ (например, которые уже могут быть одним из дескрипторов, полученных в извлеченных признаках частотной области) из первичных акустических данных. Данные дескрипторов затем могут
10 быть трансформированы и переписаны как матрица событий. Эти шаги могут быть выполнены в масштабе времени, близком к реальному, на сервере интеграции данных, и преобразованные, готовые к принятию решения, данные события целостности скважины могут быть сохранены вместе с некоторыми или со всеми данными акустического дескриптора. Классифицированные данные
15 события также могут графически отображены по интенсивности в системе трех координат: глубина – время – тип события, как это показано на фиг. 6А и 6Б, что обеспечивает представление событий целостности скважины в функции глубины и времени, где тип события может быть изображен с использованием различных цветов для событий разного типа.

20 Матрица событий может быть далее подвергнута фильтрации для выделения и отображения событий целостности скважины определенного типа, как это показано на фиг. 6В. Они также могут быть выстроены по глубине относительно диаграммы заканчивания скважины и/или геологических карт (например, дискретных зон давлений) для точного определения источника
25 вытекающей текучей среды в случае утечек жидкости.

На шаге 416 обнаружения и идентификации утечки, матрица событий также может быть подвергнута дальнейшей обработке для получения
полуколичественной оценки утечки посредством фильтрации матрицы событий, для извлечения событий, связанных с утечками газа или жидкости, с
30 последующим интегрированием отфильтрованных данных интенсивности по времени, для получения каротажных диаграмм утечки текучей среды, пример которых представлен на фиг. 7.

При создании визуального отображения каротажной диаграммы утечки текучей среды, СКЗ энергия спектра по глубинным разрезам, которая не

продемонстрировала соответствия спектра для конкретных событий целостности скважины и покрывающих пород, может быть приравнена нулю. Этим обеспечивается простая идентификация тех точек или интервалов по глубине, признаки в частотной области которых превышают пороговые значения. На фиг.

5 7 представлен пример варианта выполнения каротажной диаграммы утечки текучей среды, демонстрирующий зависимость интенсивности акустического сигнала от глубины. Эта диаграмма показывает места с утечкой текучей среды в виде пиков интенсивности акустического сигнала. Таким образом, акустическая интенсивность и ее отображение на каротажной диаграмме утечки текучей среды
10 могут быть использованы для идентификации относительного вклада утечек текучей среды в различных точках вдоль ствола скважины. Например, возможно определить, какой интервал ствола скважины вносит максимальный вклад в утечку текучей среды, вклад какого интервала ствола второй по величине утечки, и так далее. Это также может быть использовано для установления связи
15 одного или более устройств разобщения интервалов стволов, мест потенциальной утечки и/или расхода текучей среды через пласт вдоль ствола скважины.

Использование последовательности 404 обработки может привести к необходимой идентификации утечек текучей среды внутри ствола скважины. В
20 опциональном шаге обработки во вторичном (т.е., периферийном) узле 408 корреляции данных датчиков, обработанные данные могут быть подвергнуты корреляции с данными внешнего датчика, например, данными, получаемыми системой датчиков у поверхности ствола скважины или вблизи нее.

Последовательность обработки может быть использована в системе
25 распределенных акустических датчиков (DAS) для определения путей потока утечки, особенно в случаях, где имеется несколько колонн обсадных труб или путей утечки на глубине с обнаруженной утечкой, или вблизи этой глубины. Этот процесс также может быть использован для получения полуколичественной оценки объемов текучей среды, связанных с утечкой, в сочетании с измерениями
30 на поверхности (например, измерения скорости стравливания флюида, показаниями манометра на поверхности и др.).

Процесс корреляции может, в общем случае, включать использование изменяющихся данных измерений на поверхности для сопоставления с процессом идентифицированного события. Например, изменение данных

давления или потока на поверхности может быть использовано в связи с данными идентификации утечки. Можно ожидать, что если происходит утечка, перекрытие кольцевого пространства может привести к росту давления и/или увеличению расхода (например, расходу стравливания). Когда имеется
5 несколько кольцевых пространств или путей утечки, использование данных давления или потока может помочь в идентификации, по какому конкретно пути(-ям) утечки происходит утечка, в то время как глубина утечки будет известна из последовательности обнаружения события. Что касается пути
10 утечки, то внутри ствола скважины возможен ряд потенциальных путей для протекания текучей среды. Например, утечка может произойти в сужении или препятствии в одном или более кольцевых пространствах, между обсадной колонной и продуктивным пластом, и/или внутри пласта или углеводородного интервала, и, возможно, в эксплуатационном оборудовании. Например, мониторинг потока текучей среды внутри углеводородного интервала в
15 продуктивном пласте может проводиться с использованием описанных здесь способов и систем.

В варианте выполнения, процесс корреляции может быть начат остановкой скважины. Это позволяет выполнить фоновые измерения как для данных от поверхностных датчиков, так и признаков частотной области для ствола
20 скважины без потока текучей среды. После того, как были получены фоновые замеры, может быть активирован путь утечки, что может вызвать появление потока текучей среды. Например, может быть открыто кольцевое пространство для стравливания давления, что потенциально может вызвать поток текучей среды внутри этого кольцевого пространства, если имеется утечка в канале
25 жидкостной связи с выбранным кольцевым пространством. Этим может сбыть индуцирован перепад давления между выбранным кольцевым пространством и соседним или соседними кольцевыми пространствами. Перепад давлений может быть определен для оценки возможностей потока текучей среды. После того, как был испытан один путь утечки, он может быть перекрыт и запущен другой путь
30 утечки. Эти проверки могут повторяться, пока не будут активированы все пути утечки, которые желательно проверить. Система мониторинга с распределенными акустическими датчиками (DAS) должна оставаться активной в процессе индуцированного потока для наблюдения за утечками и выявления фазы или фаз просачивающейся текучей среды.

После того, как получены данные от датчиков и системы DAS, которые могут включать данные события, полученные в последовательности 404 обработки, для определения наличия или отсутствия каких-либо событий, может быть выполнена корреляция данных по времени для определения места и пути утечки. Например, отфильтрованные по интенсивности акустические сигналы утечки текучей среды, полученные в последовательности 404 обработки, могут быть интегрированы по времени для каждого участка по глубине для получения данных утечки (например данных, которые могут быть графически представлены в виде каротажных диаграмм) для этапов активизации путей утечки (например, процесса сброса давления в кольцевом пространстве). Эти данные далее могут быть совмещены по времени с давлениями, перепадами давлений, данными потока и т.д. для каждой операции активирования, для определения точек утечки и путей прохождения потока. Например, может быть установлено, что данный путь утечки активирует утечку только на данной глубине, но не на других глубинах. По этим данным, могут быть сформированы каротажные диаграммы утечки для каждого трубчатого элемента, обсадной колонны или другого устройства скважины.

В некоторых вариантах выполнения, в этом процессе могут быть использованы все данные поверхностных датчиков. Данные давления, включая данные индуцированных перепадов давления, могут быть использованы для определения путей и мест утечки. Расходы стравливания могут быть использованы для проведения количественной оценки расхода утечки по каждому пути утечки. Эти данные затем могут быть сохранены и/или выданы для использования в будущем для дальнейшей идентификации утечек и их количественной оценки.

В других вариантах выполнения, процесс мониторинга может быть использован для мониторинга обнаружения событий в перекрывающей породе. Вообще, этот процесс может быть аналогичен процессу, описанному выше в отношении обнаружения утечки, а последовательность 404 обработки может включать комплекс признаков события для перемещений перекрывающей породы (например, самоиндуцированных гидроразрывов и т.д.). Также может быть использован мониторинг давления и расхода с использованием поверхностных данных. Когда происходит событие в перекрывающей породе, может возникнуть изменение в производительности (например, рост или падение

на некоторых участках по сравнению с другими). Давление и/или расход эксплуатационной колонны и/или на одном или более эксплуатационном оборудовании (если такие датчики имеются на эксплуатационном оборудовании) могут быть объединены с данными события для определения наличия и глубины события в перекрывающей породе. Рост или падение расхода может быть использовано для количественной оценки результирующего изменения в любом продуктивном интервале в скважине.

Любые из раскрытых в настоящем описании систем и способов могут быть реализованы компьютером или другим устройством, содержащим процессор, например устройством 160 обнаружения на фиг. 1. На фиг. 8 представлена компьютерная система 780, приспособленная для реализации одного или более раскрытых здесь вариантов выполнения, например, устройства обнаружения или любой его части. Компьютерная система 780 включает процессор 782 (который может называться центральным процессором или ЦП), который связан с запоминающими устройствами, включая вторичную память 784, постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) 786, оперативную память (ОЗУ) 788, устройством ввода/вывода 790 и устройством 792 сетевого подключения. Процессор 782 может быть реализован в виде одной или более интегральных схем ЦП.

Понятно, что посредством программирования и загрузки выполняемых команд в компьютерную систему 780, по меньшей мере один из ее узлов – ЦП 782, ОЗУ 788, ПЗУ 786, подвергается изменению, отчасти трансформируя компьютерную систему 780 в специальную машину или устройство, обладающее новыми функциональными возможностями в соответствии с настоящим раскрытием. Для электронной техники и разработки программ существенным является то, что функции, которые могут быть реализованы загрузкой исполняемых программ в компьютер, могут быть трансформированы в аппаратную реализацию посредством хорошо известных правил проектирования. Выбор между программной или аппаратной реализацией концепции обычно зависит скорее от соображений надежности конструкции и числа узлов, которые должны быть изготовлены, нежели от других вопросов, связанных с переходом из программной области в аппаратную. Как правило, для конструкции, подвергаемой частым изменениям, предпочтительна программная реализация, поскольку переделка аппаратных решений требует больших затрат, чем

изменение программ. Обычно неизменная конструкция, которая должна изготавливаться в больших количествах, более предпочтительна для аппаратного исполнения, например, в случае заказных специализированных интегральных микросхем (ASIC - англ. application specific integrated circuit), поскольку для
5 массового производства аппаратные решения могут быть более дешевым, чем программные. Часто конструкция может быть разработана и испытана в программном варианте, а затем трансформирована, с использованием хорошо известных правил, в эквивалентный аппаратный вариант с использованием заказных специализированных ИС, которые обеспечивают формирование
10 программных команд проводными соединениями в микросхеме. Также как и машина, управляемая новой ASIC, является специальной машиной или устройством, компьютер, в который была установлена и/или загружена исполняемая программа, может считаться специальной машиной или устройством.

15 Далее, после включения или загрузки системы 780, ЦП 782 может выполнить компьютерную программу или приложение. Например, ЦП 782 может выполнить программу или встроенную программу, хранящуюся в ПЗУ 786 или хранящуюся в ОЗУ 788. В некоторых случаях, при загрузке и/или инициировании работы приложения, ЦП 782 может скопировать приложение или
20 части приложения из вторичной памяти 784 в ОЗУ 788, или в пространство памяти внутри самого ЦП 782, после чего ЦП 782 может исполнить команды, из которых состоит приложение. В некоторых случаях, ЦП 782 может скопировать приложение или части приложения из памяти, доступ к которой обеспечивается через устройства 792 сетевого подключения или через устройства 790
25 ввода/вывода, в ОЗУ 788 или пространство памяти внутри ЦП 782, после чего ЦП 782 может выполнить программы, из которых состоит приложение. В процессе выполнения, приложение может загрузить команды в ЦП 782, например, загрузить некоторые из команд приложения в кеш ЦП 782. В некоторых случаях, выполняемое приложение может конфигурировать ЦП 782
30 на выполнение каких-либо действий, например, сконфигурировать ЦП для выполнения функции или функций, задаваемых подчиненным приложением. Когда ЦП 782 сконфигурирован таким способом посредством приложения, ЦП 782 становится специализированным компьютером или специализированной машиной.

Вторичная память 784 обычно состоит из одного или более дискового или ленточного накопителя и используется для постоянного хранения данных или как запоминающее устройство переполняющих данных, если ОЗУ 788 не достаточно велико для удерживания всех рабочих данных. Вторичная память 784 может быть использована для хранения программ, которые загружены в ОЗУ 788, когда такие программы выбираются для исполнения. ПЗУ 786 используется для хранения команд и, возможно, данных, считываемых в ходе выполнения программы. ПЗУ 786 представляет собой постоянное запоминающее устройство, которое обычно имеет память небольшой емкости по сравнению с большим объемом вторичной памяти 784. ОЗУ 788 используется для хранения временно необходимых данных и, возможно, для хранения команд. Скорость доступа как к ПЗУ 786, так и к ОЗУ 788 обычно выше, чем к вторичной памяти 784. Вторичную память 784, ОЗУ 788 и/или ПЗУ 786 в некоторых случаях можно назвать машиночитаемым носителем хранения данных и/или энергонезависимым машиночитаемым носителем.

Устройства 790 ввода/вывода могут включать принтеры, видео-мониторы, жидкокристаллические (ЖК) дисплеи, дисплеи с сенсорным экраном, клавиатуры, малые клавишные панели, переключатели, диски набора, мыши, трекболы, распознаватели голоса, кардридеры, устройства считывания с бумажной перфоленты или иные хорошо известные устройства ввода.

Устройства 792 сетевого подключения могут иметь вид модемов, банка модемов, коммуникационных плат Ethernet, интерфейсных карт универсальной последовательной шины (USB), последовательных интерфейсов, карт кольцевой сети с эстафетным доступом, карт интерфейса для доступа к распределенным данным по оптоволокну (FDDI), карт беспроводной локальной сети (WLAN), приемопередающих карт для радиосвязи с использованием протоколов, например, множественного доступа с кодовым разделением каналов (CDMA), глобальной системы мобильной связи (GSM), стандарта "Долгосрочное развитие сетей связи" (LTE), технологии широкополосного доступа в микроволновом диапазоне (WiMAX), коммуникации ближнего поля (NFC), радиочастотной идентификации (RFID) и/или других приемопередающих карт протоколов радиointерфейса и иных хорошо известны сетевых устройств. Эти устройства 792 сетевого подключения могут обеспечить связь процессора 782 с интернетом или одной или более внутренней сетью (интранет). При таком сетевом

соединении, предполагается, что процессор 782 может принимать информацию от сети, или может выдавать информацию в сеть (например, в базу данных события) по ходу выполнения описанных выше шагов способа. Такая информация, часто представленная в форме последовательности команд на
5 исполнение с использованием процессора 782, может быть принята из сети и выдана в сеть, например, в форме сигнала компьютерных данных, использующего несущую волну.

Такая информация, которая может включать данные или команды для
10 исполнения с использованием, например, процессора 782, может быть принята из сети и выдана в сеть, например в форме модулирующего сигнала компьютерных данных, или сигнала, использующего несущую волну. Модулирующий сигнал или сигнал, использующий несущую волну, или сигналы других типов, используемые в настоящее время или разрабатываемые, могут генерироваться в соответствии с несколькими методами, хорошо известными
15 специалистам. Модулирующий сигнал и/или сигнал, использующий несущую волну, в некоторых контекстах может называться промежуточным сигналом.

Процессор 782 выполняет команды, коды, компьютерные программы, сценарии, которые он получает от жесткого диска, дискетки, оптического диска (все эти системы, основанные на использовании дисков, могут считаться
20 вторичной памятью 784), флеш-накопителя, ПЗУ 786, ОЗУ 788 или устройств 792 сетевого подключения. Хотя на схеме показан только один процессор 782, могут использоваться несколько процессоров. При этом если речь идет о выполнении команд процессором, команды могут выполняться одновременно, последовательно или, иначе, выполняться одним или несколькими
25 процессорами. Инструкции, коды, компьютерные программы, сценарии и/или данные, доступ к которым может осуществляться с вторичной памяти 784, например, твердых дисков, дискеток, оптических дисков и/или другие устройства, ПЗУ 786 и/или ОЗУ 788, в некоторых случаях могут быть упомянуты как энергонезависимые команды и/или энергонезависимая информация.

30 В варианте выполнения, компьютерная система 780 может содержать два или более компьютеров, связанных друг с другом, которые взаимодействуют для решения задачи. Например, помимо прочего, приложение может быть разделено так, чтобы обеспечить одновременную и/или параллельную обработку команд приложения. В альтернативном варианте, данные, обработанные приложением,

могут быть разделены так, чтобы дать возможность одновременной и/или параллельной обработки различных частей совокупности данных двумя или более компьютерами. В варианте выполнения, программное обеспечение виртуализации может быть использовано компьютерной системой 780 для обеспечения функционирования нескольких серверов, которые непосредственно не подключены к нескольким из компьютеров в компьютерной системе 780. Например, программное обеспечение виртуализации может создать двадцать виртуальных серверов на четырех физических компьютерах. В варианте выполнения, раскрытые выше функциональные возможности могут быть обеспечены выполнением приложения и/или приложений в облачной вычислительной среде. Облачные вычисления могут включать вычислительные сервисы через сетевое соединение с использованием динамически расширяемых вычислительных ресурсов. Облачные вычисления могут поддерживаться, по меньшей мере отчасти, программным обеспечением виртуализации. Облачная вычислительная среда может обеспечиваться компанией, а также облачными вычислительными ресурсами, привлеченными и/или арендованными у стороннего провайдера.

В варианте выполнения, некоторые или все из раскрытых функциональных возможностей могут быть обеспечены компьютерным программным продуктом. Компьютерный программный продукт может содержать один или более машиночитаемых носителей для хранения данных, содержащих пригодный для исполнения компьютером программный код, для осуществления функций, описанных выше. Компьютерный программный продукт может содержать структуры данных, исполнимые команды и другой используемый компьютером программный код. Компьютерный программный продукт может быть оформлен в виде съемной компьютерной среды хранения данных и/или несъемной компьютерной среды хранения данных. Съемный машиночитаемый носитель для хранения данных может содержать, среди прочего, бумажную перфоленту, магнитную ленту, магнитный диск, оптический диск, твердотельную ИС памяти, например, аналоговую магнитную ленту, постоянное ЗУ на компакт-диске (CD-ROM), дискеты, флеш-память, цифровые платы, мультимедийные платы и другое. Компьютерный программный продукт может быть пригоден для загрузки компьютерной системой 780 по меньшей мере частей контента компьютерного программного продукта во вторичную память 784, в ПЗУ 786, в

ОЗУ 788 и/или другое долговременное ЗУ или энергозависимое ЗУ компьютерной системы 780. Процессор 782 может обрабатывать исполнимые команды и/или структуры данных отчасти посредством прямого доступа к компьютерному программному продукту, например, считыванием CD-ROM диска, вставленного в дисковод, внешний относительно компьютерной системы 780. В альтернативном случае, процессор 782 может обрабатывать исполнимые команды и/или структуры данных, используя удаленный доступ к компьютерному программному продукту, например, загружая исполнимые команды и/или структуры данных из удаленного сервера через устройства 792 сетевого подключения. Компьютерный программный продукт может содержать команды, вызывающие загрузку и/или копирование данных, структур данных, файлов и/или исполнимых команд во вторичную память 784, ПЗ 786, в ОЗУ 788 и/или другое долговременное ЗУ или энергозависимое ЗУ компьютерной системы 780.

В некоторых случаях, вторичная память 784, ПЗ 786, в ОЗУ 788 могут быть названы энергонезависимым машиночитаемым носителем или машиночитаемым носителем хранения данных. Динамический вариант выполнения ОЗУ 788, аналогично, может быть назван энергонезависимым машиночитаемым носителем в том смысле, что динамическое ОЗУ получает электропитание и управляется в соответствии с его конструкцией, например в период, когда компьютерная система 780 включена и работает, динамическое ОЗУ сохраняет информацию, которая записывается в него. Аналогично, процессор 782 может содержать внутреннее ОЗУ, внутреннее ПЗУ, кеш и/или другие энергонезависимые блоки, разделы или компоненты памяти, которые в некоторых контекстах могут быть названы энергонезависимым машиночитаемым носителем или машиночитаемым носителем хранения данных. В то время как выше были представлены и описаны различные варианты выполнения в соответствии с раскрытыми принципами, модификации этого раскрытия могут быть созданы специалистами без отступления от сущности изобретения и в пределах его объема. Описанные здесь варианты выполнения представлены только в качестве иллюстрации и не должны ограничивать изобретения. В пределах области притязаний раскрытия возможны и находятся многие вариации, комбинации и модификации. Альтернативные варианты выполнения, получающиеся в результате комбинации, объединения и/или исключения признаков варианта (-ов) выполнения, также

находятся в пределах объема изобретения. Соответственно, область патентной защиты не ограничена только приведенным выше описанием, но определена следующей далее формулой, и включает все эквиваленты предмета изобретения формулы. Все без исключения пункты формулы включены в описание как часть раскрытия, а пункты формулы представляют собой вариант (-ы) выполнения настоящего изобретения (-ий). Далее, любые описанные выше преимущества и признаки могут относиться к частным вариантам выполнения, но не должны ограничивать заявку опубликованной формулы процессами и конструкциям, обеспечивающими получение любых или всех из приведенных выше преимуществ или имеющими любые или все из приведенных выше признаков.

Кроме того, использованные здесь названия разделов соответствуют рекомендациям согласно части 37 Свода Федеральных Правил, п. 1.77, или иным образом структурируют текст. Эти заголовки не должны ограничивать или характеризовать изобретение (-я), описанное в любой формуле, которая может вытекать из настоящего раскрытия. В частности, для примера, хотя заголовки могут относиться к "Области", формула не должна быть ограничена языком, выбранным под этим заголовком, для описания так называемой области. Кроме того, описание техники в разделе "Уровень техники" не должно восприниматься как признание того, что какая-либо техника является прототипом какого-либо изобретения (-ий) в настоящем раскрытии. Также и "Сущность изобретения" не должна рассматриваться как ограничительная характеристика изобретения (-ий), изложенного в опубликованной формуле. Кроме того, любая ссылка в настоящем раскрытии на "изобретение" в единственном числе не должна использоваться в качестве аргумента, что в настоящем раскрытии имеется только один новый пункт. Может быть представлено несколько изобретений в соответствии с ограничениями многозвенной формулы, опубликованной на основе настоящего раскрытия, и эта формула, соответственно, определяет изобретение (-я) и их эквиваленты, защищаемые этой формулой. Во всех случаях, область притязаний формулы должна оцениваться ее существом в виду настоящего раскрытия, и не должна быть ограничена приведенными здесь заголовками.

Использование широкозначных терминов, например, "содержит", "включает" и "имеющий", следует воспринимать также как и использование терминов с более узким значением, например, "состоящий из", "состоящий в основном из", "включающий в себя в основном". Использование терминов

"опциональный", "может", "мог бы", "возможно" и подобных им в отношении к любому элементу варианта выполнения означает, что элемент не обязателен, либо, наоборот, элемент обязателен, при этом обе альтернативы находятся в пределах области защиты варианта (-ов) выполнения. Кроме того, ссылки на
5 примеры приводятся только для иллюстрации и не подразумевают исключения.

В раскрытии были показаны и описаны предпочтительные варианты выполнения, однако специалистами могут быть предложены их модификации, не выходящие за пределы существа и объема изобретения. Описанные здесь варианты выполнения приведены только для иллюстрации и не ограничивают
10 изобретения. Возможны многие варианты и модификации описанных систем, устройств и процессов, находящиеся в пределах области притязаний раскрытия. Например, могут быть изменены относительные размеры различных частей, материалы, из которых выполнены различные части, и другие параметры. Соответственно, объем защиты не ограничен только описанными здесь
15 вариантами, но определяется только приведенной далее формулой, область защиты которой должна включать все эквиваленты объекта изобретения формулы. Если отсутствуют специальные указания, шаги в пункте формулы на способ могут быть выполнены в любом порядке. Перечисление индексов, например, (a), (b), (c) или (1), (2), (3) перед шагами в способе не предполагает и
20 не определяет конкретный порядок выполнения шагов, а, скорее, используется для упрощения дальнейших ссылок на эти шаги.

Кроме того, оборудование, системы, подсистемы и способы, описанные в различных вариантах выполнения и проиллюстрированные в виде дискретных или отдельных частей, могут быть скомбинированы и объединены с другими
25 системами, модулями, оборудованием или способами, в пределах объема настоящего раскрытия. Другие компоненты, показанные и рассмотренные непосредственно связанными или сообщающимися друг с другом, могут быть связаны и сообщаться друг с другом косвенно, через какие-либо интерфейсы, устройства или промежуточные компоненты, электрически, механически или
30 иным путем. Другие примеры изменений, замен или модификаций очевидны специалисту и могут быть осуществлены в пределах раскрытых здесь существа и области защиты.

ПЕРВОНАЧАЛЬНАЯ ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обнаружения события утечки внутри ствола скважины, при осуществлении которого:

5 индуцируют перепад давления внутри ствола скважины, содержащего текучую среду;

получают совокупность данных выборки при индуцировании перепада давления, являющуюся выборкой акустического сигнала, возникающего внутри

ствола скважины, и представляющую акустический сигнал по спектру частот;

10 определяют ряд признаков в частотной области совокупности данных выборки;

определяют наличие события утечки на одной или более глубинах внутри ствола скважины на основе выявления соответствия ряда признаков в частотной области комплексу признаков события утечки;

15 выполняют корреляцию события утечки с индуцированным перепадом давления; и

определяют наличие и место утечки внутри ствола скважины на основе наличия события утечки и корреляции события утечки с индуцированным перепадом давления.

20 2. Способ по п. 1, в котором дополнительно:

получают совокупность поверхностных акустических данных;

определяют, на основе совокупности поверхностных акустических данных, поверхностный амплитудный порог; и

25 выполняют фильтрацию совокупности акустических данных на основе поверхностного амплитудного порога для получения совокупности данных выборки, содержащей акустические данные для одной или более глубин с амплитудой, превышающей поверхностный амплитудный порог.

30 3. Способ по п. 2, в котором при определении ряда признаков в частотной области совокупности данных выборки, извлекают ряд признаков в частотной области для каждой из одной или более глубин, амплитуда которых превышает поверхностный амплитудный порог.

4. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором при определении наличия события утечки на одной или более глубинах проводят сравнение ряда признаков в частотной области для каждой из одной или более глубин с

5 комплексом признаков события утечки.

10 5. Способ по любому из п.п. 1-4, в котором дополнительно вычисляют нормированное среднеквадратичное значение (СКЗ) энергии в пределах определенного частотного диапазона для каждого события утечки на каждой из одной или более глубин внутри ствола скважины, которое характеризует расход текущей среды для каждого события утечки.

15 6. Способ по п. 5, в котором дополнительно:
выполняют интегрирование или усреднение по времени нормированного СКЗ энергии для каждого события утечки; и
определяют относительный расход текущей среды для каждого события утечки на основе интегрирования/усреднения нормированного СКЗ энергии для каждого события утечки.

20 7. Способ по любому из п.п. 1-6, в котором дополнительно:
выполняют корреляцию одной или более глубин внутри ствола скважины, на которых происходят события утечки, с одним или более конструктивных признаков внутри ствола скважины; и
определяют источник утечки на основе корреляции одной или более глубин с одним или более конструктивными признаками.

30 8. Способ по любому из п.п. 1-7, в котором при определении наличия события утечки определяют фазу текущей среды утечки путем сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события утечки на одной или более глубинах.

9. Способ по любому из п.п. 1-8, в котором ствол скважины содержит одну или более колонн труб и одно или более кольцевых пространств, расположенных между по меньшей мере: i) двумя смежными колоннами труб из одной или более

колонн труб, или ii) колонной труб из одной или более колонн труб и продуктивным пластом, или iii) вместе i) и ii), причем при определении наличия и местоположения утечки внутри ствола скважины определяют кольцевое пространство из одного или более кольцевых пространств и глубину, где
5 имеется утечка.

10. Способ по п. 9, в котором при индуцировании перепада давления выпускают текучую среду из первого кольцевого пространства из одного или более кольцевых пространств, и при осуществлении способа дополнительно:

10 выполняют корреляцию расхода текучей среды, выпущенной из первого кольцевого пространства, с событием утечки; и

определяют расход утечки на глубине на основе корреляции расхода текучей среды, выпущенной из первого кольцевого пространства, с событием утечки.

11. Способ по п. 10, в котором, при индуцировании перепада давления, дополнительно выполняют корреляцию расхода текучей среды и измерений фазы на поверхности с тем, что получено из совокупности данных выборки.

12. Система для обнаружения события утечки внутри ствола скважины, включающая:

приемный блок, содержащий процессор и память, выполненный с возможностью приема первого сигнала от датчика, расположенного в стволе скважины, причем в памяти хранится прикладная программа обработки,

25 обеспечивающая, при ее выполнении процессором, конфигурирование процессора для:

приема первого сигнала от датчика, содержащего данные об акустическом сигнале, принятом с одной или более глубин внутри ствола скважины, причем этот сигнал характеризует акустический сигнал по спектру частот,

30 приема второго сигнала, содержащего данные об индуцировании перепада давления внутри ствола скважины,

определения ряда признаков акустического сигнала в частотной области по спектру частот,

сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события утечки,

определения наличия события утечки на одной или более глубинах внутри ствола скважины на основе соответствия ряда признаков в частотной области
5 комплексу признаков события утечки на одной или более глубинах в стволе скважины,

выполнения корреляции события утечки с индуцированным перепадом давления,

10 определения наличия и местоположения утечки внутри ствола скважины на основе наличия события утечки и корреляции события утечки с индуцированным перепадом давления, и

генерирования выходного сигнала, указывающего на наличие и местоположение события утечки.

15 13. Система по п. 12, дополнительно включающая:

датчик, содержащий оптоволоконный кабель, расположенный внутри ствола скважины; и

оптический генератор, соединенный с оптоволоконным кабелем, и
20 выполненный с возможностью генерирования светового луча и введения его в оптоволоконный кабель.

14. Система по п. 12 или 13, в которой ствол скважины содержит одну или более колонн труб и одно или более кольцевых пространств, расположенных между по меньшей мере: i) двумя смежными колоннами труб из одной или более
25 колонн труб, или ii) колонной труб из одной или более колонн труб и продуктивным пластом, или iii) вместе i) и ii), причем прикладная программа обработки дополнительно обеспечивает, при ее выполнении процессором, конфигурирование процессора для:

30 определения фоновых условий внутри ствола скважины на основе первого сигнала, принятого при остановке скважины, и

выполнения корреляции события утечки с фоновыми условиями, причем данные о наличии и местоположении основаны, по меньшей мере отчасти, на корреляции события утечки с фоновыми условиями.

15. Система по п. 14, в которой перепад давления характеризует перепад давления между первым кольцевым пространством и соседним путем прохождения потока в стволе скважины.

5 16. Система по любому из п.п. 12-15, в которой прикладная программа обработки дополнительно обеспечивает, при ее выполнении процессором, конфигурирование процессора для:

 интегрирования или усреднения по времени акустической мощности в пределах определенных частотных диапазонов для утечки в стволе скважины, и
10 определения относительного расхода текучей среды в утечке на основе проинтегрированной акустической мощности.

 17. Система по любому из п.п. 12-16, в которой прикладная программа обработки дополнительно обеспечивает, при ее выполнении процессором,
15 конфигурирование процессора для определения фазы текучей среды в каждой протечке.

 18. Система по любому из п.п. 12-17, в которой выходными данными является каротажная диаграмма утечки.

20 19. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков акустического сигнала в частотной области содержит по меньшей мере два признака из: центроид спектра, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрия спектральной характеристики,
25 среднеквадратичное значение (СКЗ) энергии в диапазоне, полная СКЗ энергия, неравномерность спектральной характеристики, наклон спектральной характеристики, эксцесс спектра, скорость изменения спектра мощности, энтропия спектра или автокорреляционная функция спектра.

30 20. Система по п. 19, в которой ряд признаков акустического сигнала в частотной области содержит центроид спектра и разброс спектральных значений.

21. Способ обнаружения утечки в стволе скважины, при осуществлении которого:

определяют фоновые условия внутри ствола скважины, содержащей одну или более колонн труб и одно или более кольцевых пространств, расположенных между по меньшей мере: i) двумя смежными колоннами труб из одной или более колонн труб, или ii) колонной труб из одной или более колонн труб и продуктивным пластом, или iii) вместе i) и ii);

индуцируют перепад давления относительно фоновых условий внутри первых кольцевых пространств из одного или более кольцевых пространств;

принимают акустический сигнал с одной или более глубин внутри ствола скважины при индуцировании перепада давления;

определяют условия потока внутри ствола скважины на основе ряда признаков акустического сигнала в частотной области по спектру частот;

выполняют корреляцию условий потока с фоновыми условиями и перепадом давления;

определяют глубину условий потока на основе корреляции; и

определяют, на основе корреляции, кольцевые пространства из одного или более кольцевых пространств с этими условиями потока.

22. Способ по п. 21, в котором при определении фоновых условий:

останавливают скважину;

принимают второй акустический сигнал при остановке скважины; и

определяют фоновые условия на основе второго акустического сигнала.

23. Способ по п. 21 или 22, в котором при индуцировании перепада давления:

открывают проходной клапан внутри первых кольцевых пространств; и индуцируют протекание текучей среды посредством открывания проходного клапана.

24. Способ по любому из п.п. 21-23, в котором перепадом давления является разница давлений в первых кольцевых пространствах и соседнем пути прохождения потока в стволе скважины.

25. Способ по любому из п.п. 21-24, в котором при определении условий потока:

определяют утечку текучей среды на одной или более глубинах в одной или более колоннах труб ствола скважины на основе ряда признаков в частотной области; и

интегрируют и усредняют по времени акустическую мощность для каждой утечки текучей среды на одной или более глубинах и для одной или более колонн труб.

26. Способ по 25, в котором при определении условий потока дополнительно определяют фазу текучей среды в утечке текучей среды.

27. Способ по любому из п.п. 21-27, в котором при индуцировании перепада давления выпускают текучую среду из первых кольцевых пространств, причем при осуществлении способа дополнительно:

выполняют корреляцию расхода текучей среды, выпущенной из первых кольцевых пространств, с условиями потока; и

определяют расход на основе корреляции расхода текучей среды, выпущенной из первых кольцевых пространств, с условиями потока.

28. Способ по любому из п.п. 21-27, в котором акустический сигнал принимается от датчика в стволе скважины, а датчик содержит оптоволоконный кабель, расположенный внутри ствола скважины.

29. Способ по любому из п.п. 21-28, в котором ряд признаков акустического сигнала в частотной области содержит по меньшей мере два признака из: центроид спектра, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрия спектральной характеристики, среднеквадратичное значение (СКЗ) энергии в диапазоне, полная СКЗ энергия, неравномерность спектральной характеристики, наклон спектральной характеристики, эксцесс спектра, скорость изменения спектра мощности, энтропия спектра или автокорреляционная функция спектра.

30. Способ по п. 29, в котором ряд признаков акустического сигнала в частотной области содержит центроид спектра и разброс спектральных значений.

5 31. Система обнаружения события утечки внутри ствола скважины, включающая:

приемный блок, содержащий процессор и память, выполненный с возможностью приема первого сигнала от датчика, расположенного в стволе скважины, причем в памяти хранится прикладная программа обработки, обеспечивающая, при ее выполнении процессором, конфигурирование процессора для:

приема первого сигнала от датчика, содержащего данные об акустическом сигнале, принятом с одной или более глубин внутри ствола скважины, причем этот сигнал характеризует акустический сигнал по спектру частот,

15 приема второго сигнала, содержащего данные о давлении или потоке внутри ствола скважины,

определения ряда признаков акустического сигнала в частотной области по спектру частот; и

сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события перекрывающей породы,

20 определения наличия события перекрывающей породы на одной или более глубинах внутри ствола скважины на основе соответствия ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события перекрывающей породы на одной или более глубинах в стволе скважины,

25 выполнения корреляции события перекрывающей породы с давлением или потоком,

определения наличия и местоположения события перекрывающей породы внутри ствола скважины на основе наличия события перекрывающей породы и корреляции события перекрывающей породы с давлением или потоком, и

30 генерирования выходного сигнала, указывающего на наличие и местоположение события перекрывающей породы.

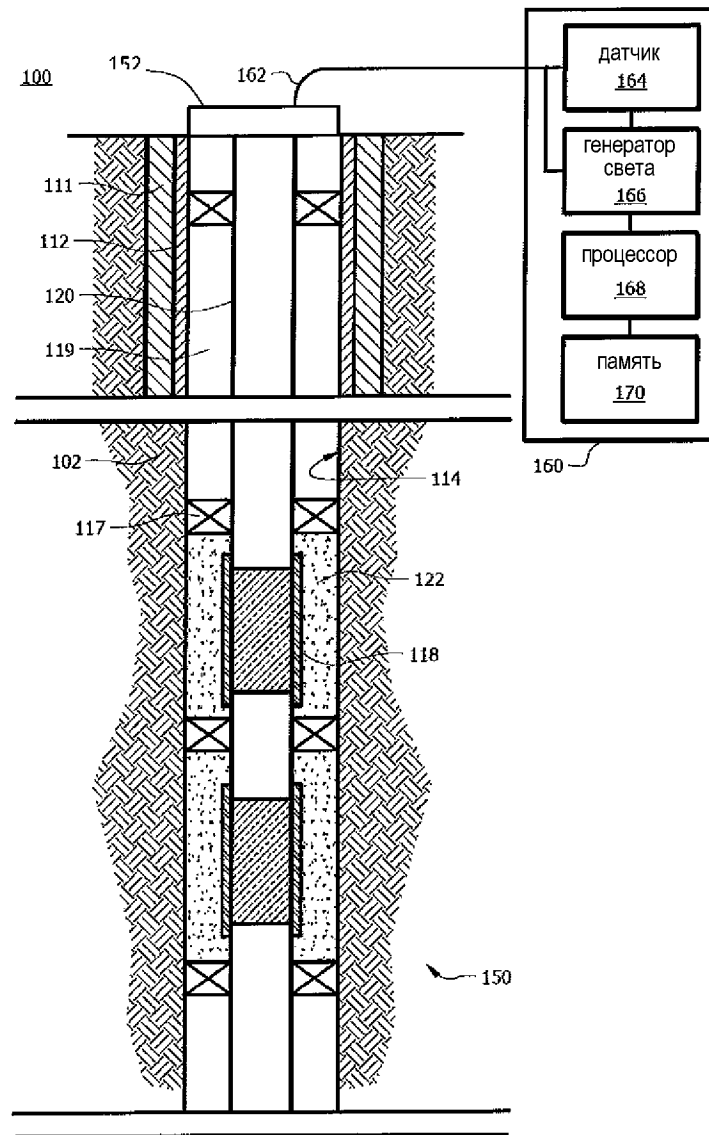
32. Система по п. 31, в которой событие перекрывающей породы содержит самоиндуцированный гидроразрыв.

33. Система по п. 31 или 32, в которой давление или поток характеризуют давление или расход из углеводородного интервала в стволе скважины.

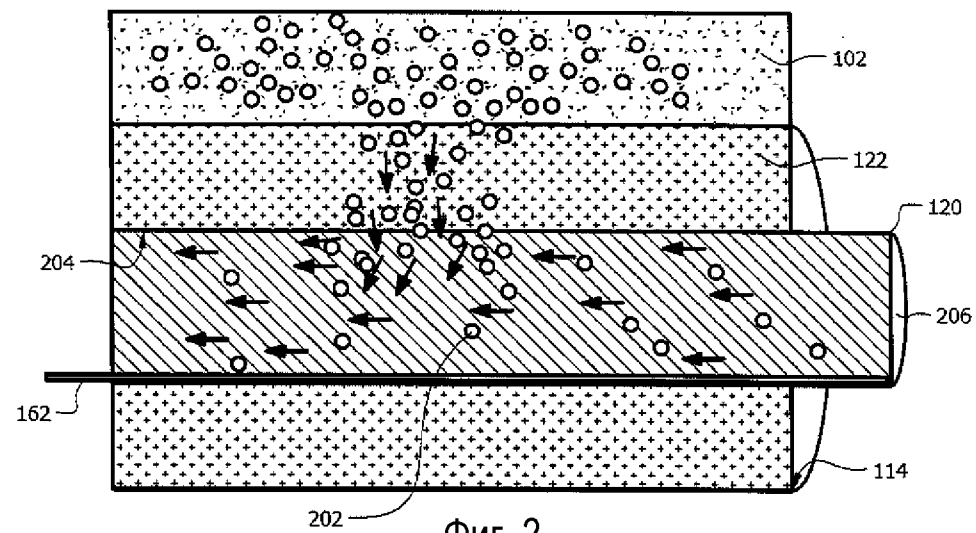
5 34. Система по любому из п.п. 31-33, в которой прикладная программа обработки дополнительно обеспечивает, при ее выполнении процессором, конфигурирование процессора для:

10 интегрирования или усреднения по времени акустической мощности в пределах выделенных частотных диапазонов для события перекрывающей породы, и

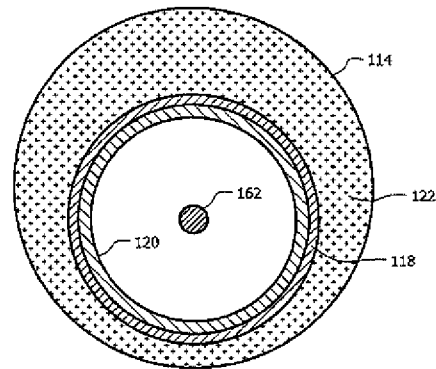
 определения относительного изменения расхода текучей среды в стволе скважины на основе интегрированной акустической мощности.



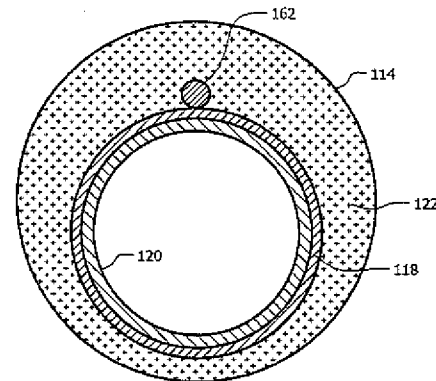
Фиг. 1



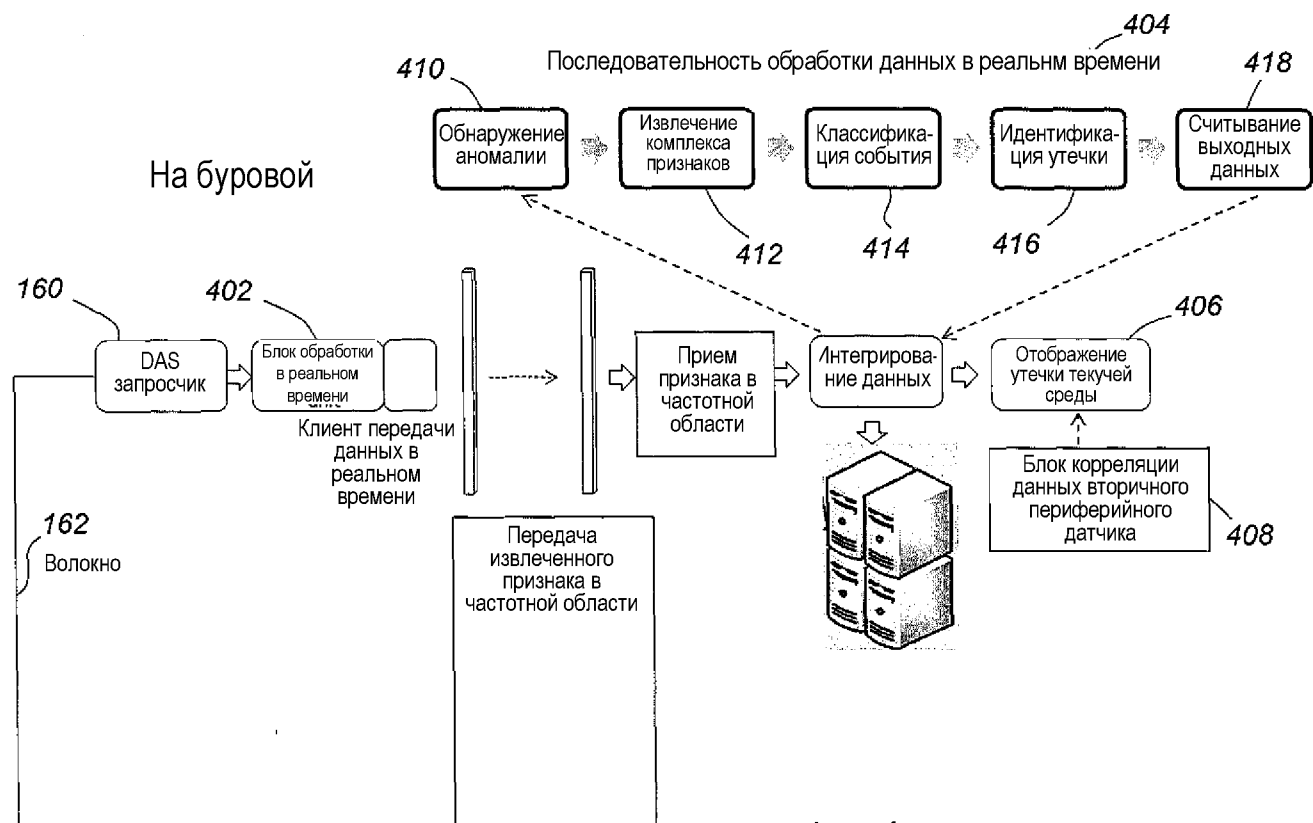
Фиг. 2



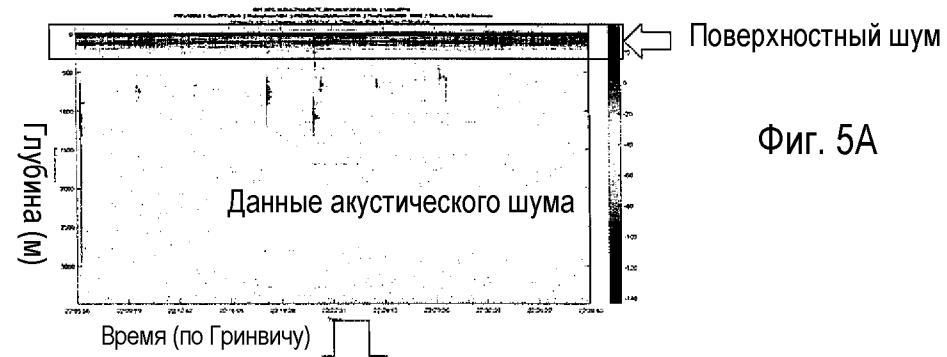
Фиг. 3А



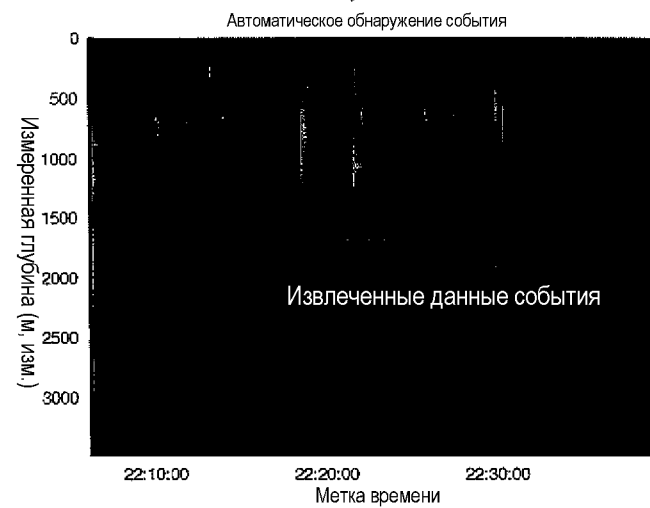
Фиг. 3Б



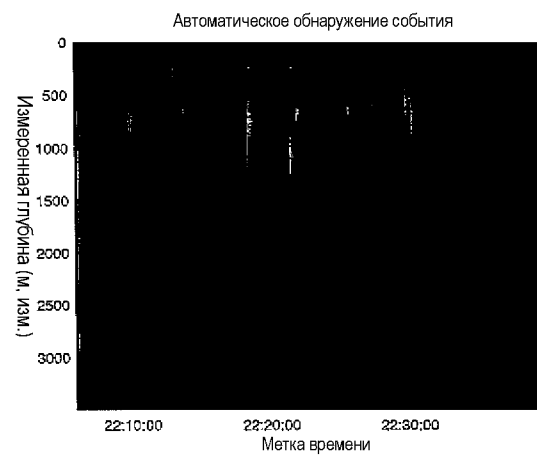
Фиг. 4



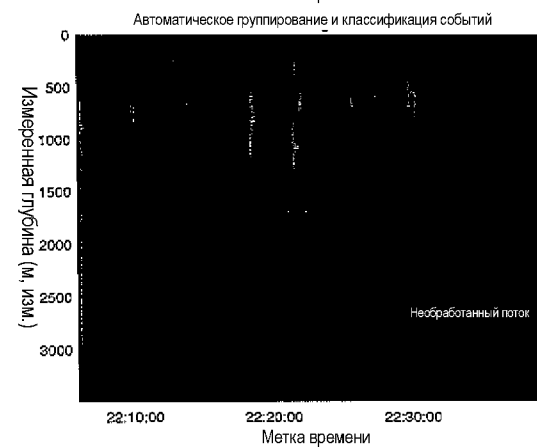
Фиг. 5А



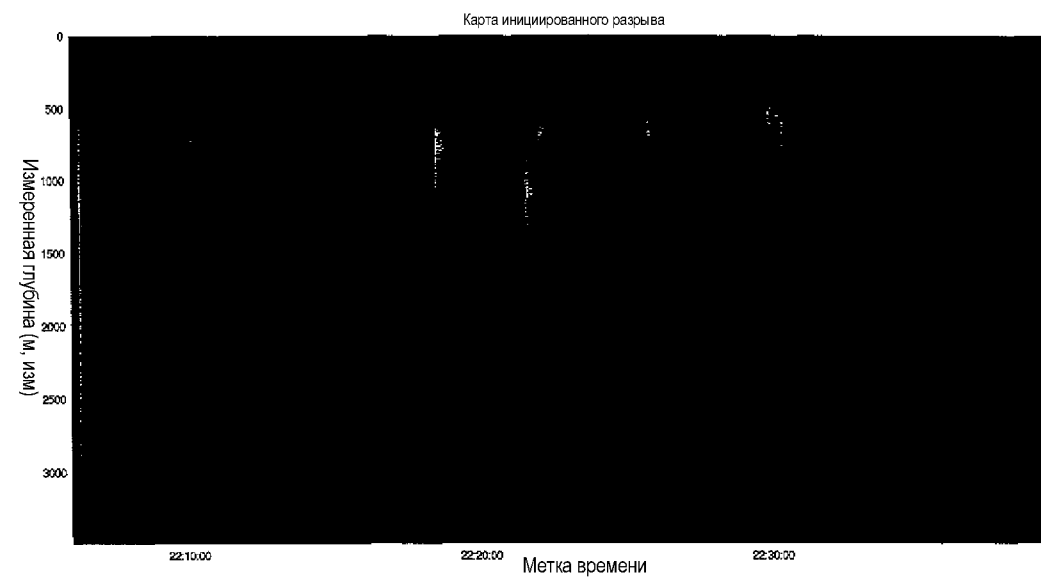
Фиг. 5Б



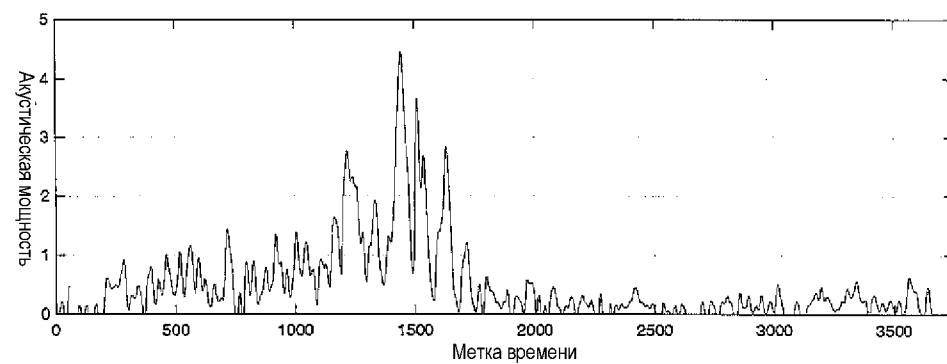
Фиг. 6А



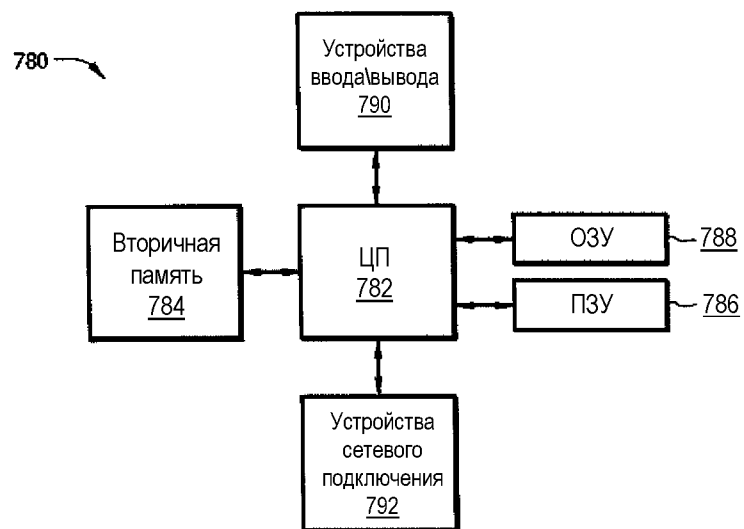
Фиг. 6Б



Фиг. 6В



Фиг. 7



Фиг. 8