

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 202090867 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.09.04

(51) Int. Cl. E21B 47/10 (2012.01)

(22) Дата подачи заявки
2018.10.10

(54) ОБНАРУЖЕНИЕ СОБЫТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИЗНАКОВ В ОБЛАСТИ АКУСТИЧЕСКИХ ЧАСТОТ

(31) 62/571070

(32) 2017.10.11

(33) US

(86) PCT/EP2018/077568

(87) WO 2019/072899 2019.04.18

(88) 2019.07.04

(71) Заявитель:

БП ЭКСПЛОРЕЙШН ОПЕРЕЙТИНГ
КОМПАНИ ЛИМИТЕД (GB)

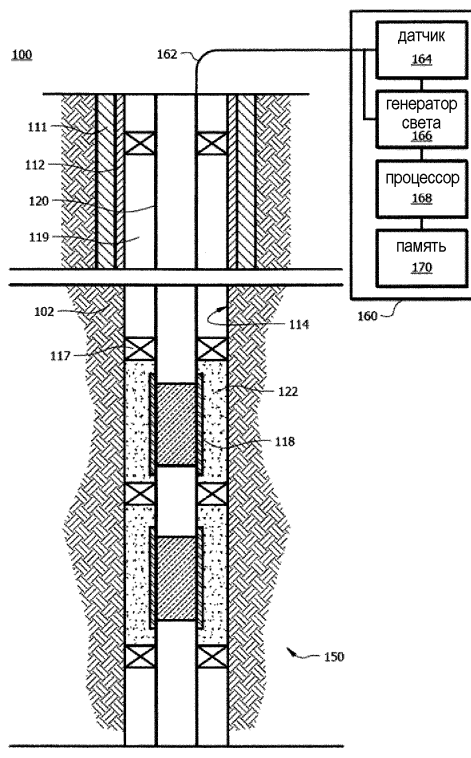
(72) Изобретатель:

Лангнес Томми, Тхирувенкатанатхан
Прадьюмна (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 описана система обработки акустических данных для идентификации события, включающая приемный блок, содержащий процессор и память и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или по области размещения датчиков, а в памяти хранится прикладная программа обработки. Прикладная программа обработки при ее исполнении процессором обеспечивает конфигурирование процессора для приема сигнала от датчика, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, и характеризующего акустический сигнал по спектру частот; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот и генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.



A1

202090867

202090867

A1

ОБНАРУЖЕНИЕ СОБЫТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИЗНАКОВ В ОБЛАСТИ АКУСТИЧЕСКИХ ЧАСТОТ

5

Уровень техники

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 продуктивный пласт, из пласта в ствол скважины и в самом стволе скважины. Например, из некоторых подземных пластов могут выходить твердые частицы, обобщенно называемые "песком", которые могут добываться вместе текучими средами из ствола скважины. Эти твердые частицы могут создавать ряд проблем, включая эрозию, закупоривание скважин, загрязнение и повреждение наземного оборудования и т.д. Добыча песка может происходить, когда продуктивные пласты сформированы неплотными песчаниками с низкой прочностью на сжатие при возможности бокового расширения. В таких пластах, следствием недостаточно активной борьбы с поступлением песка в скважину может быть необходимость снижения добычи для снижения выноса песка до приемлемого уровня. Это может привести к снижению нефтедобычи и, потенциально, к отсрочке добычи более 75% продукции из скважины.

Предпринимались попытки обнаружить перемещение внутри ствола скважины различных текучих сред, включая и среды с содержащимися в них частицами. Например, для обнаружения песка пытались использовать акустические точечные датчики, помещенные на поверхности скважины и закрепленные на нефтепроводе. Извлекаемые частицы песка, проходящие по нефтепроводу вместе с добываемыми текучими средами (например, нефть, газ и вода), соприкасаются со стенками трубы, особенно на изгибах и коленах нефтепровода. Эти контакты вызывают волны напряжения, которые воспринимаются как акустические сигналы акустическими датчиками, установленными на стенке трубы. Эти способы обнаружения только позволяют обнаружить присутствие песка на поверхности оборудования или вблизи него, и

являются, в лучшем случае, качественными (например, только указывают на присутствие песка).

Помимо буровых скважин, системы обнаружения/мониторинга также широко применяются и в других случаях, например, для мониторинга целостности, эксплуатационных характеристик и/или безопасности трубопроводов, оборудования, сооружений, транспортных средств и ограждений.

Сущность изобретения

Согласно первому аспекту, система обработки акустических данных включает приемный блок, содержащий процессор и память, и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или по/поперек области размещения датчиков, а в памяти хранится прикладная программа обработки. Прикладная программа обработки, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема сигнала от датчика, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, причем сигнал характеризует акустический сигнал по спектру частот; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; и генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

Согласно второму аспекту, система обработки акустических данных включает приемный блок, содержащий процессор и память, где приемный блок приспособлен для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины. В памяти хранится прикладная программа, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема сигнала от датчика, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, причем сигнал характеризует акустический сигнал по спектру частот; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; и генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

Термин "ствол скважины" известен в области работ по разведке и добыче нефти и газа и относится к пробуриваемому в земле отверстию для создания пути прохождения потока текучей среды между подземным нефтегазоносным пластом и земной поверхностью.

5 Система согласно первому или второму аспектам может также включать датчик, содержащий оптоволоконный кабель, расположенный вдоль трассы размещения датчиков; и оптический генератор, присоединенный к оптоволоконному кабелю. Оптический генератор приспособлен для генерирования светового луча и введения этого светового луча в
10 оптоволоконный кабель.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать центроид спектра, являющийся показателем центра тяжести спектра частот акустического сигнала.

15 В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать разброс спектральных значений, являющийся показателем распределения энергии спектра акустического сигнала вокруг центроида спектра.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать спад спектральной
20 характеристики, являющийся показателем частотного диапазона, содержащего заданную процентную долю мощности сигнала по спектру частот.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать асимметрию спектральной характеристики, являющуюся показателем симметрии
25 распределения значений спектральных величин относительно среднего арифметического значений спектральных величин.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне, являющееся показателем энергии сигнала в
30 заданных частотных диапазонах по спектру частот.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, энергией сигнала в каждом частотном диапазоне из заданных частотных диапазонов

может быть энергия, нормированная относительно полной СКЗ энергии по спектру частот.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать полную СКЗ энергию, представляющую среднеквадратичное значение колебаний сигнала, вычисленное во временной области.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать неравномерность спектральной характеристики, представляющей собой отношение среднего геометрического к среднему арифметическому величины энергетического спектра сигнала.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать наклон спектральной характеристики, представляющий линейную аппроксимацию формы спектра сигнала.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать эксцесс спектра, являющийся мерой плоскостности распределения спектра в окрестности средней величины спектра сигнала.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать скорость изменения спектра мощности, является мерой мгновенных изменений интенсивности спектра, просуммированных в по меньшей мере части частот сигнала между последовательными определениями признаков в частотной области.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может включать автокорреляционную функцию спектра, являющуюся показателем задержки сигнала, обеспечивающей максимальное значение корреляции между сигналом и задержанным сигналом.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, ряд признаков в частотной области сигнала может содержать по меньшей мере два признака из следующих: центроид спектра, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне, полное СКЗ энергии,

неравномерность спектральной характеристики, наклон спектральной характеристики, эксцесс спектра, скорость изменения спектра мощности или функцию автокорреляции спектра.

5 В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, сигнал может содержать первый размер данных, выходные данные могут содержать второй размер данных, причем первый размер данных может быть больше второго размера данных.

10 Согласно третьему аспекту, система обнаружения события, использующая акустические данные, содержит процессорный блок, имеющий процессор и память. Процессорный блок приспособлен для связи с приемником. Память содержит прикладную программу для анализа, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от приемника сигнала, содержащего ряд признаков в частотной области, характеризующих акустический сигнал и являющихся показателем

15 акустического сигнала по спектру частот; сравнения ряда признаков в частотной области с одним или более комплексов признаков события, содержащих пороговые значения или интервалы для каждого из ряда признаков в частотной области; определения совпадения ряда признаков в частотной области с по меньшей мере одним комплексом признаков события из одного или более

20 комплексов признаков события; определения наступления по меньшей мере одного события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с по меньшей мере одним комплексом признаков события; и генерирования выходных данных наступления по меньшей мере одного события на основе этого определения.

25 Согласно четвертому аспекту, система обнаружения события, использующая акустические данные, включает процессорный блок и память, причем процессорный блок приспособлен для связи с приемником. Память содержит прикладную программу для анализа, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от

30 приемника сигнала, содержащего ряд признаков в частотной области, характеризующих акустический сигнал, при условии, что акустическим сигналом не является акустический сигнал, полученный из ствола скважины, и являющихся показателем акустического сигнала по спектру частот; сравнения

ряда признаков в частотной области с одним или более комплексов признаков события, содержащих пороговые значения или интервалы для каждого из ряда признаков в частотной области; определения совпадения ряда признаков в частотной области с по меньшей мере одним комплексом признаков события из одного или более комплексов признаков события; определения наступления по меньшей мере одного события на основе определения того, что ряд признаков в частотной области совпадает с по меньшей мере одним комплексом признаков события; и генерирования выходных данных наступления по меньшей мере одного события на основе этого определения.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, комплексы признаков события могут содержать по меньшей мере один из комплексов признаков: комплекс признаков железнодорожного вагона, транспортного потока, системы обеспечения безопасности, комплекс признаков оборудования с вращением или вибрацией, комплекс признаков здания.

В системе в соответствии с любым из вышеупомянутых аспектов, акустический сигнал может генерироваться по меньшей мере одним из источников: механическим источником, источником биологического происхождения, турбулентным потоком текучей среды, утечкой текучей среды, метеорологическим явлением, столкновением объектов.

Согласно пятому аспекту, при осуществлении способа обнаружения события с использованием акустических данных: получают совокупность данных выборки, являющуюся выборкой акустического сигнала, создаваемого акустическим датчиком, и представляющую акустический сигнал по спектру частот, определяют ряд признаков в частотной области совокупности данных выборки; сравнивают ряд признаков в частотной области с комплексом признаков события, содержащим ряд пороговых значений, интервалов или то и другое, в соответствии с рядом признаков в частотной области; определяют, что ряд признаков в частотной области совпадают с пороговыми значениями, интервалами или тем и другим, комплекса признаков события; и определяют наличие события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с порогами, интервалами события или тем и другим, комплекса признаков события.

Согласно шестому аспекту, при осуществлении способа обнаружения события с использованием акустических данных: получают совокупность данных выборки, являющуюся выборкой акустического сигнала, создаваемого акустическим датчиком, за исключением акустического датчика, находящегося
5 внутри скважины, и представляющую акустический сигнал по спектру частот, определяют ряд признаков в частотной области совокупности данных выборки; сравнивают ряд признаков в частотной области с комплексом признаков события, содержащим ряд пороговых значений, интервалов или то и другое, соответствующих ряду признаков в частотной области; определяют совпадение
10 ряда признаков в частотной области с пороговыми значениями, интервалами или тем и другим, комплекса признаков события; и определяют наличие события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с порогами, интервалами или тем и другим, комплекса признаков события.

Согласно по меньшей мере пятому и шестому аспектам, событием не
15 является событие в стволе скважины. Другими словами, при определении события системой и способом исключается (т.е., не является) событие в стволе скважины.

Согласно седьмому аспекту, система обработки акустических данных содержит приемный блок, имеющий процессор и память, и приспособленный
20 для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков. В памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема сигнала от датчика, содержащего акустический сигнал, принятый на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков; определения
25 ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области; сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события; и определения наличия события, соответствующего комплексу признаков события, на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области и
30 комплекса признаков события.

Согласно восьмому аспекту, система обработки акустических данных содержит приемный блок, имеющий процессор и память, и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения

датчиков или области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины. В памяти хранится прикладная программа, которая, при исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема сигнала от датчика, содержащего акустический сигнал, принятый на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области; сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события; и определения наличия события, соответствующего комплексу признаков события, на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области и комплекса признаков события.

Согласно любым из вышеупомянутых аспектов, датчик может быть размещен внутри или вдоль по меньшей мере одного объекта из железнодорожной линии, дороги, трубопровода, ограждения, промышленного оборудования.

Согласно девятому аспекту, способ обработки акустических данных включает приемный блок, содержащий процессор и память, и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины. В памяти хранится прикладная программа, которая, при исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема сигнала от датчика, причем сигнал содержит показатели акустического сигнала, принятого с одного или более расстояний вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, и является показателем акустического сигнала по спектру частот; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; и генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

В отношении девятого аспекта, следует понимать, что акустическими данными не являются акустические данные ствола скважины. Другими словами, источником акустических данных не является ствол скважины.

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

Описанные здесь варианты выполнения содержат комбинации признаков и
преимуществ, предназначенных для устранения различных недостатков,
связанных с определенными известными устройствами, системами и способами.

Выше в целом были рассмотрены особенности и технические преимущества
10 изобретения для лучшего понимания приведенного далее подробного описания
изобретения. Описанные выше различные характеристики, а также другие

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

15 конкретные варианты выполнения могут быть легко осуществлены в качестве
основы для модификации или разработки других конструкций, предназначенных
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
20 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
25 производственной среды подземной скважины, в соответствии с вариантом
выполнения;

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

30 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 представлен пример графика временной зависимости интенсивности отфильтрованного по частоте акустического сигнала в трех частотных диапазонах;

5 на фиг. 5 представлен другой пример графика временной зависимости интенсивности отфильтрованного по частоте акустического сигнала в пяти частотных диапазонах;

на фиг. 6 представлен вариант выполнения блок-схемы обработки акустического сигнала;

10 на фиг. 7 представлен пример графика зависимости от частоты акустической мощности для нескольких скважинных событий;

на фиг. 8 обобщенно представлена запись данных пескопроявления, в соответствии с вариантом выполнения;

на фиг. 9 схематично показана блок-схема способа обнаружения пескопроявления в стволе скважины, в соответствии с вариантом выполнения;

15 на фиг. 10 схематично представлен компьютер, который может быть использован для выполнения различных шагов, в соответствии с вариантом выполнения.

Подробное описание осуществления изобретения

20 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 описанными элементами. В приведенном далее рассмотрении и в формуле

25 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

30 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
5 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
10 выполнения со ссылками на приложенные чертежи.

Авторы изобретения разработали структуру обработки сигнала для обнаружения события в стволе скважины, описанную, например, в ранее поданной ими заявке WO 2017EP058 292, включенной далее в настоящую
заявку. Авторы изобретения определили, что обработка сигнала, описанная в их
15 ранее поданной заявке, может быть использована в промышленности для определения различных других событий. Поэтому настоящее изобретение предоставляет решение задачи обработки сигналов, которое может быть использовано для обнаружения иных событий, помимо событий в стволе скважины.

Системы в соответствии с настоящим изобретением могут иметь структуру обработки сигнала в реальном времени, аналогичную описанной в ранее поданной заявке, которая обеспечивает идентификацию не относящихся к стволу скважины событий, характеризующихся комплексами акустических признаков, или сигнатурами, в реальном времени или масштабе времени, близком к
25 реальному. В этих системах могут быть использованы различные датчики (например, распределенные оптоволоконные акустические датчики, точечные датчики и др.) для получения акустической выборки в различных точках вдоль трассы. Далее акустическая выборка может быть подвергнута обработке в структуре обработки сигнала, использующей методы выделения характерных
30 спектральных признаков, обеспечивающие избирательное отделение важных акустических сигналов от фонового шума. Описанные здесь методы обработки сигналов также могут способствовать решению проблемы неопределенно-структурированных данных большого объема путем интеллектуального

выделения данных (вместо метода простого прореживания данных) для существенного сокращения объема данных в реальном времени в местах их сбора и обработки (например, сокращение более 100 раз, более 500 раз, или более 1000 раз, или более 10000 раз).

5 После получения спектральных признаков, они могут быть сопоставлены с библиотекой акустических сигнатур или комплексов спектральных признаков определенных событий для отделения шума, возникающего от определенного события, от акустического шума окружающего фона. Для каждого события могут быть определены конкретные комплексы спектральных признаков на
10 основе одного или более признаков в частотной области известных событий. Для каждого из этих известных событий, могут быть сформулированы спектральные признаки, характерные для каждого события, и заданы интервалы или пороговые значения для определения каждого события. На основании конкретных особенностей каждой спектральной характеристики, полученные комплексы
15 спектральных признаков могут быть достаточно хорошо различимы для разных событий, чтобы обеспечить сравнительно быструю идентификацию этих событий. Полученные комплексы спектральных признаков далее могут быть использованы вместе с обработанными данными акустического сигнала для определения наличия представляющего интерес события в представляющей
20 интерес точке вдоль трассы расположения акустических датчиков. Любой из раскрытых здесь методов обработки может быть использован для начального определения комплекса спектральных признаков, с дальнейшей обработкой и сравнением спектральных признаков в выборке акустического сигнала с полученными комплексами спектральных признаков.

25 Описанные здесь акустические датчики могут быть распределены по области или по линии. Например, последовательность точечных первичных датчиков (например, микрофонов) может быть соединена в линию или распределена по области для мониторинга. Когда в качестве распределенной системы акустических датчиков (DAS – от англ. distributed acoustic sensor)
30 используется оптическое волокно, это волокно может проходить вдоль линии или трассы. Например, волокно может проходить внутри или вдоль трубопровода, вдоль рельса, ограждения и др. Согласно некоторым особенностям, трасса прохождения волокна не ограничена только прямой

линей, и оно может располагаться нелинейно по области. Например, одно волокно может проходить от одной части оборудования к другой части оборудования, которое должно подвергаться мониторингу. Таким образом, как было показано, согласно всем особенностям, система акустических датчиков может быть использована для получения акустической выборки со всей области или вдоль трассы расположения датчиков, которая может и не быть линейной трассой.

Когда акустический датчик или датчики распределены по области, данная акустическая выборка может быть получена более чем от одного датчика.

Например, когда распределенный акустический датчик содержит несколько точечных акустических датчиков, распределенных по области, акустическая выборка может быть получена от одного отдельного точечного первичного датчика или по нескольким датчикам. Например, акустическая выборка может представлять комбинацию по нескольким разным датчикам, которая, в некоторых особенностях, может учитывать время распространения звука между отдельными датчиками. Использование нескольких датчиков дает возможность получения акустической выборки, позволяющей учесть распределение по области в процессе выделения спектральных признаков. Например, могут быть учтены временные и пространственные факторы при измерении большого числа акустических выборок для данного события по области или трассе.

Таким образом, использованию акустических сигналов в промышленности, например (помимо прочего), на транспорте (например, мониторинг положения, перемещения, целостности и/или плотности транспортных средств, например рельсовых или дорожных транспортных средств), безопасности (например, безопасность ограждения, мониторинг трубопроводов), мониторинг производственных объектов (например, мониторинг оборудования, например, электрических погружных насосов, ветроэнергетических установок, компрессоров), мониторинг зданий (например, контроль состояния конструкции) и т.п., могут способствовать описанные здесь системы. Например, может выполняться мониторинг железной дороги для обнаружения акустических сигналов вдоль железнодорожного полотна с использованием, например, оптического волокна, соединенного с рельсом (либо непосредственно, например, креплением волокна к самому рельсу, либо косвенно, например, расположением

волокна под рельсом), совместно с блоком DAS. Отрезок волокна вдоль рельса, проходящего от приемника/генератора (например, блока DAS), можно считать трассой расположения волокна вдоль рельса. Различные комплексы акустических признаков, например, смещения рельса, перемещение

5 обслуживающего транспортного средства, обнаружение неисправности тележки вагона, движение транспорта, движение пешеходов, и т.д., могут быть обнаружены на основе акустических сигналов, возникающих по длине рельса и/или волокна. Эти сигналы могут быть подвергнуты обработке для выделения одного или более спектральных признаков, и могут быть определены или
10 разработаны комплексы спектральных признаков таких событий. После получения комплексов спектральных признаков, они могут быть использованы для обработки акустических сигналов, поступающих с разных расстояний вдоль трассы расположения волокна, и определения наличия различных событий с использованием спектральных признаков и комплексов спектральных признаков.

15 Аналогично, распределенные акустические датчики (например, оптические волокна, отдельные акустические данные и т.д.) могут быть использованы в системах безопасности для обнаружения акустических сигналов вдоль трассы или по области. Различные события, относящиеся к безопасности, например, голоса, шаги, разбивающееся стекло, и т.д., могут быть обнаружены с
20 использованием акустических сигналов от акустических датчиков и обработкой их для выделения спектральных признаков и сравнения этих спектральных признаков со спектральными сигналами для различных событий, связанных с безопасностью.

Аналогично, методы акустического мониторинга могут быть использованы
25 с точечным источником, отдельным или соединенным вдоль трассы. Например, мониторинг производственного сооружения, имеющего промышленное оборудование, может проводиться методами акустического мониторинга, описанными в настоящей заявке. Например, производственное сооружение, имеющее оборудование с вращающимися частями, например, насосы, турбины,
30 компрессоры, или другое оборудование, может использовать акустический датчик для мониторинга этих производственных объектов. Для оборудования каждого типа могут быть определены комплексы спектральных признаков различных событий и использованы для мониторинга оборудования и

определения его состояния. Например, мониторинг насоса может выполняться для определения, работает или не работает насос, протекает или не протекает через него текучая среда, ухудшения состояния подшипника и т.п., через использование акустической выборки и сравнения спектральной характеристики, как это было описано выше. При наличии большого числа объектов оборудования, каждый такой объект может быть присоединен к одному акустическому датчику, например, волокну. При такой схеме построения может обеспечиваться мониторинг большого числа объектов оборудования одним опрашивающим устройством, использующим спектральный анализ, и обладающим разрешением по длине волокна для выделения каждого объекта. При этом для системы распределенного акустического мониторинга может не потребоваться использование нескольких процессоров, связанных с отдельными объектами оборудования.

Аналогично, мониторинг трубопроводов может выполняться также как и в случае стволов скважины, в соответствии с приведенным в настоящей заявке описанием. В данном варианте выполнения, волокно может обнаруживать различные события, например, утечки, потоки через сужения или коррозию и т.п. Таким образом может обеспечиваться удаленный мониторинг по длине трубопровода.

Применение акустических датчиков для получения акустических выборок, которые могут быть подвергнуты анализу и сопоставлению с событиями с использованием извлечения спектральных признаков, может быть полезно и для других отраслей промышленности. В любой отрасли промышленности, где происходят события, в ходе которых возникают акустические сигналы, для мониторинга могут использоваться описанные здесь системы. Описанные здесь способ и система анализа спектральных признаков могут быть использованы для различения ряда звуков, генерируемых различными механизмами. Описанные здесь способ и система анализа могут быть использованы для обнаружения и идентификации акустических сигналов, порождаемых звуками механических устройств (например, движения в оборудовании, например, вибрации или вращения), звуки биологического происхождения (например, шаги, голоса, вокальные звуки и др.), вихревые потоки текучей среды (например, поток жидкости, газовый поток, смешанный поток разных фаз и т.д.), утечки текучей

среды (например, утечки жидкости, утечки газа и т.д.), шумы, порожденные метеорологическими явлениями (например, ветра, дождя, града, дождя со снегом, грома и т.д.), шумы от столкновений объектов (частицы на поверхности и т.д.). Согласно некоторым особенностям, эти шумы могут присутствовать
5 одновременно, и обработка сигнала позволяет разделить и идентифицировать отдельные звуки окружающей среды. Кроме того, некоторые из идентифицируемых звуков могут и не возникать в стволе скважины.

Далее, когда сигналы распределены в пространстве, единый акустический датчик, например оптоволоконный, может быть использован с приемным блоком
10 для обнаружения акустических сигналов по длине или трассе размещения чувствительного элемента, позволяя одним датчиком обнаружить акустические сигналы по большой области или трассе. В этих вариантах выполнения, сигнал может быть получен не из скважины. Например, сигнал может быть получен от источника, не находящегося в скважине, или от источника снаружи подземного
15 продуктового пласта. Таким образом, описанные здесь системы и методы обработки могут быть использованы для идентификации событий, для чего могут использоваться спектральные признаки, полученные от акустических сигналов от разнообразных промышленных объектов и площадок.

Для более подробного рассмотрения способов и систем, в настоящее
20 раскрытие включена ранее поданная заявка WO 2017EP058292, используемая ниже для ссылок. При этом система и способ в соответствии с изобретением описаны далее для случая скважины и окружающей ее среды для иллюстрации функционирования и признаков системы и способа, однако принципы изобретения в равной мере применимы к другим объектам и условиям,
25 например, упомянутым выше, и, безусловно, и другим объектам и условиям, которые будут очевидны для читателя.

Как показано в заявке, новая структура обработки сигнала в реальном времени позволяет идентифицировать различные скважинные события, включая обнаружение притока газа, обнаружение утечки в скважине, мониторинг
30 целостности средств герметизации скважины, приток пластовых текучих сред, и идентифицировать интервалы пескопроявления в скважине в реальном или почти реальном времени. В некоторых вариантах выполнения, система обеспечивает проведение количественных измерений различных потоков

текучей среды, например, относительной концентрации пескопроявления в скважине. 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 5 тридцать секунд, в пределах примерно минуты, в пределах примерно пяти минут или в пределах примерно десяти минут от происшедшего события. Для получения акустической выборки в различных точках вдоль ствола скважины могут быть использованы различные датчики (например, распределенные оптоволоконные акустические датчики). Акустическая выборка затем может 10 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 фоновой 15 шума и, в результате, способствовать точности идентификации перемещения текучих сред и/или твердых частиц (например, места пескопроявления, 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, и в некоторых обстоятельствах 20 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 25 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. В 30 то время как наружные накладные акустические детекторы могут показать, что наступают определенные события, например, образование песчаной пробки в скважине, они не дают информации о глубине в продуктивном интервале скважины, на которой наступает событие, например запесчанивание. Кроме того,

принятая методика обработки данных накладных детекторов для отделения событий от другого акустического "фоновое" шума позволяет получить только качественные и часто противоречивые результаты. Ряд других технических ограничений в настоящее время сдерживают непосредственное использование этой методики для скважинного акустического обнаружения в реальном масштабе времени. Оптоволоконные распределенные акустические датчики улавливают акустические сигналы, образующиеся в результате скважинных событий, например, приток газа, протекание текучих сред через сужения, пескопроявление и др., а также другие фоновые акустические сигналы. Это вызывает потребность в надежной процедуре обработки сигнала, которая отличает сигналы пескопроявления от 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, пескопроявление и др.) с тем, чтобы иметь возможность отделения шума, возникающего от соответствующего события, от других фоновых шумов окружающей среды. В настоящем описании, полученный акустический портрет конкретного события может также называться комплексом спектральных признаков, более подробно описанным в настоящем раскрытии.

Далее, сокращение задержек, возникающих от одного или более событий, например, пескопроявления, и обеспечение эффективного устранения последствий, зависит от информирования оператора о событиях для обеспечения принятия решений практически в реальном времени. В настоящее время отсутствуют методы/обработка сигнала для DAS, которые позволяют успешно различать и выделять места возникновения событий, тем более в почти реальном времени.

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

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
5 будут предприняты какие-либо корректирующие меры, что ведет к задержке добычи.

Способность идентификации различных событий в стволе скважины может обеспечить выполнение различных действий (корректирующих процедур) в виде реакции на событие. Например, скважина может быть остановлена, добыча
10 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 внутрискважинных событий, но также и относительное количество текущих сред
15 и/или твердых частиц (например, концентрации песка, 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 добычи. Например, когда
20 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
25 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
30 целостности скважины, обнаружения просачивания в скважину (например, 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 колонны, обнаружения гидроразрыва перекрывающих пластов под действием текучей среды и т.п. Использование методов обработки сигналов от распределенных акустических датчиков (DAS) для скважинных исследований обеспечивает ряд возможностей, включая улучшение нефтеотдачи пласта путем мониторинга отбора пластового флюида через исследования скважинных текучих сред (мониторинга целостности скважины и объема продукции), улучшение рабочих параметров скважины через идентификацию уровней снижения горизонта (например, газа, песка, воды и т.д.), обеспечение целенаправленных корректирующих мероприятий для эффективного контроля содержания песка и целостности скважины, снижение операционных рисков через четкую идентификацию изменений и/или повреждений в защитных элементах скважины.

В некоторых вариантах выполнения, использование описанных здесь систем и способов может дать информацию об интервалах скважины, страдающих от накопления песка, и его относительной концентрации в этих интервалах, тем самым потенциально способствуя повышению эффективности корректирующих действий, основанных на результатах обработки. Раскрытые здесь способы и системы также могут дать информацию об изменчивости количества песка, производимого разными интервалами скважины с притоком песка, в функции разных дебитов скважины, разных дросселей эксплуатационных скважин и условий скважинного давления, обеспечивая, тем самым, управление дросселем (например, автоматизированное управление дросселем), для управления выносом песка из скважины. Раскрытые варианты выполнения систем и способов также обеспечивают вычисление относительных концентраций пескопроявления в скважине, тем самым предоставляя возможность для более целенаправленных и эффективных корректирующих мер.

Как показано в настоящем раскрытии, в вариантах осуществления способов обработки данных используется последовательность шагов цифровой обработки сигнала в реальном времени для выделения и извлечения акустического сигнала, возникающего от пескопроявления, из фоновых шумов, и обеспечения обнаружения в реальном времени интервалов скважины с пескопроявлением,

используя данные распределенного оптоволоконного акустического датчика в качестве источника входных данных.

На фиг. 1 приведен пример производственной среды 100 ствола скважины. Как будет показано более подробно ниже, в производственной среде 100 могут
5 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
10 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
15 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
20 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
25 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
30 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 DAS прикреплен снаружи трубчатого элемента 120, он 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 DAS 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.

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.).

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.

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 сквозь них частиц достаточного размера. Узлы 118 сетчатых фильтров могут относиться к типу "проволочных фильтров", выполненных из проволоки, плотно намотанной по спирали вокруг трубчатого элемента ствола скважины, в которых расстояние между витками проволоки выбирается так, чтобы обеспечить прохождение текучей среды через фильтрующую среду и задерживать частицы с размером более запрещенного для прохождения между витками проволоки. Вдоль трубчатого элемента 120 может располагаться и другая фильтрующая среда, которая может включать конструкции любого типа, обычно используемые в устройствах заканчивания скважин с гравийным пакером, обеспечивающие протекание текучей среды сквозь фильтр или сетчатый элемент, ограничивая и/или блокируя при этом поток частиц (например, другие имеющиеся на рынке фильтры, трубы или лайнеры со щелями или перфорацией; металлокерамические фильтры; сетчатые фильтры; противопесочные трубные фильтры, фильтры с предварительной набивкой; или комбинации всех упомянутых устройств) Снаружи вокруг любой такой фильтрующей среды может быть установлен защитный внешний кожух с множеством сквозных отверстий.

Гравийный фильтр 122 сформирован 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, гравийный фильтр 122 содержит относительно крупный гранулированный 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.

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, вместе с текучей средой (например, нефть, вода, природный газ и др.) могут извлекаться различные твердые частицы, имеющиеся в нефтяном пласте. В настоящем описании такие твердые частицы называются "песок", и могут включать любые твердые частицы, образующиеся в подземных горизонтах, независимо от их размера или состава. Когда песок попадает в скважину 114, он может вызывать акустические колебания, которые могут быть обнаружены посредством акустического датчика, например, DAS системы. Аналогично, поток различных текучих сред в ствол 114 скважины и/или через ствол 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.

Показанная на фиг. 1 DAS содержит акустическую сенсорную систему на основе оптоволокну 162, в которой используется обратно рассеянный оптический компонент света, введенного в оптоволокно для обнаружения акустических возмущений (например, динамических напряжений) по длине оптоволокну 162. Свет может генерироваться источником 166 света, например,

лазером, который может генерировать импульсы света. Оптоволокно 162 выполняет функцию чувствительного элемента, не имеющего дополнительных преобразователей на пути светового луча, и измерения могут выполняться по всей длине оптоволокна 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 распределенные измерения, предоставляющее выборочные данные для нескольких интервалов вдоль оптоволокна 162 в любой данный момент времени. Таким образом, оптическое волокно 162 эффективно действует как распределенная решетка микрофонов, обнаруживающих скважинные акустические сигналы и рассредоточенных по всей длине оптоволокна 162, которое обычно перекрывает по меньшей мере продуктивный интервал 150 скважины 114.

Свет, отраженный в обратном направлении в оптоволокне 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 оптоволокна 162, может быть использован для получения характеристик среды, окружающей оптоволокно 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 оптоволокна 162. Вообще, любые акустические или динамические возмущения напряжений по длине оптоволокна 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 оптоволокна 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 называется 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

5 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

10 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

15 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

20 непрерывной протяженности скважины 114, вместо дискретных точек.

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

25 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 первую очередь, может быть рассмотрено пескопроявление. Как

30 схематично показано на фиг. 2 и, также, на видах поперечных сечений на фиг. 3А и 3Б, песок 202 может протекать от продуктивного пласта 102 в ствол 114 скважины и далее в трубчатый элемент 120. Когда песок втекает в трубчатый элемент 120, он может ударяться во внутреннюю поверхность 204 трубчатого

элемента 120 и иметь случайные столкновения с самим волокном в тех случаях, когда волокно смещено внутри трубчатого элемента. Если не ограничиваться данным расположением и не обращаться к какой-либо теории, то интенсивность соударений зависит от эффективной массы и темпа изменения скорости

5 ударяющих частиц песка. Это может зависеть от ряда факторов, включая, среди прочего, направление движения песка 202 в скважине 114 и/или трубчатом элементе 120. Результирующие случайные ударения могут порождать случайный широкополосный акустический сигнал, который может восприниматься оптоволоком 162, прикрепленным (например, притянутым) к трубчатому

10 элементу 120. Отклик на случайное возбуждение дает широкополосный акустический сигнал с частотами возбуждения, простирающимися до высокочастотных диапазонов, например до примерно 5 кГц и выше, в зависимости от размера частиц песка. В принципе, более крупные частицы могут создавать сигналы более высоких частот. Интенсивность акустического сигнала

15 может быть пропорциональна концентрации песка 202, создающего возбуждения, поэтому при увеличении концентрации песка 202 можно ожидать повышение мощности в широкой полосе частот. В некоторых вариантах выполнения, полученные широкополосные акустические сигналы, которые могут быть идентифицированы, могут включать частоты примерно в интервале

20 от 5 Гц до 10 кГц, частоты примерно в интервале от 5 Гц до 5 кГц, или примерно от 50 Гц до 5 кГц, или частоты примерно от 500 Гц до 5 кГц. Может быть использован любой диапазон частот между нижними значениями частот (например, 5 Гц, 50 Гц, 500 Гц и т.д.) и верхними значениями частот (например, 10 кГц, 7 кГц, 5 кГц и т.д.) для определения диапазона частот широкополосного

25 акустического сигнала.

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

30 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,

5 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
10 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
15 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.

20 В случае потока текучей среды 206, с возможностью переноса ею песка 202 в продуктивном пласте 102, вероятность того, что какой-нибудь обусловленный им акустический сигнал будет принят оптоволоконном 162, считается низкой. Кроме того, этот акустический сигнал, скорее всего, будет заглушен низкочастотными сигналами, возникающими от турбулентного потока
25 текучей среды. Аналогично, текучая среда, протекающая внутри гравийного фильтра 122, будет, вероятно, протекать с невысокой скоростью потока, что ограничит генерирование и интенсивность любых акустических сигналов, создаваемых песком 202. Поэтому акустический отклик можно ожидать в низкочастотном диапазоне.

30 Для потока текучей среды 206 с песком 202 или без песка через гравийный фильтр 122, имеется вероятность, что любой связанный с этим акустический сигнал, который будет принят акустическим датчиком, также считается слабым. Кроме того, полученный акустический сигнал будет, скорее всего, заглушен

низкочастотными сигналами, возникающими от турбулентного потока текучей среды.

Для потока текучей среды 206 с песком 202 или без песка внутри трубчатого элемента 120 или через него, вероятность приема акустического сигнала считается высокой благодаря близости источника акустических сигналов к оптоволокну 162, связанному с трубчатым элементом 120. Поток этого типа может возникать, когда поток 206, содержащий песок 202, протекает внутри трубчатого элемента 120. При таком потоке любой песок будет протекать в основном параллельно внутренней поверхности 204 трубчатого элемента 120, который ограничит генерацию высокочастотных звуков, а также интенсивность любого возникшего высокочастотного звука. Предполагается, что акустические сигналы, генерированные потоком текучей среды 206 через трубчатый элемент 120 и/или песчаный фильтр 118, могут быть заглушены низкочастотными акустическими сигналами, создаваемыми турбулентным потоком текучей среды.

В варианте выполнения, можно ожидать, что интенсивность акустического сигнала от текучей среды 206, содержащей песок 202, внутри трубчатого элемента будет увеличена в диапазоне примерно от 0 Гц до 50 Гц со спадом мощности между примерно 20 Гц и 50 Гц. На фиг. 4 приведен пример сигнала от текучей среды 206, содержащей песок 202, проиллюстрированный графиками временной зависимости отфильтрованной по частоте интенсивности акустического сигнала для меняющейся глубины, для трех частотных интервалов разрешения. Представленные графики соответствуют интервалам разрешения по частоте 5-20 Гц, 20-50 Гц и 50-100 Гц. Акустическую интенсивность можно увидеть при первом и втором разрешении, а в частотном интервале 50-100 Гц акустическая интенсивность практически не проявляется. Этим демонстрируется акустический спад для потока текучей среды с песком внутри трубчатого элемента скважины.

Как можно судить по фиг. 2-3, близость к оптоволокну 162 потока текучей среды 206 без какого-либо песка 202 в трубчатом элементе 120 и/или песчаном фильтре 118 повышает вероятность того, что любые генерируемые акустические сигналы будут обнаружены акустическим датчиком. Приведенное рассмотрение показывает, что один поток текучей среды 206 без какого-либо песка 202, скорее

всего, будет генерировать акустический сигнал с преобладанием низкочастотных сигналов, генерируемых турбулентным потоком текучей среды.

В случае потока текучей среды 206 с песком 202 в трубчатом элементе 120 и/или песчаном фильтре 118, близость оптоволокну 162 может увеличивать
5 вероятность того, что любой генерируемый акустический сигнал будет обнаружен оптоволоком 162. Как будет показано в дальнейшем рассмотрении, поток текучей среды 206 с песком 202, вероятно, создаст широкополосный акустический сигнал, простирающийся в область высоких частот, например, вплоть до 5 кГц и выше.

10 Для газового потока в стволе скважины, близость оптоволокну 162 может увеличить вероятность того, что любые генерируемые акустические сигналы будут обнаружены оптоволоком 162. Поток газа в скважине с высокой вероятностью будет сопровождаться турбулентностью в широком частотном диапазоне. Например, акустические сигналы от поступающего газа могут
15 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, представлен на фиг. 5, где показаны графики
20 временной зависимости 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 на первых трех графиках в
25 частотных интервалах до 500 Гц, а на частотах более 500 Гц акустическая интенсивность практически незаметна. Этим демонстрируется, что по меньшей мере часть признаков в частотной области может отсутствовать на частоте более 500 Гц, что может способствовать определению комплекса признаков притока газа.

30 Для гидравлического разрыва, акустический сигнал может создать самоиндуцированный разрыв подземного пласта из-за возникновения различных условий в пласте. Интенсивность этого сигнала может обнаруживаться оптоволоком 162, в зависимости от расстояния между местом разрыва и

оптоволоконном 162. Можно ожидать, что разрыв создаст широкополосный отклик, акустическая энергия которого находится в диапазоне 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 события 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 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 оптоволоконном 162 в некоторых случаях, в зависимости от расстояния между местом возникновения звука и частью оптоволокну 162, используемого 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. 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 широкополосны, 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. Для пескопроявления, комплекс акустических признаков может быть представлен как наличие четко различимого широкополосного отклика вместе с наличием высокочастотных компонентов в полученном отклике. Уникальность комплекса признаков песка обеспечивает применение приемов избирательного выделения сигналов для получения соответствующей информации, относящейся к акустике пескопроявления, как это будет описано далее. Кроме того, характеристики части акустического сигнала, полученного в результате пескопроявления, могут обеспечить определение локализации, а также, возможно, природы и количества песка в текучей среде. Могут быть определены также и комплексы акустических признаков других событий, и использованы при обработке для идентификации каждого события, даже когда события происходят одновременно и в одном интервале глубин.

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, 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 процессор 168 для пространственной фильтрации массива акустических данных, определения одного или более признаков в частотной области акустического сигнала, 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 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.

Когда акустический датчик содержит DAS систему, по оптоволокну 162 могут возвращаться в блок 160 обнаружения первичные оптические данные в
5 реальном времени или близком к реальному. Интенсивность первичных оптических данных пропорциональна акустической интенсивности измеряемого звука. 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
10 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
15 методов медианной фильтрации или посредством использования вычисления пространственного скользящего среднего с усредняющими фреймами, настроенными на пространственное разрешение блока обнаружения, и т.д.).

В некоторых случаях, вместо выработки сигнала, содержащего первичные оптические данные, также возможно, чтобы DAS система определяла
20 производные от первичных оптических данных для получения дифференцированного сигнала.

Как схематично показано на фиг. 6, вариант выполнения системы для обнаружения притока песка может содержать узел 402 извлечения данных, узел 404 обработки и/или выходное или отображающее устройство 406. Узел 402
25 извлечения данных может получать оптические данные и выполнять шаги начальной предварительной обработки для получения первичной акустической информации от сигнала, пришедшего из скважины. Может быть проведен различный анализ, включая выделение частотного диапазона, частотный анализ и/или преобразование, вычисления интенсивности или энергии, и/или
30 определения одного или более свойств акустических данных. После узла 402 извлечения данных, полученные сигналы могут быть направлены в узел 404 обработки. В узле обработки, акустические данные могут быть подвергнуты анализу, например путем сравнения с одним или более комплексами

акустических признаков для определения наличия представляющего интерес события. В некоторых вариантах выполнения, комплексы акустических признаков могут определять пороги или интервалы частот и/или признаки частотных областей. Анализ затем может включать сравнение одного или более

5 порогов или опорных значений, для определения присутствия конкретного сигнала. Узел 404 обработки может использовать это для определения наличия одного или более событий (например, поступления песка, притока газа, утечки текучей среды и т.д.) в одном или более мест на основе присутствия акустического сигнала, соответствующего одному или более комплексам

10 акустических признаков и, в некоторых вариантах выполнения, присутствие акустического сигнала, соответствующего конкретным одному или более комплексам акустических признаков. Затем информация с результатами анализа может быть направлена от узла 404 обработки в выходное устройство/устройство 406 отображения, в котором различная информация,

15 например, местонахождение одного или более событий и/или информация с количественными данными (например, количество поступления песка, тип втекающей текучей среды, объем утечки текучей среды и др.), может быть отображена разными способами. В варианте выполнения, полученная о событии информация может быть отображена на схематическом изображении скважины,

20 временной диаграмме, или любых других средствах представления информации, позволяющих понять, где происходит событие, и, в некоторых вариантах выполнения, представить на мониторе относительное количество потока текучей среды и/или песка, возникшего в одном или более местах по длине ствола скважины. В то время как на фиг. 6 показаны отдельные узлы, два или более

25 узлов из показанных на фиг. 6 могут быть объединены в единый узел. Например, единый узел может быть установлен на буровой площадке для проведения анализа, выдачи выходных данных и, опционально, отображения полученной информации.

Для определения наличия события могут быть выполнены ряд конкретных

30 шагов по обработке. В варианте выполнения, акустические данные с исключенным шумовым трендом могут быть, опционально, подвергнуты пространственной фильтрации после шага предварительной обработки, при его наличии. Этот шаг является опциональным и помогает сосредоточиться в

основном на заданном интервале в скважине. Например, шаг пространственной фильтрации может быть использован, чтобы сосредоточиться преимущественно на продуктивном интервале, где при исследовании события пескопроявления максимальна вероятность поступления песка. В варианте выполнения,

5 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 акустической выборки.

10 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
15 (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
20 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,
25 не удаляют частотной информации из данных акустической выборки.

Процессор 168 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
30 проверки соответствия данных акустической выборки одному или более комплексам акустических признаков. Проверка спектрального соответствия может быть использована для определения возможного присутствия ожидаемого комплекса признаков 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 особенностей. 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 применениям, 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
вводится в процессе приема и обработки сигналов аналоговыми устройствами,
образующими часть аппаратуры (например, электронными усилителями и
5 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.

Другой вопрос касается выбора признака (-ов) в частотной области для
10 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 различной мощностью. Например, для звуковых
сигналов различного типа, выбранный набор дескрипторов должен обеспечивать
15 вполне различные величины. Мерой различной 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
класса и большое изменение между различными классами. Признак в частотной
20 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,
относящихся к выбранному прикладному методу скважинных исследований или
25 события, описываемым в настоящем раскрытии. Такие признаки в частотной
области могут включать, среди прочих, центроид спектра, разброс спектральных
значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной
центроид спектра характеристики, среднеквадратичное значение (СКЗ) энергии в
диапазоне (или нормированные энергии поддиапазонов/соотношение энергий
30 диапазонов), громкость или полную СКЗ энергию, изменение спектра мощности
и автокорреляционную функцию спектра.

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 значением центроида спектра или разбросом спектральных значений для данного события, и когда центроид спектра соответствует порогу или превосходит его, можно говорить о присутствии искомого события.

Приведенное ниже рассмотрение, относящееся к вычислению центроида, основано на вычислении центроида спектра совокупности данных выборки, содержащей оптические данные, выдаваемые DAS системой. В этом случае, при определении, содержит или нет совокупность данных выборки высокочастотный компонент, вычисленный центроид спектра должен быть равен пороговому значению центроида спектра, или превосходить его. Однако, если, как было показано выше, совокупность данных выборки содержит производную оптических данных, вычисленный центроид спектра должен быть равен пороговому значению центроида спектра или быть меньше него.

Абсолютные величины вычисленных центроидов спектра могут быть нормированы к интервалу от 0 до 1. 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 песка 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). Это, однако, может зависеть от размера частиц песка, ударяющих в трубу.

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. Как и в случае с центроидом спектра, величина разброса спектральных значений будет оставаться достаточно независимой от общей концентрации запесчанивания в случае пескопроявления, при условии, что достаточно высоко отношение сигнал/шум в ходе измерений. Это, однако, может зависеть от размера и формы частиц песка, ударяющих в трубу.

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:

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

- 5 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.).
- 10 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
- 15 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,
- 20 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 выполнения, выбранные диапазоны частот для сигнала с охватываемой шириной полосы частот по Найквисту могут включать: первый элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 0 Гц до 20 Гц, второй элемент разрешения по
- 25 частоте с частотным интервалом от 20 Гц до 40 Гц, третий элемент разрешения по частоте с частотным интервалом от 40 Гц до 80 Гц, 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
- 30 640 Гц, седьмой элемент разрешения по частоте с частотным 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 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 от шума и мгновенных вариаций широкополосного звука.

Полное СКЗ энергии акустических 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.

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.

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.

Экссесс спектра является мерой плоскостности распределения в окрестности средней величины.

Скорость изменения спектра мощности является мерой мгновенных изменений интенсивности спектра. Этот параметр позволяет измерить квадратичную межкадровую разность вектора спектральной интенсивности,

просуммированную по всем частотам или выбранной части спектра. Сигналы с медленно меняющимися (или почти постоянными) спектральными свойствами (например, шумом) имеют низкую скорость изменения спектра интенсивности, в то время как сигналы с резкими изменениями имеют высокую скорость

5 изменения 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
10 для идентификации и однозначной классификации акустического сигнала.

Функция автокорреляции спектра предоставляет 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
15 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.

20 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
25 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
30 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.

5 На фиг. 7 для демонстрации различий в комплексах признаков иллюстрируется ряд различных событий на графике зависимости акустической мощности от частоты. Показаны комплексы признаков событий для фонового шума оборудования, утечки газа, притока газа в ствол скважины, пескопоступления или притока песка, переноса песка внутри трубчатого
10 элемента, самоиндуцированного гидравлического разрыва и потока за обсадной колонной. Для определения события каждого типа могут быть использованы ряд признаков в частотной области. В варианте выполнения, может быть использовано по меньшей мере два, в альтернативном случае, по меньшей мере три, или по меньшей мере четыре, или по меньшей мере пять, или по меньшей
15 мере шесть, или по меньшей мере семь, или по меньшей мере восемь различных признаков в частотной области. В то время как на фиг. 7 показана только акустическая мощность, отмеченные относительные частоты показаны для иллюстрации уникальности акустического сигнала, возникающего от разных событий, которые могут быть определены с использованием ряда признаков в
20 частотной области.

 В варианте выполнения, событие, состоящее в утечке газа из пласта в ствол скважины, может быть определено комплексом акустических признаков, включающим центроид спектра в нижнем частотном интервале (например, в интервале примерно от 0 Гц до примерно 500 Гц), с относительно высокой
25 нормированной величиной центроида спектра. Разброс спектральных значений может быть относительно невелик, поскольку ожидаемый сигнал может не быть широкополосным сигналом. Кроме того, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в полосе частот будет ожидаться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты вплоть до 500 Гц, в то время как интервалы
30 разрешения, представляющие частоты более 500 Гц, не будут содержать СКЗ энергию (или отношение энергии поддиапазона), либо будут иметь существенно сниженную СКЗ энергию, по сравнению с частотными интервалами, представляющими частоты от 0 Гц до примерно 500 Гц. Кроме того, СКЗ

энергия в полосе, представляющая полосу частот примерно от 300 Гц до 500 Гц, может демонстрировать наибольшую СКЗ энергию в полосе (или отношение энергии в поддиапазоне) по сравнению с частотными интервалами разрешения, представляющими другие полосы частот. Для события утечки газа могут также
5 быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков утечки газа.

Событие, содержащее приток газа из пласта месторождения в скважину, может быть определено комплексом акустических признаков, включая центроид спектра в пределах диапазона нижних частот (например, в полосе примерно от 0
10 Гц до 500 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно небольшим, если ожидаемый сигнал может не иметь широкой полосы. Кроме того, СКЗ энергия в полосе будет, ожидаемо, находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты до примерно 500 Гц, в то время как интервалы разрешения, представляющие частоты выше 500 Гц, не будут
15 содержать СКЗ энергии в полосе, или будут иметь существенно сниженную СКЗ энергию, по сравнению с частотными интервалами, представляющими частоты от 0 Гц до примерно 500 Гц. Кроме того, СКЗ энергия в полосе, представляющая полосу частот примерно от 0 Гц до 50 Гц, может демонстрировать наибольшую СКЗ энергию в полосе по сравнению с частотными интервалами разрешения,
20 представляющими другие полосы частот. Для события притока газа могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков притока газа.

Событие, содержащее пескопроявление, может быть охарактеризовано комплексом акустических признаков, включающих центроид спектра на
25 частотах выше примерно 500 Гц. Разброс спектральных значений может быть относительно большим, поскольку ожидается, что сигнал должен быть широкополосным. Кроме того, СКЗ энергия в полосе в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты выше 500 Гц, будет, ожидаемо, иметь значения выше нуля, показывая тем самым, присутствие широкополосных
30 колебаний. Для события пескопроявления могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков пескопроявления.

Событие, содержащее поток текучей среды с большим расходом из пласта месторождения ствол скважины и/или внутри снаряда для заканчивания нефтяной скважины, может быть определено комплексом акустических признаков, включающих центроид спектра в диапазоне низких частот (например, в диапазоне от 0 Гц до примерно 50 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно небольшим, поскольку ожидается, что сигнал не должен быть широкополосным. Кроме того, СКЗ энергия в полосе будет находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты примерно до 50 Гц, в то время как частотные интервалы разрешения на частотах выше примерно 50 Гц, не будут содержать СКЗ энергии, либо эта энергия будет существенно невелика, по сравнению с СКЗ энергией в частотных интервалах разрешения на частотах от 0 Гц до примерно 50 Гц. Для события потока текучей среды с большим расходом могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков потока текучей среды с большим расходом.

Событие, содержащее перенос песка в скважину или перемещение песчаной пробки, может быть определено комплексом акустических признаков, включающих центроид спектра в диапазоне низких частот (например, в диапазоне от 0 Гц до примерно 20 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно небольшим, поскольку ожидается, что сигнал не должен быть широкополосным. Кроме того, СКЗ энергия в полосе будет находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты примерно до 20 Гц, в то время как частотные интервалы разрешения на частотах выше примерно 20 Гц, не будут содержать СКЗ энергии в полосе, либо эта энергия будет существенно снижена, по сравнению с СКЗ энергией в частотных интервалах разрешения на частотах от 0 Гц до примерно 20 Гц. Кроме того, СКЗ энергия в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты от 0 Гц до примерно 20 Гц, будет иметь увеличенную энергию или уровень мощности, по сравнению с мощностью или энергией шума потока текучей среды. Также может иметь место спад спектральной характеристики на частоте примерно 50 Гц. Для события переноса песка в скважину могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков переноса песка в скважину.

Событие, содержащее поток текучей среды мимо сужения, содержащего песчаную пробку или песчаную дюну в трубчатом элементе скважины или НКТ, может быть охарактеризовано комплексом акустических признаков, включающих центроид спектра в низкочастотном диапазоне (например, в диапазоне от 0 Гц до, примерно, 50 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно небольшим, поскольку ожидается, что сигнал не должен быть широкополосным. Кроме того, ожидается, что СКЗ энергия в полосе будет находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты до, примерно, 50 Гц, в то время как частотные интервалы разрешения на частотах выше примерно 50 Гц, не будут содержать СКЗ энергии, либо эта энергия будет существенно снижена, по сравнению с СКЗ энергией в частотных интервалах разрешения на частотах от 0 Гц до примерно 50 Гц. Для события протекания потока текучей среды мимо сужения могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков протекания потока текучей среды мимо сужения.

Событие, содержащее поток текучей среды снаружи обсадной трубы (например, между обсадной трубой и продуктивным пластом), может быть охарактеризовано комплексом акустических признаков, включающих центроид спектра в низкочастотном диапазоне (например, в диапазоне примерно от 0 Гц до 300 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно небольшим, поскольку ожидается, что сигнал не должен быть широкополосным. Кроме того, ожидается, что СКЗ энергия в полосе будет находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты до, примерно, 300 Гц, в то время как частотные интервалы разрешения на частотах выше примерно 300 Гц, не будут содержать СКЗ энергии в полосе, либо эта энергия будет существенно снижена, по сравнению с СКЗ энергией в частотных интервалах разрешения на частотах от 0 Гц до, примерно, 300 Гц. Помимо этого, СКЗ энергия в интервалах разрешения, представляющих частоты между 0 Гц и, примерно, 70 Гц, будут содержать повышенный уровень энергии или мощности, по сравнению с СКЗ энергией в остальных частотных интервалах разрешения. Для события протекания потока текучей среды за пределами обсадной трубы могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы

как часть комплекса признаков протекания потока текучей среды за пределами обсадной трубы.

Событие, содержащее самоиндуцированный гидравлический разрыв, который может быть вызван движением текучей среды в окрестностях скважины, может быть охарактеризовано комплексом акустических признаков, включающих центроид спектра в диапазоне средних частот (например, в диапазоне примерно от 0 Гц до 1000 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно большим, поскольку ожидается, что сигнал может иметь полосу частот, простирающуюся до, примерно, 5000 Гц. Кроме того, ожидается, что СКЗ энергия в полосе будет находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты вплоть до, примерно, 1000 Гц. Помимо этого, индикатором события с гидроразрывом может служить скорость изменения спектра мощности. Можно ожидать быстрого изменения спектра мощности в начале гидроразрыва, из-за практически мгновенного роста спектральной мощности при возникновении гидравлического разрыва. Скорость изменения спектра мощности могла бы также указывать и на завершение события, если событие занимает более одного фрейма в процессе акустического мониторинга. Для события самоиндуцированного гидравлического разрыва могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков самоиндуцированного гидравлического разрыва.

Событие, содержащее просачивание текучей среды в сужение в скважине или пробку, может быть определено комплексом акустических признаков, включающих центроид спектра в диапазоне низких частот (например, в диапазоне от 0 Гц до, примерно, 500 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно небольшим, поскольку ожидается, что сигнал не должен быть широкополосным. Кроме того ожидается, что СКЗ энергия в полосе будет находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты примерно до 500 Гц. Для события просачивания текучей среды в сужении могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков просачивания текучей среды в сужении.

Событие, содержащее распространение трещин породы, может быть охарактеризовано комплексом акустических признаков, включающих центроид

спектра в диапазоне высоких частот (например, в диапазоне от 1000 Гц до, примерно, 5000 Гц). Кроме того, ожидается, что СКЗ энергия в полосе будет находиться в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты примерно от 1000 Гц до 5000 Гц. Помимо этого, индикатором события с

5 образованием трещин может служить скорость изменения спектра мощности. Можно ожидать быстрое изменение спектра мощности в начале распространения трещины, из-за практически мгновенного роста спектральной мощности при возникновении трещины. Скорость изменения спектра мощности могла бы также указывать и на завершение события, если событие занимает более одного

10 фрейма в процессе акустического мониторинга. Для события распространения трещин породы могут также быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков образования трещин породы.

Хотя выше были приведены численные интервалы процессов, реальные

15 численные данные могут варьироваться в зависимости от системы сбора данных и/или эти величины могут быть нормированы или обработаны иным путем с получением иных показателей. В результате, комплексы признаков для каждого события могут иметь разные пороговые значения или интервалы величин для каждого из ряда признаков в частотной области.

20 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 получено посредством преобразования Фурье. Для этого

25 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

30 мощностями. 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.

Процессор 168 может затем быть использован 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, которое может происходить в реальном масштабе времени. Для визуального отображения или индикации присутствия одного или более событий могут вырабатываться различные выходные данные.

Сопоставление признаков в частотной области с комплексами признаков событий может быть выполнено несколькими способами. В некоторых вариантах выполнения, прямое сопоставление признаков в частотной области с пороговыми значениями или интервалами признаков в частотной области комплекса признаков события может быть выполнено по ряду признаков в

частотной области. В некоторых вариантах выполнения, могут быть привлечены машинное обучение или даже детерминистические методы для автоматического структурирования новых сигналов на основе дескрипторов. В качестве примера, могут быть использованы кластеризация методом k-средних и классификация методом k-ближайших соседей для объединения событий в группы и классификации их по их ближайшему соседу для обеспечения исследовательской диагностики/возможности мониторинга для различных событий и, в некоторых случаях, для идентификации новых скваженных событий, которые не имеют установленных комплексов признаков события.

Использование обучающего алгоритма также может быть полезно, когда несколько событий происходят одновременно так, что акустический сигнал накладывается один на другой, формируя получающиеся данные акустической выборки. В варианте выполнения, признаки в частотной области могут быть использованы для определения наличия пескопроявления в одном или более местах в стволе скважины. Определение центроида спектра и разброса спектральных значений, и сравнение с порогами может позволить определить наличие частиц в текучей среде на заданной глубине в скважине. Поскольку повышена вероятность присутствия высокочастотных компонентов в местах, где песок поступает в трубчатый элемент скважины вместе с текучей средой, места, где удовлетворяются критерии разброса спектральных значений и центроида спектра, указывают на местоположение пескопроявления. Это может дать информацию о точке поступления песка, а не просто о месте, где в трубчатом элементе ствола скважины имеется песок (например, находится в протекающей текучей среде), которое может находиться в любой точке выше места поступления песка, при протекании текучей среды к поверхности скважины 114.

Как было показано выше, разброс спектральных значений может быть вычислен с использованием центроида спектра, и поэтому обычно сначала вычисляется центроид спектра, а потом вычисляется разброс спектральных значений. Сравнение разброса спектральных значений и центроида спектра с соответствующим порогом может происходить в любом порядке. В некоторых вариантах выполнения, могут быть вычислены обе величины, одни или вместе с дополнительными признаками в частотной области, и сопоставлены с соответствующими пороговыми значениями или интервалом значений с тем,

чтобы определить, имеется ли пескопроявление на глубине, представленной данными акустической выборки. В других вариантах выполнения, сначала может быть определен только один из двух показателей. Если величина разброса спектральных значений или центроида спектра, в зависимости от того, что будет

5 определено сначала, не превосходит соответствующего порога, величина энергии для глубины или интервала глубин, представленных данными акустической выборки, может быть приравнена к нулю, и может проводиться обработка другого образца. Если эта величина больше соответствующего порога, тогда может быть определен другой показатель и проведено его сравнение с

10 соответствующим порогом. Если в результате второго сравнения показатель не превысит порог, величина энергии для интервала глубин, представленных данными акустической выборки, может быть приравнена нулю. В результате может быть получен элемент данных, содержащий нулевое значение, и запись в каротажной диаграмме данных может содержать нулевое значение для

15 соответствующей глубины. Только когда оба показателя будут равны соответствующему порогу или превысят его, в каротажную диаграмму данных для скважины вносится другое значение, например, величина энергии или интенсивности. Вычисленные величины энергии или интенсивности могут быть сохранены в памяти 170 для этих совокупностей данных акустической выборки

20 по глубине и времени, равных или превышающих соответствующие пороги, а нулевые значения могут быть сохранены в памяти 170 для тех совокупностей данных акустической выборки, которые не равны или не превосходят один или оба из соответствующих порогов.

По аналогии с обнаружением наличия пескопроявления, могут быть также

25 идентифицированы и другие события. В варианте выполнения, событие утечки газа может быть определено комплексом признаков утечки газа, содержащим разброс пороговых значений для каждого из нескольких спектральных дескрипторов (например, разброса спектральных значений, спадания спектральной характеристики, асимметрии спектральной характеристики, СКЗ

30 энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/соотношения энергий в диапазоне), громкости или полной СКЗ энергии, скорости изменения спектра мощности и функция автокорреляции спектра). Комплекс признаков утечки газа может служить показателем утечки газа из продуктивного пласта в

скважину по каналу утечки. Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами и определения, произошла ли утечка газа из пласта в затрубное пространство в скважине. Определение значений

5 спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, после этого, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, используя признаки в частотной области в комплексе

10 признаков события.

В варианте выполнения, приток газа в скважину может быть охарактеризован комплексом признаков притока газа, содержащим пороговый диапазон для каждого из множества спектральных дескрипторов (разброса спектральных значений, спадающей спектральной характеристики, асимметрии

15 спектральной характеристики, СКЗ энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/соотношения энергий в диапазоне), громкости или полной СКЗ энергии, скорости изменения спектра мощности и функции автокорреляции спектра). Комплекс признаков притока газа может служить показателем притока газа из продуктивного пласта в скважину по каналу утечки.

20 Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами и определения, произошел ли приток газа из пласта в межтрубное пространство в скважине. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и

25 определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, после этого, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, используя признаки частотной области в комплексе признаков события.

30 В варианте выполнения, приток жидкости в скважину может быть охарактеризован комплексом признаков притока жидкости, содержащим пороговый интервал центроида спектра и интервал СКЗ энергии в диапазоне, а признаки в частотной области могут включать центроид спектра и СКЗ энергии

в диапазоне в нескольких частотных интервалах разрешения. Комплекс признаков притока жидкости может служить показателем притока жидкости из продуктивного пласта в скважину по каналу утечки. Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами и определения, наступил ли приток жидкости из пласта. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, после этого, проверкой признака второй частотной области и т.д.), или параллельно, используя признаки в частотной области в комплексе признаков события.

В варианте выполнения, перенос песка в скважине может быть охарактеризован комплексом признаков переноса песка, содержащим пороговый интервал центроида спектра и пороговое значение спада спектральной характеристики, а признаки в частотной области могут включать центроид спектра и спад спектральной характеристики. Комплекс признаков переноса песка может служить индикатором песка, протекающего в несущей текучей среде внутри скважины. Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами, и определения, произошел ли перенос песка внутри скважины. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, после этого, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, используя признаки в частотной области в комплексе признаков события.

В варианте выполнения, поток текучей среды мимо песчаного сужения может быть охарактеризован комплексом признаков песчаного сужения, содержащим пороговый интервал центроида спектра, а признаки в частотной области могут включать спектральную плотность мощности. Комплекс признаков песчаного сужения может служить индикатором потока жидкости,

протекающего мимо песчаного сужения в трубчатом элементе внутри скважины.

Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами, и определения, наступило ли протекание текучей среды через песчаное сужение. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, после этого, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, используя признаки частотной области в комплексе признаков события.

В варианте выполнения, поток текучей среды за обсадной колонной (например, поток текучей среды через канал утечки и др.) может быть охарактеризован комплексом признаков потока текучей среды обсадной колонны, содержащим пороговый интервал спектральной плотности мощности и один или более интервалов СКЗ энергии в диапазоне, а признаки в частотной области могут включать центроид спектра и СКЗ энергии в диапазоне в нескольких частотных интервалах разрешения. Комплекс признаков потока текучей среды обсадной колонны может служить показателем потока текучей среды между обсадной колонной и продуктивным пластом. Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами и определения, имеет ли место поток текучей среды за обсадной колонной. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, после этого, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, используя признаки в частотной области в комплексе признаков события.

В варианте выполнения, возникновение самоиндуцированного гидравлического разрыва может быть охарактеризовано комплексом признаков самоиндуцированного гидравлического разрыва, содержащим пороговый интервал центроида спектра и интервал СКЗ энергии в диапазоне, а признаки в

частотной области могут включать центроид спектра и СКЗ энергии в диапазоне в нескольких частотных интервалах разрешения. Комплекс признаков самоиндуцированного гидравлического разрыва может служить показателем формирования самоиндуцированного гидравлического разрыва внутри продуктивного пласта. Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами, и определения, наступил ли самоиндуцированный гидравлический разрыв. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, после этого, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, используя признаки в частотной области в комплексе признаков события.

В варианте выполнения, утечка текучей среды может быть охарактеризована комплексом признаков утечки текучей среды, содержащим пороговый интервал центроида спектра и интервал СКЗ энергии в диапазоне, а признаки в частотной области могут включать центроид спектра и СКЗ энергии в диапазоне в нескольких частотных интервалах разрешения. Комплекс признаков утечки текучей среды может служить показателем утечки текучей среды через внутрискважинную пробку в стволе скважины. Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами и определения протекания текучей среды через сужение, например, внутрискважинную пробку. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой частотной области в пределах порога и/или интервала, затем, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, с использованием признаков в частотной области в комплексе признаков события.

В варианте выполнения, возникновение трещины в горной породе может быть охарактеризовано комплексом признаков трещины, содержащим пороговый интервал центроида спектра и интервал СКЗ энергии в диапазоне, а признаки в

частотной области могут включать центроид спектра и СКЗ энергии в диапазоне в нескольких частотных интервалах разрешения. Комплекс признаков трещины является показателем формирования трещины внутри продуктового пласта.

Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть

5 сконфигурирован для сравнения нескольких значений спектрального дескриптора с порогами и/или интервалами, и определения, возникла ли трещина в породе. Определение значений спектрального дескриптора может быть выполнено в любом порядке, и определение может быть выполнено последовательно (например, проверкой, находится ли признак в первой

10 частотной области в пределах порога и/или интервала, затем, проверкой признака во второй частотной области и т.д.), или параллельно, с использованием признаков в частотной области в комплексе признаков события.

В дополнение к обнаружению присутствия одного или более событий на глубине или некотором месте стволе 114 скважины, программа анализа,

15 выполняемая процессором 168, может быть использована для отображения мест возникновения событий или передачи величин вычисленной энергии по компьютерной сети для отображения на удаленном терминале. Для отображения одного или более из событий, может быть определена энергия или интенсивность акустического сигнала на заданном интервале глубин (например,

20 разрезе нефтеносного пласта, где должны быть определены места пескопроявления).

Затем может быть вычислена интенсивность акустического сигнала в совокупности фильтрованных данных, где интенсивность может представлять энергию или мощность акустического сигнала. Может быть вычислен ряд

25 значений мощности или интенсивности. В варианте выполнения, может быть вычислено среднеквадратическое значение (СКЗ) спектральной энергии или соотношение энергии в поддиапазонах по полосе частот совокупности фильтрованных данных для глубинных разрезов каждого из идентифицированных событий в течение заданного времени накопления, для

30 вычисления трассировки накопленных данных акустических энергий по всей длине волокна или его части, как функции времени. Эти вычисления данных каротажной диаграммы событий могут выполняться регулярно, например, каждую секунду, а затем интегрироваться/усредняться по дискретным отрезкам

времени, например, во время более сильных понижений уровня в скважине, для отображения прошлых периодов протокола регистрации событий на различных этапах процесса добычи (например, от остановки основной линии, от наращивания мощности скважины, от установившегося дебита скважины, от сильного снижения давления/производительности и т.д.). Для получения подходящих данных интервалы времени могут быть достаточно большими, причем для получения больших совокупностей данных может потребоваться более продолжительное время. В варианте выполнения, время накопления может составлять примерно от 0,1 секунды до 10 секунд, или примерно от 0,5 с. до нескольких минут или даже часов.

Итоговая каротажная диаграмма (-ы) событий, вычисляемая каждую секунду, может заноситься в память 170 или передаваться по компьютерной сети, для заполнения базы данных события. Сохраненные данные, переданные в память 170, могут включать любые из признаков в частотной области, совокупности фильтрованных данных энергии, и/или СКЗ спектральной энергии во времени, для одной или более совокупности данных по глубине, и могут сохраняться каждую секунду. Эти данные могут быть использованы для генерирования единого протокола данных события для каждой точки выборки по глубине вдоль длины оптоволоконна 162, вместе с синхронизированной меткой времени, отмечающей время измерения. При создании визуального отображения данных регистрации события, СКЗ спектральная (плотность) энергии по глубинным разрезам, которая не продемонстрировала или не соответствовала одному или более комплексу признаков события, может быть приравнена нулю. Этим обеспечивается простая идентификация тех точек или интервалов по глубине, которые демонстрируют комплексы признаков событий или соответствуют им.

В качестве примера, прикладная программа анализа, выполняемая процессором 168, может быть использована для отображения мест пескопроявления или для передачи вычисленных величин энергии по компьютерной сети для отображения на удаленном терминале. Для отображения пескопроявления, может быть определена энергия или интенсивность акустического сигнала, или по меньшей мере высокочастотная часть

акустического сигнала, на заданном интервале глубины (например, разреза пласта, где должны быть определены места пескопроявления).

Когда значения спектральных дескрипторов превышают соответствующие пороги в комплексе признаков события, акустические данные могут быть

5 подвергнуты фильтрации для получения акустических данных пескопроявления. В некоторых вариантах выполнения, дальнейшему анализу могут быть подвергнуты только данные акустической выборки, равные соответствующим порогам или превосходящие их, а остальные данные акустической выборки могут иметь значения, приравненные к нулю. Совокупности данных

10 акустической выборки, равные соответствующим порогам или превосходящие их, могут быть подвергнуты фильтрации фильтром высоких частот. В варианте выполнения, совокупности данных акустической выборки, равные соответствующим порогам или превосходящие их, могут быть подвергнуты

15 фильтрации фильтром высоких частот для удаления колебаний с частотами ниже примерно 0,5 кГц, ниже примерно 1 кГц, ниже примерно 1,5 кГц, или ниже примерно 2 кГц. Диапазон верхних частот может составлять менее примерно 10 кГц, менее примерно 7 кГц, менее примерно 6 кГц, или менее примерно 5 кГц, причем полоса фильтра может быть в диапазоне между любым из нижних значений и любым из верхних значений. В варианте выполнения, акустическая

20 выборка может быть подвергнута фильтрации для получения совокупности отфильтрованных данных, содержащих частоты примерно от 0,5 кГц до 10 кГц, или примерно от 2 кГц до 5 кГц из акустической выборки. Совокупность подвергнутых фильтрации данных позволяет отделить акустическую энергию в широком диапазоне на высоких частотах и, тем самым, выделить акустические

25 колебания пескопроявления на фоне общего, низкочастотного шума потока текучей среды, принятого акустическим датчиком, возникающего от потока текучей среды и механических источников акустических сигналов.

Далее может быть вычислена интенсивность акустического сигнала в совокупности отфильтрованных данных, где интенсивность может быть

30 представлена энергией или мощностью в акустических данных. В варианте выполнения, среднеквадратичное значение (СКЗ) спектральной энергии в полосе частот совокупности отфильтрованных данных может быть вычислено для каждого из идентифицированных разрезов по глубине с запесчаниванием, по

времени накопления совокупности, для вычисления трассировки накопленных данных энергий пескопроявления по всей длине или части длины волокна, в функции времени. Это вычисление "каротажной диаграммы пескопроявления" может выполняться регулярно, например, каждую секунду, а затем

5 интегрироваться/усредняться по дискретным отрезкам времени, например, во время более сильных понижений уровня в скважине, для отображения прошлых периодов каротажной диаграммы событий на различных этапах процесса добычи (например, от остановки основной линии, от наращивания мощности скважины, от установившегося дебита скважины, от сильного снижения
10 давления/производительности и т.д.). Для получения подходящих данных интервалы времени могут быть достаточно большими, причем для получения больших совокупностей данных может потребоваться более продолжительное время. В варианте выполнения, время накопления может составлять примерно от 0,1 с до 10 с, или примерно от 0,5 с до нескольких минут или даже часов.

15 Данные каротажных диаграмм событий запесчанивания, вычисляемые каждую секунду, могут быть сохранены в памяти 170, или переданы по компьютерной сети для внесения в базу данных событий. Данные, сохраненные/переданные в память 170, могут включать измеренный центроид спектра, измеренный разброс спектральных значений, совокупность
20 фильтрованных данных энергии и/или СКЗ спектральной (плотности) энергии во времени, для одной или более из глубин из совокупности данных, и может сохраняться каждую секунду. Эти данные могут быть использованы для генерирования комплексных данных каротажной диаграммы высокочастотной энергии запесчанивания для каждой глубины выборки события по длине
25 оптоволокну 162, вместе с синхронизированной меткой времени, отмечающей время измерения.

При создании визуального отображения данных каротажной диаграммы запесчанивания, СКЗ спектральная (плотность) энергии по глубинным разрезам, которая не продемонстрировала совпадения спектров, может быть приравнена
30 нулю. Этим обеспечивается простое наблюдение тех точек или интервалов по глубине, у которых центроиды спектра и разброс центральных значений превышают пороги. На фиг. 8 представлен пример варианта данных каротажной диаграммы запесчанивания, демонстрирующий зависимость СКЗ спектральной

(плотности) энергии по глубине. На графике показаны места с пескопроявлением, отмеченные пиками в общей СКЗ энергии спектра. В варианте выполнения, фильтрованные в полосе данные энергии спектра могут быть отображены параллельно или на схеме заканчивания скважины, либо на петрофизической диаграмме каротажа в необсаженном стволе с индикацией интервалов скважины с запесчаниванием, с периодами накопления, для упрощения идентификации на фоне оборудования и продуктивных интервалов в скважине. Данные каротажной диаграммы запесчанивания также могут быть отражены на графике 3D, где по вертикальной оси (ось x) отложена СКЗ энергии спектра, по оси y отложена глубина точки выборки, и по оси z отложено время. В этом варианте выполнения создается DAS каротажная диаграмма запесчанивания, который позволяет отобразить распределение поступления песка по интервалам скважины почти в реальном времени. В некоторых случаях, события запесчанивания могут не быть непрерывными, и каротажная диаграмма события, синхронизированная по времени, может позволить отображать пескопроявление во времени.

СКЗ (плотность) энергии спектра и ее отображение в каротажной диаграмме запесчанивания может быть, поэтому, использовано для идентификации относительного вклада пескопроявления в разных точках вдоль скважины. Например, может быть определено, какой интервал скважины имеет наибольшую долю в притоке песка, какой интервал имеет вторую по объему долю притока песка, и т.д.

В некоторых вариантах выполнения, для одного или более мест в скважине может быть проведено качественное определение количества входящего в скважину песка. Для качественного определения количества песка, входящего в скважину, процессор может быть сконфигурирован для определения интегральной (совокупной) величины и индекса качества и/или ширины одного или более пиков данных мощности, представляющих интенсивность или мощность для некоторой глубины, за дискретный отрезок времени. Индекс качества, или ширина полосы по уровню половины мощности, характеризует остроту пика. Индекс качества, вместе с величиной пиков в каждом интервале запесчанивания, представляет качественную индикацию концентрации песка, причем низкие концентрации дают низкие амплитуды с высокими индексами

качества, высокие концентрации запесчанивания дают большие величины пиков с относительно низким индексом качества, а промежуточные концентрации песка дают пики большой величины с относительно высокими индексами качества. Посредством определения индекса качества, ширины пиков и/или

5 относительной величины пиков, может быть определено относительное количество поступления песка в различные интервалы скважины. Например, объем поступления песка может быть качественно классифицирован на основе индекса качества и/или ширины пиков, с использованием терминов "высокий; средний; низкий", "серьезный; умеренный; низкий" или "3; 2; 1" или

10 аналогичных. Эта качественная оценка интенсивности песка по каждому из интервалов запесчанивания также может быть пропорционально преобразована в распределение песка в pptb (частей на тысячу баррелей – от англ. parts per thousand barrels) сопоставлением данных с песком, измеренным на поверхности, в случаях, когда скважина работает с расходом, достаточным для выноса

15 извлекаемого песка на поверхность. Это измерение песка на поверхности может быть выполнено отбором лабораторных проб/посредством использования других систем количественного определения песка на поверхности. Эта информация может быть полезна в планировании корректирующих действий по снижению количества песка, входящего в скважину.

20 Выходные данные системы обычно могут указывать на одно или более мест или глубин запесчанивания и, опционально, относительное количество пескопроявления между идентифицированными местами или глубинами и/или служить качественным индикатором песка, входящего в ствол скважины в некотором месте. Если пескопроявление наблюдается в добываемой текучей

25 среде (определяется, например, детекторами песка на поверхности, визуальным наблюдением и т.д.), но местоположение и/или количество поступающего песка не может быть определено с достаточной определенностью с использованием описанных здесь способов, могут быть предприняты различные действия для лучшего отображения акустических данных. В варианте выполнения,

30 производительность добычи может быть временно увеличена. Результирующий анализ данных может быть выполнен по данным в период увеличенной производительности. Вообще, можно ожидать, что увеличенный расход потока в скважине увеличит интенсивность акустического сигнала в местах

пескопроявления. Это может повысить отношение сигнал/шум для обеспечения более ясной идентификации пескопроявления в одном или более мест посредством, например, увеличения мощности сигнала для определения согласованности спектров. Увеличенные выходные сигналы также позволяют более точно вычислить энергию песка. После идентификации интересующих интервалов скважины, уровни добычи могут быть отрегулированы с учетом расположения пескопроявлений и их количества. Любые изменения в количествах добываемого песка с течением времени могут наблюдаться с использованием описанных здесь технологий, и соответственно могут быть изменены условия работы (например, динамической настройкой, автоматической настройкой, ручной настройкой и т.д.).

В некоторых вариантах выполнения, изменение производительности может быть использовано для определения связи производительности с местами пескопроявления и интенсивностями притока в одной или более точках вдоль ствола скважины. Вообще, можно ожидать, что снижение производительности может снизить интенсивность поступления песка. По найденной связи производительности добычи с интенсивностью поступления песка, может быть отрегулирована производительность из скважины и/или одного или более ее интервалов, для сокращения скорости поступления песка в идентифицированных местах. Например, может быть изменена (-ен) регулируемая втулка/дроссель эксплуатационной скважины с тем, чтобы отрегулировать конкретные расходы поступления песка в один или более продуктивный интервал. Если ни один из продуктивных интервалов скважины не является регулируемым, могут быть проведены различные работы по восстановлению скважины для изменения добычи из разных интервалов скважины. Например, могут быть заблокированы различные впускные втулки, могут использоваться устройства разобщения интервалов для блокирования добычи из определенных интервалов скважины, и/или могут быть проведены некоторые другие действия для сокращения пескопроявления (например, процедуры консолидации, и др.).

Та же процедура анализа может быть использована с любыми другими комплексами признаков события, рассмотренными в настоящем описании. Например, может быть определено наличие одного или более событий. В некоторых вариантах выполнения, расположение или различие событий может

быть недостаточно ясным. В этом случае, может быть изменена одна или более характеристик ствола скважины для обеспечения второго измерения акустического сигнала. Например, может быть изменена производительность, могут быть изменены давления, могут быть перекрыты один более интервалов скважины, либо осуществлено любое другое изменение в процессе добычи.

5 Например, производительность может быть временно увеличена. Анализ данных может быть выполнен по данным, полученным в период увеличенной производительности. Вообще, можно ожидать, что увеличение расхода текучей среды в скважине приведет к росту интенсивности акустического сигнала в

10 определенных местах событий, например, в месте притока газа, месте поступления песка, месте поступления текучей среды и др. Аналогично, такое изменение может и не изменить интенсивности в событиях другого типа, например, утечки текучей среды, гидравлических разрывах, и аналогичных событиях. Этим можно увеличить отношение сигнал/шум для более ясной

15 идентификации одного события в сравнении с другим, в одном или более местах, например, за счет получения более мощного сигнала, обеспечивающего сравнение комплекса признаков события с полученным акустическим сигналом. Энергетические параметры события также могут быть вычислены точнее благодаря более высоким выходным сигналам. После того как

20 идентифицированы представляющие интерес интервалы скважин, уровни добычи могут быть отрегулированы с учетом местоположения события и количественных данных. Может проводиться мониторинг любых временных изменений в событиях с использованием описанных здесь методов, и условия работы могут быть откорректированы соответствующим образом (например,

25 динамической регулировкой, автоматической регулировкой, ручной регулировкой и т.д.). В то время как анализ данных был описан выше применительно к системе 100, способы идентификации событий внутри скважины (например, мест пескопроявления вдоль длины скважины, гидравлических разрывов, притока газа и т.д.) могут также осуществляться при

30 использовании любых подходящих систем. Например, система на фиг. 1 может быть использована для осуществления способа идентификации, какая-либо отдельная система в другое время и/или другом месте может быть использована с акустическими данными для осуществления способа идентификации события,

и/или способ может быть осуществлен с использованием акустических данных, полученных от акустического датчика другого типа, причем данные получаются в электронной форме, пригодной для использования с устройством, способным осуществлять настоящий способ.

5 Для обнаружения событий в стволе скважины могут быть использованы дополнительные методы обработки данных. В некоторых вариантах выполнения, процессор 168 может выполнять программу, которая может конфигурировать его для пространственной и спектральной фильтрации акустических данных для
10 получения акустических данных, извлекаемых в частотных диапазонах (ИЧД) по нескольким частотным диапазонам. Это может быть аналогично частотным
диапазонам, описанным применительно к СКЗ энергии. Совокупности
акустических данных могут быть подвергнуты предварительной обработке и
затем частотной фильтрации в нескольких частотных диапазонах в заданных
временных интервалах, например с интервалом получения данных каждые
15 несколько секунд. Несколько частотных диапазонов могут включать разные диапазоны. Например, несколько частотных диапазонов могут включать первый
диапазон примерно от 5 Гц до 50 Гц; второй диапазон примерно от 50 Гц до 100
Гц; третий диапазон примерно от 100 Гц до 500 Гц; четвертый диапазон
примерно от 500 Гц до 2000 Гц; пятый диапазон примерно от 2000 Гц до 5000
20 Гц, и так далее, по длине волокна или заданной его части, хотя могут быть также использованы и другие частотные диапазоны.

 Данные, извлекаемые в частотных диапазонах (ИЧД), затем могут быть подвергнуты перекрестному сравнению для идентификации интервалов
скважины, в которых комплекс признаков события соответствует данным ИЧД.
25 Например, акустические амплитуды в каждом из нескольких частотных
диапазонов могут быть подвергнуты сравнению для определения глубин по
отклику относительно фонового акустического сигнала. За фоновый
акустический сигнал может быть принят акустический сигнал, измеренный при
остановленной скважине (например, не добывающей текучую среду). В
30 некоторых вариантах выполнения, фоновый акустический сигнал может
содержать усредненные во времени акустические сигналы по одной или более
частям скважины. Продолжительность интервала усреднения может быть
выбрана достаточно большой, чтобы избежать возможности возникновения

события, превышающего интервал усреднения. Любое сравнение акустического сигнала, содержащего данные события, со средним по времени должно в этом случае показывать увеличенный сигнал в по меньшей мере в одном из частотных интервалов, соответствующих частотным интервалам значимого события.

5 Если брать в качестве примера пескопроявление, для обнаружения мест поступления песка могут быть использованы дополнительные методы обработки данных. Полученные ИЧД данные могут быть далее подвергнуты перекрестному сравнению для идентификации интервалов скважины, имеющих комплекс признаков пескопроявления, для вычисления соответствующих данных

10 каротажной диаграммы поступления песка. Например, акустические амплитуды в каждом из нескольких частотных диапазонов могут быть подвергнуты сравнению для определения глубин с широкополосным откликом (например, интервалов скважины, где измеряется отклик во всех диапазонах), относительно фонового акустического сигнала. За фоновый акустический сигнал может быть

15 принят акустический сигнал, измеренный при остановленной скважине (например, не добывающей текучую среду). В некоторых вариантах выполнения, фоновый акустический сигнал может содержать усредненные во времени акустические сигналы по одной или более частям скважины. Любое сравнение акустического сигнала, содержащего данные поступления песка, со средним по

20 времени, должно в этом случае показывать увеличенный сигнал в по меньшей мере одном широкополосном частотном интервале (например, в частотном интервале с частотой более 0,5 кГц, например, от 0,5 кГц до примерно 5 кГц). Затем могут быть идентифицированы интервалы скважины с широкополосным откликом, и могут быть зарегистрированы СКЗ акустические энергии на более

25 высоких частотах в идентифицированных интервалах скважины в качестве интенсивности шума поступления песка, как это было сделано в описанном ранее процессе обработки. Помимо описанных здесь систем, также могут быть осуществлены различные способы определения наличия одного или более событий. Эти способы могут быть осуществлены использованием любой из

30 описанных здесь систем, или любых других подходящих систем. В варианте выполнения, способ обнаружения события внутри ствола скважины может включать получение совокупности данных выборки. Совокупность данных выборки может быть выборкой акустического сигнала, возникающего внутри

скважины, содержащей текучую среду, и представлять акустический сигнал по частотному спектру. Могут быть определены ряд признаков в частотной области в совокупности данных выборки, и несколько спектральных характеристик могут быть подвергнуты сравнению с соответствующими порогами и/или интервалами комплекса признаков события. Когда ряд признаков в частотной области совпадают с комплексом признаков события, наличие события внутри скважины может быть определено на основе определения того, что по меньшей мере одна спектральная характеристика совпадает с комплексом признаков события.

Комплекс признаков события может включать любой из признаков, описанных выше, например, утечку газа из подземного продуктового горизонта в затрубное пространство в скважине, поступление газа из подземного продуктового горизонта в скважину, пескопроявление в скважине, поступление жидкости в скважину, перенос песка внутри трубчатого элемента в скважине, поток текучей среды мимо песчаной пробки в трубчатом элементе в скважине, поток текучей среды за обсадной колонной, самоиндуцированный гидравлический разрыв внутри подземного продуктового горизонта, утечку текучей среды через скважинное уплотнение или распространение трещины породы.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения наличия поступления песка в скважину, с использованием комплекса признаков пескопроявления. Совокупность данных выборки может быть подвергнута анализу для определения содержания в ней акустических частот выше примерно 0,5 кГц, и возможности наличия в спектральной характеристике центроида спектра совокупности данных выборки и разброса спектральных значений совокупности данных выборки. Комплекс признаков пескопроявления может включать пороговый центроид спектра и пороговый разброс спектральных значений. Определение соответствия по меньшей мере одной спектральной характеристики комплексу признаков события может быть осуществлено путем определения того, что центроид спектра превосходит пороговый центроид спектра, разброс спектральных значений превосходит пороговый разброс спектральных значений, а определение наличия поступления песка в скважину

основывается на том, что по меньшей мере одна спектральная характеристика соответствует комплексу признаков события.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения наличия утечки газа с использованием комплекса признаков утечки газа, свидетельствующего об утечке газа из продуктивного пласта по каналу утечки в скважине. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднее квадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Определение наличия утечки газа может быть осуществлено сравнением ряда признаков в частотной области с порогами и/или интервалами, и определением того, произошла ли утечка газа из продуктивного пласта в затрубное пространство в скважине.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения наличия притока газа в скважину с использованием комплекса признаков притока газа, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднее квадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Определение наличия притока газа может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и определением того, произошел ли приток газа в скважину.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения наличия притока жидкости в скважину с использованием комплекса признаков притока жидкости, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс

спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Комплекс признаков притока жидкости может свидетельствовать о притоке жидкости из продуктивного пласта в скважину. Определение наличия притока жидкости может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и определением того, произошел ли приток жидкости.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения переноса песка внутри скважины в несущей текучей среде с использованием комплекса признаков переноса песка, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Комплекс признаков переноса песка может свидетельствовать о переносе песка внутри трубчатого элемента. Определение наличия переноса песка может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и определением того, произошел ли перенос песка.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения протекания текучей среды через песчаное сужение с использованием комплекса признаков песчаного сужения, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в

поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Определение наличия песчаного сужения может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с пороговыми значениями и/или интервалами, и определением того, произошло ли песчаное сужение.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения наличия протекания текучей среды между обсадной колонной и продуктивным пластом с использованием комплекса признаков текучей среды в обсадной колонне, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Комплекс признаков текучей среды в обсадной колонне может свидетельствовать о протекании текучей среды между обсадной колонной и продуктивным пластом. Определение наличия потока текучей среды за обсадной колонной может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с пороговыми значениями и/или интервалами, и определением того, имеется ли поток текучей среды за обсадной колонной.

В варианте выполнения, способ может быть использован для определения возникновения самоиндуцированного гидравлического разрыва внутри продуктивного пласта с использованием комплекса признаков самоиндуцированного гидравлического разрыва, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или

полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Комплекс признаков самоиндуцированного гидравлического разрыва может свидетельствовать о возникновении самоиндуцированного гидравлического разрыва в продуктивном пласте.

- 5 Определение возникновения самоиндуцированного гидравлического разрыва может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и определением того, произошел ли самоиндуцированный гидравлический разрыв.

- 10 В варианте выполнения, способ может быть использован для определения просачивания текучей среды через сужение с использованием комплекса признаков просачивания текучей среды, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, 15 асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Определение наличия просачивания текучей среды через сужение 20 может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и определением наличия просачивания текучей среды.

- В варианте выполнения, способ может быть использован для определения возникновения трещины внутри продуктивного пласта с использованием 25 комплекса признаков возникновения трещины, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. Признаки в частотной области могут включать ряд описанных здесь признаков в частотной области (например, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение 30 (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Определение наличия трещины может быть осуществлено сравнением

величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и определением возникновения трещины.

В дополнение к другим описанным здесь способам, осуществление способа определения наличия пескопроявления внутри скважины может начинаться с
5 получения акустического сигнала из ствола скважины. Скважина может содержать текучую среду, служащую несущей средой для песка. В некоторых вариантах выполнения, текучая среда может добываться из скважины во время получения акустического сигнала, поэтому текучая среда, переносящая песок, протекает внутри скважины или трубчатого элемента скважины, выполняющих
10 роль НКТ, и/или текучая среда может втекать в скважину из продуктивного пласта.

Акустический сигнал может включать данные для всей скважины, или только ее части. Из акустического сигнала может быть получена совокупность данных акустической выборки. В варианте выполнения, совокупность данных
15 выборки может представлять часть акустического сигнала для заданного интервала глубины или точки. В некоторых вариантах выполнения, акустический сигнал может быть получен во временной области. Например, акустический сигнал может быть в форме акустической амплитуды за время интегрирования. Совокупность данных выборки также может быть во временной
20 области и может быть преобразована в частотную область с использованием подходящего преобразования, например, преобразования Фурье. В некоторых вариантах выполнения, совокупность данных выборки может быть получена в частотной области так, что акустический сигнал может быть преобразован перед получением совокупности данных выборки. В то время как совокупность данных
25 выборки может быть получена с использованием любого из способов, описанных в данном раскрытии, эта совокупность также может быть получена от другого устройства. Например, отдельный шаг извлечения или обработки может быть использован для подготовки одной или более совокупности данных выборки и передачи их на отдельную обработку с использованием способов и
30 или систем обработки, описанных в настоящем раскрытии.

Затем может быть получено согласование спектра совокупности данных выборки путем различных проверок согласования. В варианте выполнения, может быть определен центроид спектра совокупности данных выборки и

сопоставлен с пороговым значением центроида спектра. Аналогично, может быть определен разброс спектральных значений и сопоставлен с пороговым разбросом спектральных значений. Если либо центроид спектра, или разброс спектральных значений не превысят соответствующего порога, пескопроявления может и не быть на глубине, представленной совокупностью данных выборки. В некоторых вариантах выполнения, разброс спектральных значений и центроид спектра могут быть определены и сопоставлены с соответствующим порогом последовательно, и несоответствие какого-либо из них соответствующему порогу может остановить процесс так, что другое свойство спектра может не определяться. Когда оба свойства спектра – разброс спектральных значений и центроид спектра равны соответствующим порогам или превышают их, может быть определено наличие песка в текучей среде (например, в текучей среде, входящей в скважину).

Способ в целом и соответствующие шаги схематично представлены блок-схемой, показанной на фиг. 9. Как показано на фиг. 9, вариант осуществления способа 600 обнаружения пескопроявления в скважине может начинаться с получения, обнаружения или приема акустическим датчиком, например, системой распределенного акустического датчика (DAS), акустического сигнала, например, от оптоволокну 162, как это показано шагом 602. Акустический сигнал может вырабатываться внутри скважины, как это описано в настоящем раскрытии. Первичные оптические данные от акустического датчика могут быть приняты и генерированы датчиком с получением акустического сигнала, как это показано на шаге 604. Частота передачи данных, генерируемых различными акустическими данными, например системой DAS, может быть высокой. Например, система DAS может генерировать данные со скоростью порядка 0,5 - 2 Терабайт в час. Эти первичные данные могут сохраняться в памяти на шаге 603.

Затем первичные данные могут быть опционально подвергнуты предварительной обработке на шаге 605. Как показано на фиг. 9, предварительная обработка может быть выполнена посредством ряда опциональных шагов. Например, на шаге 606 может быть использована точечная фильтрация пространственной выборки. При этой фильтрации используется фильтр для получения части акустического сигнала, соответствующей заданной

глубине в скважине. Поскольку время, через которое световой импульс, направленный в оптоволокно, возвращается в виде рассеянного назад света, может соответствовать расстоянию прохождения, то есть, глубине в скважине, акустические данные могут быть обработаны с получением выборки,

5 показывающей заданную глубину или диапазон глубин. Это позволяет выделить конкретные места внутри скважины для дальнейшего анализа. Шаг предварительной обработки может также включать удаление случайных помех от обратных отражений с определенных глубин посредством пространственной медианной фильтрации или пространственного усреднения.

10 На шаге 607 фильтрованные данные могут быть преобразованы из временной области в частотную область с использованием, например преобразования Фурье (например, оконного преобразования Фурье или дискретного преобразования Фурье). За счет преобразования данных после применения пространственной фильтрации, объем данных, подвергаемых
15 обработке преобразованием, может быть сокращен.

На шаге 608, данные могут быть подвергнуты операции нормирования шума, для улучшения качества сигнала. Этот шаг может меняться в зависимости от типа используемого устройства сбора данных, а также конструкции источника света, датчика и других средств обработки. В то время как на фиг. 9 шаги 606,
20 607, 608 показаны в определенном порядке, шаги в пределах предварительной обработки могут меняться, и может использоваться любой порядок этих шагов. Полученная в результате совокупность данных выборки может иметь уменьшенный объем данных в сравнении с совокупностью первичных данных. В варианте выполнения, отношение размера файла данных выборки после
25 предварительной обработки к размеру файла первичных данных перед предварительной обработкой может составлять примерно от 0,05 до 0,5, или примерно 0,1 или менее, если данные усреднены по пространству/времени.

После предварительной обработки акустического сигнала, совокупность данных выборки может быть использована в процессе, или операции, проверки
30 совпадения спектров, на шаге 610. Процесс проверки совпадения спектров может включать первое определение по меньшей мере одного из параметров – центроида спектра или разброса спектральных значений. Как показано на фиг. 9, первый шаг в проверке совпадения спектров может включать определение

центроида спектра совокупности данных выборки. Центроид спектра затем может быть сопоставлен с пороговым центроидом спектра, на шаге сравнения 614. Если центроид спектра равен пороговому значению центроида спектра или превышает его, процесс может к следующему шагу 618 сравнения. На шаге 618, может быть определен разброс спектральных значений совокупности данных выборки. Затем на шаге 618 может быть проведено сравнение разброса спектральных значений с порогом разброса спектральных значений. Если разброс спектральных значений равен порогу разброса спектральных значений или превосходит его, процесс может переходить на следующий шаг 622. Когда в совокупности спектральных данных как разброс спектральных значений, так и центроид спектра превышают соответствующий порог, может быть определено, что акустические данные на глубине, представленной совокупностью данных выборки, свидетельствуют о поступлении песка. Это может включать наличие песка в текучей среде в точке на глубине, а также присутствие песка, входящего в скважину и/или трубчатый элемент скважины на глубине или на интервале глубин. Таким образом, процесс проверки соответствия спектров может быть использован сам по себе для идентификации наличия пескопроявления в скважине.

Прежде, чем обратиться к шагу 622, следует отметить, что если либо в результате сравнения на шаге 614 между определенным центроидом спектра и пороговым значением центроида спектра, или в результате сравнения на шаге 618 между определенным разбросом спектральных значений и пороговым разбросом спектральных значений, какое-либо свойство окажется ниже соответствующего порога, процесс может установить величину энергии для совокупности данных выборки равной нулю на шаге 626 перед тем, как позволить процессу перейти к процедуре интеграции данных на шаге 628. Проверка соответствия спектров может происходить в любом порядке, и последовательные сравнения могут позволить совокупностям данных выборки, не прошедшим первое сравнение либо центроида спектра, либо разброса спектральных значений, перейти к процедуре постобработки без необходимости прохождения через остальные этапы процесса, или процедуры, подтверждения соответствия спектров.

Согласно процессу, или процедуре, 610 подтверждения соответствия спектров, совокупность данных выборки может быть, опционально, подвергнута дальнейшей обработке для определения относительного количества песка, входящего в скважину на глубине или интервале глубин, представленных совокупностью данных выборки. На шаге 622, совокупность данных выборки может быть подвергнута фильтрации для выделения высокочастотных, широкополосных компонентов акустических данных. Совокупность данных выборки может быть подвергнута фильтрации в пределах заранее определенного диапазона частот для формирования второй выборки данных. В варианте выполнения, совокупность выборки данных может быть отфильтрована в диапазоне частот, описанном в настоящем раскрытии. Например, совокупность выборки данных может быть подвергнута фильтрации в диапазоне частот примерно от 0,5 кГц до 10 кГц, или примерно от 2 кГц до 5 кГц. Частотный фильтр, использованный на шаге 622, может выделить комплекс акустических признаков пескопроявления, убирая при этом низкочастотные части, относящиеся к потоку текучей среды и другим возможным источникам акустических колебаний. Полученная, в результате, вторая совокупность данных далее может быть обработана на шаге 624 для вычисления энергии спектра второй совокупности данных. В варианте выполнения, энергия спектра может быть вычислена как среднеквадратическая энергия спектра второй совокупности данных. Энергия спектра может отражать мощность или энергию акустического сигнала за определенный промежуток времени на глубине, представляемой второй совокупностью данных. Величина определенной энергии спектра далее может быть сохранена в памяти в соответствии с глубиной на момент получения акустического сигнала.

В некоторых вариантах выполнения, обработка в процессе, или процедуре, 610 подтверждения соответствия спектров может включать определение величины и индекса качества пиков пескопроявления во второй совокупности данных. Индексы качества могут быть далее использованы для определения или уточнения количества или скорости поступления песка в местах, соответствующих пикам. Эта информация может быть передана и сохранена как часть данных каротажной диаграммы события.

Полученный результат определения может быть затем передан на процесс интегрирования данных на шаге 628. Вообще, при обработке определяется наличие поступления песка на глубине, представленной совокупностью данных выборки. С тем, чтобы выполнить анализ вдоль длины скважины, шаги обработки между шагами предварительной обработки и проверкой спектрального соответствия могут быть повторены для ряда совокупностей данных выборки, представляющих различные глубины в скважине. По мере анализа данных, полученная информация может быть передана в процесс интегрирования данных на шаге 628 для ее объединения в каротажной диаграмме данных пескопроявления, представляющем результаты вдоль длины скважины для данного отрезка времени. Когда данные анализируются по длине скважины, процесс может начинаться снова для анализа данных вдоль длины скважины для следующего отрезка времени. Этот процесс может затем быть повторен при необходимости для отслеживания поступления песка в скважину во времени.

В процессе интегрирования данных, данные от каждого анализа могут быть получены и использованы для обновления базы данных событий на шаге 630. Данные также могут быть направлены в другую базу данных и/или база данных событий может быть расположена удаленно от места обработки. Данные затем могут быть подвергнуты анализу для интегрирования данных и их отображения в масштабе времени, близком к реальному, либо в любое другое время. Данные могут включать центроид спектра, разброс спектральных значений, энергию спектра (в предположении, что как центроид спектра, так и разброс спектральных значений равны соответствующим порогам или превосходят их), или нулевую величину для энергии спектра, когда центроид спектра, разброс спектральных значений или оба этих параметра ниже соответствующего порога, глубину, ассоциированную с совокупностью данных выборки, время, ассоциированное с получением акустического сигнала, или любую их комбинацию. Данные от нескольких анализов далее могут быть сохранены в базе данных события или каротажной диаграмме событий, на шаге 632.

Шаги обработки в шагах определения соответствия спектров и шагах сохранения могут быть использованы для сокращения сохраняемого объема данных по сравнению с объемом совокупности данных выборки. В варианте

выполнения, данные, сохраняемые в базе данных события в процессе интегрирования данных, могут иметь уменьшенные размеры файла так, что отношение размера файла совокупности данных выборки к размеру сохраненного файла данных может составлять примерно от 500:1 до 4000:1.

- 5 Общее сокращение размера файла, при учете сокращения файла на шагах 605 предварительной обработки, может обеспечивать отношение размера файла первичных акустических данных к размеру файла данных сохраненных в процессе интегрирования данных, примерно от 5000:1 до 40000:1, или примерно от 10000:1 до 30000:1. Таким образом, раскрытый здесь процесс существенно
- 10 сокращает объем первичных акустических данных, полученных от скважины, для обеспечения приемлемого и легко управляемого представления мест поступления песка, а также, опционально, относительного количества поступления в местах пескопроявления.

- Данные, сохраняемые в процессе интегрирования данных, могут быть
- 15 переданы в процесс 640 отображения данных. В этом процессе, может быть создан ряд каротажных диаграмм, обеспечивающих отображение и/или представление мест пескопроявления и/или количеств в различные периоды времени/этапы добычи. В варианте выполнения, данные, которые могут быть, опционально, объединены в процессе 628 интегрирования данных, но не должны
- 20 быть объединены, могут быть переданы в процесс 640 отображения данных. На шаге 642, энергия спектра, вычисленная для совокупности данных выборки, может быть подвернута анализу с тем, чтобы определить, что эта энергия спектра больше или равна нулю. В этом случае, нулевая величина может быть использована как показатель того, что события пескопроявления не произошло
- 25 (или, по меньшей мере, не произошло с обнаруживаемым уровнем) на определенной глубине. Когда обнаруживается нулевая величина, процесс может перейти на шаг 646, где нуль вводится вместе со схемой или изображением скважины, чтобы показать, что пескопроявление не обнаружено на глубине, представленной совокупностью данных выборки. Когда величина энергии
- 30 спектра не равна нулю, процесс может перейти на шаг 644. На шаге 644, визуальное отображение энергии спектра может быть ассоциировано с соответствующей глубиной на схеме или изображении скважины. Визуальное отображение может быть представлено на шаге 648. От каждого шага 644 или

646 процесс может быть повторен на шаге 649 для обработки следующей совокупности данных или другой записи в сводной каротажной диаграмме. Когда все совокупности данных и/или записей в сводной каротажной диаграмме обработаны, может быть представлено полное визуальное отображение мест поступления песка и относительные расходы поступления песка или количества по длине скважины для данного момента времени. Этот процесс может быть повторен много раз для получения и отображения представления пескопроявления по длине скважины в реальном времени, или близком к реальному.

10 Процесс 640 отображения также может включать генерирование и отображение каротажной диаграммы поступления песка или запесчанивания. Каротажная диаграмма запесчанивания обычно представляет собой диаграмму, по одной оси которой отложена полная акустическая мощности или энергия спектра, вызванная поступлением песка, а по другой оси - глубина, представляемая совокупностью данных выборки. Эта каротажная диаграмма может быть получена с использованием данных сводной каротажной диаграммы данных, полученных в процессе 628 объединения данных, и/или отдельные совокупности данных могут быть подвергнуты итеративному анализу на шаге 15 650, для создания сводной каротажной диаграммы запесчанивания. В этом варианте выполнения, местам, где не было обнаружено поступление песка, присваивается нулевое значение энергии спектра. На шаге 622, сводная каротажная диаграмма запесчанивания может быть представлена на дисплее для отображения мест или глубин с поступлением песка. Может быть создан ряд каротажных диаграмм запесчанивания для акустических данных с разным 25 временем накопления, для получения и отображения нескольких каротажных диаграмм запесчанивания в реальном времени или близком к реальному, для изменения настроек эксплуатационной скважины.

Как было показано выше, по результатам идентификации мест пескопроявления или мест, где поступление песка отсутствует, могут быть 30 проведены различные мероприятия. В некоторых вариантах выполнения, могут быть использованы способы идентификации мест пескопроявления, и может быть обнаружено отсутствие таких мест, либо количество поступающего песка может быть ниже наблюдаемого в текучей среде, добываемой из скважины.

Например, если песок обнаруживается в добываемой текучей среде, но не было идентифицировано мест пескопроявления, может быть определено, что в акустическом сигнале не обнаруживаются акустических признаков поступления песка на уровне, обеспечивающем обнаружение и идентификацию места. В этом случае, расход текучей среды из скважины может быть временно увеличен.

Анализ получаемых данных может быть проведен по данным в течение периода увеличенной производительности извлечения текучей среды. Вообще, можно ожидать, что увеличение расхода текучей среды в скважине может повысить интенсивность акустического сигнала в местах поступления песка. Этим может быть повышено отношение сигнал/шум для более ясной идентификации пескопроявления в одном или более мест посредством, например, использования более мощного сигнала для определения совпадения спектров. Энергии поступления песка также могут быть вычислены с большей точностью за счет более сильных выходных сигналов. После того, как будут идентифицированы требуемые интервалы скважины, уровни добычи могут быть скорректированы с учетом мест пескопроявления и количества поступающего песка.

Любая из раскрытых в настоящем описании систем и способов может быть реализована компьютером или другим устройством, содержащим процессор, например устройством 160 обнаружения на фиг. 10. На фиг. 10 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 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.

5 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

10 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

15 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.

25 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

30 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 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,

5 например, загрузить некоторые из команд приложения в кеш ЦП 782. В некоторых случаях, выполняемое приложение может конфигурировать ЦП 782 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
10 782 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
15 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,
20 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
25 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,
30 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 радиоинтерфейса и иных хорошо известны сетевых устройств. Эти устройства 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 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 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 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 вторичной памятью 784), флеш-накопителя, ПЗУ 786, ОЗУ 788 или устройств 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 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.

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.

С учетом приведенного описания различных систем и способов, частные особенности раскрытия могут включать, помимо прочих, следующие:

Согласно первой особенности, система обработки акустических данных для идентификации события включает: приемный блок, содержащий процессор и память, и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или по области размещения датчиков, а в памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от датчика сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, причем сигнал характеризует акустический сигнал по спектру частот; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; и генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

Согласно второй особенности, система обработки акустических данных включает: приемный блок, содержащий процессор и память и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины, а в памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от датчика сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, причем сигнал характеризует акустический сигнал по спектру частот; определения ряда признаков в частотной

области сигнала по спектру частот; и генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

Согласно третьей особенности, система обнаружения события с использованием акустических данных включает: процессорный блок, имеющий процессор и память и приспособленный для связи с приемником, а память содержит прикладную программу для анализа, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от приемника сигнала, содержащего ряд признаков в частотной области, характеризующих акустический сигнал и являющихся показателем акустического сигнала по спектру частот; сравнения ряда признаков в частотной области с одним или более комплексов признаков события, содержащих пороговые значения или интервалы для каждого из ряда признаков в частотной области; определения совпадения ряда признаков в частотной области с одним или более комплексом признаков события из одного или более комплексов признаков события; определения наступления по меньшей мере одного события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с по меньшей мере одним комплексом признаков события; и генерирования выходных данных наступления по меньшей мере одного события на основе этого определения.

Согласно четвертой особенности, система для обнаружения события с использованием акустических данных включает процессорный блок, содержащий процессор и память и приспособленный для связи с приемником, а память содержит прикладную программу для анализа, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от приемника сигнала, содержащего ряд признаков в частотной области, характеризующих акустический сигнал, при условии, что акустическим сигналом не является акустический сигнал, полученный из ствола скважины, и являющихся показателем акустического сигнала по спектру частот; сравнения ряда признаков в частотной области с одним или более комплексами признаков события, содержащих пороговые значения или интервалы для каждого из ряда признаков в частотной области; определения совпадения ряда признаков в частотной области с по меньшей мере одним комплексом признаков события из одного или более комплексов признаков события; определения наступления по

меньшей мере одного события на основе определения того, что ряд признаков в частотной области совпадает с по меньшей мере одним комплексом признаков события; и генерирования выходных данных наступления по меньшей мере одного события на основе этого определения.

5 Согласно пятой особенности, в способе обнаружения события с использованием акустических данных: получают совокупность данных выборки, являющуюся выборкой акустического сигнала, создаваемого акустическим датчиком, и представляющую акустический сигнал по спектру частот, определяют ряд признаков в частотной области совокупности данных выборки; 10 сравнивают ряд признаков в частотной области с комплексом признаков события, содержащим ряд пороговых значений, интервалов или то и другое, в соответствии с рядом признаков в частотной области; определяют, что ряд признаков в частотной области совпадает с пороговыми значениями, интервалами или тем и другим, комплекса признаков события; и определяют 15 наличие события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с порогами, интервалами события или тем и другим, комплекса признаков события.

Согласно шестой особенности, при осуществлении способа обнаружения события с использованием акустических данных: получают совокупность 20 данных выборки, являющуюся выборкой акустического сигнала, создаваемого акустическим датчиком, за исключением акустического датчика, находящегося внутри скважины, и представляющую акустический сигнал по спектру частот; определяют ряд признаков в частотной области совокупности данных выборки; сравнивают ряд признаков в частотной области с комплексом признаков 25 события, содержащим ряд пороговых значений, интервалов или то и другое, соответствующих ряду признаков в частотной области; определяют совпадение ряда признаков в частотной области с пороговыми значениями, интервалами или тем и другим, комплекса признаков события; и определяют наличие события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с порогами, 30 интервалами или тем и другим, комплекса признаков события.

Согласно седьмой особенности, система обработки акустических данных включает: приемный блок, имеющий процессор и память, и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения

датчиков, а в памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема сигнала от датчика, содержащего акустический сигнал, принятый на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков; определения
5 ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области; сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события; и определения наличия события, соответствующего комплексу признаков события, на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области и
10 комплекса признаков события.

Согласно восьмой особенности, система обработки акустических данных содержит приемный блок, имеющий процессор и память и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения
15 датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины, а в памяти хранится прикладная программа, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема сигнала от датчика, содержащего акустический сигнал, принятый на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области
20 размещения датчиков; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области; сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события; и определения наличия события, соответствующего комплексу признаков события, на основе определения
25 совпадения ряда признаков в частотной области и комплекса признаков события.

Согласно девятой особенности, в способе обработки акустических данных, система включает приемный блок, содержащий процессор и память и приспособленный для приема сигнала от датчика расположенного вдоль трассы
30 размещения датчиков или области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины, а в памяти хранится прикладная программа, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для:

приема от датчика сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, и являющегося показателем акустического сигнала по спектру частот; определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; и генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

Согласно десятой особенности, система в соответствии с любой особенностью с первой по девятую может дополнительно включать: датчик, содержащий оптоволоконный кабель, размещенный вдоль трассы датчиков; и оптический генератор, соединенный с оптоволоконным кабелем и выполненный с возможностью генерирования оптического луча и введения оптического луча в оптоволоконный кабель.

Согласно одиннадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по десятую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала содержит центроид спектра, являющийся показателем центра тяжести спектра частот акустического сигнала.

Согласно двенадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по одиннадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает разброс спектральных значений, являющийся показателем распределения энергии акустического сигнала вокруг центроида спектра.

Согласно тринадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двенадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включают спад частотной характеристики, являющийся показателем наличия частотного диапазона с заданным процентным содержанием величины силы сигнала по спектру частот.

Согласно четырнадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по тринадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает асимметрию спектральной характеристики, являющуюся показателем симметрии распределения значений спектральных величин вокруг среднего арифметического значения спектральных величин.

Согласно пятнадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по четырнадцатую, в которой ряд признаков в частотной

области сигнала включает СКЗ энергии в диапазоне, являющееся мерой энергии сигнала в заданных диапазонах частот по спектру частот.

Согласно шестнадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по пятнадцатую, в которой энергией сигнала в каждом частотном диапазоне из заданных частотных диапазонов является энергия, нормированная относительно полного СКЗ энергии по спектру частот.

Согласно семнадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по шестнадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала содержит СКЗ полной энергии, представляющее собой среднеквадратическое значение колебаний сигнала, вычисленное во временной области.

Согласно восемнадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по семнадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает неравномерность спектральной характеристики, представляющую собой отношение среднего геометрического величины энергии спектра сигнала к среднему арифметическому.

Согласно девятнадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по восемнадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает наклон спектральной характеристики, представленный линейной аппроксимацией формы спектра сигнала.

Согласно двадцатой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по девятнадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает эксцесс спектра, содержащий показатель неравномерности спектральной характеристики вокруг среднего значения спектра в сигнале.

Согласно двадцать первой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двадцатую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает скорость изменения спектра мощности, являющуюся мерой изменения величины спектра, просуммированной по по меньшей мере части частот, имеющихся в сигнале, между последовательными определениями признаков в частотной области.

Согласно двадцать второй особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двадцать первую, в которой ряд признаков в частотной

области сигнала включает функцию автокорреляции спектра, являющуюся показателем задержки сигнала, обеспечивающей максимальное значение корреляции между сигналом и задержанным сигналом.

5 Согласно двадцать третьей особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двадцать вторую, в которой ряд признаков в частотной области сигнала содержит по меньшей мере два из следующих: центроид спектра, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне, полное СКЗ энергии, неравномерность спектральной
10 характеристики, наклон спектральной характеристики, эксцесс спектра, скорость изменения спектра мощности или функцию автокорреляции спектра.

Согласно двадцать четвертой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двадцать третью, в которой сигнал содержит
15 первый размер данных, при этом выходные данные содержат второй размер данных, где первый размер данных больше второго размера данных.

Согласно двадцать пятой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двадцать четвертую, в которой комплексы признаков события содержат по меньшей мере один из комплексов признаков: комплекс признаков железнодорожного вагона, комплекс признаков транспортного
20 потока, комплекс признаков системы обеспечения безопасности, комплекс признаков оборудования с вращением или вибрацией, комплекс признаков здания.

Согласно двадцать шестой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двадцать пятую, в которой акустический сигнал
25 генерируется по меньшей мере одним из источников: механическим источником, источником биологического происхождения, турбулентным потоком текучей среды, утечкой текучей среды, метеорологическим явлением, столкновением объектов.

Согласно двадцать седьмой особенности, система может включать любую
30 из особенностей с первой по двадцать шестую, в которой датчик размещен внутри или вдоль по меньшей мере одного из объектов: железнодорожной линии, дороги, трубопровода, ограждения, промышленного оборудования.

Согласно двадцать восьмой особенности, система может включать любую из особенностей с первой по двадцать седьмую, в которой ряд признаков в частотной области содержит по меньшей мере два различных признака сигнала в частотной области по спектру частот.

5 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
10 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. Например, признаки, описанные в качестве шагов способа,
15 могут иметь соответствующие элементы в описанных выше вариантах выполнения системы, и наоборот. 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,
20 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
25 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
30 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 основании 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 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. 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 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 не определяет конкретный порядок выполнения шагов, а, скорее, используется для упрощения дальнейших ссылок на эти шаги.

5 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 системами, модулями, оборудованием или способами, в пределах объема настоящего раскрытия. Другие компоненты, показанные и рассмотренные непосредственно связанными или сообщающимися друг с другом, могут быть 10 связаны и сообщаться друг с другом косвенно, через какие-либо интерфейсы, устройства или промежуточные компоненты, электрически, механически или иным путем. Другие примеры изменений, замен или модификаций очевидны специалисту и могут быть осуществлены в пределах раскрытых здесь существа и области защиты.

15

ПЕРВОНАЧАЛЬНАЯ ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система обработки акустических данных для идентификации события, включающая:

- 5 приемный блок, содержащий процессор и память, причем приемный блок выполнен с возможностью приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или по области размещения датчиков, а в памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для:
- 10 приема от датчика сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, и представляющего акустический сигнал по спектру частот;
- определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру
- 15 частот; и
- генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

2. Система для обработки акустических данных, включающая:

- 20 приемный блок, содержащий процессор и память, и выполненный с возможностью приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или по области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины, причем в памяти хранится прикладная программа
- 25 обработки, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для:
- приема от датчика сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков, и представляющего
- 30 акустический сигнал по спектру частот;
- определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот; и

генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

3. Система по п. 1 или 2, дополнительно включающая:

5 датчик, содержащий оптоволоконный кабель, расположенный вдоль трассы размещения датчиков; и

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

10

4. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает центроид спектра, являющийся показателем центра тяжести спектра частот акустического сигнала.

15 5. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает разброс спектральных значений, являющийся показателем распределения энергии акустического сигнала вокруг центроида спектра.

20 6. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включают спад частотной характеристики, являющийся показателем наличия частотного диапазона с заданным процентным содержанием величины силы сигнала по спектру частот.

25 7. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает асимметрию спектральной характеристики, являющуюся показателем симметрии распределения значений спектральных величин вокруг среднего арифметического значения спектральных величин.

30 8. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне, являющееся мерой энергии сигнала в заданных диапазонах частот по спектру частот.

9. Система по п. 8, в которой энергией сигнала в каждом частотном диапазоне из заданных частотных диапазонов является энергия, нормированная относительно полного СКЗ энергии по спектру частот.

5

10. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала содержит СКЗ полной энергии, представляющее собой среднеквадратическое значение колебаний сигнала, вычисленное во временной области.

10

11. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает неравномерность спектральной характеристики, представляющую собой отношение среднего геометрического величины энергии спектра сигнала к среднему арифметическому.

15

12. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает наклон спектральной характеристики, представленный линейной аппроксимацией формы спектра сигнала.

20

13. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает эксцесс спектра, содержащий показатель неравномерности спектральной характеристики вокруг среднего значения спектра в сигнале.

25

14. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает скорость изменения спектра мощности, являющуюся мерой изменения величины спектра, просуммированной по меньшей мере части частот, имеющих в сигнале, между последовательными определениями признаков в частотной области.

30

15. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала включает функцию автокорреляции спектра,

являющуюся показателем задержки сигнала, обеспечивающей максимальное значение корреляции между сигналом и задержанным сигналом.

16. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой ряд признаков в частотной области сигнала содержит по меньшей мере два из следующих: центроид спектра, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, СКЗ энергии в диапазоне, полное СКЗ энергии, неравномерность спектральной характеристики, наклон спектральной характеристики, эксцесс спектра, скорость изменения спектра мощности или функцию автокорреляции спектра.

17. Система по любому из предыдущих пунктов, в которой сигнал содержит первый размер данных, при этом выходные данные содержат второй размер данных, где первый размер данных больше второго размера данных.

18. Система обнаружения события, использующая акустические данные, включающая:

процессорный блок, содержащий процессор и память, приспособленный для связи с приемником, причем память содержит прикладную программу анализа, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для:

получения от приемника сигнала, содержащего ряд признаков в частотной области, свидетельствующих об акустическом сигнале и характеризующих акустический сигнал по спектру частот;

сравнения ряда признаков в частотной области с одним или более комплексами признаков события, содержащими пороговые значения или интервалы для каждого из ряда признаков в частотной области;

определения наличия соответствия ряда признаков в частотной области по меньшей мере одному комплексу признаков события из одного или более комплексов признаков события;

определения наступления по меньшей мере одного события на основе определения наличия соответствия ряда признаков в частотной области по меньшей мере одному комплексу признаков события; и

генерирования выходных данных о наступлении по меньшей мере одного события, на основе упомянутого определения.

19. Система обнаружения события с использованием акустических данных, включающая:

процессорный блок, имеющий процессор и память и приспособленный для связи с приемником, причем память содержит прикладную программу для анализа, которая, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для:

приема от приемника сигнала, содержащего ряд признаков в частотной области, характеризующих акустический сигнал при условии, что акустическим сигналом не является акустический сигнал из ствола скважины, и являющихся показателем акустического сигнала по спектру частот;

сравнения ряда признаков в частотной области с одним или более комплексами признаков события, содержащими пороговые значения или интервалы для каждого из ряда признаков в частотной области;

определения совпадения ряда признаков в частотной области с по меньшей мере одним комплексом признаков события из одного или более комплексов признаков события;

определения наступления по меньшей мере одного события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с по меньшей мере одним признаком комплекса события; и

генерирования выходных данных наступления по меньшей мере одного события на основе этого определения.

20. Система по п. 18 или 19, в которой комплексы признаков события включают по меньшей мере один из комплексов признаков: комплекс признаков железнодорожного вагона, комплекс признаков транспортного потока, комплекс признаков системы обеспечения безопасности, комплекс признаков оборудования с вращением или вибрацией, комплекс признаков здания.

21. Система по любому из п.п. 18-20, в которой акустический сигнал создается по меньшей мере одним из источников: механическим источником,

источником биологического происхождения, турбулентным потоком текучей среды, утечкой текучей среды, метеорологическим явлением, столкновением объектов.

5 22. Способ обнаружения события с использованием акустических данных, при осуществлении которого:

 получают совокупность данных выборки, являющуюся выборкой акустического сигнала, получаемого от акустического датчика, и представляющую акустический сигнал по спектру частот;

10 определяют ряд признаков в частотной области для совокупности данных выборки;

 сравнивают ряд признаков в частотной области с комплексом признаков события, содержащим ряд пороговых значений, интервалов, или то и другое, соответствующих ряду признаков в частотной области;

15 определяют наличие соответствия ряд признаков в частотной области пороговым значениям, интервалам или тому и другому, комплекса признаков события; и

 определяют наличие события на основе определения соответствия ряда признаков в частотной области пороговым значениям, интервалам или тому и
20 другому, комплекса признаков события.

 23. Способ обнаружения события с использованием акустических данных, при осуществлении которого:

 получают совокупность данных выборки, являющуюся выборкой
25 акустического сигнала, полученного от акустического датчика, за исключением акустического датчика, находящегося внутри ствола скважины, и представляющую акустический сигнал по спектру частот;

 определяют ряд признаков в частотной области совокупности данных выборки;

30 сравнивают ряд признаков в частотной области с комплексом признаков события, содержащим ряд пороговых значений, интервалов или то и другое, соответствующих ряду признаков в частотной области;

определяют наличие соответствия ряд признаков в частотной области пороговым значениям, интервалам или тому и другому, комплекса признаков события; и

5 определяют наличие события на основе определения соответствия ряда признаков в частотной области пороговым значениям, интервалам или тому и другому, комплекса признаков события.

24. Система обработки акустических данных, включающая:

10 приемный блок, имеющий процессор и память, и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков, причем в памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для:

приема сигнала от датчика, содержащего акустический сигнал, принятый на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков;

15 определения ряда признаков в частотной области сигнала по спектру частот;

генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

20 25. Система обработки акустических данных, включающая:

приемный блок, имеющий процессор и память, и приспособленный для приема сигнала от датчика, расположенного вдоль трассы размещения датчиков или по области размещения датчиков, при условии, что трасса размещения датчиков или область размещения датчиков не проходят через ствол скважины, а
25 в памяти хранится прикладная программа обработки, которая, при исполнении ее процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для:

приема от датчика сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого на одном или более расстояниях вдоль трассы размещения датчиков или по части области размещения датчиков;

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

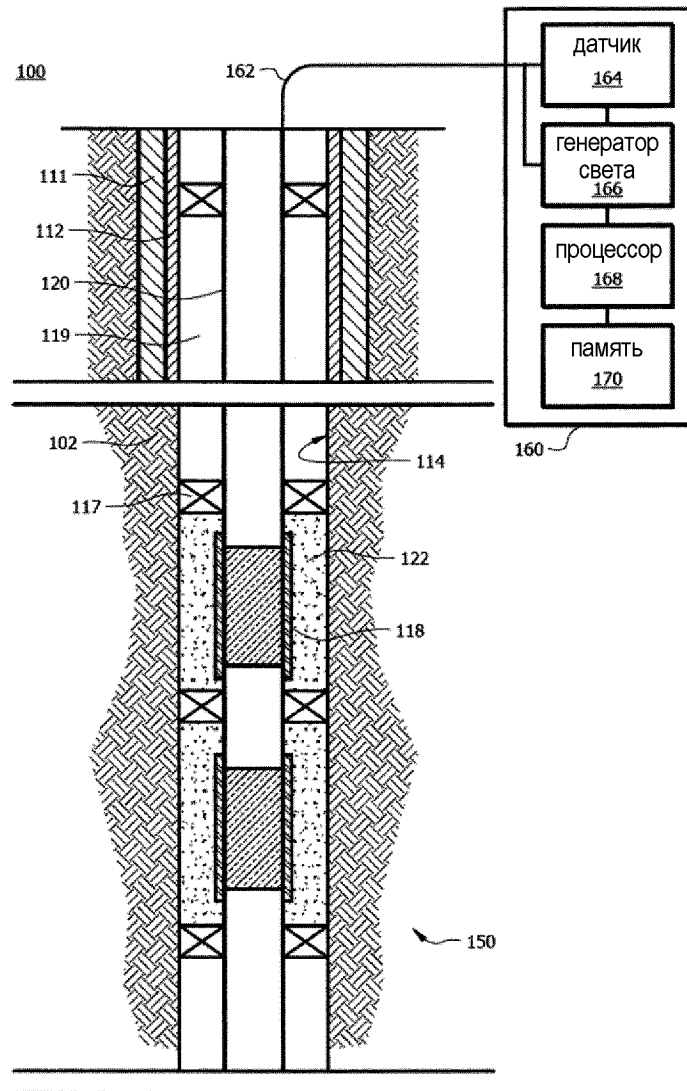
генерирования выходных данных, содержащих ряд признаков в частотной области.

26. Система по п. 24 или 25, в которой прикладная программа обработки дополнительно обеспечивает конфигурирование процессора для:

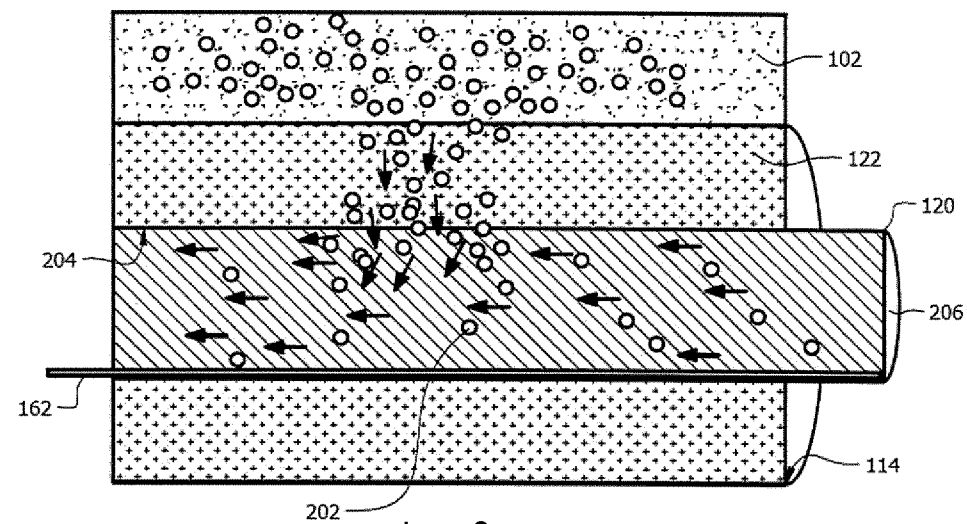
5 сравнения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события; и

определения наличия события, соответствующего комплексу признаков события на основе определения совпадения ряда признаков в частотной области с комплексом признаков события.

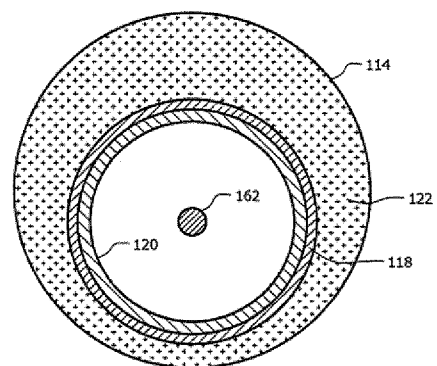
10 27. Система по п. 24 или п. 25, в которой датчик расположен внутри или вдоль по меньшей мере одного объекта из: железнодорожной линии, дороги, трубопровода, ограждения, промышленного оборудования.



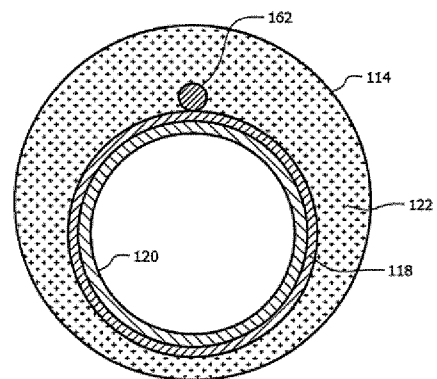
Фиг. 1



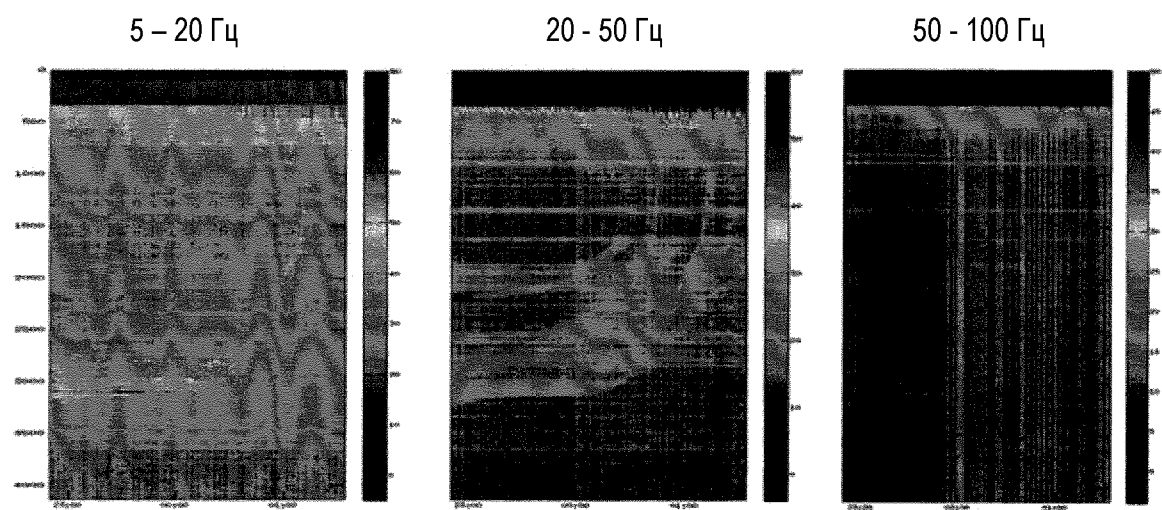
Фиг. 2



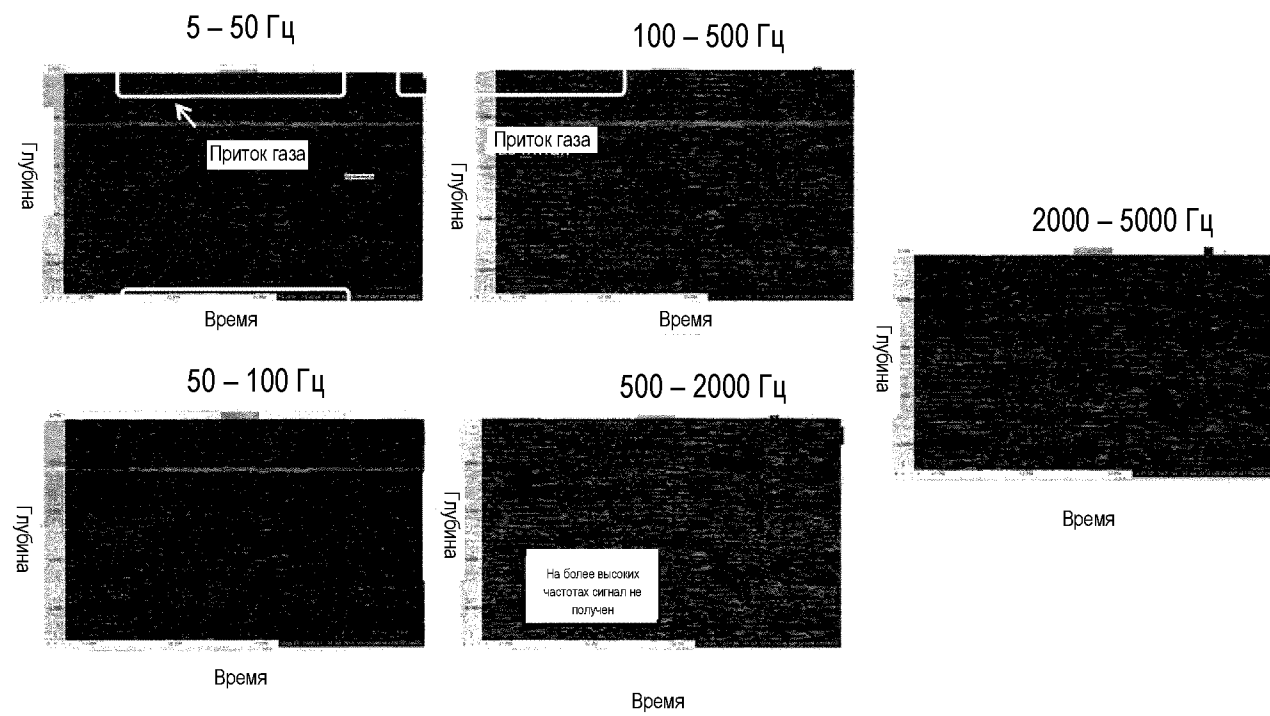
Фиг. 3А



Фиг. 3Б



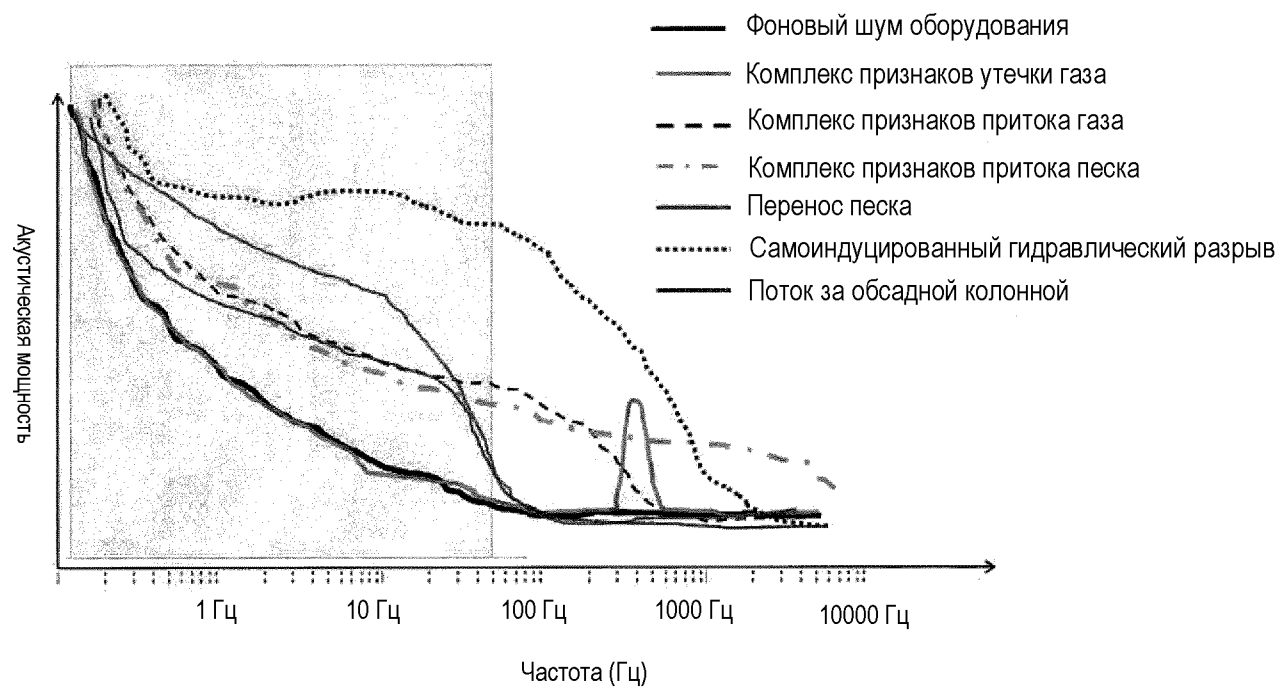
Фиг. 4



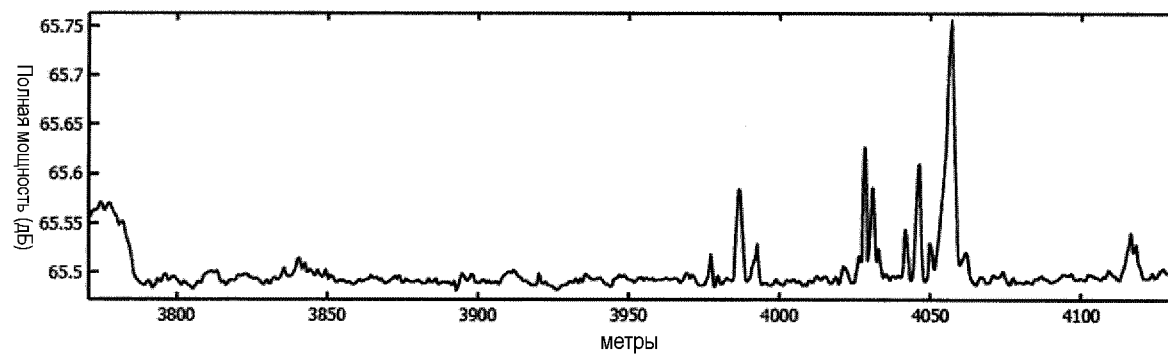
Фиг. 5



Фиг. 6



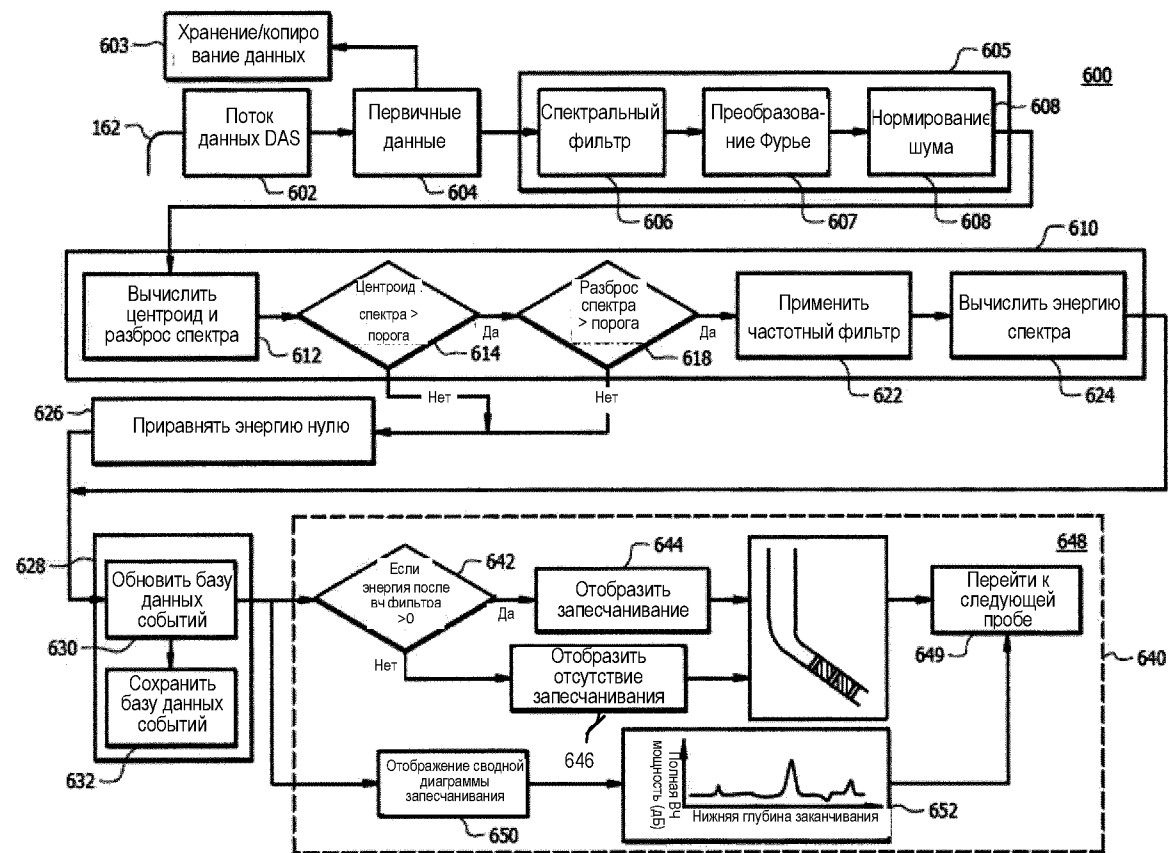
Фиг. 7



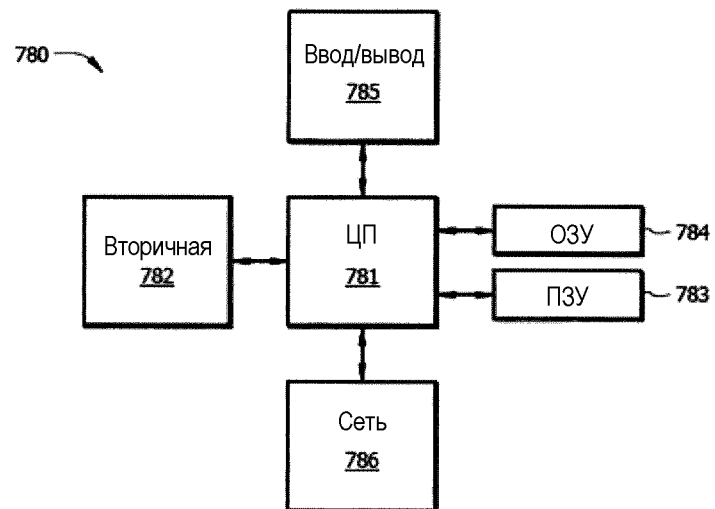
Фиг. 8

4/6

8/10



Фиг. 9



Фиг. 10