

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202090528** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.07.10

(22) Дата подачи заявки
2018.08.23

(51) Int. Cl. *E21B 43/04* (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)
E21B 47/00 (2012.01)
E21B 47/10 (2012.01)
E21B 47/12 (2012.01)

(54) ОБНАРУЖЕНИЕ МЕСТ СКВАЖИННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ

(31) 62/549,274

(32) 2017.08.23

(33) US

(86) PCT/EP2018/072811

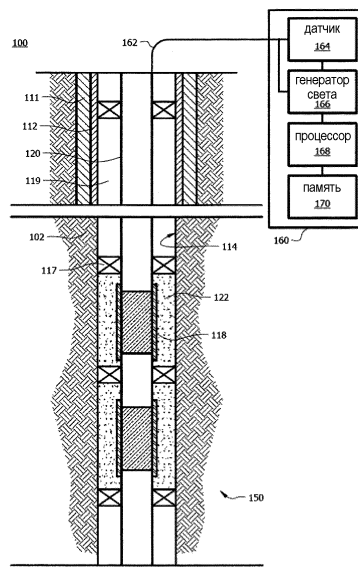
(87) WO 2019/038401 2019.02.28

(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 описан способ обнаружения пескопроявления внутри скважины, при осуществлении которого получают совокупность данных выборки, определяют ряд признаков в частотной области для совокупности данных выборки по ряду интервалов по глубине, определяют наличие пескопроявления на первом интервале по глубине из ряда интервалов по глубине в стволе скважины на основании определения того, что ряд признаков в частотной области по первому интервалу по глубине соответствует комплексу признаков пескопроявления, и определяют наличие миграции песка вдоль второго интервала по глубине из ряда интервалов по глубине внутри ствола скважины на основании определения того, что ряд признаков в частотной области по второму интервалу по глубине соответствует комплексу признаков миграции песка. Совокупностью данных выборки является выборка акустического сигнала, возникающего внутри скважины, содержащей текучую среду, представляющая акустический сигнал по спектру частот.



A1

202090528

202090528

A1

ОБНАРУЖЕНИЕ МЕСТ СКВАЖИННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ

5 Предпосылки создания изобретения

Из скважины для добычи углеводородов могут добываться различные текучие среды, например, углеводороды, вода, газ и др, поступающие из пласта. Добыча текучих сред может приводить к их перемещению в разных подземных областях, включая подземный пласт, из пласта в ствол скважины и в самом
10 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. Вынос песка может происходить,
15 когда продуктивные пласты сформированы неплотными песчаниками с низкой прочностью на сжатие при возможности бокового расширения. В таких пластах, вследствие недостаточно активной борьбы с поступлением песка в скважину может возникнуть необходимость снижения добычи для снижения выноса песка до приемлемого уровня. Это может привести к снижению нефтедобычи и,
20 потенциально, к задержке добычи более 75% продукции из скважины.

Ранее предпринимались попытки обнаружить перемещение внутри ствола скважины различных текучих сред, включая и среды с содержащимися в них частицами. Например, для обнаружения песка пытались использовать
25 акустические точечные датчики, помещенные на поверхности скважины и закрепленные на нефтепроводе. Извлекаемые частицы песка, проходящие по нефтепроводу вместе с добываемыми текучими средами (например, нефтью, газом и водой), соприкасаются со стенками трубы, особенно на изгибах и коленах нефтепровода. Эти контакты вызывают волны напряжения, которые воспринимаются как акустические сигналы акустическими датчиками,
30 установленными на стенке трубы. Однако эти способы обнаружения позволяют только зафиксировать факт присутствия песка на поверхности оборудования или вблизи него и, в лучшем случае, являются качественными (например, только указывают на присутствие песка).

Сущность изобретения

В вариантах осуществления настоящего изобретения предлагается способ обнаружения поступления песка в скважину, включающий получение совокупности данных выборки, определение ряда признаков в частотной области для совокупности данных выборки по ряду интервалов по глубине, определение наличия пескопроявления на первом интервале по глубине из ряда интервалов по глубине в стволе скважины на основании определения того, что ряд признаков в частотной области по первому интервалу по глубине соответствует комплексу признаков пескопроявления (англ. – sand ingress signature), и определение наличия миграции песка вдоль второго интервала по глубине из ряда глубин внутри ствола скважины на основании определения того, что ряд признаков в частотной области по второму интервалу по глубине соответствует комплексу признаков миграции песка. Совокупностью данных выборки является выборка акустического сигнала, возникающего внутри ствола скважины, содержащей текучую среду, причем эта совокупность представляет акустический сигнал по спектру частот.

В некоторых вариантах предлагается система определения пути миграции песка, включающая приемный блок, содержащий процессор и память. Приемный блок выполнен с возможностью приема первого сигнала от датчика, расположенного в стволе скважины, а в памяти хранится прикладная программа обработки. Прикладная программа обработки, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от датчика первого сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого в ряде зон по глубине внутри ствола скважины, определения наличия пескопроявления внутри ствола скважины в первой зоне по глубине из ряда зон по глубине, с использованием первого сигнала, определения наличия миграции песка между первой зоной по глубине и второй зоной по глубине из ряда зон по глубине, с использованием первого сигнала, и идентификации места пескопроявления из продуктивного пласта, находящегося во второй зоне по глубине.

В некоторых вариантах предлагается способ восстановления скважины, в котором определяют наличие пескопроявления на первой глубине в стволе скважины, идентифицируют, используя данные вторичной информации, глубину барьера для текучей среды в стволе скважины, определяют, используя данные вторичной информации, путь потока текучей среды между глубиной

пескопроявления и барьером для текучей среды, изолируют путь потока текучей среды, блокируют проникновение текучей среды из пути потока текучей среды в ствол скважины и сокращают пескопроявление в скважину в результате блокирования поступления текучей среды.

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

Описанные здесь варианты осуществления 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 изобретения для лучшего понимания приведенного далее подробного описания изобретения. Описанные выше различные характеристики, а также другие особенности, будут более понятны специалистам при ознакомлении с
10 чертежами. Специалистам также будет понятно, что раскрытые концепция и конкретные варианты выполнения могут быть использованы в качестве базы для модификации или разработки других конструкций, предназначенных для тех же целей, что и изобретение. И специалистам будет понятно, что такие эквивалентные конструкции могут быть реализованы в пределах сущности и
15 области притязаний настоящего изобретения, как они определены приложенной формулой изобретения.

Краткое описание чертежей

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

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

на фиг. 2 схематично представлен вид трубчатого элемента в скважине с пескопроявлением, в соответствии с вариантом осуществления;

30 на фиг. 3А и 3Б представлены схематичные виды сечения вариантов скважины со скважинным трубчатым элементом, 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 схематически представлен вариант 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 осуществления;

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

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

20 на фиг. 11А-11В схематично показана окружающая среда скважины, в соответствии с некоторыми представленными здесь способами.

Подробное описание осуществления изобретения

Если отдельно не определено другого, 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 25 элементами, и может также включать косвенное взаимодействие между описанными элементами. В приведенном далее рассмотрении и в формуле изобретения, термины "включающий" и "содержащий" используются в неограничивающей форме и, поэтому, должны пониматься как обозначающие 30 "включающий, но не сводящийся к...". Ссылка на верх или низ будет использоваться для целей описания терминами "верх", "верхний", "вверх", "вверх по потоку" или "наверху", означающих направление к поверхности ствола скважины, и терминами "низ", "нижний", "вниз", "вниз по потоку" или "внизу", означающих направление к концу скважины, вне зависимости от ее

ориентации. Ссылка на внутренний или внешний, использующая для целей описания термины "в", "внутренний" или "внутри", означает направление к центральной продольной оси ствола скважины и/или его трубчатого элемента, а "снаружи", "внешний" или "наружный", означает направление к стенке ствола скважины. В настоящем описании, термины "продольный" и "продольно" относятся к оси, фактически совпадающей с центральной осью трубчатого элемента ствола скважины, а "радиальный" и "радиально" относятся к направлению, перпендикулярному к продольной оси. Различные характеристики, упомянутые выше, а также другие признаки и характеристики, более подробно описанные ниже, будут хорошо понятны специалистам из настоящего раскрытия, при ознакомлении с приведенным далее подробным описанием вариантов осуществления со ссылками на приложенные чертежи.

Настоящее раскрытие относится к новой архитектуре для обработки сигнала в реальном времени, позволяющей идентифицировать различные скважинные события, включая обнаружение притока газа, обнаружение утечки в скважине, мониторинг 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 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 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 фонового 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. Согласно настоящему раскрытию, различные признаки в частотной области могут быть получены из акустического сигнала, и в некоторых обстоятельствах 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 обработки данных (например, сокращение более 100 раз, более 500 раз или более 1000 раз, или более 10000 раз).

Акустический сигнал может быть получен методом, обеспечивающим получение сигнала вдоль всего ствола скважины или интересующей его части. В 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 "фонового" 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 (DAS – от англ. distributed acoustic sensor) улавливают акустические сигналы, образующиеся в результате скважинных событий, например, притока газа, протекания текучих сред через сужения, пескопроявления 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 (англ. – spectral signature), более подробно описанным в настоящем раскрытии.

5 Кроме того, 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
10 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 1 ТБ/ч), что создает трудности в работе с этими данными, их передаче, обработке и хранении. В
15 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
20 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 будут предприняты какие-либо корректирующие меры, что ведет к задержке добычи.

25 Возможность идентификации различных событий в стволе скважины может обеспечить выполнение различных действий (корректирующих процедур) в виде реакции на событие. Например, скважина может быть остановлена, добыча может быть увеличена или уменьшена и/или могут быть предприняты соответствующие корректирующие меры в стволе скважины, в зависимости от
30 идентифицированного события. Эффективная ответная мера, при необходимости ее принятия, использует не просто бинарный сигнал "да/нет" идентификации внутрискважинных событий, но также и относительное количество текучих сред и/или твердых частиц (например, концентрации песка, объема притока газа, объема потока текучей среды в сужении ствола и т.д.) в каждой из

идентифицированных зон, благодаря чему в зонах скважины, где количество
текучей среды и/или песка максимально, меры могут быть приняты в первую
очередь, для улучшения или оптимизации добычи. Например, когда
5 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
быть использованы с обработкой в реальном времени акустических данных DAS,
10 для создания различных прикладных методов скважинных исследований. В
частности, методы обработки данных могут быть использованы для различных
скважинных исследований характеристик текучей среды в скважине, например,
обнаружения притока/оттока, фазового расслоения текучей среды, мониторинга
целостности скважины, обнаружения просачивания в скважину (например,
15 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
20 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),
25 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
30 элементах скважины.

В некоторых вариантах выполнения, использование описанных здесь
систем и способов может дать информацию о зонах 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 зонами 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 зон скважины с пескопроявлением, используя данные распределенного оптоволоконного акустического датчика в качестве источника входных данных.

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

Как показано на фиг. 1, пример среды 100 включает ствол 114 скважины, пронизывающий подземный продуктивный горизонт 102, обсадную трубу 112, охватывающую по меньшей мере часть ствола 114 скважины, и трубчатый элемент 120, проходящий через ствол 114 скважины и обсадную трубу 112. Вдоль трубчатого элемента 120 имеется несколько разнесенных сетчатых фильтров или узлов 118. Кроме того, между трубчатыми элементами 120 и боковой стенкой скважины 114 расположено несколько разнесенных изолирующих устройств 117 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.

В общем, ствол 114 скважины может быть пробурен в подземном продуктивном горизонте/пласте 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. В общем, вся скважина или ее части могут быть вертикальными, наклоненными под любым приемлемым углом, горизонтальными и/или криволинейными. Кроме того, ствол 114 скважины может быть стволом новой скважины, существующей скважины, прямой скважины, скважины увеличенной протяженности, скважины с боковым стволом, многозабойной скважиной или скважины другого типа, для бурения и заканчивания одной или более продуктивных зон 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 колонна 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
5 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 зонам скважины и обычно образует трубопровод для текучих сред, для их
10 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 зон. Например, изолирующие устройства 117 используются для изоляции различных зон внутри скважины 114. В данном варианте выполнения, каждым изолирующим
15 устройством 117 может быть пакер (например, эксплуатационный пакер колонны, пакер для забойного гравийного фильтра, пакер для гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра и т.д.). Изолирующее устройство 117 для разобщения зон скважины может быть расположено между фильтрами 118, например, для разобщения различных зон гравийной набивки или интервалов
20 вдоль ствола 114 скважины друг от друга. Вообще, расстояние между каждой парой изолирующих устройств 117 для разобщения смежных зон определяет продуктивный интервал.

Узлы 118 фильтров определяют возможности защиты от пескопроявления. В частности, сетчатые элементы 118 фильтра защиты от поступления песка, или
25 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
30 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) 5
Снаружи вокруг любой такой фильтрующей среды может быть установлен защитный внешний кожух с множеством сквозных отверстий.

10 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 15
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.

Текущая 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 20
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 25
участку в любое время.

При добыче текучей среды в скважину 114 и в колонну заканчивания скважины, вместе с текучей средой (например, нефть, вода, природный газ и др.) могут проходить различные твердые частицы, имеющиеся в нефтяном пласте. В настоящем описании такие твердые частицы называются "песок", и могут 30
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.

На фиг. 1 показана система DAS, содержащая акустическую сенсорную систему на основе оптоволоконна 162, в которой используется обратно рассеянный оптический компонент света, введенного в оптоволоконно для обнаружения акустических возмущений (например, динамических напряжений) по длине оптоволоконна 162. Свет может генерироваться источником 166 света, например, лазером, который может генерировать импульсы света. Оптоволоконно 162 выполняет функцию чувствительного элемента, не имеющего дополнительных преобразователей на пути светового луча, и измерения могут выполняться по всей длине оптоволоконна 162. Измеренные значения могут быть определены оптическим приемником, например, датчиком 164, и подвергнуты фильтрации для получения измерений от заданной точки или расстояния по глубине, обеспечивая распределенное измерения, предоставляющее выборочные данные для нескольких зон вдоль оптоволоконна 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 оптоволоконна 162, которое обычно перекрывает по меньшей мере продуктивную зону 150 скважины 114.

Свет, отраженный в обратном направлении в оптоволоконне 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 оптоволоконну 162. Свет, возникший в результате обратного рассеяния по длине оптоволоконна 162, может быть использован для получения характеристик среды, окружающей оптоволоконно 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 оптоволоконна 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.

5 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
10 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 схеме процессор показан в составе устройства 160 обнаружения, он также может
15 располагаться вне устройства 160 обнаружения, включая также и расположение вдали от устройства 160 обнаружения. Датчик 164 может быть использован для получения данных с различной скоростью, и может принимать данные со скоростью, достаточной для обнаружения нужных акустических сигналов с широкой полосой. В варианте осуществления может быть достигнут интервал
20 разрешения по глубине примерно от 1 м до 10 м. В то время как описываемая система 100 может быть использована с DAS системой для получения акустического сигнала для местонахождения или глубины в скважине 114, для выполнения описанных здесь шагов обработки может быть использована любая подходящая система обнаружения акустических сигналов. Например, для
25 получения акустического сигнала в данном месте могут быть использованы различные микрофоны и иные датчики, использующие описанную здесь обработку сигнала. Преимуществом использования DAS системы является то, что акустический сигнал может быть получен по большому числу мест и/или по непрерывной протяженности скважины 114, вместо дискретных точек.

30 Конкретные комплексы спектральных признаков могут быть определены для каждого события путем учета одного или более признаков в частотной области. Полученные комплексы спектральных признаков далее могут быть использованы вместе с обработанными данными акустических сигналов для определения наступления события на интересующей глубине. Комплексы

спектральных признаков могут быть определены путем рассмотрения перемещений и потоков различного типа, происходящих внутри скважины и характеризующих признаки в частотной области для каждого типа перемещений.

В первую очередь, может быть рассмотрено пескопроявление. Как
5 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,
10 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 ударяющих частиц песка. Это может зависеть от ряда факторов, включая, среди прочего, направление движения песка 202 в скважине 114 и/или трубчатом
15 элементе 120. Результирующие случайные ударения могут порождать случайный широкополосный акустический сигнал, который может восприниматься оптоволоконном 162, прикрепленным (например, притянутым) к трубчатому элементу 120. Отклик на случайное возбуждение дает широкополосный акустический сигнал с частотами возбуждения, простирающимися до
20 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 может быть пропорциональна концентрации песка 202, создающего возбуждения, поэтому при увеличении концентрации песка 202 можно ожидать
25 повышение мощности в широкой полосе частот. В некоторых вариантах выполнения, полученные широкополосные акустические сигналы, которые могут быть идентифицированы, могут включать частоты примерно в интервале 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
30 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 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
5 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
10 увеличенной мощности из-за усиления турбулентности в потоке несущей
текучей среды. Фоновые шумы могут обнаруживаться в виде аддитивных
сигналов, наложенных на широкополосные акустические сигналы,
обусловленные песком 202 в процессе пескопроявления.

Помимо генерируемых акустических сигналов различных типов, может
15 также рассматриваться и ряд источников, генерирующих эти акустические
сигналы. Вообще, можно считать, что номенклатура источников сигнала
включает поток текучей среды через продуктивный пласт 102, не содержащий
или содержащий песок, поток текучей среды с песком 202 или без песка через
гравийный фильтр 122, поток текучей среды с песком или без песка внутри или
20 через трубчатый элемент 120 и/или песчаный фильтр 118, поток текучей среды с
песком 202 внутри или через трубчатый элемент 120 и/или песчаный фильтр 118,
поток текучей среды без песка 202 в трубчатый элемент 120 и/или песчаный
фильтр 118, втекание газа/жидкости, гидроразрыв, утечку текучих сред через
узкие места (например, утечки газа, утечки жидкости и т.д.), акустические шумы
25 механического оборудования и шумы геофизического происхождения, и шум
возможной точки отражения внутри волокна, вызванный трещинами в
рассматриваемом оптоволоконном кабеле/проводнике.

Для текучей среды 206 с потенциальной возможностью переноса ею песка
202 в продуктивном пласте 102, вероятность того, что какой-нибудь
30 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
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.

5 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.

10 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
15 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
20 120 и/или песчаный фильтр 118, могут быть заглушены низкочастотными акустическими сигналами, создаваемыми турбулентным потоком текучей среды.

В варианте осуществления, 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
25 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
30 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.

Согласно 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 вероятность того, что любой генерируемый акустический сигнал будет обнаружен оптоволокну 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.

Для потока газа в стволе скважины, близость оптоволокну 162 может увеличить вероятность того, что любые генерируемые акустические сигналы будут обнаружены оптоволокну 162. Поток газа в скважине с высокой вероятностью будет сопровождаться турбулентностью в широком частотном диапазоне. Например, акустические сигналы от поступающего газа могут 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 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 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 помочь в определении комплекса признаков притока газа.

В случае гидравлического разрыва, акустический сигнал может создать самоиндуцированный разрыв подземного пласта из-за возникновения различных условий в пласте. Интенсивность этого сигнала может обнаруживаться оптоволоконном 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.

5 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
10 высокочастотных компонентов в полученном отклике. Уникальность комплекса признаков пескопроявления 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
15 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.

20 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
25 анализа данных. Показанная в составе устройства 160 обнаружения память 170 может содержать одно или более запоминающих устройств, любое из которых может располагаться вне устройства 160 обнаружения. В варианте осуществления, процессор 168 может выполнять программу, которая может конфигурировать процессор 168 для пространственной фильтрации массива
30 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 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 акустических данных. В зависимости от типа используемой DAS системы, оптические данные могут обладать или не обладать фазовой когерентностью, и могут быть подвергнуты предварительной обработке для улучшения качества сигнала (например, для нормирования оптоэлектронного шума/исключения тренда в подавлении шума от точечных отражений посредством использования методов медианной 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 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 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 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 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 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, 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, 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 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 может быть выполнен ряд конкретных шагов по обработке. В варианте осуществления, 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 осуществления, 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.

Фильтрация этого типа может иметь ряд преимуществ помимо сокращения размера массива данных. Вне зависимости от того, подвергается или нет массив акустических данных пространственной фильтрации, результирующие данные, например данные акустической выборки, использованные для следующего шага анализа, могут характеризовать акустическую выборку на заданной глубине (например, вся длина оптоволокна, некоторая его часть или точечный источник в скважине 114). В некоторых вариантах осуществления, массив акустических данных может содержать множество выборок акустических сигналов, полученных от пространственного фильтра, для получения данных по нескольким интервалам глубины. В некоторых вариантах осуществления, выборка акустического сигнала может содержать акустические данные в интервале глубин, достаточные для охвата нескольких заданных точек. В некоторых вариантах осуществления, данные акустической выборки содержат информацию в полном частотном диапазоне для глубины, представляемой выборкой. Другими словами, различные шаги фильтрации, включая пространственную фильтрацию, не удаляют частотной информации из данных акустической выборки.

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 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.

5 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, 10 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 15 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 20 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 25 или характеристики акустических сигналов. Имеется ряд факторов, которые могут повлиять на выбор признаков в частотной области для каждого события. Например, выбранный дескриптор должен остаться относительно неизменным под влиянием помеховых воздействий от окружающей среды, например, помехового шума от электроники/оптики, одновременно действующих 30 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 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.

Что касается выбора признака (-ов) в частотной области для события, 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 вполне различимые 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 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 события, описываемому в настоящем раскрытии. Такие признаки в частотной области могут включать, среди прочих, центроид спектра, разброс спектральных значений, спад спектральной характеристики, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратичное значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии поддиапазонов/соотношение энергий 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 простираться 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:

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

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

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

Среднеквадратическое значение энергии в диапазоне является мерой энергии сигнала в пределах заданных частотных элементов разрешения, которые далее могут быть использованы для формирования амплитуды сигнала. Выбор ширины полос может быть основан на характеристиках принятого акустического сигнала. В некоторых вариантах выполнения, соотношение энергии поддиапазонов, представляющих отношение верхней частоты в выбранном диапазоне к нижней частоте в выбранном диапазоне, может находиться в пределах примерно от 1,5:1 до 3:1. В некоторых вариантах выполнения, соотношение энергии в поддиапазонах может варьироваться примерно от 2,5:1 до 1,8:1, или в других случаях, примерно 2:1. В некоторых вариантах осуществления, 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 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 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 осуществления, 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

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
5 подвергнуты дальнейшему анализу с использованием описанного выше признака 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
10 сигналом. Это обеспечивает расчет основного периода путем выбора 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
15 установлены защитные элементы скважины, требующие мониторинга.

Любой из этих признаков в частотной области или любая комбинация этих признаков в частотной области, могут быть использованы для получения комплекса акустических признаков для скважинного события. В варианте выполнения, выбранная совокупность характеристик может быть использована
20 для получения комплекса акустических признаков для каждого события, и/или все из признаков в частотной области, которые были вычислены, могут быть использованы как группа в определении комплекса акустических признаков для события. Конкретные вычисленные значения признаков в частотной области могут меняться в зависимости от конкретных свойств системы обнаружения
25 акустического сигнала так, что абсолютное значение каждого признака в частотной области может меняться от системы к системе. В некоторых вариантах осуществления 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
30 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.

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, пескопроявления или притока песка, переноса песка внутри трубчатого элемента, самоиндуцированного гидравлического разрыва и потока за обсадной колонной. Для определения события каждого типа могут быть использованы несколько 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 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 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 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 ожидать в частотных интервалах разрешения, представляющих частоты вплоть до 500 Гц, в то время как интервалы 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

быть определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков утечки газа.

Событие, включающее в себя приток газа из пласта месторождения в скважину, может быть определено комплексом акустических признаков, включая

5 центроид спектра в пределах диапазона нижних частот (например, в полосе примерно от 0 Гц до 500 Гц). Разброс спектральных значений может быть относительно небольшим, если ожидаемый сигнал может не иметь широкой

10 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 содержать СКЗ энергии в полосе, или будут иметь существенно

15 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,

20 может демонстрировать наибольшую СКЗ энергию в полосе по сравнению с частотными интервалами разрешения, представляющими другие полосы частот. Для события притока газа могут также быть определены дополнительные

25 признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков притока газа.

Событие, включающее в себя пескопроявление, может быть охарактеризовано комплексом акустических признаков, включающих центроид

30 спектра на 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

35 интервалах разрешения, представляющих частоты выше 500 Гц, будет, ожидаемо, иметь значения выше нуля, показывая тем самым, присутствие широкополосных колебаний. Для события пескопроявления могут также быть

40 определены дополнительные признаки в частотной области и использованы как часть комплекса признаков пескопроявления.

Событие с потоком текучей среды с высоким расходом из пласта в ствол скважины и/или внутри снаряда для заканчивания нефтяной скважины может

45 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.

10 Событие, включающее в себя 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.

30 Событие с потоком текучей среды, проходящей сужение, содержащее 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 с потоком 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, включающее в себя 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, включающее в себя 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, включающее в себя 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 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 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 в породе.

5 В то время как выше были приведены численные интервалы процессов, реальные 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.

10 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 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 15 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 20 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. 30

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
5 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
10 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
15 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
20 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
25 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
30 событий и, в некоторых случаях, для идентификации новых скважинных
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 5 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 10 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 рассмотрено выше, разброс спектральных значений может быть 15 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 осуществления, могут быть вычислены обе величины, одни или 20 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 осуществления, сначала может быть определен только один из двух показателей. Если величина разброса 25 спектральных значений или центроида спектра, в зависимости от того, что будет 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, 30 тогда может быть определен другой показатель и проведено его сравнение с 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 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 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 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 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 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 осуществления, приток газа в скважину может быть охарактеризован комплексом признаков притока газа, содержащим пороговый диапазон для каждого из множества спектральных дескрипторов (разброса спектральных значений, спадания спектральной характеристики, асимметрии

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. 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 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 осуществления, 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 осуществления, 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 осуществления, 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 осуществления, 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, 5 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 10 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 осуществления, возникновение самоиндуцированного гидравлического разрыва может быть охарактеризовано комплексом признаков 15 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 20 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 25 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 30 признаков события.

В варианте осуществления, 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, 5
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 10
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 осуществления, возникновение трещины в горной породе может 15
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. 20
Процессор, использующий прикладную программу анализа, может быть 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 25
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 дополнение к обнаружению присутствия одного или более событий на 30
глубине или некотором месте стволе 114 скважины, программа анализа, 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, разрезе нефтеносного пласта, где должны быть определены места пескопроявления).

5 Затем может быть вычислена интенсивность акустического сигнала в совокупности фильтрованных данных, где интенсивность может представлять энергию или мощность акустического сигнала. Может быть вычислен ряд значений мощности или интенсивности. В варианте осуществления, может быть вычислено среднеквадратическое значение (СКЗ) спектральной энергии или соотношения энергии в поддиапазонах по полосе частот совокупности
10 фильтрованных данных для глубинных разрезов каждого из идентифицированных событий в течение заданного времени накопления, для 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,
15 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
20 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 осуществления, время накопления может составлять примерно от 0,1 секунды до 10 секунд, или примерно от 0,5 с.
25 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,
30 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 оптоволокна 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.

5 Этим обеспечивается простая идентификация тех точек или зон 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).

15 Когда значения спектральных дескрипторов превышают соответствующие пороги в комплексе признаков события, акустические данные могут быть подвергнуты фильтрации для получения акустических данных пескопроявления. В некоторых вариантах осуществления, 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 акустической выборки, равные соответствующим порогам или превосходящие их, могут быть подвергнуты фильтрации фильтром высоких частот. В варианте осуществления, совокупности данных акустической выборки, равные соответствующим порогам или превосходящие их, могут быть подвергнуты 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 осуществления, акустическая 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 колебания пескопроявления на фоне общего, низкочастотного шума потока текучей среды, принятого акустическим датчиком, возникающего от потока текучей среды и механических источников акустических сигналов.

Затем может быть вычислена интенсивность акустического сигнала в совокупности отфильтрованных данных, где интенсивность может быть представлена энергией или мощностью в акустических данных. В варианте осуществления, 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 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 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.

Результаты 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 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 оптоволокну 162, вместе с синхронизированной меткой времени, отмечающей время измерения. При создании визуального отображения данных каротажной диаграммы запесчанивания, СКЗ спектральная плотность энергии по глубинным 5 разрезам, которая не продемонстрировала совпадения спектров, может быть приравнена нулю. Этим обеспечивается простое наблюдение тех точек или зон по глубине, у которых центроиды спектра и разброс центральных значений превышают пороги. На фиг. 8 представлен пример варианта данных каротажной 10 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 15 петрофизической диаграмме каротажа в необсаженном стволе с индикацией зон скважины с запесчаниванием, с периодами накопления, для упрощения идентификации на фоне оборудования и продуктивных зон 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 20 отложена глубина точки выборки, и по оси z отложено время. В этом варианте осуществления создается DAS каротажная диаграмма запесчанивания, который позволяет отобразить распределение поступления песка по зонам скважины почти в реальном времени. В некоторых случаях, события запесчанивания могут не быть непрерывными, и каротажная диаграмма события, синхронизированная 25 по времени, может позволить отображать пескопроявление во времени.

Плотность (СКЗ) 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, какая зона скважины имеет 30 наибольшую долю в притоке песка, какая зона 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 каждой зоне 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 относительной величины пиков, может быть определено относительное количество поступления песка в различные зоны 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 аналогичных. Эта качественная оценка интенсивности песка по каждой из зон 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 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.

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 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, производительность добычи может быть временно увеличена. Результирующий анализ данных может быть выполнен по данным в период увеличенной 5 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 10 посредством, например, увеличения мощности сигнала для определения согласованности спектров. Увеличенные выходные сигналы также позволят более точно вычислить энергию песка. После идентификации интересующих зон скважины, уровни добычи могут быть отрегулированы с учетом расположения пескопроявлений и их количества. Любые изменения в количествах добываемого 15 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 осуществления, изменение производительности 20 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 25 отрегулирована производительность из скважины и/или одной или более ее зон, 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 одну или более продуктивную зону. Если ни одна из 30 продуктивных зон скважины не является регулируемой, могут быть проведены различные работы по восстановлению скважины для изменения добычи из разных зон скважины. Например, могут быть заблокированы различные впускные втулки, могут использоваться изолирующие устройства для разобщения зон для блокирования добычи из определенных зон скважины, и/или

могут быть проведены некоторые другие действия для сокращения пескопроявления (например, процедуры консолидации, и др.).

Такая же процедура анализа может быть использована с любыми другими комплексами признаков события, рассмотренными в настоящем описании.

5 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, 10 могут быть изменены давления, могут быть перекрыты одна более зон скважины, либо осуществлено любое другое изменение в процессе добычи. Например, производительность может быть временно увеличена. Анализ данных может быть выполнен по данным, полученным в период увеличенной 15 производительности. Вообще, можно ожидать, что увеличение расхода текучей среды в скважине приведет к росту интенсивности акустического сигнала в 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, 20 например, утечки текучей среды, гидравлических разрывах, и аналогичных событиях. Этим можно увеличить отношение сигнал/шум для более ясной 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 25 благодаря более высоким выходным сигналам. После того как идентифицированы представляющие интерес зоны 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 30 работы могут быть откорректированы соответствующим образом (например, 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 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.

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 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 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 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 зон скважины, в которых комплекс признаков события соответствует данным ИЧД. 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 некоторых вариантах

осуществления, 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 5 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.

Рассматривая в качестве примера пескопроявление, для обнаружения мест 10 поступления песка могут быть использованы дополнительные методы обработки данных. Полученные ИЧД данные могут быть далее подвергнуты перекрестному сравнению для идентификации зон скважины, имеющих комплекс признаков пескопроявления, для вычисления соответствующих данных каротажной диаграммы поступления песка. Например, акустические амплитуды в каждом из 15 нескольких частотных диапазонов могут быть подвергнуты сравнению для определения глубин с широкополосным откликом (например, зон скважины, где измеряется отклик во всех диапазонах), относительно фонового акустического сигнала. За фоновый акустический сигнал может быть принят акустический сигнал, измеренный при остановленной скважине (например, не добывающей 20 текущую 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 времени, должно в этом случае показывать увеличенный сигнал в по меньшей мере одном 25 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 зоны скважины с широкополосным откликом, и могут быть зарегистрированы СКЗ акустические энергии на более высоких частотах в идентифицированных зонах скважины в качестве интенсивности шума 30 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 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
5 определены несколько 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 несколько признаков в частотной области совпадают с комплексом признаков события, наличие события внутри скважины может быть
10 определено на основании 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 пласта в затрубное пространство в скважине, поступление газа из подземного пласта в скважину,
15 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 пласта, утечку текучей среды через скважинное уплотнение или
20 распространение трещины породы.

В варианте осуществления предлагаемый 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
25 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
30 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 осуществления предлагаемый 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, 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 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 осуществления предлагаемый 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, 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 протечки (притока) газа может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и определением того, произошла ли протечка газа из пласта в затрубное пространство.

В варианте осуществления предлагаемый 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 осуществления предлагаемый 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 осуществления предлагаемый 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 порогами и/или интервалами, и определением того, произошло ли песчаное сужение.

В варианте осуществления предлагаемый 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 притока жидкости в скважину может свидетельствовать о притоке жидкости в скважину (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 порогами и/или интервалами, и определением того, имеется ли поток текучей среды за обсадной колонной.

В варианте осуществления предлагаемый 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 осуществления предлагаемый 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, асимметрию спектральной характеристики, среднеквадратическое значение (СКЗ) энергии в диапазоне (или нормированные энергии в поддиапазонах/отношения энергий в диапазоне), громкость или 15 полную СКЗ энергию, скорость изменения спектра мощности и/или функцию автокорреляции спектра). Определение наличия просачивания текучей среды через сужение может быть осуществлено сравнением величины ряда признаков в частотной области в акустической выборке с порогами и/или интервалами, и 20 определением наличия просачивания текучей среды.

В варианте осуществления предлагаемый способ может быть использован для определения возникновения трещины внутри продуктивного пласта с использованием комплекса признаков возникновения трещины, содержащего пороговые значения и/или интервалы для ряда признаков в частотной области. 25 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 30 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, может быть осуществлен способ определения наличия пескопроявления внутри скважины, который может начаться с получения акустического сигнала из ствола скважины. Скважина может содержать текучую среду, служащую несущей 5 средой для песка. В некоторых вариантах осуществления, текучая среда может добываться из скважины во время получения акустического сигнала, поэтому текучая среда, переносящая песок, протекает внутри скважины или трубчатого элемента скважины, выполняющих роль НКТ, и/или текучая среда может втекать в скважину из продуктивного пласта.

10 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 выборки может представлять часть акустического сигнала для заданного интервала глубины или точки. В некоторых вариантах выполнения, 15 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 области и может быть преобразована в частотную область с использованием подходящего преобразования, например, преобразования Фурье. В некоторых 20 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 выборки может быть получена с использованием любого из способов, описанных в данном раскрытии, эта совокупность также может быть получена от 25 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 или систем обработки, описанных в настоящем раскрытии.

Затем может быть получено согласование спектра совокупности данных 30 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 общем 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 оптоволокну, возвращается в виде рассеянного назад света, может соответствовать расстоянию прохождения, то есть, глубине в скважине, акустические данные могут быть обработаны с получением выборки,

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.

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 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, 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 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 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 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.

Возвращаясь к 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 5 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 10 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 15 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, 20 610 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 25 часть данных каротажной диаграммы события.

Полученный результат определения затем может быть передан в 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 30 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
5 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
10 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
15 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 сигнал, или любую их
20 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
25 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. Общее сокращение размера файла, при учете сокращение файла на шагах 605
30 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 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.

5 Данные, сохраняемые в процессе интегрирования данных, могут быть 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 10 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 15 (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 спектра не равна нулю, процесс может перейти на шаг 644. На шаге 644, 20 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. 25 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 30 пескопроявления по длине скважины в реальном времени, или близком к реальному.

Процесс 640 отображения может также 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 5 650, 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 временем накопления, для получения и отображения нескольких каротажных диаграмм запесчанивания в реальном времени или близком к реальному, для изменения настроек эксплуатационной скважины. 15

Как было описано выше, по результатам идентификации мест пескопроявления или мест, где поступление песка отсутствует, могут быть 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 текущей среде, добываемой из скважины. Например, если песок обнаруживается в добываемой текущей 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 текущей среды из скважины может быть временно увеличен. Анализ получаемых данных может быть проведен по данным в течение периода увеличенной производительности извлечения текущей среды. Вообще, можно ожидать, что увеличение расхода текущей 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 20 25 30

поступления песка также могут быть вычислены с большей точностью за счет более сильных выходных сигналов. После того, как будут идентифицированы требуемые зоны скважины, уровни добычи могут быть скорректированы с учетом мест пескопроявления и количества поступающего песка.

5 Согласно одному аспекту настоящего изобретения, для принятия решения о восстановительных работах на скважине требуется проведение анализа вторичной информации вместе с информацией о местах пескопроявления. Вторичной информацией могут быть характеристики скважины, например, характеристики нефтегазонасного пласта, через который проходит скважина,
10 характеристики заканчивания/ремонтных, и/или характеристики или информация о показателях добычи.

В варианте осуществления предлагается способ восстановления скважины, в котором определяют наличие пескопроявления на некоторой глубине в стволе скважины; прогнозируют путь потока текучей среды с глубины пескопроявления
15 до второй глубины в стволе скважины путем идентификации в данных вторичной информации, служащих показателем наличия противопесочного барьера (которым может быть барьер для текучей среды), и идентификации, с использованием вторичной информации, пути потока текучей среды между глубиной пескопроявления и этим барьером; и изолируют прогнозируемый путь
20 потока текучей среды от ствола скважины для предотвращения проникновения текучей среды от пути потока текучей среды в ствол скважины, тем самым снижая пескопроявление в скважину.

Противопесочный барьер может включать барьеры для текучей среды, а также проницаемые противопесочные барьеры, которые обеспечивают
25 протекание через них скважинных текучих сред. Примерами барьеров для текучей среды служат непроницаемые слои продуктивного пласта вокруг скважины, например, слои сланцевой глины и элементы управления расходом, установленные в скважине, например, пакеры, затрубные изолирующие устройства, установленные в затрубном пространстве между стенкой
30 продуктивного пласта и обсадной колонной для придания непроницаемости затрубному пространству, хвостовики обсадной колонны, закупорки, втулки эксплуатационной колонны и т.д.

Примерами проницаемых противопесочных барьеров служат гравийные фильтры и уплотненные гравийные фильтры и др.

Изолирование пути потока может включать установку барьера для текучей среды в скважине для перенаправления текучей среды, проходящей по пути потока текучей среды, на второй путь потока текучей среды через противопесочный барьер и далее в ствол скважины поверх этого противопесочного барьера. В альтернативном варианте, изолирование пути потока включает установку барьера для текучей среды в скважине для предотвращения протекания скважинных текучих сред с первой глубины поверх противопесочного барьера.

Путь потока текучей среды может проходить между обсадной колонной и стенкой ствола скважины (например, поверхностью продуктивного пласта и др.). Хотя это затрубное пространство может быть заполнено цементом, здесь могут возникнуть трещины, пустоты или иные дефекты, которые позволят протекать текучей среде между стволом скважины и внешней поверхностью барьера для текучей среды.

Определение наличия пескопроявления на глубине в стволе скважины может включать: определение ряда признаков в частотной области для совокупности данных выборки, где совокупностью данных выборки является выборка акустического сигнала или сигнала динамического напряжения, возникающих внутри ствола скважины, и где совокупность данных выборки представляют акустический сигнал динамического напряжения по спектру частот; определение наличия пескопроявления в одном или более местах внутри ствола скважины, на основе определения того, что ряд признаков в частотной области соответствует комплексу признаков пескопроявления.

Дополнительно, определение наличия пескопроявления в этом варианте выполнения может включать любой из шагов по обнаружению поступления песка, в соответствии с любым другим описанным здесь вариантом выполнения.

Информацией, относящейся к характеристикам продуктивного пласта, могут быть петрофизические данные, которые могут включать тип и свойства породы, окружающей скважину, и глубину (в скважине) и толщину различных слоев породы. Свойства породы могут быть использованы поодиночке или в комбинации с каротажными данными, для получения информации о продуктивных зонах в сравнении с непродуктивными зонами.

Термин "заканчивание" используется в уровне техники и относится к процедуре подготовки ствола скважины к эксплуатации. Известны различные

типы заканчивания, которые могут характеризоваться отсутствием какой-либо обсадной колонны/хвостовика в углеводородной продуктивной зоне (необсаженный ствол), наличием перфорированной обсадной колонны, использованием узлов задерживания песка, например противопесочных фильтров и гравийных фильтров (например, как показано на фиг. 1), или других известных в отрасли устройств. Характеристики заканчивания могут включать информацию о типе заканчивания, используемого в стволе скважины, свойствах (например, состояние/качество) заканчивания, местоположение заканчивания и/или конструктивные особенности, включая наладочные параметры.

5
10 Показатели добычи могут включать давления в скважине, температуры и расходы различных текучих сред. В некоторых случаях, могут присутствовать данные о выносе песка из пласта в скважину по всем продуктивным зонам. Эта информация может быть использована совместно с обнаружением пескопроявления, для получения качественного показателя количества попавшего песка, а также подтверждения пескопроявления.

15
20 Такой подход не только касается запесчанивания, которое было обнаружено на некоторой глубине в скважине, но также использует аналитические методы для прогнозирования будущих событий запесчанивания, что позволяет предпринять превентивные меры, чтобы избежать это прогнозируемое запесчанивание. Это означает, что могут быть проведены единые, более исчерпывающие восстановительные мероприятия, что является существенно более эффективным по сравнению с проведением одного восстановительного действия для устранения последствий существующего, идентифицированного события запесчанивания, за которым следует одно или более восстановительных мероприятий по мере развития событий запесчанивания в будущем.

25
30 Необходимость в подобном прогнозировании была установлена авторами изобретения, понимавшими, что решение проблемы идентифицированного события запесчанивания путем восстановительных работ на месте пескопроявления в стволе скважины не обязательно предотвращает пескопроявление в стволе скважины на длительное время. Было установлено, что в случае помещения ремонтной накладки на глубине в стволе скважины, в которой было найдено место пескопроявления, песок в этом самом месте мог все еще впоследствии проникать в скважину на другой глубине, обычно если

скважина эксплуатировалась при большем снижении давления в пласте (например, при более сильном всасывании из углеводородосодержащего продуктивного пласта). Это может происходить, например, в ситуациях, где текучая среда из места запесчанивания находит путь для потока текучей среды из этого места запесчанивания вдоль области некачественного заканчивания за 5 ремонтной накладкой. Песок собирается за ремонтной накладкой и может быть далее унесен текучей средой. В этом случае, песок из места запесчанивания может переноситься через область некачественного заканчивания на новую глубину в скважине, не изолированную ремонтной накладкой, и, таким образом, 10 может попасть в скважину. В других случаях, в ствол скважины может быть установлена заглушка для изолирования ствола скважины ниже заглушки, для предотвращения поступления песка из продуктивного пласта ниже заглушки. Однако, в ситуациях с невысоким качеством заканчивания вокруг обсадной трубы на глубине заглушки, текучая среда, переносящая песок, может 15 всасываться вокруг заглушки через область некачественного заканчивания и далее в ствол скважины над заглушкой.

В варианте осуществления, место пескопроявления может быть сопоставлено с вторичной информацией, показывающей глубину расположения непроницаемых слоев (например, сланцевой глины) относительно места 20 пескопроявления, и свидетельствующей о целостности области заканчивания (например, целостности области заканчивания, например, мер по борьбе с поступлением песка в скважину, например, гравийных фильтров) выше и/или ниже места пескопроявления.

Далее рассмотрим фиг. 11А-11В. В некоторых вариантах осуществления 25 способ может использоваться для определения места пескопроявления и прогнозирования пути потока к точке выдачи продукции из продуктивного пласта. Этот способ может обеспечить определение как места пескопроявления, так и относительного пути потока внутри ствола скважины. Далее эта информация может быть использована для реконструкции скважины для ее 30 эффективного восстановления, сокращения и/или предотвращения пескопроявления в стволе скважины в местах пескопроявления, а также и других возможных местах пескопроявления.

Прогнозируемый путь потока текучей среды может проходить от места пескопроявления через проницаемую область 802 продуктивного пласта 102,

окружающего ствол 114 скважины, к непроницаемой области 804 продуктивного пласта 102, например, слоя 804а сланцевой глины, и/или через область заканчивания выше и/или ниже места 806 пескопроявления, где, согласно вторичной информации, проявляется неэффективность заканчивания. Например, может быть недостаточной эффективность гравийного фильтра из-за его неполноты.

Вторичная информация может быть представлена на дисплее пользователя вместе с данными журнала пескопроявления (полученными в соответствии с настоящим описанием), которые показывают одно или более мест пескопроявления, для прогнозирования пути потока текучей среды от мест пескопроявления ко второй глубине. При этом могут быть определены подходящие корректирующие меры.

Корректирующие меры для изоляции прогнозируемых путей потока текучей среды из ствола скважины могут включать установку барьера для текучей среды, например, короткой колонны труб - хвостовика (ремонтной накладки) 808 ствола скважины или аналогичного слоя, препятствующего прохождению текучей среды в ствол 114 скважины, проходящего через место 806 пескопроявления и вверх и/или вниз к следующему непроницаемому слою 810 продуктивного пласта (например, следующему слою сланцевой глины). Другим вариантом может быть установка при заканчивании кольцевой пробки для изоляции области заканчивания в месте пескопроявления от области заканчивания, находящейся сверху и/или снизу от места пескопроявления.

Согласно некоторым особенностям, использование распределенных акустических датчиков (DAS) обнаружения пескопроявления совместно с дополнительными данными (а также способность корреляции дополнительных данных с DAS данными пескопроявления) может позволить определить другое место пескопроявления. Когда возникает описанное здесь пескопроявление 806а, песок сначала попадает в ствол скважины из продуктивного пласта 102 в первом месте 806 пескопроявления. Когда имеется снаряд для заканчивания нефтяной скважины, показанный на фиг. 11Б, песок, может быть, и не сможет непосредственно попасть внутрь снаряда 808 для заканчивания, но, скорее, сможет просачиваться в затрубное пространство между снарядом 808 для заканчивания и стенкой ствола скважины перед попаданием внутрь снаряда 808 для заканчивания. В дополнение к идентификации пескопроявления 812 внутри

снаряда 808 для заканчивания (где он может проходить с добываемыми
текучими средами к поверхности), система DAS также может быть использована
для идентификации точки 806, где песок входит в ствол 114 скважины из
продуктивного пласта 102. Эта информация далее может быть использована для
5 определения пути 814 движения песка, а также возможных корректирующих мер
для сокращения пескопроявления в ствол скважины/снаряд 808 для
заканчивания.

Согласно одному аспекту изобретения, способ обнаружения
пескопроявления внутри ствола скважины может начинаться с получения
10 совокупности акустических данных DAS для определения первого интервала по
глубине или места на глубине (например, места 812), в котором происходит
пескопроявление внутрь снаряда 808 для заканчивания (например, путь
прохождения добытого продукта внутри ствола скважины). Этот процесс описан
в настоящем раскрытии и может включать любой из способов, описанных в
15 отношении использования системы DAS. В варианте выполнения, процесс
пескопроявления может включать получение совокупности данных выборки,
представляющей собой выборку акустического сигнала, возникающего внутри
ствола 114 скважины, содержащего текучую среду. Совокупность данных
выборки определяет акустический сигнал по спектру частот, позволяющий
20 определить ряд признаков совокупности данных выборки в частотной области по
нескольким интервалам по глубине. Согласно некоторым особенностям, могут
быть применены частотные интервалы разрешения для обнаружения песка при
использовании совокупности данных выборки. Используя любой из описанных
здесь подходов, можно определить наличие пескопроявления в первом
25 интервале по глубине из ряда интервалов по глубине внутри ствола скважины,
на основе определения того, что ряд признаков в частотной области в первом
интервале по глубине соответствует комплексу признаков пескопроявления.

В дополнение к комплексу признаков пескопроявления, для обнаружения
миграции песка в затрубном пространстве внутри ствола 114 скважины может
30 быть использован также комплекс признаков миграции песка. При этом наличие
миграции песка по пути 814 движения песка может быть определено вдоль
второго интервала по глубине из ряда глубин внутри ствола 814 скважины на
основании определения того, что ряд признаков в области частот по второму
интервалу по глубине соответствует комплексу признаков миграции песка.

Полученные данные, таким образом, дают соответствующую точку или интервал 816 по глубине, на которой происходит миграция песка в затрубное пространство, а также место 806 пескопроявления. Интервал 816 по глубине миграции песка обычно может заканчиваться в месте 812 или интервале глубины пескопроявления, и полученные данные могут указывать на место 806 поступления песка, через которое песок мигрирует в затрубное пространство в стволе скважины перед попаданием в канал прохождения продукта в месте 812 пескопроявления.

Процесс пескопроявления такого типа может указывать на нарушение барьера для текучей среды, например, гравийного фильтра, цемента или аналогичный дефект в затрубном пространстве, но также может быть использован для указания на то, где необходимы корректирующие работы в стволе 114 скважины. Например, при попытке изоляции только места 812 пескопроявления, у песка может остаться возможность обойти барьер для текучей среды, например хвостовик 808, или следовать по другому пути, в результате чего в стволе скважины все равно происходит пескопроявление. Для сокращения или подавления пескопроявления, может потребоваться изолировать или внимательно проверить весь интервал целиком между точкой 806 поступления песка в скважину и местом 812 пескопроявления с тем, чтобы предотвратить в будущем пескопроявление в другой точке в стволе скважины.

Для изоляции места 812 возможного пескопроявления могут быть проведены корректирующие мероприятия разного типа. Когда в ствол 114 скважины помещается изолирующий барьер для текучей среды или хвостовик 808, пескопроявление может направиться в обход хвостовика 808, если он не перекрывает части области заканчивания (например, гравийный фильтр, противопесочный фильтр и т.д.), которые обеспечивают фильтрацию или предотвращают пескопроявление. Идентификация точки 806 поступления песка в скважину из продуктивного пласта может затем помочь в идентификации интервала, который необходимо перекрыть хвостовиком.

Согласно некоторым аспектам, может быть установлена связь петрофизических данных со стволом скважины, имеющим ряд интервалов по глубине, и могут быть идентифицированы несколько непористых зон 804, 810 по обеим сторонам первого интервала по глубине и второго интервала по глубине. Непористые зоны 804, 810 могут представлять собой непродуктивные зоны, для

которых отсутствует риск поступления песка. В альтернативном случае, петрофизические данные могут указывать на то, что в местах, соответствующих зонам 804 и 810, заканчивание (например, гравийный фильтр) выполнено качественно, и понятно, что через эту зону заканчивания переноса песка не
5 будет. Корректирующие действия могут в таком случае включать изолирование ствола 114 скважины между рядом непористых зон 804, 810 (либо между зонами с качественным заканчиванием). Этим можно предотвратить дальнейшую миграцию песка вдоль затрубного пространства в обход каких-либо барьеров для текучей среды, помещенных в стволе скважины. Таким образом, возможность
10 обнаружения миграции песка с использованием системы DAS в дополнение к обнаружению места пескопроявления, позволит лучше определить как необходимые корректирующие меры, так и интервал, в котором они
необходимы.

Пример соответствующего технического решения иллюстрируется на фиг.
15 11В. Как показано на чертеже, между непористыми зонами 804, 810 может быть помещен протяженный барьер для текучей среды, например, удлиненный хвостовик 820, предотвращающий миграцию песка, попавшего в ствол скважины в месте 806 пескопроявления, вдоль ствола скважины и его проникновение в область заканчивания в другой точке. Благодаря удлинению с любой стороны
20 непористых зон 804, 810, обеспечивается эффективная изоляция путей миграции. Хотя на чертеже непористые зоны показаны в виде непористых слоев 804, 810, эти зоны также могут включать области, где предотвращена миграция песка, например, надлежащим образом зацементированные обсадная колонна, гравийные фильтры, хвостовики или иные барьеры для текучей среды,
25 образующие эффективную преграду для миграции песка.

Как было упомянуто ранее, изобретение может быть использовано в ситуациях, когда заканчивание выполнено качественно над зоной, где оно выполнено некачественно. Например, в стволе скважины на глубине, соответствующей началу области качественного заканчивания, может быть
30 установлена пробка. При этом текучая среда ниже пробки не может перемещаться далее вверх по скважине, но может быть отклонена вокруг пробки в сторону области качественного заканчивания. В этом случае, область качественного заканчивания не позволит песку перемещаться вверх по скважине.

Любые из раскрытых в настоящем описании систем и способов могут быть реализованы посредством компьютера или другого устройства, содержащего процессор, такого как устройство 160 обнаружения на фиг. 1. На фиг. 10 представлена компьютерная система 780, сконфигурированная 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.

Следует понимать, что посредством программирования и/или загрузки выполняемых команд в компьютерную систему 780, по меньшей мере один из 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 преобразованы в аппаратную реализацию посредством хорошо известных правил проектирования. Выбор между программной или аппаратной реализацией концепции обычно зависит скорее от соображений надежности конструкции и числа узлов, которые должны быть изготовлены, нежели от других вопросов, связанных с переходом из программной области в аппаратную. Как правило, для конструкции, подвергаемой частым изменениям, предпочтительна программная реализация, поскольку переделка аппаратных решений требует больших затрат, чем изменение программ. Обычно стабильная/неизменная конструкция, которая должна изготавливаться в больших количествах, более предпочтительна для аппаратного исполнения, например, в случае прикладных специализированных интегральных микросхем (ASIC - англ. application specific integrated circuit), поскольку для 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 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.

Дополнительно, после включения или загрузки системы 780, ЦП 782 может исполнить компьютерную программу или приложение. Например, ЦП 782 может исполнить 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 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, 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 782 становится специализированным компьютером или специализированной машиной.

Вторичная память 784 обычно состоит из одного или более дискового или ленточного накопителя и используется для постоянного хранения данных или как запоминающее устройство переполняющих данных, если ОЗУ 788 не достаточно велико для удерживания всех рабочих данных. Вторичная память 784 может быть использована для хранения программ, которые загружены в ОЗУ 788, когда такие программы выбираются для исполнения. ПЗУ 786 используется для хранения команд и, возможно, данных, считываемых в ходе выполнения

программы. ПЗУ 786 представляет собой постоянное запоминающее устройство, которое обычно имеет память небольшой емкости по сравнению с большим объемом вторичной памяти 784. ОЗУ 788 используется для хранения временно необходимых данных и, возможно, для хранения команд. Скорость доступа как к ПЗУ 786, так и к ОЗУ 788 обычно выше, чем к вторичной памяти 784. Вторичную память 784, ОЗУ 788 и/или ПЗУ 786 в некоторых случаях можно назвать машиночитаемым носителем для хранения данных и/или энергонезависимым машиночитаемым носителем.

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

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

5 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.

10 Процессор 782 исполняет 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
15 792 сетевого подключения. Хотя на схеме показан только один процессор 782, могут использоваться несколько процессоров. При этом если речь идет о выполнении команд процессором, команды могут выполняться одновременно, последовательно или, иначе, выполняться одним или несколькими
20 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 осуществления, компьютерная система 780 может содержать два или более компьютеров, связанных друг с другом, которые взаимодействуют
25 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
30 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 осуществления, 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 перфоленду, 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, ОЗУ 788 может быть определена как энергонезависимый машиночитаемый носитель или машиночитаемый носитель для хранения данных. Динамический вариант выполнения ОЗУ 788, аналогично, может быть определен как энергонезависимый машиночитаемый носитель 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.

Частные варианты осуществления описанных различных систем и способов могут включать, но не ограничиваясь, раскрытые ниже аспекты/особенности.

Согласно первой особенности, при осуществлении способа обнаружения пескопроявления внутри ствола скважины: получают совокупность данных выборки, являющуюся выборкой акустического сигнала, возникающего внутри ствола скважины, содержащей текучую среду, и представляющую акустический сигнал по спектру частот; определяют ряд признаков в частотной области для совокупности данных выборки по ряду интервалов по глубине; определяют наличие пескопроявления на первом интервале по глубине из ряда интервалов по глубине в стволе скважины на основании определения того, что ряд признаков в частотной области по первому интервалу по глубине соответствуют комплексу признаков пескопроявления; и определяют наличие миграции песка вдоль второго интервала по глубине из ряда интервалов по глубине внутри ствола скважины на основании определения того, что ряд признаков в частотной

области по второму интервалу по глубине соответствуют комплексу признаков миграции песка.

Вторая особенность может включать способ согласно первой особенности, в котором первый интервал по глубине и второй интервал по глубине являются смежными.

Третья особенность может включать способ согласно первой и второй особенности, в котором дополнительно идентифицируют место пескопроявления из продуктивного пласта, находящееся внутри второго интервала по глубине.

Четвертая особенность может включать способ согласно любой из особенностей с первой по третью, в котором дополнительно идентифицируют место пескопроявления в ствол скважины, находящееся внутри первого интервала по глубине.

Пятая особенность может включать способ согласно любой из особенностей с первой по четвертую, в котором дополнительно изолируют первый интервал по глубине и второй интервал по глубине; и предотвращают пескопроявление в ствол скважины благодаря изоляции.

Шестая особенность может включать способ согласно пятой особенности, в котором при изолировании первого интервала по глубине закупоривают затрубное пространство между снарядом для заканчивания скважины и стенкой ствола скважины между первым интервалом по глубине и вторым интервалом по глубине.

Седьмая особенность может включать способ согласно любой особенности с первой по шестую, в котором дополнительно устанавливают связь петрофизических данных для ствола скважины с рядом интервалов по глубине; идентифицируют ряд непористых зон по обеим сторонам первого интервала по глубине и второго интервала по глубине; и изолируют ствол скважины между рядом непористых зон.

Восьмая особенность может включать способ согласно любой особенности с первой по седьмую, в котором ствол скважины включает хвостовик (короткую колонну труб), затрубное пространство сформировано между хвостовиком и стенкой ствола скважины, и миграция песка происходит внутри затрубного пространства.

Девятая особенность может включать способ согласно восьмой особенности, в котором пескопроявление возникает между затрубным пространством и внутренней стороной хвостовика.

5 Десятая особенность может включать способ согласно девятой особенности, в котором дополнительно определяют путь потока текучей среды между второй глубиной внутри затрубного пространства и внутренней стороной хвостовика на первой глубине.

10 Одиннадцатая особенность может включать способ согласно любой особенности с первой по десятую, в котором дополнительно: увеличивают текущий объем добычи из скважины; получают вторую совокупность данных выборки при увеличенном текущем объеме добычи, причем второй совокупностью данных выборки является вторая выборка акустического сигнала, образующегося внутри ствола скважины; повторно определяют наличие пескопроявления в первом интервале по глубине, используя вторую
15 совокупность данных выборки; и подтверждают путь потока с наличием миграции песка, используя вторую совокупность данных выборки

Согласно двенадцатой особенности, система определения пути миграции песка включает: приемный блок, содержащий процессор и память и сконфигурированный для приема первого сигнала от датчика, расположенного в
20 стволе скважины, причем прикладная программа обработки, хранящаяся в памяти, при ее исполнении процессором, обеспечивает конфигурирование процессора для: приема от датчика первого сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого от ряда зон по глубине внутри ствола скважины; определения наличия пескопроявления в стволе скважины в первой
25 зоне по глубине из ряда зон по глубине, с использованием первого сигнала; определения наличия миграции песка между первой зоной по глубине и второй зоной по глубине из ряда зон по глубине, с использованием первого сигнала; и идентификации места пескопроявления из продуктивного пласта, находящегося внутри второй зоны по глубине.

30 Тринадцатая особенность может включать систему согласно двенадцатой особенности, дополнительно включающую: датчик, содержащий оптоволоконный кабель, расположенный внутри ствола скважины вдоль ряда зон по глубине; и оптический генератор, соединенный с оптоволоконным кабелем и

выполненный с возможностью генерирования оптического луча и введения оптического луча в оптоволоконный кабель.

Четырнадцатая особенность может включать систему согласно двенадцатой или тринадцатой особенностями, дополнительно включающую: изолирующее устройство, расположенное внутри ствола скважины и охватывающее первую зону по глубине и вторую зону по глубине.

Пятнадцатая особенность может включать систему согласно любой из двенадцатой или четырнадцатой особенностей, в которой прикладная программа обработки, при ее исполнении процессором, дополнительно обеспечивает конфигурирование процессора для: идентификации глубины барьера для текучей среды в стволе скважины; определения пути потока текучей среды между второй глубиной и барьером для текучей среды; и идентификации пути потока текучей среды.

Согласно шестнадцатой особенности, при осуществлении способа восстановления скважины: определяют наличие пескопроявления на первой глубине в стволе скважины; идентифицируют, используя данные вторичной информации, глубину расположения барьера для текучей среды/песка в стволе скважины; идентифицируют, используя данные вторичной информации, путь потока текучей среды между глубиной пескопроявления и глубиной расположения барьера для текучей среды; и изолируют путь потока текучей среды; и блокируют поступление текучей среды из пути потока текучей среды в ствол скважины; и сокращают пескопроявление в скважину в результате блокирования поступления текучей среды.

Семнадцатая особенность может включать способ согласно шестнадцатой особенности, в котором при определении наличия пескопроявления на первой глубине в стволе скважины: определяют ряд признаков в частотной области для совокупности данных выборки, являющейся выборкой сигнала от акустической или динамической нагрузки, возникающего внутри ствола скважины, и представляющей акустический сигнал по спектру частот; и определяют наличие пескопроявления на первой глубине внутри ствола скважины на основе определения того, что ряд признаков в частотной области соответствует комплексу признаков пескопроявления.

Восемнадцатая особенность может включать способ согласно шестнадцатой или семнадцатой особенностями, в котором при изолировании пути потока

закупоривают затрубное пространство между обсадной трубой и стенкой продуктивного пласта.

5 Девятнадцатая особенность может включать способ согласно любой особенности от шестнадцатой до восемнадцатой, в котором данные вторичной информации включают каротажную диаграмму скважины, цементограмму (диаграмму акустического цементомера), каротажную диаграмму гравийного фильтра или строковые данные заканчивания.

10 Двадцатая особенность может включать способ согласно любой особенности от шестнадцатой до девятнадцатой, в котором при идентификации пути потока текучей среды прогнозируют путь потока текучей среды, используя данные вторичной информации.

15 Двадцать первая особенность может включать способ согласно любой особенности от шестнадцатой до девятнадцатой, в котором при идентификации пути потока текучей среды определяют наличие миграции песка вдоль пути потока текучей среды.

20 В то время как выше были представлены и описаны различные варианты осуществления в соответствии с раскрытыми принципами, специалистами могут быть созданы их модификации без отступления от сущности изобретения и в пределах его объема. Описанные здесь варианты осуществления представлены только в качестве иллюстрации, а не для ограничения ими. В пределах области 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 25 качестве шагов способа, могут иметь соответствующие элементы в описанных выше вариантах выполнения системы, и наоборот. Соответственно, объем защиты не ограничен только приведенным выше описанием, а определяется следующей далее формулой изобретения, включая все эквивалентные признаки формулы изобретения. Все и каждый пункт формулы изобретения включен в 30 описание как часть раскрытия и пункты формулы изобретения представляют собой вариант (-ы) выполнения настоящего изобретения (-ий). Кроме того, любые описанные выше преимущества и признаки могут относиться к частным вариантам осуществления, не ограничивая применение таких пунктов формулы изобретения только к процессам и конструкциям, обеспечивающим получение

любых или всех из раскрытых выше преимуществ или имеющим любые или все из приведенных выше признаков.

Дополнительно, использованные здесь названия разделов соответствуют рекомендациям согласно части 37 Свода Федеральных Правил, п. 1.77, или иным
5 образом структурируют текст. Эти заголовки не должны ограничивать или характеризовать изобретение (-я) по любому из пунктов формулы, которые могут быть основаны на настоящем раскрытии. В частности и в качестве примера, хотя заголовки могут относиться к "Области", формула не должна быть ограничена языком, выбранным под этим заголовком, для описания так
10 называемой области. Кроме того, описание технологии в разделе "Предпосылки создания изобретения" не должно восприниматься как признание того, что какая-либо технология является прототипом какого-либо изобретения (-ий) в настоящем раскрытии. Также и раздел "Сущность изобретения" не следует рассматривать как ограничительную характеристику изобретения (-ий),
15 заявленного (-ых) в приложенной 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 предмет. Может быть представлено несколько изобретений в соответствии с ограничениями многозвенной формулы изобретения,
20 составленной на основании настоящего раскрытия, и эта формула, соответственно, определяет изобретение(-я) и эквиваленты, защищаемые этой формулой. Во всех случаях, область притязаний формулы должна рассматриваться сама по себе с учетом настоящего раскрытия, и не должна быть ограничена приведенными здесь заголовками.

Использование широких 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
30 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 то время как в приведенном раскрытии были показаны и описаны предпочтительные варианты выполнения, специалистами могут быть предложены их модификации, не выходящие за пределы сущности и объема изобретения. Возможны многие варианты и модификации описанных систем, устройств и процессов, находящиеся в пределах области притязаний изобретения. 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, а определяется только приведенной далее формулой изобретения, область защиты которой должна включать все эквиваленты предмета изобретения. Если отсутствуют специальные указания, шаги в пункте формулы на способ могут быть выполнены в любом порядке. Перечисление идентификационных номеров, например, (а), (б), (в) 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.

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 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 будут очевидны специалисту и могут быть осуществлены в пределах раскрытых здесь сущности изобретения и области его притязаний.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обнаружения пескопроявления внутри скважины, в котором:
получают совокупность данных выборки, являющуюся выборкой
5 акустического сигнала, возникающего внутри ствола скважины, содержащей
текущую среду, и представляющую акустический сигнал по спектру частот;
определяют ряд признаков в частотной области для совокупности данных
выборки по ряду интервалов по глубине;
определяют наличие пескопроявления на первом интервале по глубине из
10 ряда интервалов по глубине в стволе скважины на основании определения того,
что ряд признаков в частотной области по первому интервалу по глубине
соответствуют комплексу признаков пескопроявления; и
определяют наличие миграции песка вдоль второго интервала по глубине
из ряда интервалов по глубине внутри ствола скважины на основании
15 определения того, что ряд признаков в частотной области по второму интервалу
по глубине соответствуют комплексу признаков миграции песка.
2. Способ по п. 1, в котором первый интервал по глубине и второй интервал
по глубине являются смежными.
- 20 3. Способ по п. 1 или 2, в котором дополнительно идентифицируют место
пескопроявления из продуктивного пласта, находящееся внутри второго
интервала по глубине.
- 25 4. Способ по любому из п.п. 1-3, в котором дополнительно
идентифицируют место пескопроявления в ствол скважины, находящееся внутри
первого интервала по глубине.
- 30 5. Способ по любому из п.п. 1-4, в котором дополнительно:
изолируют первый интервал по глубине и второй интервал по глубине; и
предотвращают, благодаря изоляции, пескопроявление в ствол скважины.

6. Способ по п. 5, в котором при изолировании первого интервала по глубине закупоривают затрубное пространство между снарядом для заканчивания скважины и стенкой ствола скважины между первым интервалом по глубине и вторым интервалом по глубине.

5

7. Способ по любому из п.п. 1-6, в котором дополнительно:
устанавливают связь петрофизических данных для ствола скважины с рядом интервалов по глубине;

10 идентифицируют ряд непористых зон по обеим сторонам первого интервала по глубине и второго интервала по глубине; и
изолируют ствол скважины между рядом непористых зон.

8. Способ по любому из п.п. 1-7, в котором ствол скважины содержит хвостовик, затрубное пространство сформировано между хвостовиком и стенкой
15 ствола скважины, и миграция песка происходит внутри затрубного пространства.

9. Способ по п. 8, в котором пескопроявление происходит между затрубным пространством и внутренней стороной хвостовика.

20 10. Способ по п. 9, в котором дополнительно определяют путь потока текучей среды из второй глубины внутри затрубного пространства к внутренней стороне хвостовика на первой глубине.

25 11. Способ по любому из п.п. 1-10, в котором:
увеличивают текущий объем добычи из скважины;
получают вторую совокупность данных выборки при увеличенном текущем объеме добычи, причем второй совокупностью данных выборки является вторая выборка акустического сигнала, образующегося внутри ствола скважины;
повторно определяют наличие пескопроявления в первом интервале по
30 глубине, используя вторую совокупность данных выборки; и
подтверждают путь потока с наличием миграции песка, используя вторую совокупность данных выборки.

12. Система определения пути миграции песка, содержащая:

приемный блок, содержащий процессор и память и сконфигурированный для приема первого сигнала от датчика, расположенного в стволе скважины, причем в памяти хранится прикладная программа обработки, при исполнении которой процессором, обеспечивается конфигурирование процессора для:

приема от датчика первого сигнала, содержащего показатели акустического сигнала, принятого из ряда зон по глубине внутри ствола скважины;

определения наличия пескопроявления в стволе скважины в первой зоне по глубине из ряда зон по глубине, с использованием первого сигнала;

определения наличия миграции песка между первой зоной по глубине и второй зоной по глубине из ряда зон по глубине, с использованием первого сигнала; и

идентификации места пескопроявления из продуктивного пласта, находящегося внутри второй зоны по глубине.

13. Система по п. 12, дополнительно содержащая:

датчик, содержащий оптоволоконный кабель, расположенный внутри скважины вдоль ряда зон по глубине; и

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

14. Система по п. 12 или 13, дополнительно содержащая изолирующее устройство, расположенное внутри ствола скважины и охватывающее первую зону по глубине и вторую зону по глубине.

15. Система по любому из п.п. 12-14, в которой прикладная программа обработки, при ее исполнении процессором, дополнительно обеспечивает конфигурирование процессора для:

идентификации глубины барьера для текучей среды в стволе скважины; определения пути потока текучей среды между второй глубиной и барьером для текучей среды; и

идентификации пути потока текучей среды.

16. Способ восстановления скважины, в котором:
определяют наличие пескопроявления на первой глубине в скважине;
идентифицируют, используя данные вторичной информации, глубину
расположения противопесочного барьера в стволе скважины;

5 идентифицируют, используя данные вторичной информации, путь потока
текучей среды между глубиной пескопроявления и глубиной расположения
противопесочного барьера;

изолируют путь потока текучей среды;

10 блокируют поступление текучей среды из пути потока текучей среды в
ствол скважины выше глубины расположения противопесочного барьера; и
сокращают пескопроявление в ствол скважины в результате блокирования
поступления текучей среды.

17. Способ по п. 16, в котором при определении наличия пескопроявления
15 на первой глубине в стволе скважины:

определяют ряд признаков в частотной области для совокупности данных
выборки, являющейся выборкой сигнала от акустического или динамического
напряжения, возникающего внутри ствола скважины, и представляющей
акустический сигнал по спектру частот; и

20 определяют наличие пескопроявления на первой глубине внутри ствола
скважины на основе определения того, что ряд признаков в частотной области
соответствует комплексу признаков пескопроявления.

18. Способ по п. 16 или 17, в котором при изолировании пути потока
25 устанавливают в скважине барьер для текучей среды для предотвращения
протекания скважинных текучих сред от первой глубины до уровня выше
противопесочного барьера.

19. Способ по п. 16 или 17, в котором при изолировании пути потока
30 устанавливают в скважине барьер для текучей среды для перенаправления
текучей среды, протекающей по пути потока текучей среды вдоль второго пути
потока текучей среды, через противопесочный барьер и в ствол скважины выше
противопесочного барьера.

20. Способ по любому из п.п. 16-19, в котором данные вторичной информации включают каротажную диаграмму скважины, цементограмму, каротажную диаграмму гравийного фильтра или строковые данные заканчивания.

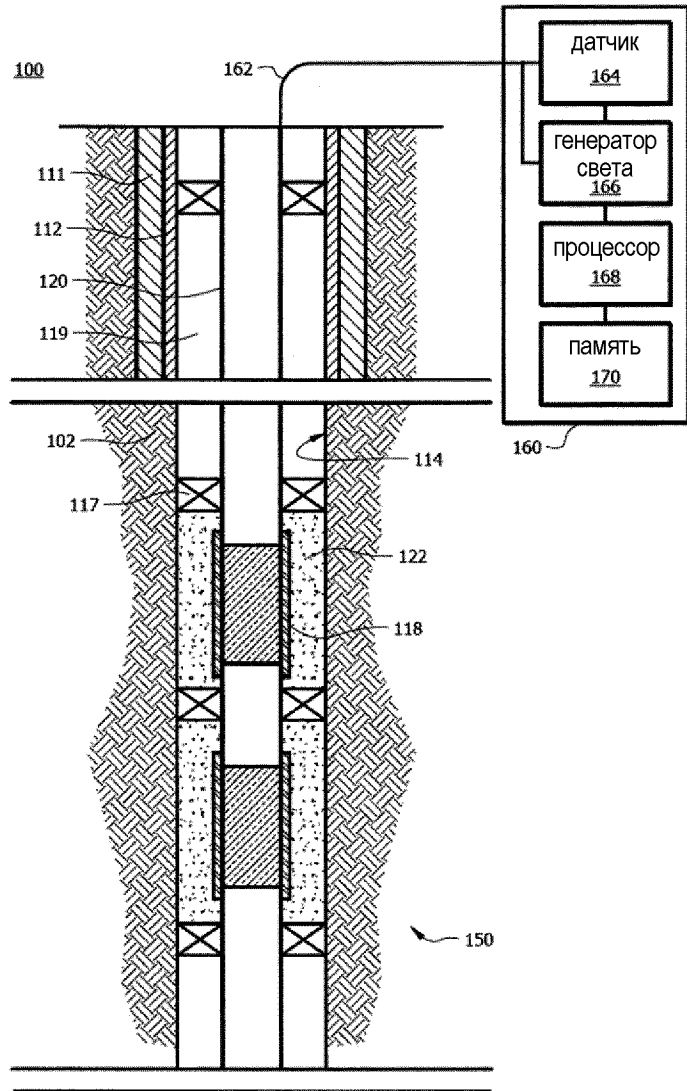
5

21. Способ по любому из п.п. 16-20, в котором при идентификации пути потока текучей среды прогнозируют путь потока текучей среды, используя данные вторичной информации.

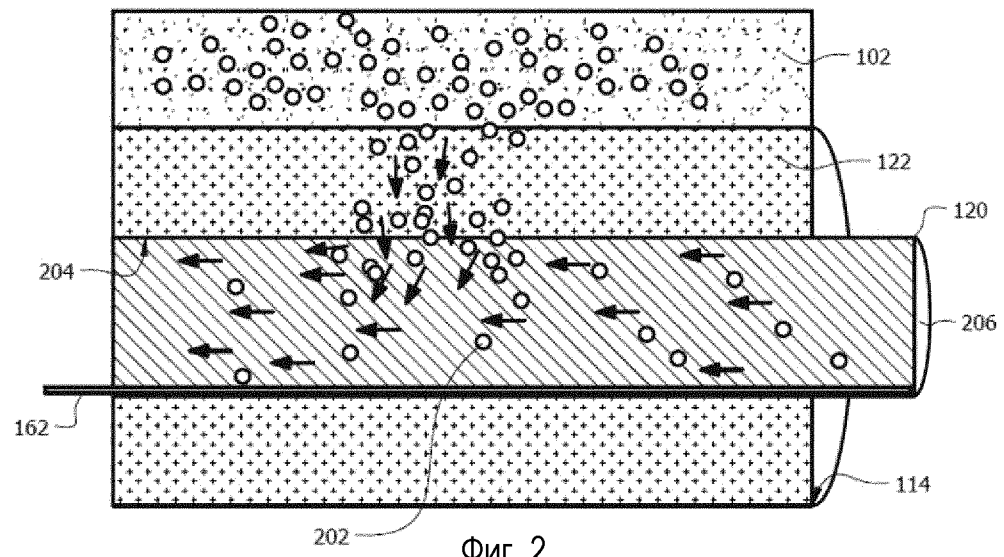
10 22. Способ по любому из п.п. 16-21, в котором при идентификации пути потока текучей среды определяют наличие миграции песка вдоль пути потока текучей среды.

15 23. Способ по любому из п.п. 16-22, в котором противопесочный барьер содержит барьер для текучей среды, в частности, непроницаемый слой продуктивного пласта вокруг ствола скважины или компонент, установленный в скважину и препятствующий протеканию через нее текучей среды.

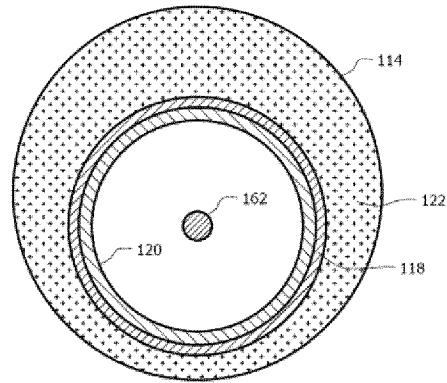
20 24. Способ по любому из п.п. 16-22, в котором противопесочный барьер содержит материал в затрубном пространстве между обсадной колонной и стенкой продуктивного пласта, проницаемый для скважинных текучих сред, но блокирующий протекание песка.



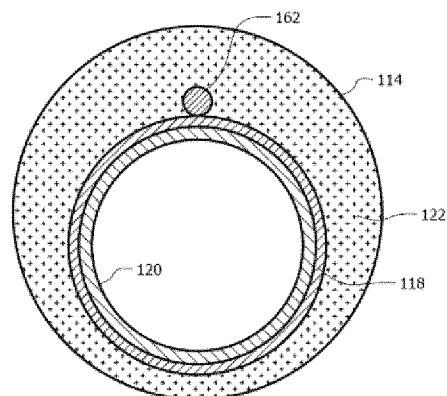
Фиг. 1



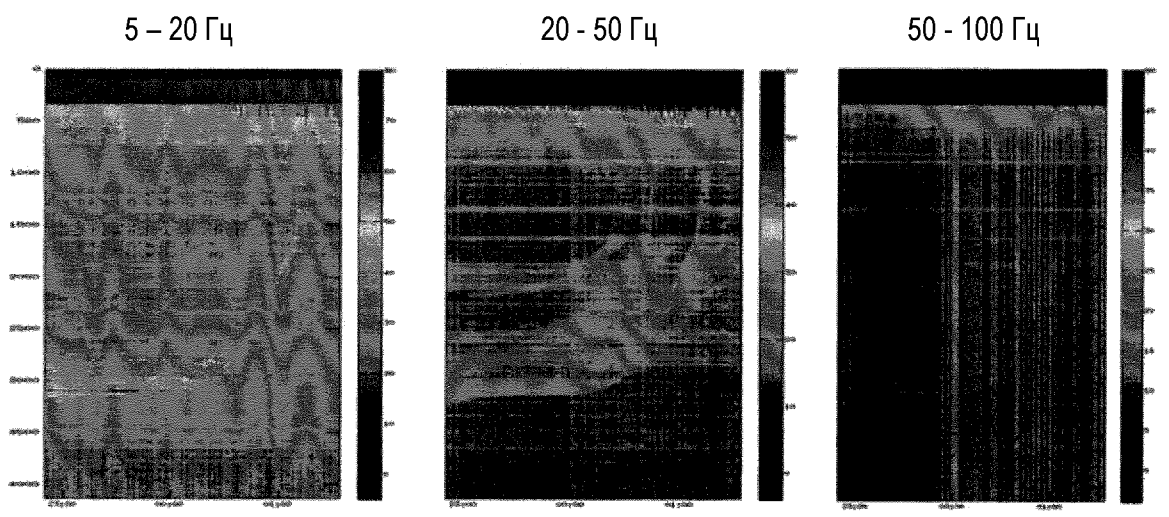
Фиг. 2



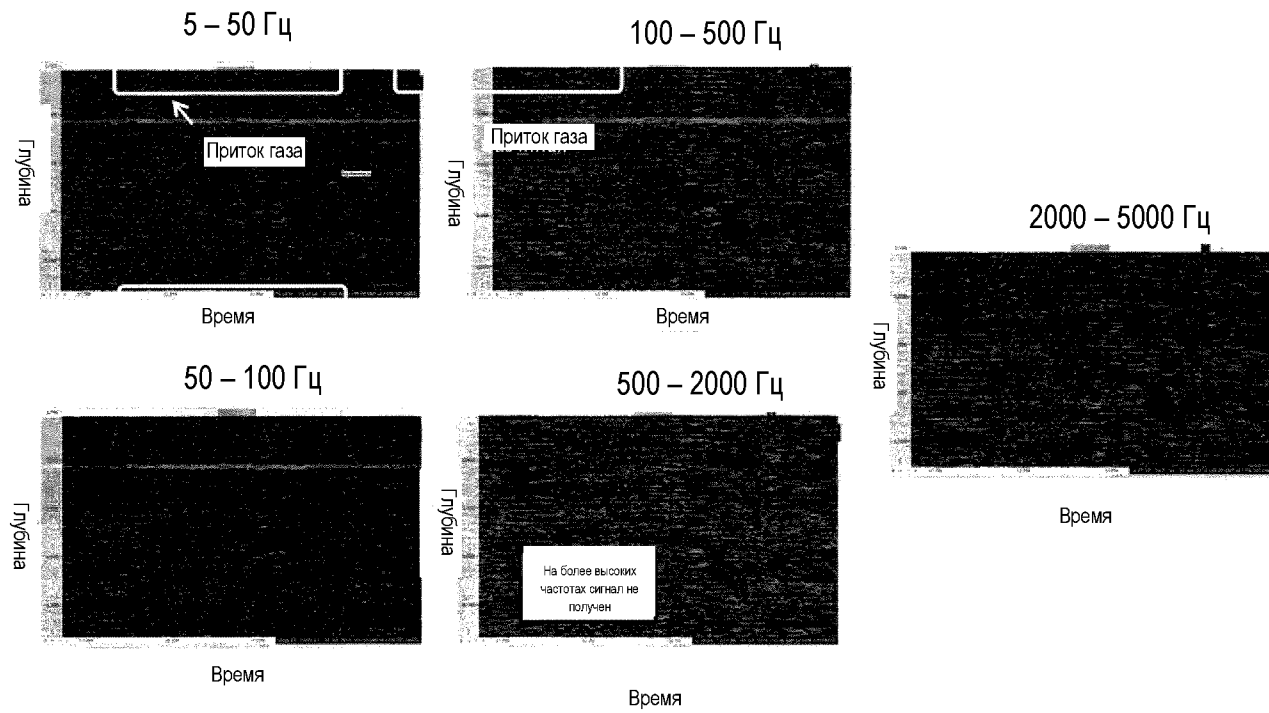
Фиг. 3А



Фиг. 3Б



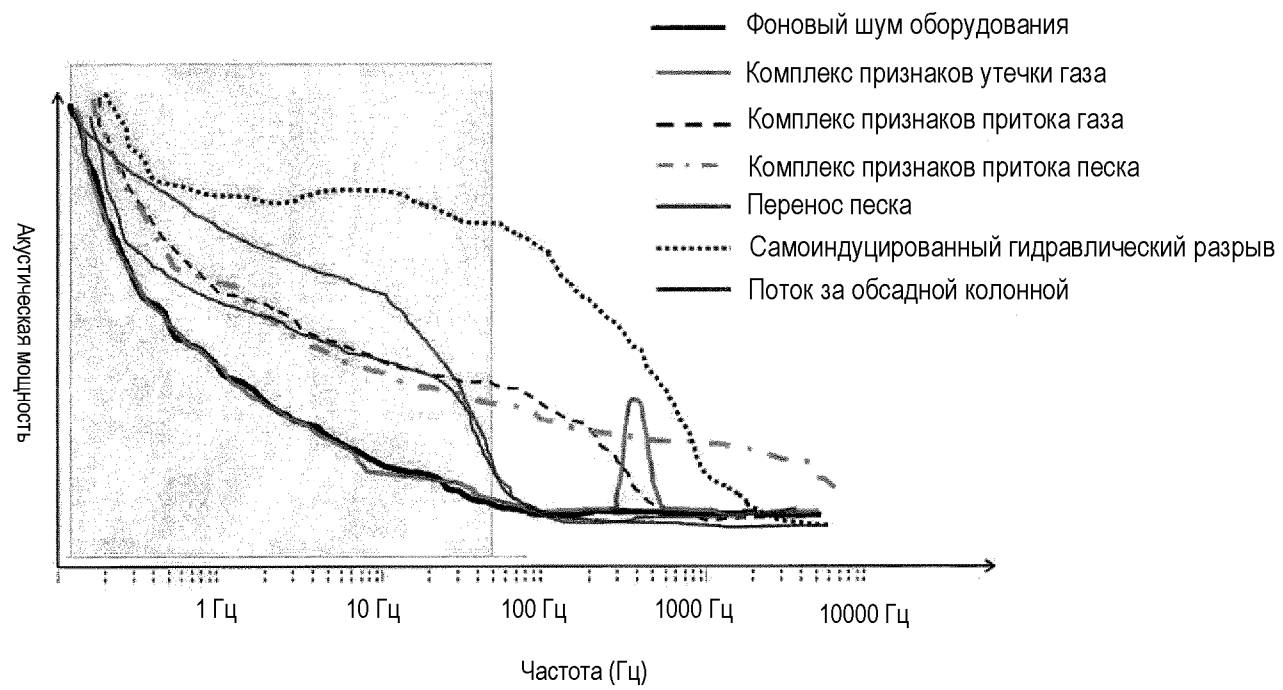
Фиг. 4



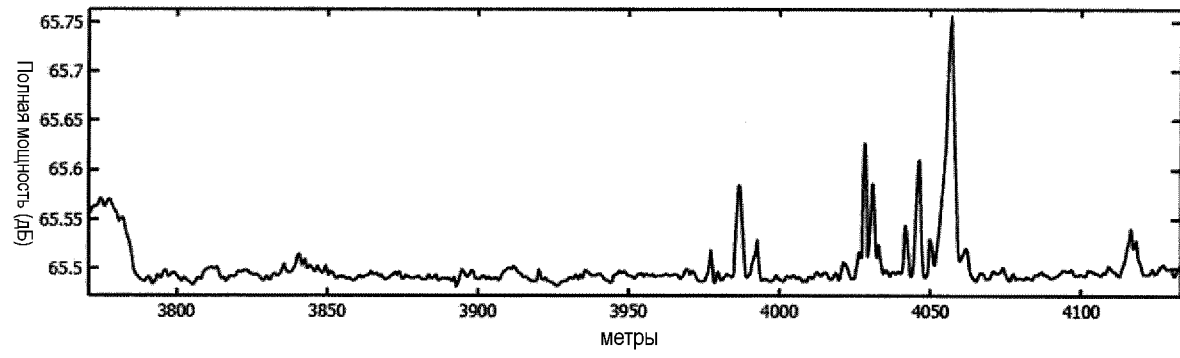
Фиг. 5



Фиг. 6

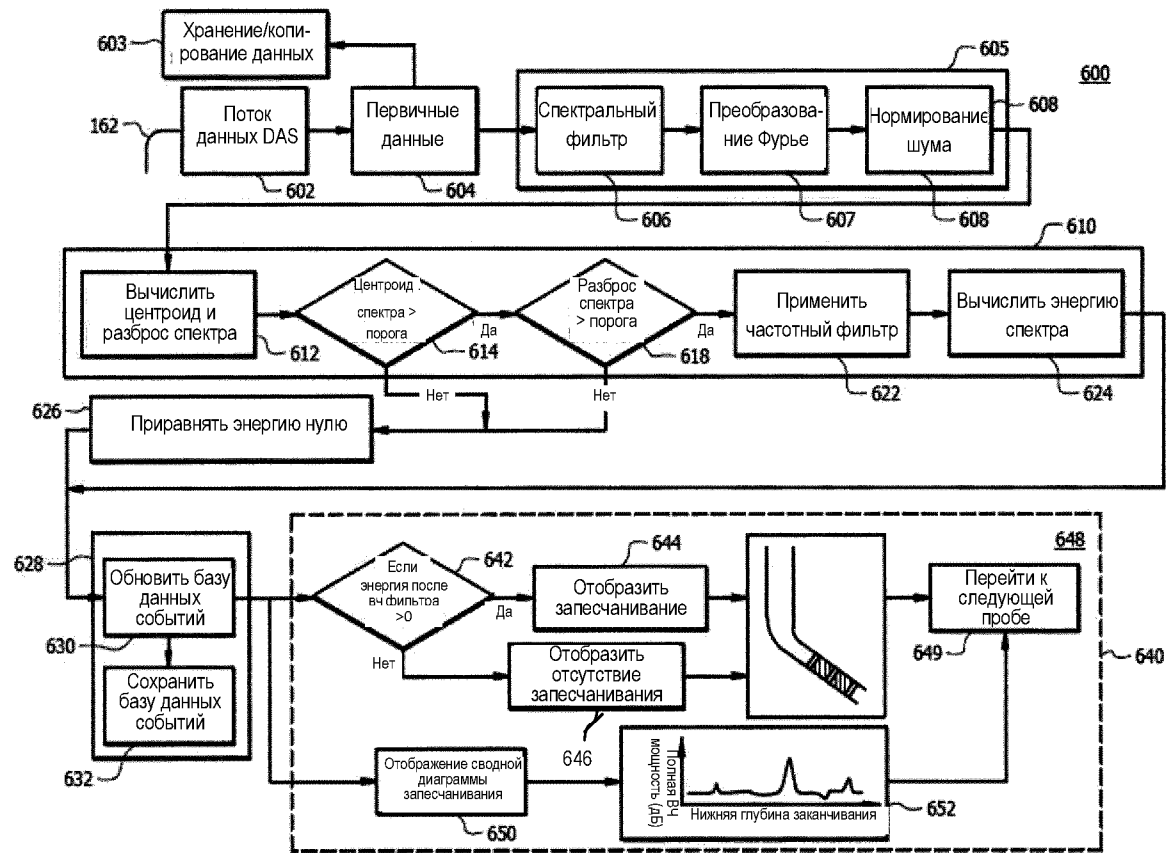


Фиг. 7

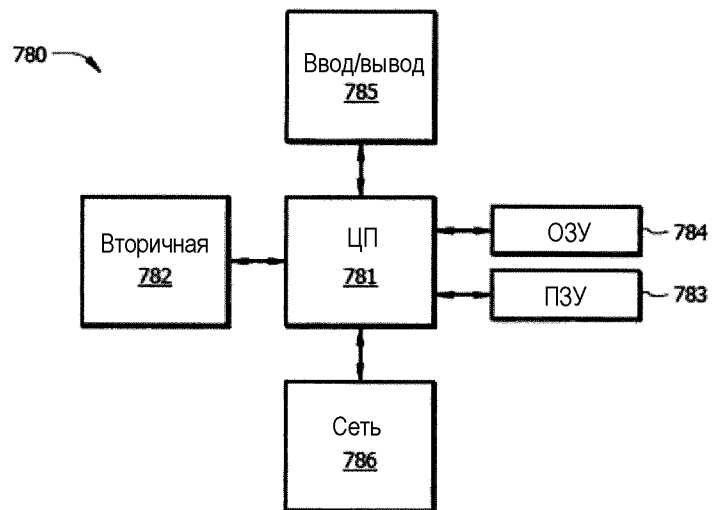


4/6

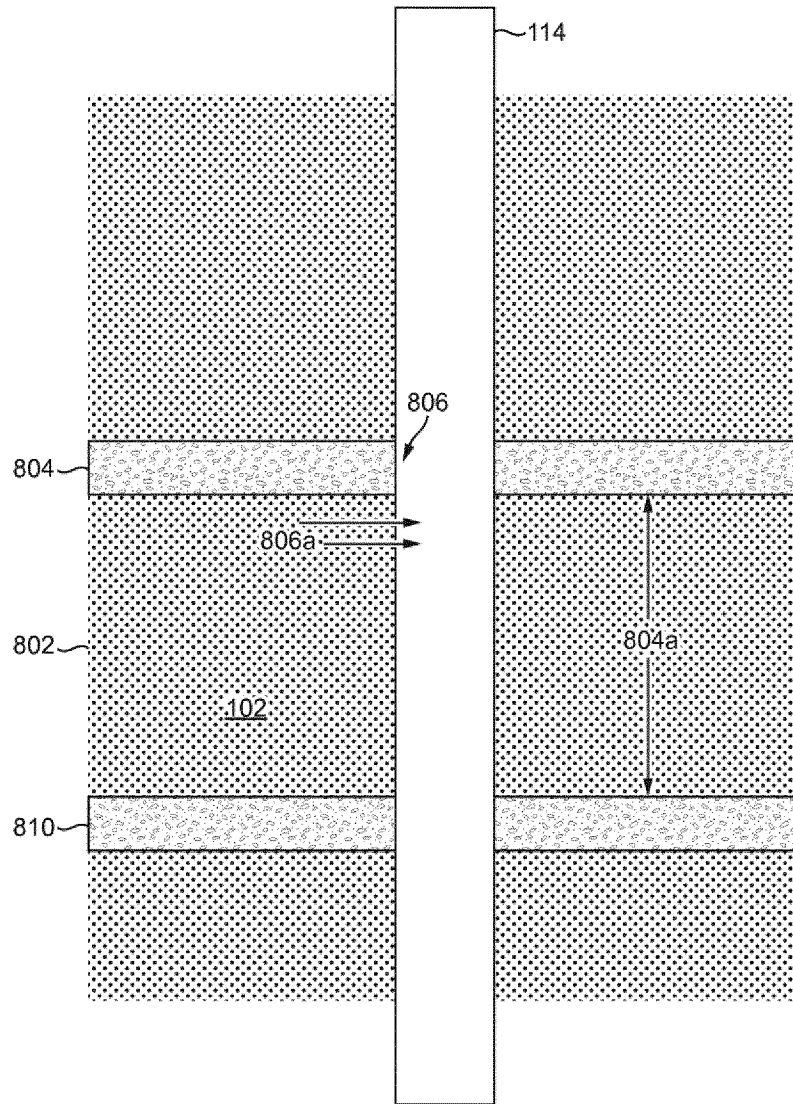
Фиг. 8



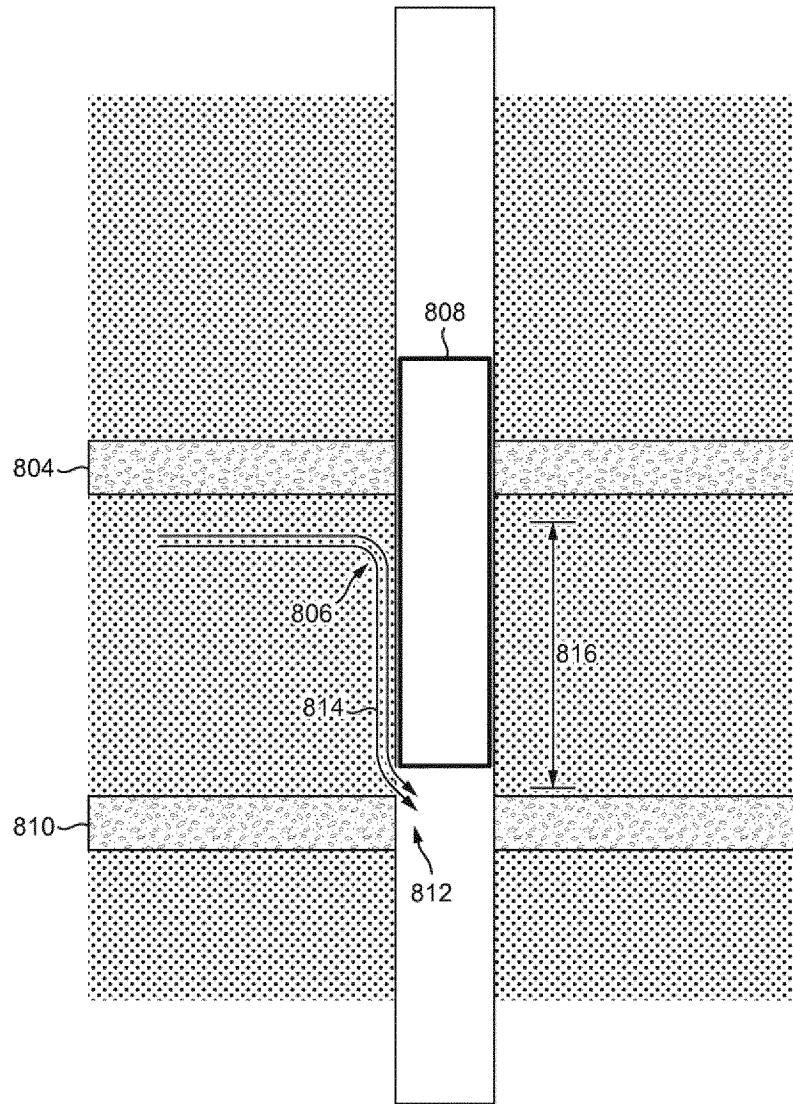
Фиг. 9



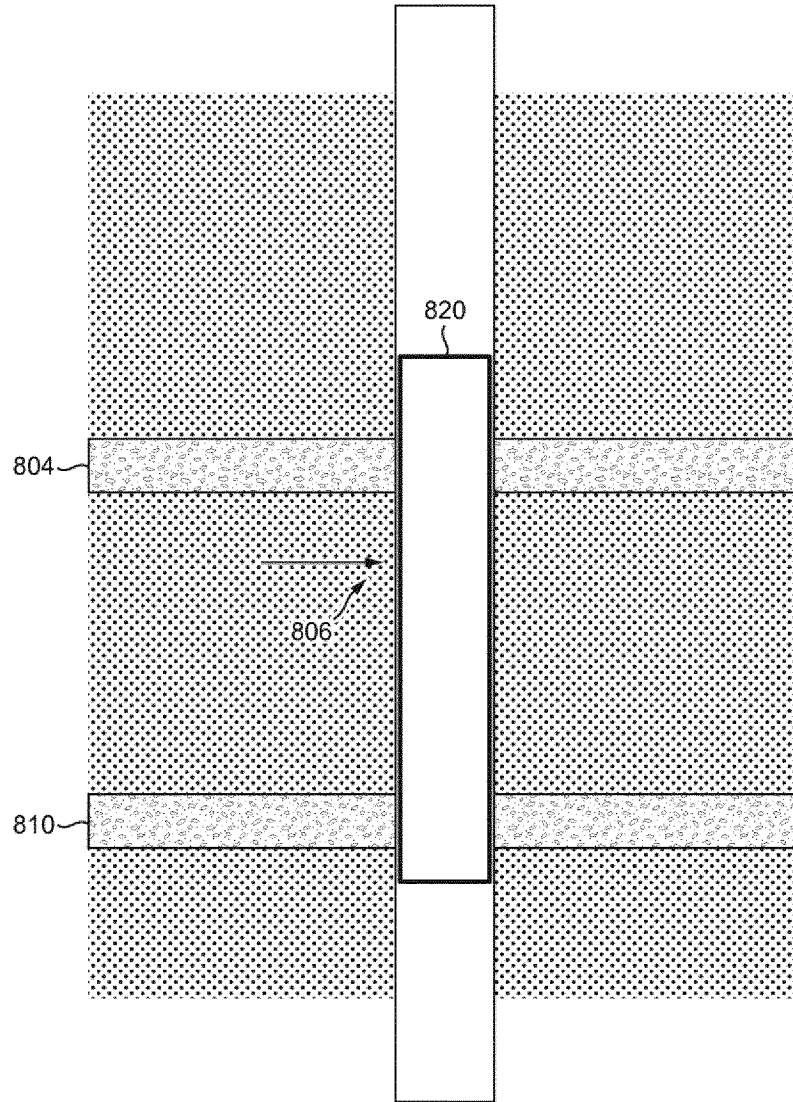
Фиг. 10



Фиг. 11А



Фиг. 11Б



Фиг. 11В