

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **042600**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.03.03

(21) Номер заявки
202190448

(22) Дата подачи заявки
2019.09.13

(51) Int. Cl. *E21B 47/022* (2012.01)
E21B 47/06 (2012.01)
E21B 49/00 (2006.01)
E21B 10/00 (2006.01)
E21B 10/42 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЯ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПЛАСТАХ, ПОДЛЕЖАЩИХ БУРЕНИЮ БУРОВЫМ УСТРОЙСТВОМ**

(31) **102018000008613**

(32) **2018.09.14**

(33) **IT**

(43) **2021.06.04**

(86) **PCT/IB2019/057728**

(87) **WO 2020/053822 2020.03.19**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ЭНИ С.П.А. (IT)

(72) Изобретатель:
Туролла Аксель, Феррара Паоло (IT)

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(56) **WO-A1-2014111846**
WO-A1-0231538
US-A1-2007285274
CA-A1-2794094

(57) В изобретении представлен способ определения значения аномального порового давления на уровне глубины первой прерывистой поверхности (24, 210) раздела между первым геологическим пластом (1, 201) и вторым геологическим пластом (2, 202), подлежащими бурению буровым устройством, содержащим по меньшей мере одно долото (10), причем указанный способ реализуется посредством системы (100), содержащей по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20), установленный с указанным долотом (30), по меньшей мере одну память (32, 33) для хранения наблюдаемых данных и по меньшей мере один управляющий процессор (30, 31) для обработки наблюдаемых данных, содержащихся в упомянутой по меньшей мере одной памяти (32, 33), причем упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) управляет передачей сигнала, передаваемого на заданной частоте, упомянутый по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20) принимает принимаемый сигнал, который упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) записывает в упомянутую по меньшей мере одну память (32, 33), сравнивая его с предварительно загруженными в упомянутую по меньшей мере одну память (32, 33) наблюдаемыми данными и определяя значение аномального порового давления первой прерывистой поверхности (24, 210) раздела.

042600
B1

042600
B1

Изобретение относится к способу определения значения порового давления в геологических пластах, подлежащих бурению буровым устройством.

В уровне техники известны способы выявления, прогнозирования и определения аномального порового давления геологического пласта, подлежащего бурению с помощью буровых устройств, в основном принадлежащих измерениям, проводимым с поверхности, которые имеют низкое пространственное разрешение.

Современные способы оценивают поровое давление геологического пласта, подлежащего бурению, плохо поддающимся определению и трудно измеряемым образом, так, что долото бурового устройства рискует столкнуться с опасностями, которые могут привести к взрывоопасным ситуациям, таким как называемые "выбросы", или к поломкам.

Другие способы, такие как, например, способ того же заявителя, уже опубликованный как WO2014/111846 A1, основаны на акустических измерениях непосредственно в геологическом пласте перед долотом бурового устройства, на жаргоне "взгляде вперед".

Известные в уровне техники долота устанавливают электроакустические преобразователи, которые расположены непосредственно в контакте с первым геологическим пластом, подлежащем бурению для передачи сигнала при распространении через первый геологический пласт; такой сигнал отражается первой прерывистой поверхностью раздела между первым и вторым геологическим пластами, подлежащими бурению, где второй геологический пласт подвержен аномальному поровому давлению, и, наконец, отраженный сигнал снова распространяется через первый геологический пласт и принимается как сигнал, принятый принимающим электроакустическим преобразователем.

Принятый сигнал очень слаб по отношению к паразитному сигналу из-за электроники принимающего электроакустического преобразователя.

Размещение электроакустических преобразователей в непосредственном контакте с первым геологическим пластом - сложная операция, которая замедляет бурение скважины.

Возможные нарушения при разработке геологического пласта могут повлиять на работу электроакустических преобразователей или повредить их.

Электроакустические преобразователи должны быть установлены на исполнительных механизмах, которые перемещают их внутрь и наружу долота, чтобы привести их в контакт с пластом.

После того как электроакустический преобразователь входит в контакт с геологическим пластом, подлежащим бурению, необходима система предварительной нагрузки, чтобы минимизировать вертикальное перемещение корпуса передатчика и, следовательно, максимизировать силу, действующую на пласт; такая система также должна быть такой, чтобы предпочтительно поддерживать резонансную частоту системы вне рабочего диапазона.

Задача настоящего изобретения состоит в создании способа, идентифицирующего аномальное поровое давление, с помощью которого можно вычислить поровое давление геологического пласта, подлежащего бурению, при одновременном преодолении недостатков известного способа.

Согласно изобретению эта цель достигается способом по п.1 формулы изобретения.

Другая цель этого изобретения состоит в создании системы, которая реализует способ по п.1 формулы изобретения и которая также работает в слое бурового раствора разрабатываемой скважины.

Согласно изобретению такая другая цель достигается с помощью системы согласно п.14 формулы изобретения.

Другие признаки включены в зависимые пункты формулы изобретения.

Признаки и преимущества этого изобретения станут более понятны из следующего описания, которое следует понимать как иллюстративное, но не ограничивающее, со ссылкой на прилагаемые схематические чертежи, на которых:

на фиг. 1 показан пример схемы долота бурового устройства, на котором установлены два электроакустических преобразователя, передающий электроакустический преобразователь и принимающий электроакустический преобразователь, системы согласно настоящему изобретению; долото погружается в слой бурового раствора во время разработки скважины для бурения первого геологического пласта и второго геологического пласта, подверженного аномальному поровому давлению по отношению к гидростатическому давлению; причем между первым и вторым геологическими пластами существует первая прерывистая поверхность раздела;

фиг. 2А - вид снизу долота, показывающий переднюю поверхность долота; долото имеет гребни, на которых установлены лезвия с алмазной кромкой; при этом два электроакустических преобразователя установлены на разных гребнях;

фиг. 2В - вид снизу альтернативного долота, показывающий лицевую сторону долота, на которой установлены электроакустические преобразователи;

на фиг. 3 представлена блок-схема, показывающая логические блоки процесса определения порового давления;

фиг. 4 - вид в разрезе испытательного трехосевого кернодержателя, содержащего первый испытательный пласт и второй испытательный пласт, между которыми есть первая прерывистая испытательная поверхность раздела;

фиг. 5 - блок-схема, показывающая логические блоки процесса создания "обучающего набора", то есть базы данных в процессе обучения системы с помощью испытательного трехосевого кернодержателя;

на фиг. 6А показаны два графика пяти перекрывающихся откликов в частотных спектрах принимающего электроакустического преобразователя, которые относятся к первой испытательной конфигурации между первым испытательным пластом и вторым испытательным пластом, которые представляют собой известные образцы, расположенные в испытательном трехосевом кернодержателе; оба графика являются функцией частотного диапазона от 1400 до 3200 Гц; верхний график показывает амплитуду, а нижний график показывает фазу сигнала, полученного от отражения над известной первой прерывистой испытательной поверхностью раздела; оба графика показывают два пика как по амплитуде, так и по фазе, которые представляют собой наблюдаемые данные, которые записываются в базу данных и позже сравниваются с измерениями во время разработки скважины процессором классификатора системы; пять спектров имеют поровое давление второго исследуемого пласта между 181 бар и 280 бар, в частности, можно отметить обратную зависимость между положением по частоте пиков и провалов пяти спектров, которые перемещаются с более низкими частотами, при увеличении порового давления второго геологического пласта; в результате можно определить поровое давление второго исследуемого геологического пласта по характерному положению по частоте пиков и провалов;

на фиг. 6В показаны два графика пяти перекрывающихся спектров отклика принимающего электроакустического преобразователя, которые относятся ко второй испытательной конфигурации между другим первым испытательным пластом и другим вторым испытательным пластом, которые представляют собой известные образцы, расположенные в испытательном трехосевом кернодержателе; оба графика являются функцией частотного диапазона от 500 до 4000 Гц; верхний график показывает амплитуду, а нижний график показывает фазу сигнала, полученного от отражения над другой первой прерывистой испытательной поверхностью раздела; пять спектров имеют поровое давление второго исследуемого пласта от 133 до 258 бар, в частности, показана частота погружения или режекции, которая перемещается на низких частотах при увеличении порового давления второго геологического пласта; в результате можно определить поровое давление второго исследуемого геологического пласта по положению на частоте погружения;

на фиг. 7 показана блок-схема, показывающая логические блоки процесса на основе алгоритмической модели, которую мы будем называть "основанной на модели", для определения порового давления на первой прерывистой поверхности раздела;

на фиг. 8 показана блок-схема, показывающая логические блоки процесса распознавания "образов", то есть распознавания изображений графических схем наблюдаемых данных - которые мы будем называть "распознаванием образов" - для определения порового давления второго геологического пласта, подлежащего бурению, на первой прерывистой поверхности раздела.

Со ссылкой на упомянутые чертежи и, в частности, на фиг. 1 показана система 100 для идентификации первой прерывистой поверхности 210 раздела между первым геологическим пластом 201, подлежащим бурению, и вторым геологическим пластом 202, подлежащим бурению, где второй геологический пласт 202, подлежащий бурению, подвергается аномальному поровому давлению. Первый геологический пласт 201 и второй геологический пласт 202 расположены последовательно друг за другом при увеличении глубины.

Система 100 определяет значение этого аномального порового давления второго геологического пласта 202 на уровне глубины первой прерывистой поверхности 210 раздела.

Бурение происходит с помощью бурового устройства.

Эта система 100 содержит два электроакустических преобразователя 20, которые установлены на долоте 10 бурового устройства по меньшей мере одну память 32 для хранения данных и по меньшей мере один управляющий процессор 30 для обработки данных, содержащихся, по меньшей мере, в памяти 32.

Два электроакустических преобразователя 20 содержат пьезоэлектрические устройства и/или устройства с подвижными магнитами. Первый электроакустический преобразователь 20 - это передатчик 21, а второй электроакустический преобразователь 20 - это приемник 22. Передающий электроакустический преобразователь 21 содержит исполнительный механизм, а принимающий электроакустический преобразователь 22 содержит датчик.

Долото 10 бурового устройства бурит скважину для извлечения углеводородов в жидком состоянии или бурового раствора в грунте, содержащем слой бурового раствора 200 и геологические пласты, которые еще предстоит пробурить, которые являются первым геологическим пластом 201 и вторым геологическим пластом 202 в последовательном порядке при увеличении глубины в грунте, подлежащем разработке. Второй геологический пласт 202 на фиг. 1 подвержен аномальному поровому давлению. Аномальное поровое давление может быть как избыточным, так и пониженным. Первая прерывистая поверхность 210 раздела находится между первым геологическим пластом 201 и вторым геологическим пластом 202. Аномальное поровое давление второго геологического пласта 202 измеряется на уровне глубины первой прерывистой поверхности 210 раздела.

Как показано на фиг. 2, долото 10 относится к типу PDC - поликристаллический алмазный композит.

Долото 10 содержит поверхность 15, множество насадок 13, выполненных в поверхности 15 для прохождения бурового раствора, множество гребней 11, которые выступают из поверхности 15, множество лезвий 12 с алмазной кромкой, каждое из которых установлено с помощью соответствующей части гребня 11 в направлении вращения долота 10 при разработке грунта.

Каждые два гребня 11 из множества гребней 11 долота 10 устанавливают электроакустический преобразователь 20 на части гребня 11, обращенной в противоположном направлении относительно направления вращения долота 10 при разработке грунта, как показано на фиг. 2А.

Положение электроакустических преобразователей 20 накладывает ограничения на их размеры, в частности, излучающая поверхность передающего электроакустического преобразователя 20 и принимающая поверхность принимающего электроакустического преобразователя 20 ограничиваются диаметром, не превышающим 30 мм.

Расстояние между двумя электроакустическими преобразователями 20 не превышает 10 см с учетом размеров стандартного долота 10. Расстояние между передающим и принимающим электроакустическими преобразователями 20 зависит от размеров долота 10, и, как правило, лучшие результаты достигаются за счет максимального увеличения расстояния между двумя электроакустическими преобразователями 20.

Два электроакустических преобразователя 20 содержат передающую и принимающую поверхность, обращенную к разрабатываемому участку, подлежащему бурению.

Расположение двух электроакустических преобразователей 20 на гребнях 11 выгодно использует пространство между гребнями 11, таким образом исключая центральную часть поверхности 15, где имеются насадки 13 для прохождения бурового раствора.

Такое положение двух электроакустических преобразователей 20 на гребнях 11 долота 10 особенно благоприятно и выгодно для работы системы 100 также в слое 200 бурового раствора. Когда система 100 работает с двумя электроакустическими преобразователями 20, расположенными в слое бурового раствора 200, говорят, что система 100 соединена со слоем бурового раствора 200, то есть в так называемой "гидравлически соединенной" конфигурации системы 100.

Действительно, система 100 предпочтительно способна идентифицировать и измерять аномальное поровое давление, даже если электроакустические преобразователи 20 находятся в слое 200 бурового раствора.

Система 100 также функционирует, когда электроакустические преобразователи 20 находятся в контакте с первым геологическим пластом 100.

Электроакустические преобразователи 20 могут находиться как в прямом контакте с геологическим пластом 201, так и в так называемой "соединенной с пластом" конфигурации системы 100, или они могут находиться в прямом контакте со слоем бурового раствора 200 и соединяться посредством слоя бурового раствора 200 в так называемой "гидравлически соединенной" конфигурации системы 100.

Электроакустические преобразователи 20 могут иметь связь одного и того же типа, которая является как "гидравлической", так и "соединенной с пластом", или разными типами связи, например, передающий электроакустический преобразователь 20 в конфигурации "соединенной с пластом" и принимающий электроакустический преобразователь 20 в "гидравлически соединенной" конфигурации, или наоборот.

Так называемый эффект "перекрестных помех" преимущественно сводится к минимуму в "соединенной с пластом" конфигурации электроакустического преобразователя 20.

Независимость от неровностей в геологическом пласте 201 и от фрагментов породы, которые вырываются из выработки во время бурения, то есть так называемых "выбурений", преимущественно достигается в "гидравлически соединенной" конфигурации электроакустического преобразователя 20.

Более того, электроакустические преобразователи 20 предпочтительно не должны перемещаться за пределы долота 10, а могут оставаться в пределах оболочки долота 10.

Решение с электроакустическими преобразователями 20 в "гидравлически соединенной" конфигурации является даже более эффективным, когда электроакустические преобразователи 20 размещаются на гребнях 11 долота 10, поскольку электроакустические преобразователи 20 находятся на несколько сантиметров ближе к геологическому пласту 201 и, следовательно, энергия, передаваемая в геологический пласт 201, увеличивается.

Что касается принимающего электроакустического преобразователя 20, то важно минимизировать составляющую сигнала из-за связи между двумя, передающим и принимающим, электроакустическими преобразователями 20 через металл бурового долота 10. Например, если принимающий электроакустический преобразователь 20 относится к пьезоэлектрическому типу, можно использовать конфигурацию так называемого "сбалансированного по ускорению" типа, известную специалистам в данной области.

Система 100 также способна распознавать, когда аномалия полученных наблюдаемых данных вызвана аномальным поровым давлением, и в этом случае определяет его значение. Действительно, первая прерывистая поверхность раздела может быть вызвана литологическим изменением типов горных пород

и/или аномальным поровым давлением, то есть поровым давлением, которое отличается от гидростатического значения.

Изменение физико-механических параметров между первым 201 и вторым 202 геологическими пластами на первой прерывистой поверхности 210 раздела может быть как скачкообразным, так и постепенным изменением.

Чтобы обнаружить наличие прерывистой поверхности 210 раздела между двумя геологическими пластами, которые предстоит разработать, передающий электроакустический преобразователь 20 генерирует и передает передаваемый сигнал, который представляет собой первую акустическую или упругую волну, имеющую такие амплитуду и частоту, что они адаптированы для обнаружения возможного присутствия любой прерывистой поверхности раздела в геологическом пласте 200, 201, 202, подлежащем разработке.

Переданный сигнал может быть импульсом с основной частотой с центром в рабочей полосе, например, 3 синусоидальных цикла, или непрерывной синусоидой по меньшей мере 100 циклов, модулированной по частоте, например, с линейным нарастанием, линейным "вибросейсмическим сигналом".

Сигнал, передаваемый передающим электроакустическим преобразователем 20, содержит частотное поле в диапазоне от 50 до 5000 Гц. Эта полоса частот позволяет достичь глубины проникновения в геологические пласты 200, 201, 202, подлежащие разработке, порядка 10 м, преимущественно с гораздо большим разрешением, чем то, которое можно получить с помощью методов сейсмологии.

Сигнал, передаваемый передающим электроакустическим преобразователем 20, является непрерывным.

Переданный сигнал распространяется как распространенный сигнал через первый геологический пласт 201 до достижения первой прерывистой поверхности 210, где распространенный сигнал частично отражается обратно в виде отраженного сигнала. Сигнал, отраженный первой прерывистой поверхностью 210 раздела, представляет собой от 10 до 20% интенсивности сигнала, распространяющегося до первой прерывистой поверхности 210 раздела. Отраженный сигнал распространяется обратно через первый геологический пласт 201 как распространенный отраженный сигнал до достижения электроакустических преобразователей 20 как принятый сигнал.

Приемный электроакустический преобразователь 20 принимает принятый сигнал, который преобразуется в электрический и/или цифровой принятый сигнал, содержащий наблюдаемые данные, которые отправляются в память 32, где эти наблюдаемые данные затем обрабатываются процессором 30 системы 100.

Принятый сигнал, который принимающий электроакустический преобразователь 20 принимает первым, представляет собой волну напряжения сжатия, которая является самой быстрой и, следовательно, первой достигает принимающего электроакустического преобразователя 20.

Необходимо знать скорость сжатия в геологическом пласте 201 на этапе бурения, чтобы оценить время исходящего и входящего сигналов. Значение скорости сжатия может быть уже известно из других процессов измерения наземной сейсмологии и, возможно, может быть подтверждено и уточнено с помощью так называемых "акустических каротажных диаграмм" с помощью обычных измерительных инструментов во время разработки скважины, так называемого "каротажа при бурении" (LWD). Если это значение недоступно, можно оценить скорость сжатия в геологическом пласте 201 путем повторения измерения, описанного выше, после бурения, по меньшей мере, на расстоянии, равном разрешающей способности измерения.

Разрешающая способность измерения "res" обратно пропорционально зависит от полосы В передаваемого сигнала и напрямую от скорости распространения продольной волны в пласте 201 c_{p201}

$$res = \frac{c_{p201}}{2B}$$

$$res = \frac{c_{p201}}{2B}$$

учитывая, что В имеет порядок нескольких тысяч Гц, а c_{p201} и c_{p1} - порядок от 3 до 6 км/с, наилучшее разрешение "res" составляет порядка 1 м.

На основе наблюдаемых данных сигнала, принятого от принимающего электроакустического преобразователя 20, электронный процессор 30 обрабатывает данные и определяет расстояние от первой прерывистой поверхности 210 раздела, на которую долото 10 натывается во время бурения, выполняя первую операцию, в которой процессор 30 вычисляет исходящее и входящее время между переданным сигналом и принятым сигналом аналоговым способом, идентифицируя пик корреляции с перекрестной ссылкой, или "кросс-корреляцию" между переданным сигналом и принятым сигналом, или путем идентификации частоты биений умножения между переданным сигналом и принятым сигналом.

Преимущественно передаваемый сигнал представляет собой синусоиду, модулированную по частоте, так что обработка процессором 30 требует умножения между переданным сигналом, который является управляющим сигналом, и принятым сигналом, выбор сигнала, полученного в результате умножения посредством алгоритм фильтрации нижних частот, реализованный процессором 30 для удаления суммарных частот, наконец, процессор 30 реализует связь по переменному току для уменьшения возможной

составляющей "перекрестных помех", может быть реализован аналогично.

Если возникают "перекрестные помехи", и принимающий электроакустический преобразователь 20 не слышит, то разрешающая способность полезного сигнала до захвата не ухудшается, поскольку выборка выполняется после аналоговой обработки сигнала.

При одинаковой глубине первой прерывистой поверхности 210 раздела отношение сигнал-помеха на принимающем электроакустическом преобразователе 20 больше, поскольку полоса принимаемого полезного сигнала меньше и, соответственно, меньше мощность шума.

При равной передаваемой энергии мощность передачи меньше и, следовательно, меньше требуемое управляющее напряжение.

В ходе текущих экспериментов можно обнаружить первую прерывистую поверхность 210 раздела, если такая прерывистость 210 находится на расстоянии от долота 10, на котором установлены электроакустические преобразователи 20, на расстоянии от 0 до 15 м.

Однако точная обработка системы 100 может привести к обнаружению первой прерывистой поверхности 210 раздела также на больших расстояниях от долота 10, хотя на обнаружения на больших расстояниях, чем 15 м, может повлиять тип геологических пластов 200, 201, 202, подлежащих бурению буровым устройством.

Присутствие возможной аномалии порового давления в пласте, подлежащем бурению, вызывает измеримый эффект в спектре электрического импеданса $Z(f)$ передающего электроакустического преобразователя 20 и измеримый в спектре $H(f)$ сигнала, принятого от приемного электроакустического преобразователя 20.

Если предыдущая фаза обнаружила первую прерывистую поверхность раздела, потому что принимающий электроакустический преобразователь 20 принял сигнал, полученный от отражения на первой прерывистой поверхности 210 раздела, то процессор 30 управляет передающим электроакустическим преобразователем 21 для генерации и передачи второго переданного сигнала, который представляет собой вторую акустическую/упругую волну, которая адаптирована для определения того, была ли аномалия, обнаруженная на предыдущей фазе, вызвана литологическими изменениями или аномальным поровым давлением. Возможное присутствие первой прерывистой поверхности 210 раздела приводит к определенному эффекту ослабления и/или диспергирования принятого сигнала, который записывается в памяти 32 системы 100.

Конкретный эффект ослабления и/или рассеивания принимаемого сигнала включает конкретный эффект по частоте по отношению к частоте приема принимающего электроакустического преобразователя 20 и конкретный эффект по импедансу по отношению к импедансу передающего электроакустического преобразователя 20.

Этот конкретный эффект ослабления и/или дисперсии отображается процессором 30 и записывается в памяти 32, например, путем отображения этого конкретного эффекта в следующих передаточных функциях: электрическое сопротивление $Z(f)$ передатчика или отклик на частоте $H(f)$ системы, состоящей из двух, передающего и принимающего, электроакустических преобразователей 20 и геологического пласта 201. Конкретный эффект ослабления и/или дисперсии предварительно загружается в память 32, поскольку он уже известен из предыдущих испытаний или предыдущих измерений, так что его можно сравнить с эффектом, измеренным в полевых условиях, и проанализировать процессором 30.

Передаваемый сигнал может представлять собой набор дискретных тонов продолжительностью не менее 100 циклов для достижения стационарного состояния, частоты которого покрывают рабочую полосу с достаточно малым шагом F , например 10 Гц. Для каждой частоты $f_n = nF$ передаточные функции рассчитываются следующим образом:

$$Z(nF) = \frac{V(nF)}{I(nF)}$$

$$H(nF) = \frac{R(nF)}{V(nF)}$$

где V , I и R - соответственно напряжение возбуждения принимающего электроакустического преобразователя 20, ток возбуждения передающего электроакустического преобразователя 20 и сигнал, принятый от принимающего электроакустического преобразователя 20. Заглавные буквы V , I , R обозначают соответствующие преобразования Фурье.

Передаваемый сигнал может быть гауссовским белым шумом, длящимся несколько секунд, который удобно фильтровать в рабочей полосе с помощью полосовой фильтрации. Передаточные функции рассчитываются следующим образом:

$$Z(f) = \frac{\varphi_v(f)}{\varphi_i(f)}$$

$$H(f) = \frac{\varphi_r(f)}{\varphi_v(f)}$$

где $\varphi_{xx}(f)$ и $\varphi_{yx}(f)$ - определения с помощью периодограммы Велча, соответственно плотности спектральной мощности общего сигнала x и плотности объединенной спектральной мощности общего сигнала y с общим сигналом x .

Электроакустические преобразователи 20 передают сигнал, который распространяется в буровом растворе 200, также через буровой раствор 200, причем сигнал, передаваемый и распространяющийся в буровом растворе, далее распространяется через первый геологический пласт 201 до достижения первой прерывистой поверхности 210 раздела, где сигнал частично отражается обратно. Сигнал, отраженный первой прерывистой поверхностью 210 раздела, распространяется обратно через первый геологический пласт 201 и, наконец, далее распространяется через буровой раствор 200 до достижения электроакустических преобразователей 20. По меньшей мере один из электроакустических преобразователей 20 принимает сигнал, который преобразуется в электрический сигнал, содержащий наблюдаемые данные, которые отправляются в память 32; эти наблюдаемые данные затем обрабатываются процессором 30 системы 100.

Еще более предпочтительно процессор 30 также оценивает значение аномального порового давления.

Чтобы оценить значение порового давления из полученных наблюдаемых данных, процессор 30 применяет алгоритмическую модель, основанную на наблюдаемом в частотной области, иначе называемую моделью "частотной области".

Определение порового давления может производиться, исходя из передаточных функций $Z(f)$, $H(f)$.

Резонансная частота электроакустических преобразователей 20 предпочтительно меньше минимальной рабочей частоты или больше максимальной рабочей частоты.

Согласно одному подходу, основанному на модели алгоритмических вычислений, так называемой модели "на основе модели", процессор 30 определяет три режима 300, 310, 301, 302, которые логически связаны друг с другом, как показано, например, на фиг. 3.

Первая модель 300 порового давления второго геологического пласта 202. Процессор 30 принимает поровое давление во втором геологическом пласте 202 в качестве входных данных и предоставляет неупругие параметры второго геологического пласта 202 в качестве выходных данных, например, коэффициенты качества Q_P и Q_S сжатия и резания. Также требуются вспомогательные параметры, которые содержат параметры упругости геологического пласта 202, например плотность ρ , скорость распространения c_P , c_S сжатия и резания, для которых обычно доступно определение 310, полученное с помощью наземной сейсмологии. Модель 300 состоит из "справочной таблицы" (LUT), которая может быть создана путем проведения описанных выше измерений (дискретных тонов или гауссовского шума) в лабораторных условиях согласно блок-схеме, показанной на фиг. 5.

Примером лабораторной измерительной установки является трехосевой кернодержатель 40, как показано на фиг. 4, содержащий два образца пласта 1 и пласта 2 горной породы, имеющие метрические размеры, расположенные один над другим. Такой кернодержатель 40 предназначен для вертикального сжатия образцов с заданным напряжением для имитации веса вышележащих отложений, для радиального сжатия образцов с удерживающим давлением, например, в нефти, для имитации горизонтального напряжения, оказываемого боковыми отложениями, и для создания различных типов напряженных состояний, например, эдометр, тектоническое сжатие и т. д., которые известны специалистам в данной области. Кернодержатель 40 также предназначен для нагнетания текучей среды, которая может быть нефтью, водой или газом, в образцы пластов 1, 2 при желаемом давлении, то есть поровом давлении. Два преобразователя 20 должны быть соединены с первым образцом 1 в соответствии со способами, указанными выше, в камере, содержащей жидкость под желаемым давлением, которое имитирует вес столба 200 бурового раствора. Энергия, передаваемая кернодержателем 40, должна регулироваться в зависимости от глубины d первой прерывистой испытательной поверхности 24 раздела для генерирования отклика, эквивалентного отклику пласта, расположенного на расстоянии d от электроакустических преобразователей 20 на долоте 10, чтобы энергия, отраженная от дна кернодержателя 40, не возвращалась обратно к преобразователям, создавая таким образом артефакт. Используя достаточно разнообразный набор пар пластов 1, 2 с точки зрения литологии, пористости, проницаемости и т. д., и варьируя поровое давление для каждой комбинации, можно получить соответствие в виде таблицы между поровым давлением и коэффициентами качества сжатия/резания (Q_P , Q_S), параметризованными в типе пласта 202, как показано на фиг. 5.

Диаграмма на фиг. 5 показывает начало 500 процесса построения "справочной таблицы", содержащей спектральное измерение 501, сравнение с синтетическими спектрами, сгенерированными известной спектральной моделью 502, начиная с приложенного порового давления и начального значения коэффициентов качества сжатия/резания Q_P , Q_S ; если 503 спектральные измерения 501 сравниваются в пределах заданного порога с известной спектральной моделью 502, то определяется 508 соответствие между коэффициентами Q_P , Q_S качества сжатия/резания и поровым давлением PP ; в противном случае параметры сжатия сигнала, передаваемого передающим электроакустическим преобразователем 20 РТХ, должны быть изменены 504 путем изменения параметров Q_{P1} , Q_{P2} , Q_{S1} , Q_{S2} первого 1 и второй 2 испытательных пластов. Затем процесс повторяется путем изменения 505 значения модели порового давления пласта 2 из испытания $PP2$. Наконец, процесс дополнительно повторяется, путем изменения 506 типа породы в кернодержателе 40.

Вторая модель 301 акустического распространения представляет собой модель "частотной области"

ти", которая описывает распространение в стратифицированном пласте с учетом волн P, SV, SH и различных модальных преобразований на границах раздела твердое тело - твердое тело и твердое тело - жидкость с учетом неупругого или вязко-упругого аспекта с помощью удобной конститутивной модели пласта, где определенными примерами являются модель Зинера или модель Кьяртанссона, которые известны специалистам в данной области. Процессор 30 обрабатывает наблюдаемые входные данные, которые представляют собой неупругие параметры пласта 2, например, коэффициенты Q_p и Q_s качества сжатия и резания, которые были рассчитаны с помощью модели 300, описанной выше, или с помощью известных знаний 310 для измерений наземной сейсмологии. Процессор 30 вычисляет сопротивление излучения передающего электроакустического преобразователя 20 и трансимпеданс передающих-принимающих электроакустических преобразователей, как показано в передаточных функциях для "соединенной с пластом" и "гидравлически соединенной" конфигурации электроакустических преобразователей 20:

$$Z_{RAD}(f) = \frac{F_{TX}(f)}{v_{TX}(f)}$$

$$Z_{TR}(f) = \begin{cases} \frac{F_{TX}(f)}{v_{TX}(f)}, & \text{соединение с пластом} \\ \frac{F_{RX}(f)}{v_{RX}(f)}, & \text{гидравлическое соединение} \end{cases}$$

где F_{TX} - сила, прилагаемая передающим электроакустическим преобразователем 20 к пласту или буровому раствору, а v_{TX} - приводимая вертикальная составляющая скорости деформации пласта или бурового раствора; F_{RX} - это сила, прилагаемая к поверхности принимающего электроакустического преобразователя 20 давлением преломленной волны в слое бурового раствора 200, создаваемой отражением на поверхности 24, 210 раздела между двумя пластами 1, 201, 2, 202; v_{RX} - вертикальная составляющая скорости деформации пласта 200, 201, непосредственно примыкающего к поверхности принимающего электроакустического преобразователя 20, индуцированная волной напряжения, создаваемой отражением на поверхности 24, 210 раздела между двумя пластами 1, 201, 2, 202.

Другие вспомогательные параметры, рассматриваемые процессором 30, включают параметры упругости пласта 2 и возможное "падение" поверхности 24, 210 раздела между двумя пластами 1, 201, 2, 202, у которых, как правило, имеется значение, полученное с помощью наземной сейсмологии 310; упругие параметры пласта 1, 201 и бурового раствора 200, у которых, как правило, имеется значение, полученное с помощью наземной сейсмологии 310, в любом случае могут быть точно настроены с помощью "акустических каротажных" инструментов LWD; неупругие параметры пласта 1, 201 могут быть экстраполированы по "акустическим каротажным" приборам LWD.

В предпочтительном варианте предполагается использование источника звука круглого сечения, поэтому проблема может быть решена в цилиндрических координатах (r, ϕ, z). В таком предпочтительном варианте осуществления также предполагается, что источник движется только в вертикальном направлении z , и поэтому источник возбуждает только волны P и волны S с вертикальной поляризацией (SV), что подразумевает, что поля напряжения и скорости не зависят от азимутальной координаты ϕ .

Комплексные волновые числа k , указывающие интенсивность волновых векторов общего средства m , определяются как

$$k_{pm}(\omega) = \frac{\omega}{\hat{c}_{pm}(\omega)} - j\alpha_{pm}(\omega)$$

$$k_{sm}(\omega) = \frac{\omega}{\hat{c}_{sm}(\omega)} - j\alpha_{sm}(\omega)$$

где $\hat{c}_p(\omega), \hat{c}_s(\omega)$ и $\alpha_p(\omega), \alpha_s(\omega)$ рассчитываются с помощью удобной конститутивной модели пласта: предпочтительной моделью является модель Кьяртанссона, которая требует знания: c_p, c_s , доступность которых предполагается при определении с помощью "акустического каротажа" 310 для пласта 1 и из данных наземной сейсмологии 310 для пласта 2; Q_p, Q_s , доступность которых предполагается для определения посредством "акустического каротажа" 310 для пласта 1, 201 и из вышеописанной модели 300 порового давления для пласта 2, 202. Константы продольного распространения (продольные компоненты волновых векторов k) универсального средства m определяются как

$$k_{zpm} = \sqrt{k_{pm}^2 - \sigma^2}$$

$$k_{zsm} = \sqrt{k_{sm}^2 - \sigma^2}$$

где σ - спектральная переменная (радиальная составляющая волнового вектора k).

Зависимость от частоты ω опущена для всех указанных величин. Единственными переменными, которые не имеют этой зависимости, являются плотности ρ средних и геометрические параметры: радиус поперечного сечения преобразователей; L_F толщина слоя бурового раствора и толщина L пласта 1, 201.

Для конфигурации электроакустических преобразователей 20, соединенных с пластом, импеданс излучения Z_{RAD} может быть рассчитан как параллель импедансов

$$Z_{RAD} = \frac{Z_{RAD}^{(HS)} Z_{TR}}{Z_{RAD}^{(HS)} + Z_{TR}}$$

где $Z_{RAD}^{(HS)}$ - сопротивление излучения относительно "полупространства" пласта 1, 201, то есть неограниченно протяженного пространства без прерывистых поверхностей раздела и, следовательно, без отражений

$$Z_{RAD}^{(HS)} = - \frac{\pi a \mu_1}{2\omega \int_0^\infty k_{S1}^2 \frac{J_1^2(\sigma a)}{F(\sigma)} \frac{J_1^2(\sigma a)}{\sigma a} d\sigma}$$

$$\mu_1 = f(\rho_1, c_{S1}, \alpha_{S1})$$

$$F(\sigma) = (2\sigma^2 - k_{S1}^2)^2 + 4k_{zP1}k_{zS1}\sigma^2$$

а Z_{TR} является трансимпедансом TX-RX

$$Z_{TR} = \frac{\pi a^2 \mu_1}{4L e^{-jk_{P1}2L} j\omega \int_0^\infty \Psi(S_{11}, e^{-jk_{zS1}L}, e^{-jk_{zP1}L}) \frac{k_{zP1}^2}{F(\sigma)} \frac{J_1^2(\sigma a)}{\sigma a} d\sigma}$$

где $\Psi()$ - функция, а S_{11} - первая подматрица 2x2 матрицы рассеяния 4x4

$$S^{(1,2)} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} \\ S_{21} & S_{22} \end{bmatrix}$$

относительно поверхности 24, 210 раздела (пласта 1, 201, пласта 2, 202); такая матрица определяется как матрица преобразования между (комплексными) векторами амплитуды волны

$$\begin{bmatrix} A_1^{SV-} \\ A_1^{P-} \\ A_2^{SV+} \\ A_2^{P+} \end{bmatrix} = S^{(1,2)} \begin{bmatrix} A_1^{SV+} \\ A_1^{P+} \\ A_2^{SV-} \\ A_2^{P-} \end{bmatrix}$$

и является функцией модальных матриц пластов 1 и 2

$$S^{(1,2)} = F_{1,2}(M_1, M_2)$$

модальная матрица средства "i" - это матрица, состоящая из собственных векторов системы дифференциальных уравнений, описывающих распространение волны в бесконечно расширенном средстве "i"; это обычно матрица 4x4 и функция

$$M_i = G_i(\sigma, \rho_i, c_{Pi}, c_{Si}, \alpha_{Pi}, \alpha_{Si})$$

Как упомянуто выше, предполагается, что источник движется только в вертикальном направлении z и, следовательно, он возбуждает только волны P и волны S с вертикальной поляризацией SV. Следовательно, модальные матрицы двух пластов и матрица рассеяния поверхности раздела обычно имеют размер 4x4.

Если бы источник был универсальным, также учитывались бы горизонтальные поляризационные волны S (поля "напряжения" и скорости также зависели бы от азимутальной координаты), и, следовательно, такие матрицы стали бы 6x6.

Для конфигурации "гидравлически соединенных" электроакустических преобразователей 20 импеданс излучения может быть рассчитан как серия импедансов

$$Z_{RAD} = Z_{RAD}^{(HS)} + Z_{TR}$$

где $Z_{RAD}^{(HS)}$ - радиационное сопротивление относительно "полупространства" бурового раствора, которое может быть вычислено в замкнутой форме:

$$Z_{RAD}^{(HS)} = \pi a^2 \rho_F c_F \left[\left(1 - \frac{2J_1(2k_F a)}{2k_F a} \right) + j \frac{2H_1(2k_F a)}{2k_F a} \right]$$

а Z_{TR} - трансимпеданс TX-RX

$$Z_{TR} = 2\pi a^2 j\omega \rho_F e^{j2k_F L_F} 2L_F \int_0^\infty \varphi(s_{11}) \frac{J_1^2(\sigma a)}{\sigma a} d\sigma$$

где

$$\varphi(s_{11}) = \frac{2s_{11}}{1 - s_{11} e^{j2k_{zF} L_F}}$$

а s_{11} - первый элемент матрицы рассеяния 3x3

$$S = \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} \\ s_{21} & s_{22} \end{bmatrix}$$

относительно цепочки поверхностей раздела (буровой раствор, пласт 1) и (пласт 1, пласт 2); такая матрица определяется как матрица преобразования между (комплексными) векторами амплитуды волны

$$\begin{bmatrix} A_F^{P-} \\ A_2^{SV+} \\ A_2^{P+} \end{bmatrix} = S \begin{bmatrix} A_F^{P+} \\ A_2^{SV-} \\ A_2^{P-} \end{bmatrix}$$

S рассчитывается как

$$S = \bar{S}^{(F,1)} * S^{(1,2)}$$

где * обозначает произведение Редхеффера между матрицами и

$$\bar{S}^{(F,1)} = f(S^{(F,1)}, e^{-jk_{zs}L}, e^{-jk_{zs}L})$$

и $S^{(F,1)}$ - матрица рассеяния относительно поверхности раздела (буровой раствор 200, пласт 1, 201), а $S^{(1,2)}$ - матрица рассеяния относительно поверхности 24, 210 раздела (пласт 1,201, пласт 2, 202).

В общем, общий интерфейс (i, j) - это функция

$$S^{(i,j)} = F(M_i, M_j)$$

модальных матриц средств i и j; модальная матрица средства j - это матрица, состоящая из собственных векторов системы дифференциальных уравнений, описывающей распространение волны в неопределенно продолженном средстве i. Модальная матрица бурового раствора является 2x2

$$M_F = \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ \omega \rho_F & \omega \rho_F \\ k_{zF} & k_{zF} \end{bmatrix}$$

в то время как один из пластов "i", как правило, представляет собой матрицу 4x4 и является функцией

$$M_i = G(\sigma, \rho_i, c_{pi}, c_{si}, \alpha_{pi}, \alpha_{si})$$

Как и выше, предполагается, что источник движется только в вертикальном направлении z и, следовательно, он возбуждает только волны P и волны S с вертикальной поляризацией (SV). Следовательно, модальные матрицы двух пластов и матрица рассеяния поверхности раздела обычно имеют размер 4x4. Модальная матрица бурового раствора - 2x2, а матрица рассеяния на поверхности раздела бурового раствора/пласта 1-3x3. Если бы источник был общим, горизонтальные поляризационные волны S (поля "напряжения" и скорости также зависели бы от азимутальной координаты) также были бы рассмотрены, и поэтому модальные матрицы двух пластов и матрица рассеяния на поверхности раздела стали бы 6x6, тогда как матрица рассеяния на поверхности раздела бурового раствора и пласта 1 станет 4x4.

Третья модель 302 представляет собой электромеханическую модель электроакустических преобразователей 20 и модель "частотной области", которая описывает преобразование между электрическими и механическими величинами в преобразователях. Процессор 30 принимает импеданс излучения Z_{RAD} на входе, трансимпеданс Z_{TR} и выдает электрический импеданс Z и отклик на частоте H на выходе. Требуется вспомогательные параметры, включающие механические и электрические параметры преобразователей 20, электрический импеданс Z и отклик на частоте H .

Электрический импеданс Z рассчитывается как

$$Z = \frac{u_T}{i_T} = f_{TX}(Z_{RAD}; P_{TX})$$

где u_T и i_T - напряжение и ток возбуждения принимающего TX преобразователя 20, а P_{TX} - набор электрических и механических параметров передающего TX преобразователя 20.

Для преобразователей 20 в "соединенной с пластом" конфигурации частотная характеристика H рассчитывается как

$$H = \frac{u_R}{u_T} = \frac{f_{RX}(\frac{F_T}{Z_{TR}}; P_{RX})}{u_T} \quad F_T = g_{TX}(u_T, Z_{RAD}; P_{TX})$$

где u_R - сигнал на концах преобразователя RX, а P_{RX} - набор электрических и механических параметров приемного преобразователя RX.

Для преобразователей 20 в гидравлически соединенной конфигурации частотная характеристика H рассчитывается как

$$H = \frac{u_R}{u_T} = \frac{f_{RX}(Z_{TR} v_T; P_{RX})}{u_T} \quad v_T = g_{TX}(u_T, Z_{RAD}; P_{TX})$$

где u_R сигнал на концах преобразователя RX, а P_{RX} - набор электрических и механических параметров преобразователя RX.

На фиг. 7 показан алгоритм, предложенный для определения порового давления в соответствии с "модельным" подходом.

Начиная с 700, измеряется 701 расстояние 711 до первой прерывистой поверхности 24, 210 раздела. Если идентифицируется 702 отражение первой прерывистой поверхности раздела, то продолжают выполняться 704 спектральные измерения, в противном случае выполняется бурение 703. Процессор 30 итеративно вычисляет синтетические спектры, сгенерированные 705 предварительно загруженной спектральной моделью, исходя из значения порового давления. При каждой итерации такое значение изменяется 707, начиная с начального значения или предполагаемого значения, например, гидростатического значения, и синтетические спектры пересчитываются до тех пор, пока они не могут быть сопоставлены 706 в пределах заданного порога со спектральными измерениями 704, таким образом получая 708 определение порового давления.

Вместе с применением этой так называемой "основанной на модели" алгоритмической модели или как вариант процессор 30 содержит по меньшей мере один модуль, который является процессором 31 классификатора и может реализовывать другой процесс распознавания образов, блок-схема которого схематично показана на фиг. 8.

Процессор 31 классификатора является "контролируемым" классификатором.

Процессор 31 классификатора реализует процесс "распознавания образов" путем статистического определения значения порового давления первой прерывистой поверхности 210 раздела путем сравнения с помощью статистического алгоритма наблюдаемых данных, полученных от системы 100, и наблюдаемых данных, уже измеренных до разработки скважины, которые были ранее загружены в базу данных 33 памяти 32 системы 100, которая доступна процессору 31 классификатора.

Как показано в примерах на фиг. 6А и 6В, лабораторные испытания позволили определить, какие наблюдаемые данные должны сравниваться процессором 31 классификатора среди данных, полученных от системы 100, и данных, измеренных в лаборатории с помощью трехосного кернодержателя 40, для определения значения порового давления, и содержат частоты некоторых пиков и некоторых провалов передаточных функций, соответствующих резонансным частотам, как для модуля амплитуды, так и для фазы. Такие частоты могут быть напрямую записаны в значениях порового давления.

Аномальные давления в порах, соответствующие совокупности наблюдаемых данных, которые представляют собой серию четко определенных пиков и провалов графиков 6А и 6В, известны в трехосном кернодержателе 40, таким образом процессор 31 классификатора может сравнивать пики и провалы наблюдаемых данных в базе 33 данных и сравнивать их с измерениями во время выемки грунта, определяя поровое давление второго геологического пласта 202 на уровне глубины первой прерывистой поверхности 210 раздела. Эти пики и падения соответствуют резонансным частотам. Пики соответствуют максимумам отклика принимаемого сигнала, а спады соответствуют минимумам отклика принимаемого сигнала, которые являются признаками наблюдаемых данных. Другие признаки наблюдаемых данных, которые являются признаками порового давления в пласте, подлежащем бурению, в спектрах $Z(f)$ и $H(f)$ включают резонансные частоты, амплитуду пиков в резонансе, добротность резонанса, частоты режески как в модуле, так и в фазе. Каждый набор наблюдаемых данных испытаний соответствует известному значению порового давления при испытании. Характеристики этого набора наблюдаемых данных испытаний соответствуют значениям давления на месте известного испытания.

Что касается подхода на основе модели, описанного выше, то этот подход к распознаванию образов имеет важное преимущество, заключающееся в том, что не требуется предварительное знание вспомогательных параметров, в частности тех, которые относятся к пласту 201 перед долотом, которые не всегда доступны с помощью других типов измерений, таких как, например, сейсмические измерения на поверхности.

Наблюдаемые данные базы данных 33, предварительно загруженные в память 32 системы 100, получают посредством измерений, проводимых в лабораторных условиях с использованием трехосного кернодержателя 40 или другого подобного устройства.

Как показано на фиг. 4, трехосевой кернодержатель 40 представляет собой обучающее устройство, так называемый лабораторный "обучающий набор" для процессора 31 классификатора. Обучающий набор содержит передаточные функции для обучения процессора 31 классификатора и может быть создан путем проведения измерений, описанных выше (дискретных тонов или гауссовского шума) в лабораторных условиях. Трехосевой кернодержатель 40 содержит два образца горной породы пласта 1 и пласта 2 метрических размеров, расположенных один над другим. Такой кернодержатель 40 предназначен для вертикального сжатия образцов с заданным напряжением, чтобы имитировать вес перекрывающихся отложений.

Кернодержатель 40 предназначен для радиального сжатия образцов с помощью удерживающего давления (например, в нефти) для имитации горизонтального напряжения, оказываемого боковыми отложениями, и для создания различных типов напряженных состояний (например, эдометра, тектонического сжатия и т.д., которые известны специалистам в данной области).

Кернодержатель 40 предназначен для нагнетания жидкости (нефти, воды или газа) в образцы при желаемом давлении (поровом давлении).

Два преобразователя 20 должны быть соединены с первым образцом в соответствии с указанными выше способами в камере, содержащей, например, воду, при желаемом давлении (которое имитирует вес столба бурового раствора).

Передаваемая энергия должна регулироваться в зависимости от глубины "d" прерывистой испытательной поверхности 24 раздела, чтобы генерировать эквивалентный отклик первой прерывистой поверхности 210 раздела, расположенной на расстоянии "d" от преобразователей 20 во время разработки скважины.

Передаваемая энергия должна регулироваться таким образом, чтобы энергия, отраженная от дна кернодержателя 40, не возвращалась обратно к преобразователям 20, создавая таким образом артефакт.

Используя достаточно разнообразный набор пар пластов 1, 2 (с точки зрения литологии, пористости, проницаемости и т.д.) и варьируя поровое давление для каждой комбинации, можно получить обу-

чающий набор для обучения процессора 31 классификатора.

Обучающий набор формируется следующим образом. Чтобы извлечь предварительно измеренные параметры из кернодержателя 40 и ввести их в базу данных 33 системы 100, пространство поровых давлений разделено на диапазоны удобной ширины (ориентировочно 10 бар). Извлекаются 4 частотных профиля (модуль импеданса ТХ, фаза импеданса ТХ, модуль отклика на частоте RX, фаза отклика на частоте RX) для каждой комбинации применяемого диапазона порового давления и литологических параметров пары пластов, связанных с определенными количественными параметрами, представляющими интерес. К таким параметрам относятся резонансные частоты, амплитуда пиков в резонансе, добротность резонанса, частоты режекции и другие параметры.

К таким полученным параметрам, возможно, могут применяться методы предварительной обработки для уменьшения избыточности информации, такие как, например, PCA (анализ основных компонентов).

Затем таким образом в лаборатории обучается процессор 31 классификатора. На начальном этапе обучения используются интересующие параметры, указанные на предыдущем этапе извлечения лабораторных параметров (фактические или преобразованные, например, с помощью PCA) с относительными метками (то есть диапазон порового давления и параметры литологической комбинации) для вычисления коэффициентов процессора 31 классификатора, который может применять серию алгоритмов, содержащих алгоритмы для линейных дискриминантных классификаторов, К-ближайшего соседа (KNN), машины опорных векторов (SVM), нейронной сети.

На следующем этапе процессор 31 классификатора применяется к измерениям, проводимым в реальном времени во время бурения. На основе коэффициентов процессора 31 классификатора, вычисленных на предыдущем этапе, процессор 31 классификатора классифицирует измерения, сделанные в лаборатории на кернодержателе 40, содержащем известные пласты 1 и 2, путем определения литологических характеристик пласта 201 перед долотом 10 и, в частности, вероятный диапазон относительного порового давления геологического пласта 201. Статистическое распознавание процессора 31 классификатора контролируется для реализации его прогностической надежности.

После прохождения первой прерывистой поверхности 210 раздела давление измеряется непосредственно на месте с помощью специальных инструментов (таких как, например, GeoTap от Halliburton), а литологические особенности анализируются с помощью LWD инструментов. Сравнение между измерениями на месте и прогнозом процессора 31 классификатора позволяет корректировать и/или интегрировать базу данных 33 для постоянного улучшения производительности процессора 31 классификатора. На фиг. 7 показан алгоритм процесса, применяемый процессором 31 классификатора для определения порового давления первой прерывистой поверхности 210 раздела в соответствии с подходом "распознавания образов".

На фиг. 8 суммируется подход "распознавания образов" с помощью блок-схемы, где, начиная с 800, сигнал, отраженный 801 от прерывистой поверхности раздела, измеряется при аномальном поровом давлении. Если отраженный сигнал не обнаружен 802, то буровая установка продолжает разработку 803, в противном случае, если отраженный сигнал обнаружен 804, измеряется 805 расстояние до первой прерывистой поверхности 210 раздела. Процессор 31 классификатора классифицирует 806 измерения, сравнивая их с базой данных 33. База данных 33 была создана 810 посредством обучающего набора трехосевого кернодержателя 40 путем извлечения 811 прогнозных параметров, которые могут быть пиками и провалами, показанными на фиг. 6А и 6В, для двух конфигураций пластов 1, 2. Затем происходит обучение 812 процессора 31 классификатора.

После классификации 806 и определения 808 аномального порового давления процессор 31 классификатора обновляет 807 базу 33 данных.

Обучающая база данных, то есть база 33 данных для процессора 31 классификатора, создается путем проведения измерений, описанных в лабораторных условиях. Примером измерительной установки является трехосевой кернодержатель, содержащий два образца горной породы (пласт, в котором находится долото, и пласт, подлежащий бурению) метрических размеров, расположенных один над другим. Такой кернодержатель предназначен для вертикального сжатия образцов с заданным напряжением для имитации веса перекрывающихся отложений; радиального сжатия образцов с помощью удерживающего давления (например, в нефти), чтобы моделировать горизонтальное напряжение, оказываемое боковыми отложениями, и создавать различные типы напряженных состояний (например, эдометр, тектоническое сжатие и т.д., которые известны специалистам в области); закачивания жидкости (нефти, воды или газа) в образцы под желаемым давлением (поровым давлением). Используя достаточно разнообразный набор пар пластов (с точки зрения литологии, пористости, проницаемости и т.д.) и варьируя поровое давление для каждой комбинации, можно получить обучающий набор для обучения классификатора. Такой обучающий набор содержит наборы параметров, представляющие интерес, так называемые сигнатуры или признаки, обозначенные заданным диапазоном порового давления и литологическим описанием пласта.

Как вариант, можно установить электроакустические преобразователи 20 на поверхности 15 долота 10, как показано на фиг. 2В.

Как вариант, можно установить электроакустические преобразователи 20 на участке гребня 11, об-

ращенном в направлении вращения долота 10, между лезвиями 12 с алмазной кромкой.

Таким образом, задуманное изобретение допускает множество модификаций и вариантов, которые все подпадают под одну и ту же изобретательскую идею; более того, все детали могут быть заменены технически эквивалентными элементами. На практике используемые материалы, а также их размеры могут быть любого типа в соответствии с техническими требованиями.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения значения порового давления второго геологического пласта (2, 202) на уровне глубины первой прерывистой поверхности (24, 210) раздела между первым геологическим пластом (1, 201) и вторым геологическим пластом (2, 202), расположенными последовательно при увеличении глубины, указанные первый (1, 201) и второй (2, 202) геологические пласты являются геологическими пластами, подлежащими бурению буровым устройством, содержащим по меньшей мере одно долото (10), причем указанный способ реализуется с помощью системы (100), содержащей по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20), установленный с указанным долотом (10), по меньшей мере одну память (32, 33) для хранения наблюдаемых данных и по меньшей мере один управляющий процессор (30, 31) для обработки наблюдаемых данных, содержащихся в упомянутой по меньшей мере одной памяти (32, 33), при этом упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) управляет упомянутым по меньшей мере одним электроакустическим преобразователем (20) для передачи передаваемого сигнала на заданной частоте и изменения указанной заданной частоты в пределах предварительного заданного диапазона значений частоты, упомянутый по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20) принимает принятый сигнал, содержащий множество наблюдаемых данных, измеренных как функция упомянутого сигнала, передаваемого в упомянутом предварительном заданном диапазоне значений частоты, упомянутый по меньшей мере один управляющий процессор (30, 31) записывает указанное множество измеренных наблюдаемых данных в указанную по меньшей мере одну память (32, 33), указанный по меньшей мере один управляющий процессор (30, 31) сравнивает указанное множество измеренных наблюдаемых данных принятого сигнала с пиками и спадами соответствующих множеств наблюдаемых данных, предварительно загруженных в упомянутую по меньшей мере одну память (32, 33), при этом упомянутое множество предварительно загруженных наблюдаемых данных также содержит множество уже известных значений аномального порового давления, которые соответствуют заданной серии наблюдаемых данных упомянутого множества предварительно загруженных наблюдаемых данных, для определения значения аномального порового давления второго геологического пласта (2, 202) на уровне глубины первой прерывистой поверхности (24, 210) раздела.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) анализирует упомянутую совокупность измеренных наблюдаемых данных и идентифицирует по меньшей мере один признак упомянутого множества измеренных наблюдаемых данных принятого сигнала, при этом упомянутый по меньшей мере один признак содержит по меньшей мере один максимум и/или минимум спектра, по меньшей мере одну резонансную частоту, по меньшей мере одну амплитуду резонансных пиков, по меньшей мере одно качество резонанса, по меньшей мере одну частоту режекции, при этом указанный по меньшей мере один признак присутствует по меньшей мере в одном спектре упомянутого множества измеренных наблюдаемых данных как функция по меньшей мере одной частоты и/или как функция по меньшей мере одного модуля и/или как функция по меньшей мере одной фазы, причем упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) сравнивает упомянутый по меньшей мере один признак принятого сигнала с соответствующими признаками наблюдаемых данных, предварительно загруженных в упомянутую по меньшей мере одну память (32, 33).

3. Способ по любому из пп.1 или 2, отличающийся тем, что он содержит этап измерения расстояния между указанным по меньшей мере одним электроакустическим преобразователем (20) и первой прерывистой поверхностью (24, 210) раздела, реализованный указанным по меньшей мере одним процессором (30, 31), который определяет исходящее время переданного сигнала и время возврата принятого сигнала путем определения пика перекрестной корреляции между переданным сигналом и принятым сигналом или путем определения частоты биений умножения между переданным сигналом и принятым сигналом.

4. Способ по п.3, отличающийся тем, что перед началом этапа измерения расстояния между упомянутым по меньшей мере одним электроакустическим преобразователем (20) и первой прерывистой поверхностью (24, 210) раздела процессор (30, 31) системы (100) определяет наличие первой прерывистой поверхности (24, 210) раздела с помощью управления упомянутым по меньшей мере одним электроакустическим преобразователем (20) для передачи известного передаваемого сигнала и проверки того, что упомянутый по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20) принимает принимаемый сигнал.

5. Способ по любому из пп.1-4, отличающийся тем, что этим способом предварительно загруженные в упомянутую по меньшей мере одну память (32, 33) наблюдаемые данные измеряются с помощью упомянутого по меньшей мере одного процессора (30, 31) системы (100), который измеряет множество измеренных наблюдаемых данных сигнала, принятого от указанного по меньшей мере одного электро-

акустического преобразователя (20), причем указанный по меньшей мере один преобразователь (20) передает передаваемый сигнал в трехосевой кернодержатель (40), который включает первый известный пласт (1) и второй известный пласт (2), причем первый пласт (1) расположен над вторым пластом (2), указанный трехосевой кернодержатель (40) содержит средства для нагнетания жидкости в пласты (1, 2) для моделирования первой известной прерывистой испытательной поверхности (24) раздела, заключенной между первым пластом (1) и вторым пластом (2), подверженным испытательному аномальному поровому давлению, значение которого известно, причем отраженным на указанной первой прерывистой испытательной поверхности (24) раздела является сигнал, передаваемый в отраженном сигнале, который распространяется в обратном направлении, пока не станет сигналом, принимаемым от указанного по меньшей мере одного электроакустического преобразователя (20), указанный по меньшей мере один процессор (30, 31) записывает в указанную по меньшей мере одну память (32, 33) множество наблюдаемых данных получаемого испытательного сигнала и значение известного испытательного аномального порового давления, которые становятся предварительно загруженными наблюдаемыми данными.

6. Способ по п.5, отличающийся тем, что перед записью множества наблюдаемых данных сигнала, принятого из упомянутого трехосевого кернодержателя (40), упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) анализирует упомянутое множество наблюдаемых данных и идентифицирует упомянутый по меньшей мере один признак упомянутого множества наблюдаемых данных, упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) записывает в упомянутую по меньшей мере одну память (32, 33) упомянутый по меньшей мере один признак упомянутого множества наблюдаемых испытательных данных, которые становятся предварительно загруженными наблюдаемыми данными вместе с известным испытательным аномальным поровым давлением.

7. Способ по любому из пп.1-6, отличающийся тем, что упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) содержит процессор (31) классификатора, который сравнивает измеренные наблюдаемые данные сигнала, принятого от упомянутого по меньшей мере одного электроакустического преобразователя (20) и соответствующие предварительно загруженные в упомянутую по меньшей мере одну память (32, 33) наблюдаемые данные.

8. Способ по любому из пп.1-7, отличающийся тем, что упомянутая по меньшей мере одна память (32, 33) содержит базу данных (33), содержащую указанные предварительно загруженные наблюдаемые данные, и упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) загружает в упомянутую базу данных (33) упомянутые наблюдаемые данные, измеренные упомянутым принятым сигналом, и упомянутое определение аномального порового давления, связанного с упомянутыми измеренными наблюдаемыми данными.

9. Способ по любому из пп.1-8, отличающийся тем, что упомянутый по меньшей мере один процессор (30, 31) итеративно вычисляет синтетические спектры, сгенерированные предварительно загруженной прогнозирующей физической моделью (705), исходя из значения порового давления, путем изменения (707) указанного значения на каждой итерации, начиная с начального значения, и пересчитывая синтетические спектры до тех пор, пока они не будут сравнены (706) со спектральными измерениями (704) в пределах заданного порога, получая, таким образом, (708) определение порового давления.

10. Способ по любому из пп.1-9, отличающийся тем, что упомянутый по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20) является слоем (200) бурового раствора, когда он передает и принимает сигнал.

11. Способ по любому из пп.1-10, отличающийся тем, что указанный предварительно определенный диапазон значений частоты составляет от 50 до 5000 Гц.

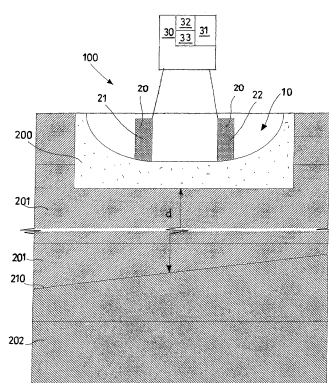
12. Способ по любому из пп.1-11, отличающийся тем, что указанный по меньшей мере один процессор (30, 31) определяет поровое давление второго геологического пласта (2, 202) посредством измерения электрического импеданса в частоте $Z(f)$ указанного передающего электроакустического преобразователя (20) и/или передаточной функции на частоте $H(f)$ системы, содержащей два, передающий и принимающий, электроакустических преобразователя (20) и указанный первый геологический пласт (201), на основе прогнозирующей физической модели в области частоты и/или на основе методов распознавания образов.

13. Способ по п.12, отличающийся тем, что прогнозирующая физическая модель состоит из серии четырех подмоделей (300, 310, 301, 302), содержащих модель (300) порового давления, которая связывает поровое давление пласта (2, 202), подлежащего бурению, с неупругими параметрами второго пласта (2, 202), подлежащего бурению, вязкоупругую конститутивную модель (310), модель акустического распространения, описывающую распространение в стратифицированном пласте с учетом волн P, SV, SH и различных модальных преобразований на поверхностях раздела твердое тело-твердое тело и твердое тело-жидкость с учетом неупругих и/или вязкоупругих аспектов с помощью подходящей конститутивной модели геологического пласта (2, 202), подлежащего бурению, которая обеспечивает выходное радиационное сопротивление передатчика $Z_{RAD}(f)$ и трансимпеданс $Z_{TR}(f)$ между передатчиком и приемником, электромеханическую модель электроакустических преобразователей, описывающую преобразование электрических и механических величин в электроакустических преобразователях (20) и обеспечивающую выходное электрическое сопротивление на частоте $Z(f)$ и передаточную функцию на частоте $H(f)$.

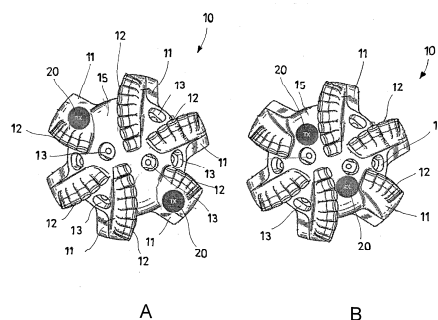
14. Система (100) для определения значения порового давления, содержащая по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20), установленный на долоте (10) бурового устройства, по меньшей мере одну память (32, 33) для хранения наблюдаемых данных и по меньшей мере один процессор (30, 31) управления для обработки наблюдаемых данных, содержащихся в упомянутой по меньшей мере одной памяти (32, 33), запрограммированный с возможностью выполнения способа по любому из пп.1-11.

15. Система (100) по п.14, отличающаяся тем, что упомянутый по меньшей мере один электроакустический преобразователь (20) установлен с помощью гребня (11) долота (10), при этом упомянутый гребень (11) выступает из поверхности (15) долота (10) бурового устройства.

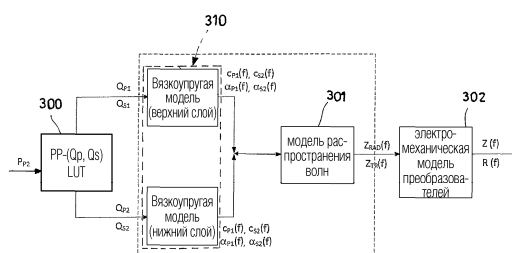
16. Система (100) по любому из пп.14 или 15, отличающаяся тем, что она содержит два электроакустических преобразователя (20) указанного по меньшей мере одного электроакустического преобразователя (20), один передающий электроакустический преобразователь (20) и один приемный электроакустический преобразователь (20).



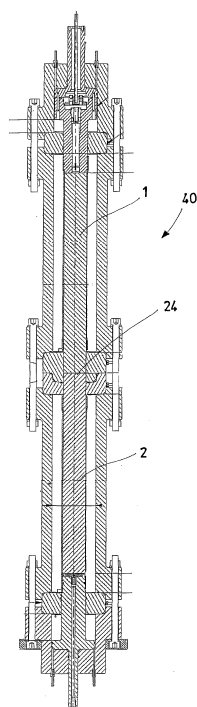
Фиг. 1



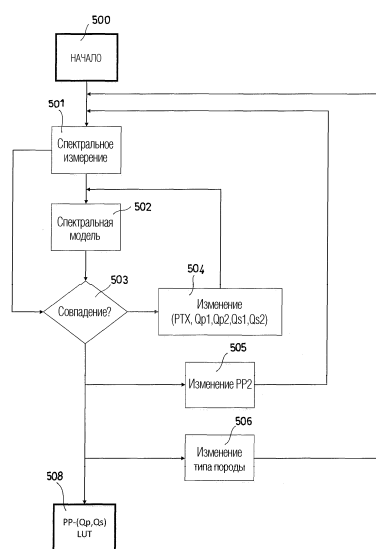
Фиг. 2А, В



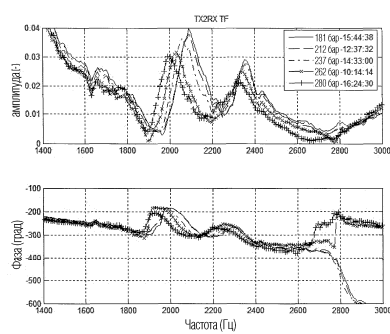
Фиг. 3



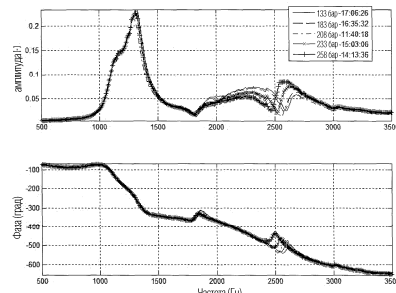
Фиг. 4



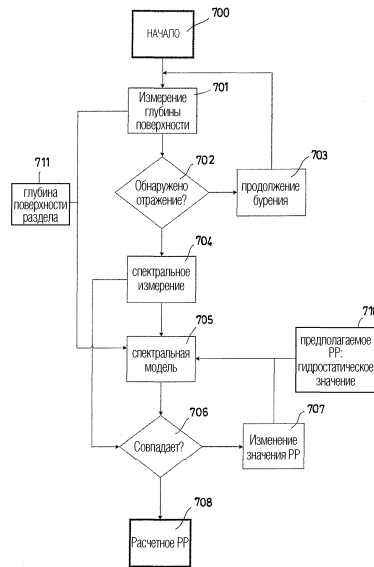
Фиг. 5



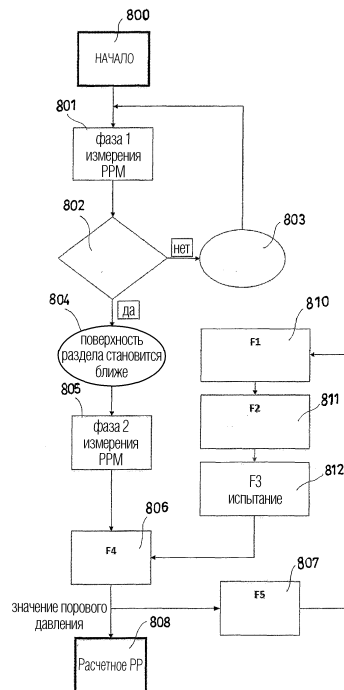
Фиг. 6А



Фиг. 6В



Фиг. 7



Фиг. 8

