



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2016122126, 24.09.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.09.2014Дата регистрации:
21.09.2017

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
05.11.2013 FR 13 60836

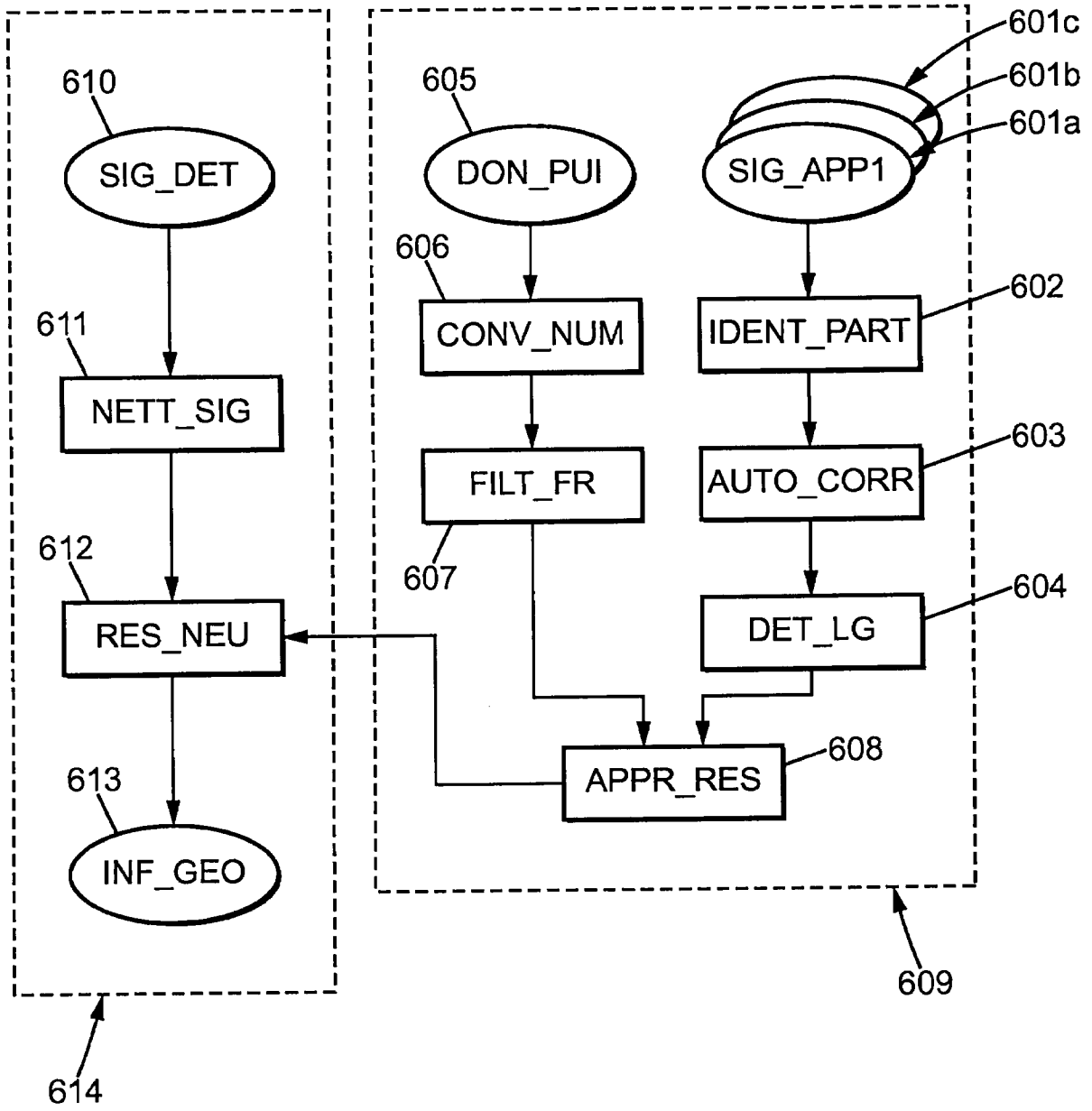
(45) Опубликовано: 21.09.2017 Бюл. № 27

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 06.06.2016(86) Заявка РСТ:
FR 2014/052395 (24.09.2014)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2015/067864 (14.05.2015)Адрес для переписки:
109012, Москва, ул. Ильинка, 5/2, ООО
"Союзпатент"(72) Автор(ы):
КЕСКЕС Ноомап (FR)(73) Патентообладатель(и):
ТОТАЛЬ СА (FR)(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: CN 101149439 A, 26.03.2008. WO
2009061869 A1, 14.05.2009. EA 5806 B1,
30.06.2005. RU 2158939 C1, 10.11.2000. US
5444619 A, 22.08.1995.**(54) СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ**

(57) Реферат:

Настоящее изобретение относится к способу обработки первого сейсмического сигнала. Способ включает идентификацию одного сегмента второго сейсмического сигнала и определение длины сейсмического импульса. Также возможно обучить нейронную сеть, используя множество подсегментов указанного сегмента в качестве входных переменных и по меньшей мере один второй фрагмент информации в качестве целевой переменной. Указанные

подсегменты имеют длину, зависящую от указанной определенной длины сейсмического импульса. Способ содержит определение по меньшей мере одного первого фрагмента геологической информации на основе первого сейсмического сигнала, используя указанную обученную нейронную сеть. Технический результат - повышение точности получаемых данных. 2 н. и 6 з.п. ф-лы, 11 ил.



Фиг. 6



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2016122126, 24.09.2014**

(24) Effective date for property rights:
24.09.2014

Registration date:
21.09.2017

Priority:

(30) Convention priority:
05.11.2013 FR 13 60836

(45) Date of publication: **21.09.2017** Bull. № 27

(85) Commencement of national phase: **06.06.2016**

(86) PCT application:
FR 2014/052395 (24.09.2014)

(87) PCT publication:
WO 2015/067864 (14.05.2015)

Mail address:
109012, Moskva, ul. Ilinka, 5/2, OOO "Soyuzpatent"

(72) Inventor(s):
KESKES Nooman (FR)

(73) Proprietor(s):
TOTAL SA (FR)

(54) **METHOD AND DEVICE FOR SEISMIC SIGNALS PROCESSING**

(57) Abstract:

FIELD: radio engineering, communication.

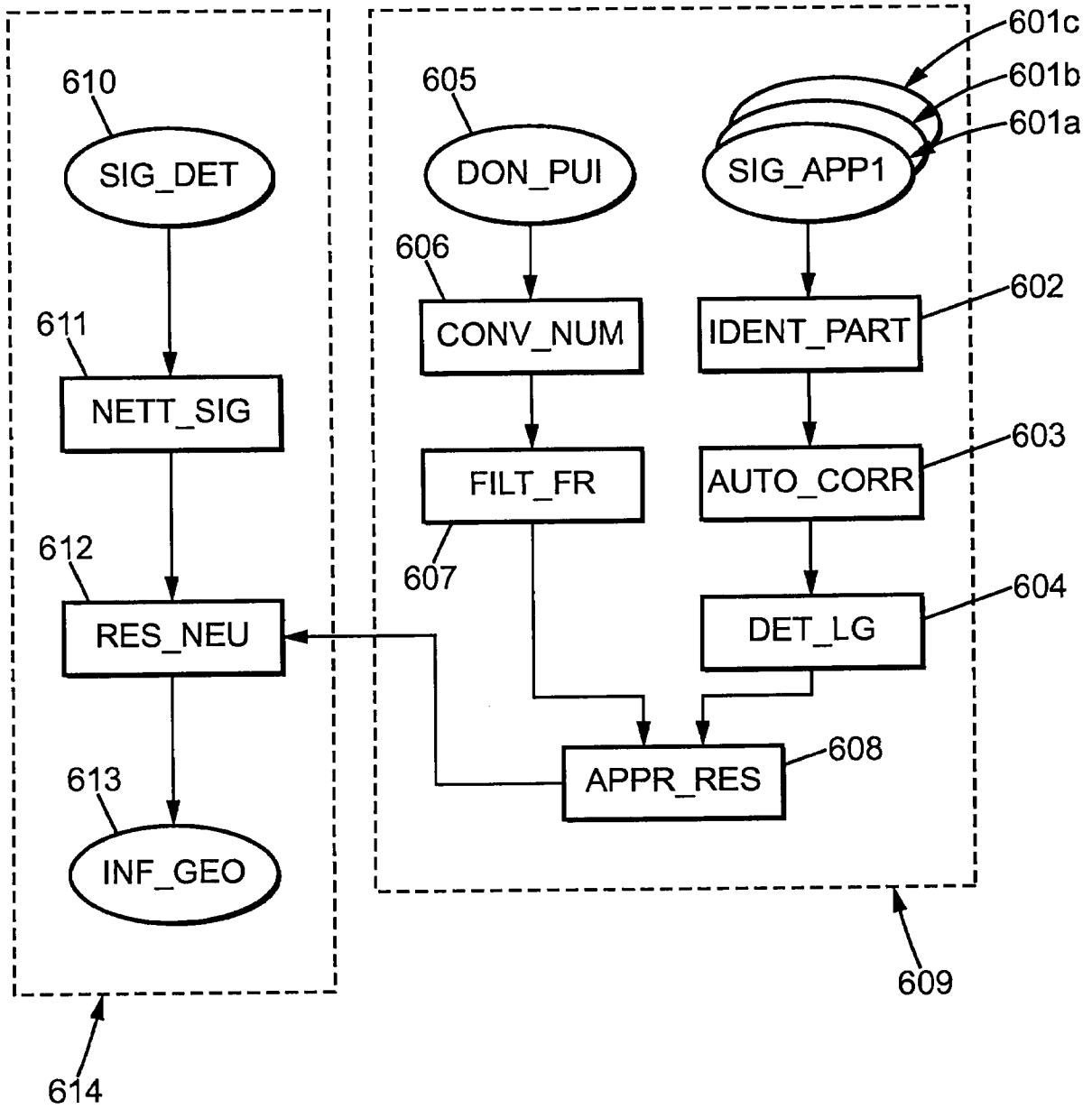
SUBSTANCE: method includes one segment of the second seismic signal identification and the seismic impulse length determination. It is also possible to train the neural network, using the plurality of the specified segment sub-segments as the input variables and at least one the second information portion as the target variable. These subsegments have the length, depending

on the specified certain length of the seismic impulse. The method contains the determination of at least one the first geological information portion based on the first seismic signal, using the mentioned trained neural network.

EFFECT: increase of the obtained data accuracy.
8 cl, 11 dwg

C 1
2 6 3 1 4 0 7
R U

R U
2 6 3 1 4 0 7
C 1



Фиг. 6

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к обработке сейсмических сигналов и, в особенности, к области интерпретации сейсмических волн для точного формирования изображений, в особенности для карбонатных недр и для подробной характеристики месторождений.

При проведении сейсмических исследований скорость распространения излучаемого сейсмического импульса является важной частью данных для точного определения сейсмического изображения. В целом высокая скорость распространения имеет тенденцию к уменьшению вертикального разрешения изображения, сформированного с использованием традиционных инструментов для формирования сейсмического изображения.

В частности, недостоверности вычисления в определенных моделях скорости могут быть такими, что небольшая ошибка во временной области может привести к значительным изменениям в пространственной области. Эта проблема увеличивается, если сейсмический импульс распространяется с высокой скоростью в исследуемой подземной толще (в частности, если подземная толща содержит карбонаты, как в некоторых месторождениях на Среднем Востоке).

Однако вертикальное разрешение коллекторов является полезным для промышленных компаний, разрабатывающих эти коллекторы. Это разрешение, в частности, обеспечивает:

- превосходную оценку объемов углеводородов или газа, находящегося в подземной толще;
- превосходное моделирование коллекторов для последующего воспроизведения процесса разработки (например, геомоделирование);
- превосходное отслеживание буровых операций;
- и т.д.

Таким образом, существует потребность в обработке сейсмических сигналов улучшенным способом и, таким образом, увеличивать разрешение сейсмического изображения.

Настоящее изобретение позволяет улучшить эту ситуацию.

Для этой цели настоящее изобретение предлагает улучшить обработку сейсмических сигналов, чтобы выделять из них максимальное количество информации, и в особенности, улучшить разрешение формируемых сейсмических изображений.

Таким образом, настоящее изобретение относится к способу обработки первого сейсмического сигнала. Способ содержит следующие этапы:

- прием по меньшей мере одного второго сейсмического сигнала, являющегося производным от излучения сейсмического импульса в подземной толще;
- идентификация по меньшей мере одного сегмента указанного по меньшей мере одного второго сейсмического сигнала, соответствующего отражениям сейсмического импульса в зоне коллектора вышеуказанной подземной толщи;
- определение длины сейсмического импульса;
- прием данных о скважине, соответствующих указанной идентифицированной зоне коллектора;
- обучение нейронной сети, используя:
 - множество подсегментов указанного по меньшей мере одного сегмента в качестве входных переменных, при этом указанные подсегменты имеют длину, зависящую от указанной определенной длины сейсмического импульса,
 - и по меньшей мере один второй фрагмент геологической информации,

соответствующий указанным данным о скважине, в качестве целевой переменной;

- определение по меньшей мере одного первого фрагмента геологической информации на основе первого сейсмического сигнала, используя указанную обученную нейронную сеть.

5 В действительности существует возможность, что сейсмический импульс по существу постоянный (или подвергается небольшим изменениям) на протяжении зоны "коллектора" (т.е. зоны, состоящей из горной породы, подходящей для захвата газа или углеводородов).

Использование нейронной сети может тогда сделать возможным:

10 - не принимать во внимание сейсмический импульс, рассматриваемый как постоянный (скрытое разложение (его изменение очень небольшое в этой зоне));

- использовать знания о скважине для увеличения разрешения при сейсмической регистрации в другой зоне подземной толщи («обобщение»).

15 По меньшей мере один второй сейсмический сигнал может содержать множество исходных сейсмических сигналов. В действительности, в общем способы обработки используют суммированные сейсмические сигналы, поскольку сложность обработки слишком большая при использовании исходных сигналов. Несмотря на все это, исходные сигналы содержат высокочастотную информацию, которая теряется после суммирования: следовательно, использование суммированных сигналов может понижать

20 точность определения геологической информации.

Термин «данные о скважине» относится к данным, полученным из буровой скважины (необязательно, по корректирующей геометрии буровой скважины) или скважины. Эти данные могут содержать большое количество фрагментов информации, которые ранее были отфильтрованы/отсортированы/вычислены таким образом, чтобы содержать

25 только единственный тип данных (например, по отражательной способности, пористости и т.д.). Отфильтрованные данные о скважине в целом определяются как «геологическая информация».

Кроме того, длина сейсмического импульса может определяться в соответствии с автокорреляционным расчетом указанного по меньшей мере одного сегмента.

30 Автокорреляционный расчет позволяет оценить длину сейсмического импульса без измерения ее во время излучения этого сейсмического импульса (например, с помощью сейсмического вибратора на шасси грузовика).

В одном варианте осуществления изобретения объединение множества подсегментов может быть указанным по меньшей мере одним сегментом.

35 Кроме того, длина подсегментов может быть определенной длиной сейсмических импульсов.

Альтернативно, длина подсегментов может составлять от 0,5 до двукратной длины определенного сейсмического импульса. Очевидно, что эта длина может регулироваться в соответствии с неопределенностью сейсмического выравнивания скважины.

40 По существу, возможно небольшое превышение размера под длиной подсегментов, если длина сейсмического импульса является неопределенной (например, изменение этой длины строго больше нуля).

По существу, длина подсегментов может быть равна длине сейсмического импульса, умноженной на коэффициент умножения. Этот фактор может составлять 0,5 или 1,5,

45 или может зависеть от изменения, вычисленного при определении длины сейсмического импульса для множества сейсмических трасс.

В одном варианте осуществления изобретения второй фрагмент геологической информации может быть фрагментом информации из группы, включающей в себя

фрагмент информации о пористости, фрагмент информации об отражательной способности, фрагмент информации о плотности, фрагменты информации о сопротивлении и минералогической структуре, фрагмент диаграммы гамма-каротажа, фрагмент информации о плотности, фрагмент информации о скорости распространения звука, фрагменты информации о проницаемости и насыщенности.

Второй фрагмент геологической информации может быть фрагментом отфильтрованной информации в заданном частотном диапазоне.

Заданный частотный диапазон может состоять из единственной частоты.

Такая фильтрация позволяет ограничить количество информации для подготовки нейронной сети. По существу, эта фильтрация обеспечивает превосходное схождение модели и превосходную точность.

Устройство, предназначенное для обработки сейсмического сигнала эффективным способом, может быть по существу предпочтительным.

По существу, настоящее изобретение также относится к устройству, предназначенному для обработки первого сейсмического сигнала.

Устройство содержит:

- интерфейс для приема по меньшей мере одного второго сейсмического сигнала, являющегося производным от излучения сейсмического импульса в подземную толщу;
- схему для идентификации по меньшей мере одного сегмента указанного по меньшей мере одного второго сейсмического сигнала, соответствующего отражениям сейсмического импульса в зоне коллектора указанной подземной толщи;
- схему для определения длины сейсмического импульса;
- интерфейс для приема данных о скважине, соответствующих указанной идентифицированной зоне коллектора;
- схему для подготовки нейронной сети, использующую:
 - множество подсегментов указанного по меньшей мере одного сегмента в качестве входных переменных, при этом указанные подсегменты данного сегмента имеют длину, зависящую от длины определяемого сейсмического импульса,
 - и по меньшей мере один второй фрагмент геологической информации, соответствующей указанным данным о скважине в качестве целевой переменной;
 - схему для определения по меньшей мере одного первого фрагмента геологической информации на основе первого сейсмического сигнала, использующей указанную обученную нейронную сеть.

Компьютерная программа, использующая весь описанный выше способ или его часть, установленная на существующее оборудование, по существу является предпочтительной в той мере, в какой она дает возможность эффективно обрабатывать сейсмические сигналы.

По существу, настоящее изобретение также относится к компьютерной программе, содержащей инструкции для использования описанного выше способа, когда эта программа выполняется процессором.

Эта программа может использовать любой язык программирования (например, объектный или другой язык), и находиться в форме интерпретируемого исходного кода, частично объектного кода или полностью объектного кода.

Фиг. 6, подробно описанная в дальнейшем, может образовывать схему последовательности операций процесса общего алгоритма такой компьютерной программы.

Дополнительные признаки и преимущества изобретения будут поняты в дальнейшем, при прочтении последующего описания. Оно является исключительно иллюстративным

и его следует читать со ссылками на прилагаемые фигуры, на которых:

фиг. 1 - иллюстрация сейсмических отражений в отдельном варианте осуществления изобретения;

5 фиг. 2а - пример сейсмического сигнала, принятого в ответ на излучение сейсмического импульса в коллекторе, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения;

фиг. 2b - пример автокорреляции сигнала, показанного на фиг. 2а, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения;

10 фиг. 3а - пример данных о скважине, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения;

фиг. 3b - пример фильтрованных данных о скважине, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения;

15 фиг. 4а - обучение нейронной сети на основе данных сейсмического сигнала и фильтрованных данных о скважине, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения;

фиг. 4b - трехмерное представление геологической толщи;

фиг. 5а - сейсмическое изображение, полученное без нейронной сети, как описано выше (т.е. полученное путем «традиционной» обработки);

20 фиг. 5b - сейсмическое изображение, полученное с использованием описанной выше нейронной сети;

фиг. 6 - возможная схема последовательности операций способа в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения;

фиг. 7 - пример устройства, подходящего для реализации вариантом осуществления изобретения;

25 Фиг. 1 иллюстрирует сейсмические отражения в конкретном варианте осуществления изобретения.

Вслед за излучением сейсмического импульса в подземную толщу, например, с помощью сейсмического вибратора 101 на шасси грузовика, этот сейсмический импульс распространяется в толщу вертикально (стрелки 102а, 102b, 102с, 102d), но также она 30 распространяется во всех пространственных направлениях (стрелка 105а).

Термин "сейсмический импульс" означает сейсмический импульс или элементарные волновые пакеты, излучаемые источником колебаний (например, вибратором на шасси грузовика).

Этот импульс отражается поверхностями раздела (104а, 104b, 104с, 104d) для 35 изменения коэффициента распространения в толще: отраженная волна (103а, 103b, 103с, 103d, 106а) распространяется в направлении, симметричном направлению падения по отношению к нормали к поверхности раздела в зоне падения импульса.

40 Например, если поверхность 104а раздела перпендикулярна волне 102а в точке 108, тогда отраженная волна 103а будет распространяться в том же направлении, что и падающая волна 102а (но в противоположном направлении).

Для того чтобы улавливать волны, отраженные в различных направлениях, можно разместить различные сейсмоприемники 107а или 107b на разных расстояниях (или смещениях) от сейсмического вибратора 101 на шасси грузовика. По существу, отраженная волна 106а может улавливаться сейсмоприемником 107b.

45 Существуют многочисленные способы для определения траектории импульсов (например, сейсмическая миграция) на основе записей сейсмоприемника. Эти способы в общем поставляют сейсмические изображения на основе исходных сигналов "pre-stack" или на основе суммированных сигналов "stack".

Во время приема сейсмического сигнала часть сигнала, приходящая после другой части сигнала, в целом представляет отражение, происходящее на большей глубине. По существу, существует возможность, если известны значения коллектора 109 в толще, обработать сигнал, принятый различными сейсмоприемниками, для того чтобы
 5 извлекать из них фильтрованный/обработанный сигнал, включающий в себя только информацию, относящуюся к отражениям, происходящим внутри этого коллектора (т.е. временное определение принятого сигнала).

Фиг. 2а иллюстрирует пример сейсмического сигнала, принятого в ответ на излучение сейсмического импульса в коллекторе, в соответствии с одним вариантом осуществления
 10 изобретения.

Принятый сейсмический сигнал (необязательно после временного определения, как упоминалось выше) может быть представлен графиком 201. Ось t здесь является осью времени, выраженного в секундах, долях секунд, или в количестве образцов (сигнал в этом случае представлен в соответствии с заданной частотой). Ось S представляет,
 15 например, мощность или амплитуду принятого акустического сигнала.

Очевидно, что на основе этого сигнала трудно определять форму или длину излученного импульса. Для этой цели можно выполнить деконволюцию принятого сигнала, предполагая, что поверхность раздела в подземной толще может быть представлена импульсным откликом, необязательно, включающим в себя модель
 20 отражения и/или модель затухания.

Этот способ является относительно сложным для применения и подразумевает хорошее знание временного положения поверхностей раздела.

Кроме того, эта деконволюция в целом является неполной и в ней может оставаться сигнал, содержащий высокочастотную информацию (например, более чем 100 Гц). Этот
 25 остаточный сигнал в целом рассматривается на существующем уровне техники в качестве шума.

Фиг. 2b иллюстрирует пример автокорреляции сигнала, показанного на фиг. 2а, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения.

В действительности можно определять оценочную длину излученного импульса без
 30 необходимости вычислять комплексные деконволюции сигнала.

Возможно вычислять автокорреляцию сигнала, принятого после его временного определения во временном окне, соответствующем коллектору. Автокорреляцией является самостоятельная корреляция сигнала, причем этот второй сигнал является смещенным на заданный временной интервал.

Автокорреляцией сигнала 201 является кривая 202. Ось X этой кривой представляет временной интервал между двумя коррелированными идентичными сигналами, а ось
 35 Y показывает корреляцию этих двух кривых для обсуждаемого временного интервала.

На этой фиг. 2b корреляция этих двух сигналов иногда является высокой, иногда низкой. Таким образом, повторение (или "дыхание", "respiration") этой корреляции дает
 40 возможность определять представительное корреляционное расстояние длины импульса, сгенерировавшего этот сигнал. Корреляционное расстояние 203 - это расстояние между двумя симметричными нулями (204, 205) по отношению к максимальному пику 206.

Если для вычисления длины импульса используется множество расстояний (например для множества сейсмических трасс), то в этом случае возможно определить дисперсию
 45 этого расстояния, чтобы определять точность этого определения.

Фиг. 3а иллюстрирует пример данных о скважине в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения.

Термином "данные о скважине" названы геологические, геофизические или другие

данные, полученные, например, из буровых скважин. Они представляют собой, например, один или множество фрагментов информации из местоположения, расположенного вдоль скважины, относящихся к:

- фациям подземной толщи;
- 5 - отражательной способности горной породы;
- пористости горной породы;
- сопротивлению горной породы;
- упругости горной породы;
- проницаемости горной породы, и т.д.

10 Когда данные о скважине содержат единственный фрагмент информации (например, отражательная способность), в дальнейшем, предпочтительно, используется термин "геологическая информация".

Большая часть этих фрагментов информации выражаются в числовой форме (например, отражательная способность выражается в процентах, проницаемость 15 выражается в Дарси, пористость выражается в процентах и т.д.)

В качестве иллюстрации кривая 300 представляет данные о скважине для зоны коллектора подземной толщи (относящиеся к отражательной способности горной породы). Ось X этой кривой представляет глубину элемента данных о скважине, а ось Y представляет его значение. Эти данные являются данными, содержащими 20 "высокочастотную информацию".

Фиг. 3b иллюстрирует пример фильтрованных данных о скважине, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения.

Существует возможность обрабатывать необработанные данные о скважине, принятые для получения измененных/обработанных данных. Например, обработка 25 может содержать фильтр, который дает возможность сохранять только узкий частотный диапазон (например, 90-100 Гц), или предпочтительно, более широкий частотный диапазон (например, от 0 Гц до 200 Гц), включающий значение 0 Гц.

Кривая 301 представляет данные, извлеченные при фильтровании данных кривой 300 с полосой частот 0-200 Гц.

30 Фиг. 4a иллюстрирует обучение нейронной сети на основе данных сейсмического сигнала и фильтрованных данных о скважине, в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения.

Для того чтобы выполнить обучение нейронной сети 404, используя принцип обратного распространения, полезно обеспечить нейронную сеть 404 многочисленными 35 примерами входных значений, связанных с одним или несколькими выходными значениями. Эти значения называются "набором данных обучения".

Это обучение фактически является «управляемым» обучением, поскольку корректные выходные значения являются известными для каждого входного значения.

Во время обучения узлы нейронной сети 404 модифицируются. Для таких 40 модификаций (т.е. модификации весовых коэффициентов различных узлов) подходят многочисленные алгоритмы.

Также возможно предусмотреть набор входных и выходных значений, подходящих для проверки правильности нейронной сети и/или вычисления ошибки этой сети: этот набор называется "контрольной выборкой". На практике набор данных обучения часто 45 приблизительно в два раза больше, чем контрольная выборка (например, в соотношении 70-30%).

В показанном варианте осуществления изобретения возможно выбрать множество подсегментов (402, 403) исходного сигнала (401a, 401b, 401c, и т.д.) в качестве входных

значений.

Очевидно, что если сигнал является суммированным сигналом, то возможно работать непосредственно с этим сигналом, а не с каждым из исходных сигналов. Использование исходных сигналов дает возможность предотвратить потерю "высокочастотной" информации, связанной с суммированием сигналов, которые не являются в полной мере "корректированными" (например, "нормальная коррекция приращения времени").

Длина этих подсегментов является длиной ранее определенного импульса. Тем не менее, также возможно выбрать несколько длин ранее определенного импульса (например, с коэффициентами умножения 1,1 или 1,5 или 2) в качестве длины этих подсегментов. В действительности, если подсегмент немного больше, чем импульс, точность нейронной сети может быть выше (в особенности в случае плохой оценки длины импульса, или в случае плохого сейсмического профиля скважины), даже несмотря на то, что сходжение нейронной сети во время обучения может быть более медленным.

В показанном варианте осуществления изобретения возможно взять единственное выходное значение для всех входных значений набора данных обучения. Это единственное выходное значение является обработанным/фильтрованным сигналом 405, выведенным из данных о скважине и ограниченным областью "коллектора".

Обучение нейронной сети может позволить избежать вычислений сложных деконволюций, как упоминалось со ссылкой на фиг. 2а. Кроме того, нейронная сеть производит вычисления для всего принимаемого сигнала, включая «высокочастотную» информацию, которая ранее рассматривалась как шум, который должен удаляться из вычислений.

Данные, возвращенные нейронной сетью, являются данными такого же типа, как данные о скважине, используемые для обучения: если данные о скважине, используемые для обучения, являются фрагментами информации отражательной способности, то нейронная сеть возвращает информацию отражательной способности и т.д.

Фиг. 4b иллюстрирует трехмерное представление геологической толщи.

В этом представлении 450 данные о скважине для скважин 451 и 452 являются известными.

Таким образом, становится возможным выполнить обучение нейронной сети 404, используя в качестве входных данных подсегменты исходного сигнала, принятые в устье 451t скважины и связанные с известными данными о скважине на скважине 451.

Также возможно добавить к этим входным и выходным данным дополнительные данные, полученные из других скважин, таких как скважина 452. По существу, обучение выполняется с использованием:

- в качестве входных данных, подсегментов исходного сигнала, принятых в устье 451t скважины и связанных с известными данными о скважине на скважине 451 (и необязательно, модифицированные, как описано выше);
- и в качестве входных данных, подсегментов исходного сигнала, принятых в устье 452t скважины и связанных с известными данными о скважине на скважине 452 (и необязательно, модифицированные, как описано выше).

Как только обучение нейронной сети завершено, возможность иметь нейронную сеть определяет данные о скважине вдоль "виртуальной" скважины (т.е. вертикального сегмента вдоль \vec{z} пространства $(\vec{x}, \vec{y}, \vec{z})$), которое в действительности не бурилось, например, сегмент 453) на основе сейсмического сигнала, принятого в устье скважины (например, в точке 453t) этой "виртуальной" скважины.

Фиг. 5а иллюстрирует сейсмическое изображение 501, полученное с использованием способов определения, в соответствии с существующим уровнем техники, без нейронной

сети. Фиг. 5b иллюстрирует сейсмическое изображение 502, полученное с использованием описанной выше нейронной сети.

5 Существует возможность воспринимать больший уровень детализации на изображении 502, чем на изображении 501. В действительности, определение сейсмического изображения 502 особенно значительно улучшается благодаря включению в него "высокочастотной" информации, которая ранее не учитывалась во время деконволюций, в соответствии с существующим уровнем техники, и рассматривалась как шум.

10 Фиг. 6 иллюстрирует возможную последовательность операций способа в соответствии с одним вариантом осуществления изобретения.

После приема сейсмических сигналов (601a, 601b, 601c и т.д.) возможно идентифицировать (этап 602) в каждом из них сегмент, соответствующий распространению и отражению излучаемого импульса в коллекторе.

15 Предполагается, что импульс является неизменным в этой пространственно-временной области.

Сейсмические сигналы соответствуют, например, множеству излучений импульсов в подземную толщу в различные моменты времени и/или в различных местоположениях. Кроме того, эти сигналы могут соответствовать различным сигналам, принимаемым множеством сейсмоприемников во время излучения одного и того же импульса.
20 Корректирующая обработка этих сигналов может быть выполнена ранее, например, чтобы корректировать скорости распространения в подземной толще для каждого сигнала.

Для каждого сегмента ранее идентифицированных сигналов также возможно вычислять автокорреляцию (этап 603) этого сегмента, чтобы оценить длину
25 сейсмического импульса.

Как только определена длина импульса, становится возможным определить (шаг 604) длину "отсечения" сегмента. Эта длина отсечения может быть равна длине импульса, но также может быть кратной определенной длине импульса. Например, если длина импульса является довольно определенной (например, дисперсия близка к нулю при
30 определении длины импульса), коэффициент кратности может быть близким к 1. Если дисперсия большая, коэффициент кратности может в этом случае увеличиваться.

Длина отсечения, определенная во время шага 604, может давать возможность разделить каждый сегмент на множество подсегментов. Эти подсегменты могут быть соединены без перекрывания друг друга или они могут быть частично соединены.
35

Кроме того, возможно принимать данные 605 о скважине. Эти данные о скважине являются данными, связанными с сигналами, и соответствуют по существу тем же самым местоположениям, что и последние: по существу, если сейсмический сигнал принимается как координата (x, y), то данные о скважине принимаются из буровых скважин, где координатами устья скважины являются $(x \pm \Delta x, y \pm \Delta y)$, где Δx и Δy
40 представляют значения неопределенности, относящиеся к скважинному сейсмическому профилю.

Эти данные о скважине затем обрабатываются, чтобы преобразовать их, если требуется, в числовые данные (фильтрация 607, присвоение числовых значений 606 качественным значениям и т.д.).

45 Затем возможно выполнить обучение (этап 608) пустой или частично обученной нейронной сети. Это обучение может использовать ранее определенные подсегменты в качестве входных переменных и набор обработанных данных о скважине в качестве выходной переменной (или целевой переменной). Только подмножество этих

подсегментов (например, 70%) могут использоваться для обучения этой нейронной сети. Другая часть этих подсегментов (например, 30%) используется в качестве переменных, проверки правильности для того чтобы определять точность и коэффициент ошибок нейронной сети.

5 Способ 609 называется "обучение".

Как только это обучение выполнено, появляется возможность принимать сейсмический сигнал (610), в котором соответствующие данные о скважине являются неизвестными. Также возможно удалять из этого сигнала 610 его сегменты, которые не соответствуют отражению импульса в коллекторе (шаг 611): это описывается как
10 "очистка сейсмического сигнала".

Этот "очищенный" сигнал может затем подаваться в качестве входных данных нейронной сети, которая подвергалась обучению 609 (этап 612).

По существу, нейронная сеть может возвращаться в качестве выходных данных о скважине (или геологическую информацию), связанную с "очищенным" входным
15 сигналом. Эти данные о скважине совместимы с данными о скважине, используемыми для обучения (т.е. фрагменты геологической информации являются фрагментами информации об отражательной способности, отфильтрованной в диапазоне 0-200 Гц, если данные о скважине, используемые для обучения, являются фрагментами информации об отражательной способности, отфильтрованной в диапазоне 0-200 Гц,
20 фрагменты геологической информации являются фрагментами информации по пористости, отфильтрованной в диапазоне 0-300 Гц, если фрагменты геологической информации, используемые для обучения, являются фрагментами информации по пористости, отфильтрованной в диапазоне 0-300 Гц, и т.д.).

Способ 614 называется "обобщение", поскольку он дает возможность определить
25 данные о скважине (или геологическую информацию) в местоположениях подземной толщи, где не производилось бурение скважины.

Фиг. 7 представляет пример устройства для обработки сейсмического сигнала в одном варианте осуществления изобретения.

В этом варианте осуществления изобретения устройство включает в себя компьютер
30 700, содержащий запоминающее устройство 705, чтобы сохранять инструкции для реализации способа, полученные данные измерений и временные данные для выполнения различных шагов способа, как описано выше.

Компьютер также включает в себя схему 704. Эта схема может быть, например:

- процессором, подходящим для выполнения в режиме интерпретации инструкций в
35 формате компьютерной программы, или
- электронной платой, в которой шаги способа, в соответствии с изобретением, записаны в микросхемах, или
- программируемой электронной матрицей, такой как вентиляционная матрица с эксплуатационным программированием (FPGA - Field Programmable Gate Array).

Этот компьютер включает в себя входной интерфейс 703 для приема сейсмических
40 данных или данных о скважине, и выходной интерфейс 706 для передачи данных о скважине в любую точку пространства. И последнее, компьютер может включать в себя экран 701 и клавиатуру 702, чтобы обеспечить удобное взаимодействие с пользователем. Очевидно, что клавиатура является необязательной, особенно в случае,
45 если компьютер, например, в виде планшетного компьютера с сенсорным экраном.

Кроме того, функциональная диаграмма, показанная на фиг. 6, является типичным примером программы, в которой некоторые инструкции могут быть выполнены с помощью описанного оборудования. По существу, фиг. 6 может соответствовать

последовательности операций общего алгоритма компьютерной программы, соответствующей изобретению.

Очевидно, что настоящее изобретение не ограничивается вариантами осуществления изобретения, описанными выше в качестве примеров, оно применимо для
5 дополнительных альтернативных вариантов осуществления изобретения.

Дополнительные варианты осуществления изобретения являются возможными.

Например, набор описанных фигур может, по-видимому, обозначать, что буровые скважины являются вертикальными (или по меньшей мере линейными). Тем не менее, описанные способы могут быть распространены на случай использования искривленной
10 скважины. В последнем сценарии траектория скважины аппроксимирована или представлена в виде "дискретных компонентов" с помощью множества вертикальных сегментов, причем каждый из этих сегментов в этом случае рассматривается как скважина в своем собственном праве на описанные способы. По существу, во время обучения нейронной сети, входные переменные могут быть сигналами, принятыми
15 вертикально от каждого сегмента, при этом каждый из этих сигналов связан с данными о скважине для этого сегмента в качестве выходной/целевой переменной.

(57) Формула изобретения

1. Способ обработки первого сейсмического сигнала, содержащий этапы, на которых
20 принимают по меньшей мере один второй сейсмический сигнал (601a, 601b, 601c), происходящий от излучения сейсмического импульса (102a) в подземную толщу; идентифицируют (602) по меньшей мере один сегмент (401a, 401b, 401c) указанного по меньшей мере одного второго сейсмического сигнала, соответствующий отражениям сейсмического импульса в зоне коллектора указанной подземной толщи;
25 определяют длину сейсмического импульса (603); принимают данные (605) о скважине, соответствующие указанной идентифицированной зоне коллектора; обучают (608) нейронную сеть (404), используя
множество подсегментов (402, 403) указанного по меньшей мере одного сегмента
30 (401a) в качестве входных переменных, при этом указанные подсегменты имеют длину (604), зависящую от указанной определенной длины сейсмического импульса, и по меньшей мере один второй фрагмент геологической информации (301), соответствующей указанным данным (300) о скважине, в качестве целевой переменной; определяют (612) по меньшей мере один первый фрагмент геологической информации
35 на основе первого сейсмического сигнала, используя указанную обученную нейронную сеть.

2. Способ по п. 1, в котором длину импульса определяют в соответствии с вычислением (202) автокорреляции указанного по меньшей мере одного сегмента (201).

3. Способ по п. 1, в котором объединение множества подсегментов является
40 указанным по меньшей мере одним сегментом.

4. Способ по п. 1, в котором длина подсегментов является указанной определенной длиной сейсмического импульса.

5. Способ по п. 1, в котором длина подсегментов составляет от 0,5 до двукратной указанной определенной длины сейсмического импульса.

6. Способ по п. 1, в котором второй фрагмент геологической информации
45 представляет собой фрагмент информации из группы, включающей в себя фрагмент информации о пористости, фрагмент информации об отражательной способности, фрагмент информации о плотности, фрагменты информации о сопротивлении и

минералогической структуре, фрагмент диаграммы гамма-каротажа, фрагмент информации о плотности, фрагмент информации о скорости распространения звука, фрагменты информации о проницаемости и насыщенности.

5 7. Способ по п. 1, в котором второй фрагмент геологической информации является фрагментом фильтрованной информации (607) в заданном частотном диапазоне.

8. Устройство для обработки первого сейсмического сигнала, содержащее интерфейс (703) для приема по меньшей мере одного второго сейсмического сигнала, происходящего от излучения сейсмического импульса в подземную толщу;

10 схему (704) для идентификации по меньшей мере одного сегмента указанного по меньшей мере одного второго сейсмического сигнала, соответствующего отражениям сейсмического импульса в зоне коллектора указанной подземной толщи;

схему (704) для определения длины сейсмического импульса;

интерфейс (703) для приема данных о скважине, соответствующих указанной идентифицированной зоне коллектора;

15 схему (704) для обучения нейронной сети, выполненную с возможностью использовать:

множество подсегментов указанного по меньшей мере одного сегмента в качестве входных переменных, при этом указанные подсегменты имеют длину, зависящую от определяемой длины сейсмического импульса,

20 и по меньшей мере один второй фрагмент геологической информации, соответствующей указанным данным о скважине, в качестве целевой переменной;

схему (704) для определения по меньшей мере одного первого фрагмента геологической информации на основе первого сейсмического сигнала с использованием указанной обученной нейронной сети.

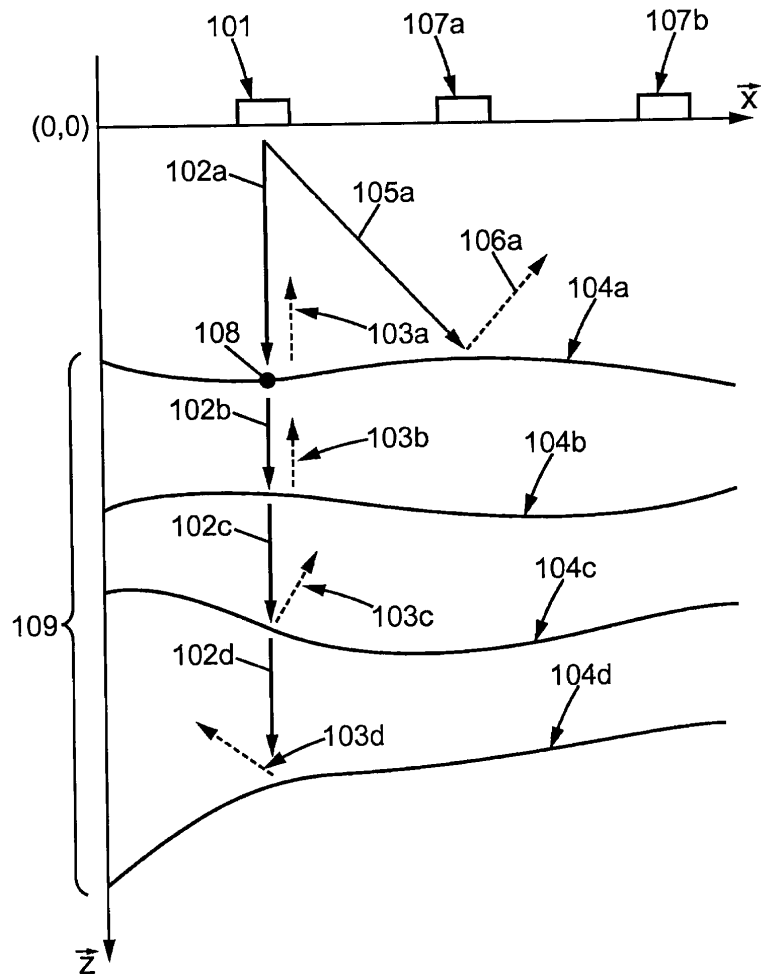
25

30

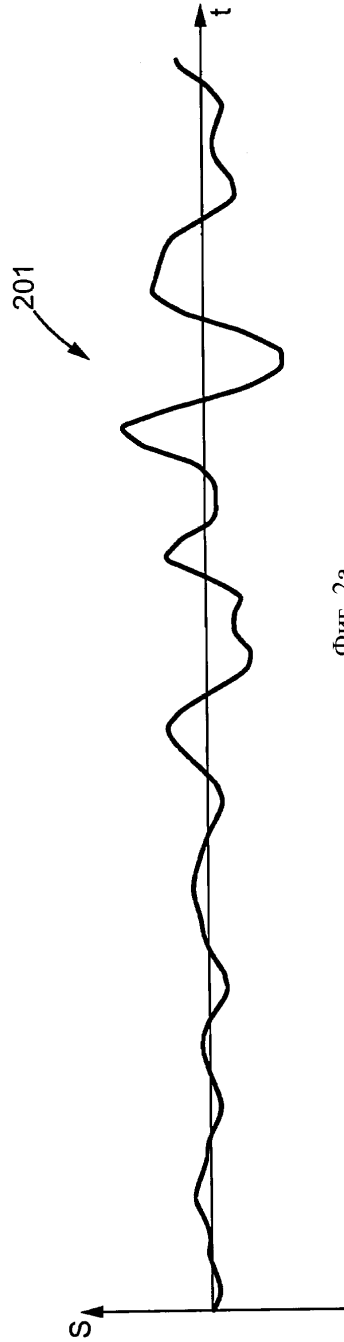
35

40

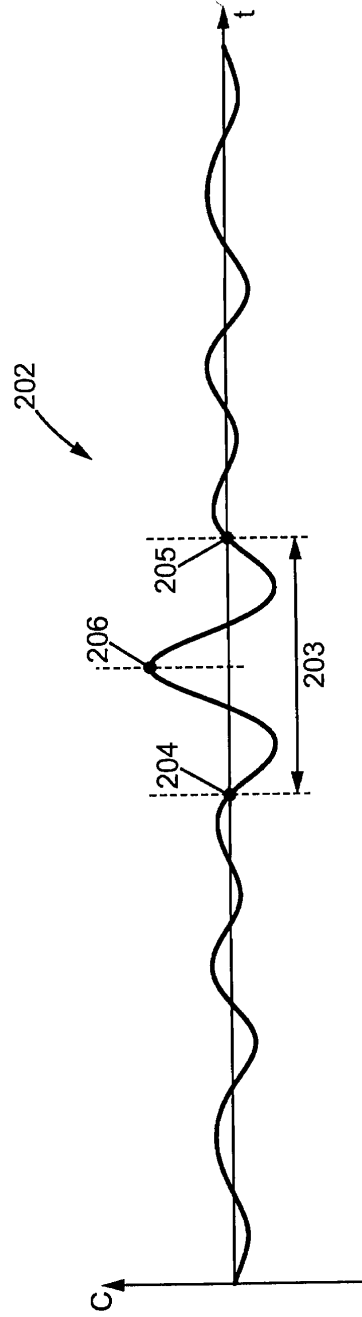
45



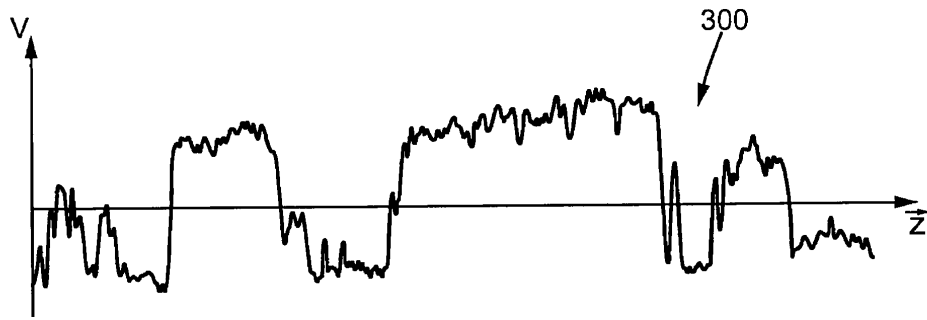
Фиг. 1



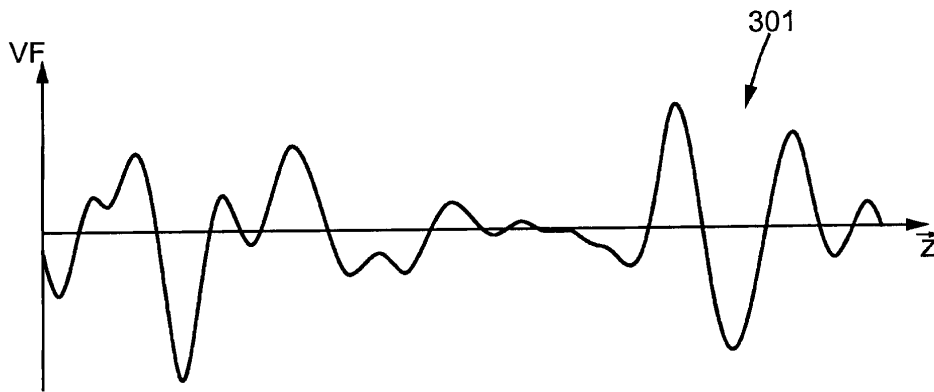
Фиг. 2а



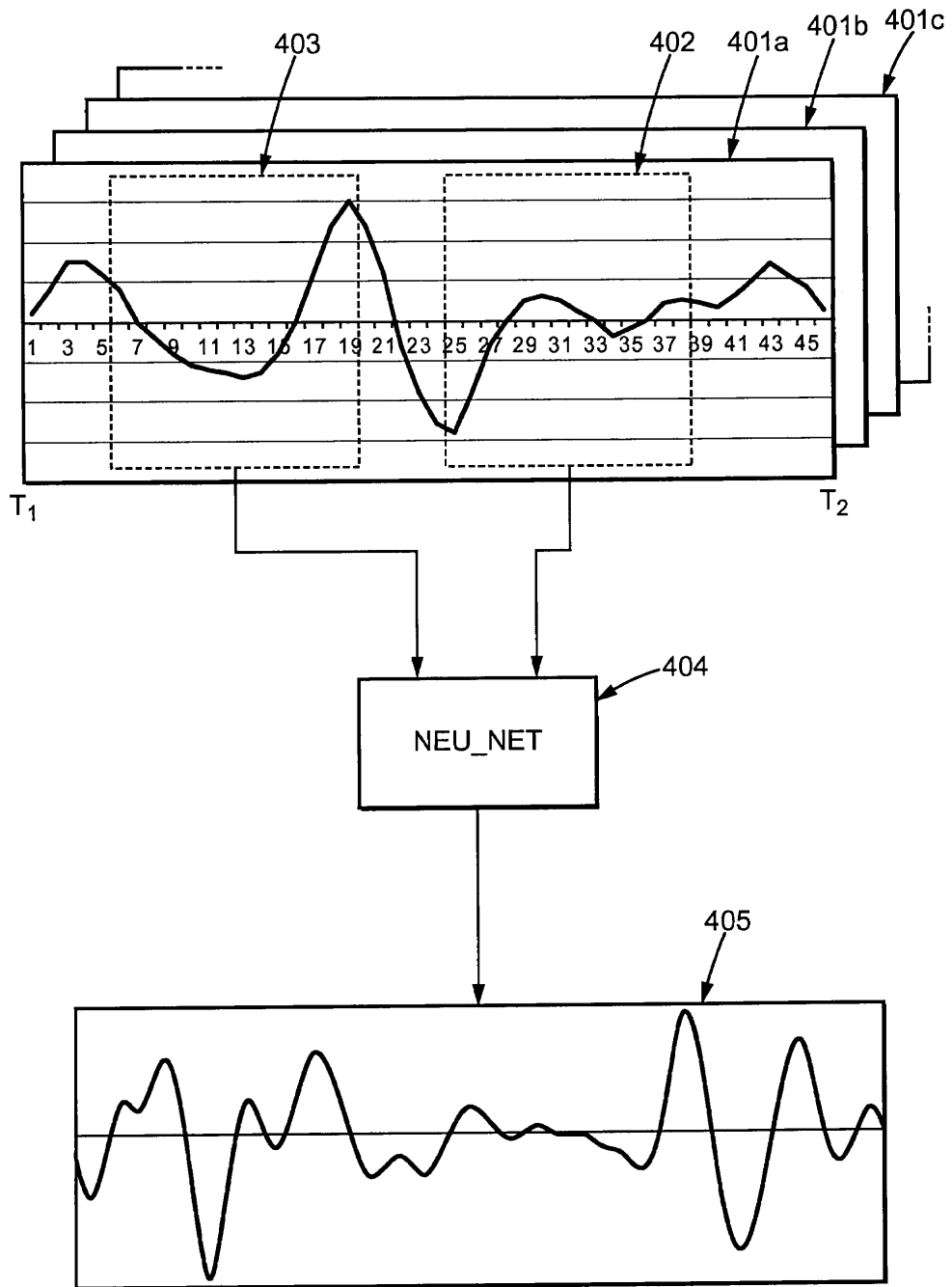
Фиг. 2б



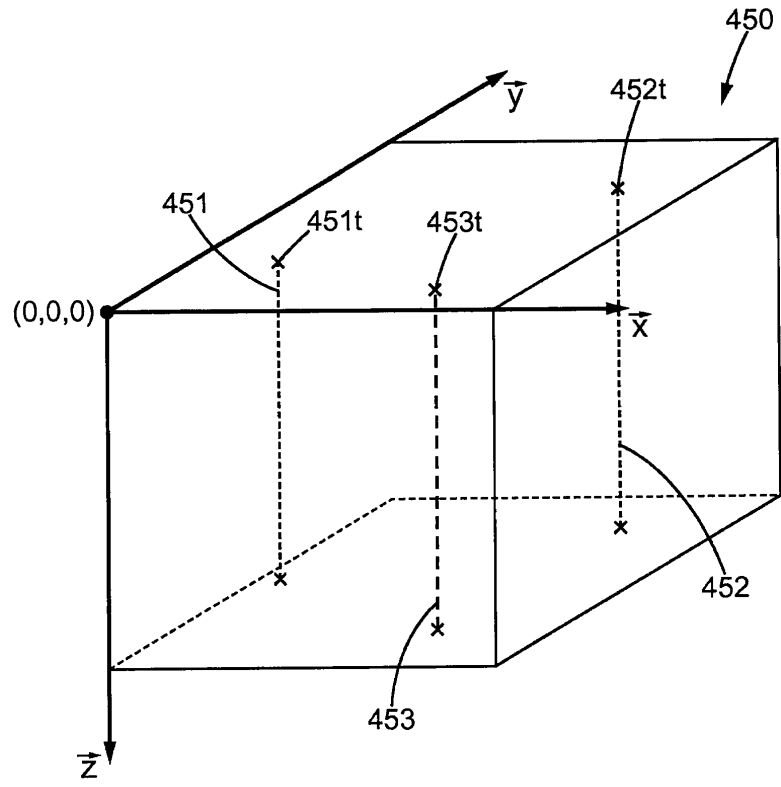
Фиг. 3а



Фиг. 3б

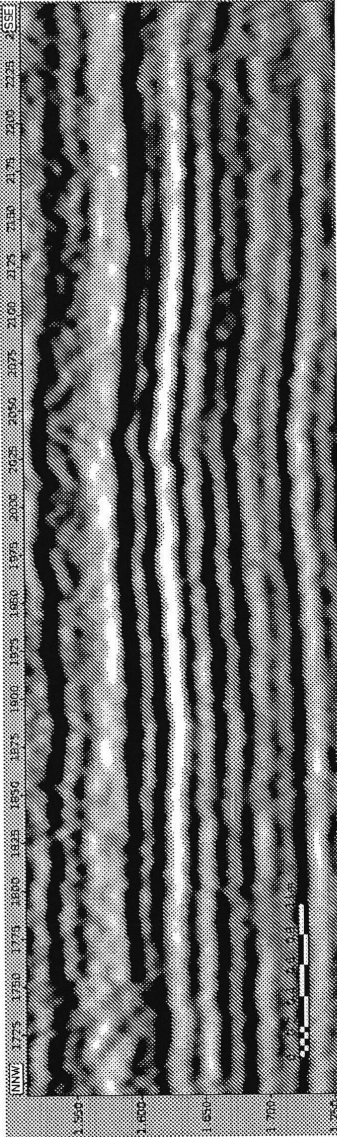


Фиг. 4а



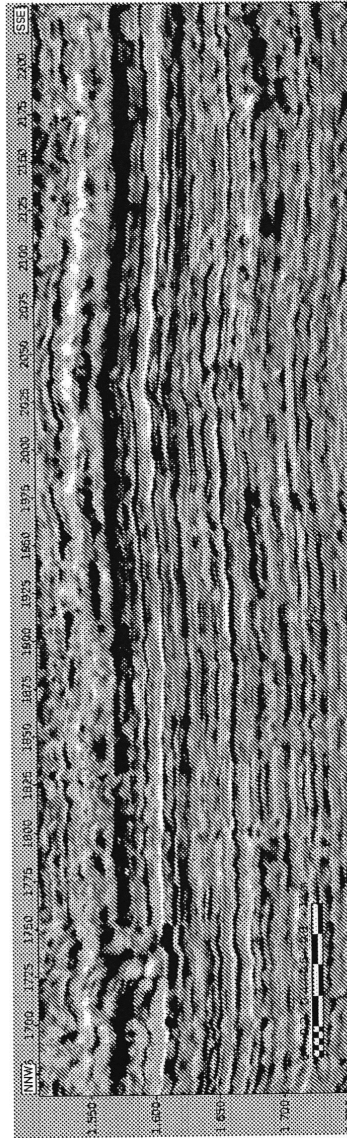
Фиг. 4b

501

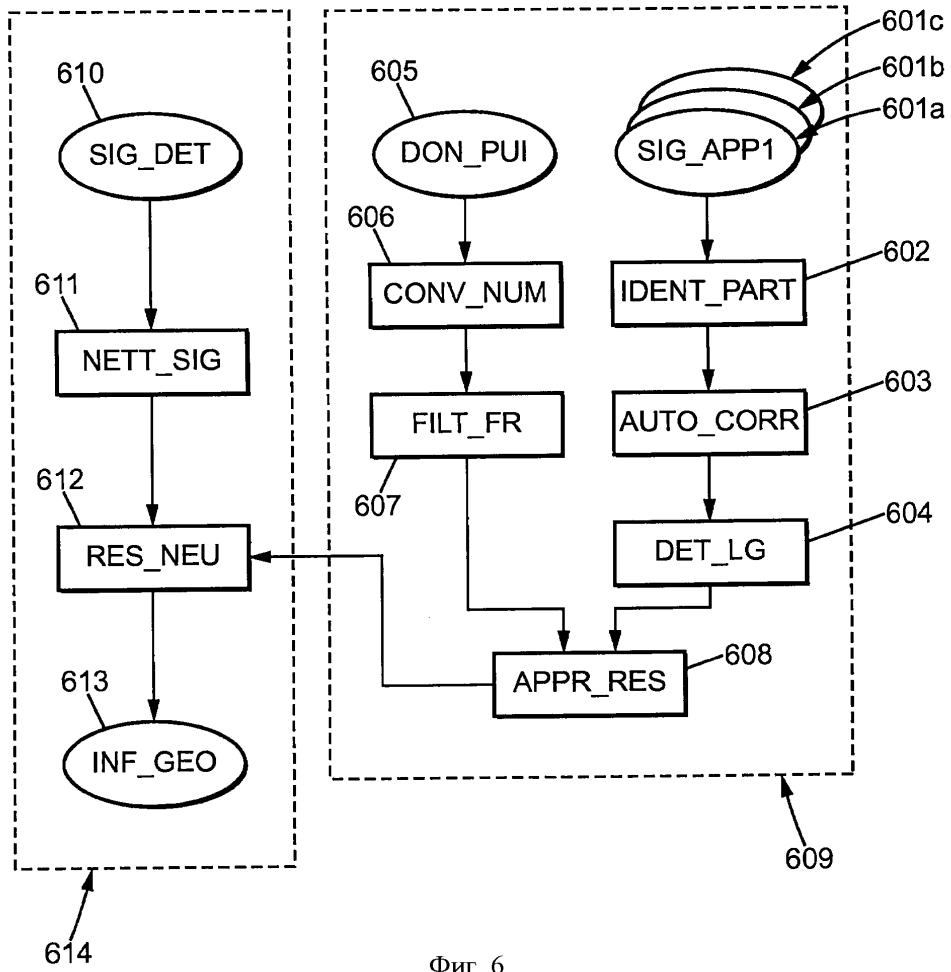


Фиг. 5а

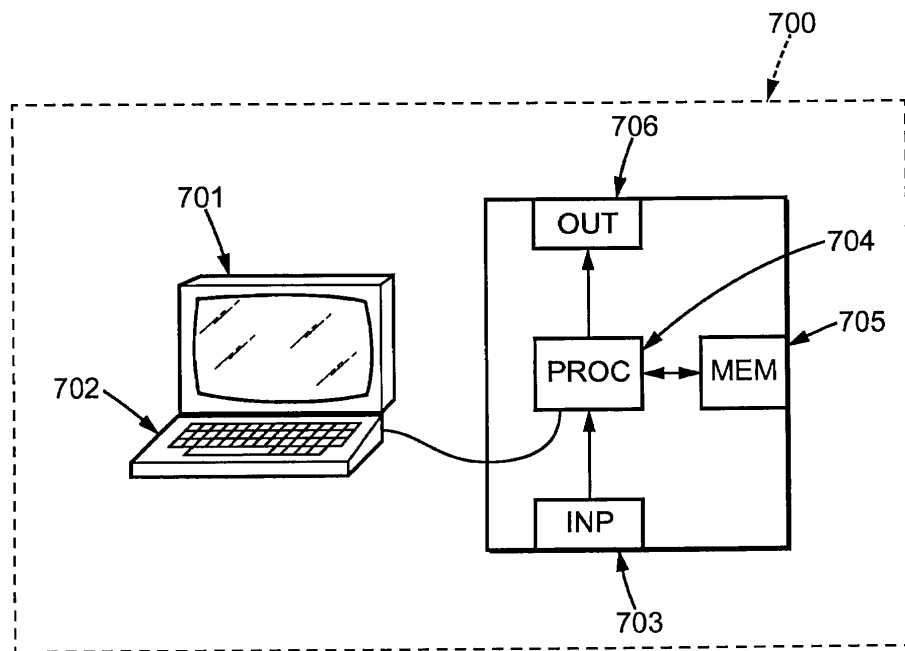
502



Фиг. 5б



Фиг. 6



Фиг. 7