

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **043815**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.06.27**

(21) Номер заявки  
**202192599**

(22) Дата подачи заявки  
**2020.03.10**

(51) Int. Cl. **G01V 1/00** (2006.01)  
**G01V 1/28** (2006.01)  
**G01V 1/30** (2006.01)  
**G01V 1/38** (2006.01)

---

(54) **ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОЧАСТОТНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ**

---

(31) **62/826,251**

(32) **2019.03.29**

(33) **US**

(43) **2022.02.14**

(86) **PCT/US2020/021787**

(87) **WO 2020/205169 2020.10.08**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**БП КОРПОРЕЙШН НОРТ  
АМЕРИКА ИНК. (US)**

(72) Изобретатель:

**Ни Дайани, Ахмед Имтиаз, Брендерс  
Эндрю (US)**

(74) Представитель:

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

(56) **US-A1-2011176386**  
**US-A1-2013077440**  
**US-A1-2018156931**

(57) В изобретении описаны способ и соответствующая система для реализации процесса выбора множества комбинаций мест расположения источника и приемника по району съемки, моделирования на модели подповерхностных свойств подземной области каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника для генерирования низкочастотных сейсмических данных, выполнения обратной миграции во временной области на низкочастотных сейсмических данных, для перемещения энергии ныряющей волны каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника для генерирования изображения освещением ныряющей волной, извлечения сейсмических амплитуд из изображения, полученного освещением ныряющей волной в исследуемой области, и вычисления вклада соответствующей ныряющей волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие волны, проходящие через исследуемую область.

**043815**  
**B1**

**043815**  
**B1**

### **Область техники**

Настоящая заявка претендует на приоритет предварительной патентной заявки США № 62/826251, поданной в патентное ведомство США 29 марта 2019 г. под названием "Проектирование низкочастотной сейсмической съемки", раскрытие которой полностью включено в настоящую заявку посредством ссылки.

Настоящее изобретение относится в целом к моделированию сейсмической съемки и в частности методам сейсмического моделирования для использования в проектировании сейсмической съемки с одновременным использованием получения данных об источнике или без этого.

### **Уровень техники**

Настоящий вводный раздел знакомит читателя с различными аспектами уровня техники, которые могут быть связаны с разными особенностями настоящего раскрытия, описанными и/или заявленными далее. Это рассмотрение должно снабдить читателя сведениями общего характера по вопросу, что будет способствовать лучшему пониманию различных особенностей раскрытия. Соответственно, именно так и следует воспринимать приводимые данные, а не как описание уровня техники.

Сейсмическая съемка включает генерирование изображения или карты подповерхностной зоны Земли, с использованием направленной вниз в грунт акустической энергии и регистрацией отраженной акустической энергии, возвращающейся от геологических слоев в подповерхностной зоне. В процессе сейсмической съемки, источник энергии помещается в различных местах на области или над областью поверхности Земли, в которой могут находиться залежи углеводородов. При каждой активизации источника, он генерирует сейсмический сигнал (например, акустическую волну), распространяющийся вниз через толщу Земли, отражается и, при его возвращении, регистрируется с использованием одного или более приемников, расположенных на подповерхностной зоне Земли, или над ней. Зарегистрированные приемниками сейсмические данные могут быть использованы для построения изображения или профиля соответствующей подповерхностной зоны.

В проектах сейсмической съемки задают места расположения источников энергии и приемников (также называют геометрией системы наблюдения). При разработке проектов съемки ставится задача в процессе проведения сейсморазведочных работ обеспечить адекватное освещение исследуемых целей для отображения или составления карты подповерхностной зоны. Для этого может потребоваться разработка проектов сейсмической съемки, повышающих качество получаемых изображений или карт подповерхностной зоны, с тем, чтобы повысить эффективность проведения работ по извлечению углеводородов из подповерхностной зоны Земли.

### **Сущность изобретения**

Ниже приводится краткое изложение некоторых вариантов осуществления в соответствии с настоящим раскрытием. Следует понимать, что представленные особенности позволяют дать читателю краткую характеристику некоторых вариантов осуществления, не претендуя при этом на ограничение области притязаний настоящего раскрытия. Напротив, настоящее раскрытие может охватывать широкий круг особенностей изобретения, которые могут и не быть представлены ниже.

Сейсмическая съемка, использующая источники и приемники, может быть применена, например, для генерирования сейсмических изображений или скоростных моделей. Сейсмические изображения могут быть использованы, например, в обнаружении залежей углеводородов (например, областей в подповерхностной зоне, содержащих углеводороды) и/или осложнений в процессе бурения подповерхностной зоны. Сейсмические изображения обычно получают, используя вырабатываемые источником сейсмические колебания, отраженные от областей в подповерхностной зоне и принятые одним или более приемниками. Создаваемые сейсмические изображения в значительной мере зависят от расположения источников и приемников, так называемой геометрии системы наблюдения проекта сейсмической съемки. При разработке проекта сейсмической съемки для определения геометрии системы наблюдения может быть использован метод проб и ошибок. Однако использование сейсмической съемки для отыскания подходящей геометрии системы наблюдения методом проб и ошибок не оправданно из-за чрезмерной дороговизны. Поэтому для оценки возможных геометрий системы наблюдения с точки зрения получения наиболее желательных результатов съемки могут быть использованы математические модели и анализ.

Кроме того, существует ряд физических свойств толщи пород, представляющих интерес для геофизиков. Одним из таких физических свойств является скорость, которая часто исследуется с помощью "скоростной модели". Скоростной моделью является форма представления подповерхностной геологической формации, которая может быть использована для анализа сейсмических данных. Для преобразования сейсмических данных в "сейсмическое изображение", геофизики используют анализ подповерхностных скоростей. Такое вычисление скоростной модели также требует больших вычислительных затрат, а его точность и разрешающая способность прямо влияют на качество сейсмического изображения.

Один из методов, используемый при проектировании съемки (например, широкоазимутальной съемки с буксируемой косой или узловой съемки морского дна), включает моделирование сейсмической съемки для гарантии того, что в предлагаемой геометрии съемки будет обеспечена подсветка исследуемых целей, достаточная для построения изображения. Подсветку исследуемых целей обычно соотносят с отражением этими целями сейсмической энергии. Однако в областях со сложными перекрывающимися породами, трудности получения достаточно хорошего изображения могут возникать из-за несовершенств

ва скоростной модели, используемой для построения изображения, а не из-за недостатков подсветки. Таким образом, даже если область искомого объекта имеет достаточную подсветку, изображение будет плохим, если скоростная модель не обеспечивает получения хорошего изображения. Соответственно, описываемые здесь методы и системы выполняют моделирование съемки для проектирования сейсмической съемки, в которой усовершенствовано построение скоростных моделей. Цель состоит в определении мест расположения приемников и источников, наилучшим образом решающих задачу построения адекватной скоростной модели.

Варианты осуществления методов моделирования сейсмической съемки для проведения сейсмических работ включают следующие шаги. Один шаг включает выбор нескольких комбинаций (наборов) мест расположения источников и приемников по району съемки. Другой шаг включает моделирование сейсмического ответа на низких частотах посредством репрезентативной скоростной модели для всех этих источников и приемников. Другой шаг включает выполнение миграции моделированного синтезированного сейсмического отклика с использованием обратной миграции во временной области (RTM - от англ. reverse time migration) для перемещения энергии преломленной и/или ныряющей волны в модель подповерхностной зоны. Как более подробно описано ниже, энергия ныряющей волны соответствует сейсмической энергии, преломленной в подповерхностной зоне и создаваемой источниками. Еще один шаг включает извлечение сейсмических амплитуд вдоль продуктивных горизонтов/поверхностей целевого пласта или зон с осложненным определением скорости, а другой шаг включает вычисление вкладов мест расположения отдельных приемника и источника в целевой области(-ях) и получение окончательного продукта в виде карт для отображения источников/приемников, вносящих вклад в ныряющие волны, проходящие через эти зоны.

#### **Краткое описание фигур**

Различные особенности настоящего раскрытия будут лучше понятны при ознакомлении с приведенным далее подробным описанием и ссылками на чертежи, на которых

на фиг. 1 представлена схема последовательности различных процессов, которые могут быть выполнены на основе анализа сейсмических данных, полученных системой сейсмической съемки, в соответствии с представленными вариантами осуществления;

на фиг. 2 иллюстрируется система морской съемки в морских условиях;

на фиг. 3 иллюстрируется система наземной съемки в наземных условиях;

на фиг. 4 представлена вычислительная система, которая может выполнять описанные здесь операции на основе данных, полученных системой морской съемки, показанной на фиг. 2, и/или системой наземной съемки, показанной на фиг. 3;

на фиг. 5 представлена последовательность операций обработки, выполняемых с использованием вычислительной системы на фиг. 4;

на фиг. 6 показан пример пути распространения волн, исходящих от источников системы морской съемки, представленной на фиг. 2, и/или системы наземной съемки, показанной на фиг. 3;

на фиг. 7 показана миграция ныряющих волн между источниками и приемниками системы морской съемки, представленной на фиг. 2; и

на фиг. 8 показаны карты вклада источника и приемника, созданные последовательными операциями обработки, представленными на фиг. 5.

#### **Подробное описание осуществления изобретения**

При введении элементов различных вариантов осуществления настоящего раскрытия, использование неопределенных артиклей единственного и множественного числа, определенного артикля и прилагательного "упомянутый" показывает, что имеется один или более этих элементов. Термины "содержащий", "включающий" и "имеющий" предполагают включенность и означают, что могут существовать дополнительные элементы, отличающиеся от перечисленных. Ниже будет приведено описание одного или более конкретных вариантов осуществления описанных здесь вариантов осуществления. Для краткого описания этих вариантов осуществления, все признаки конкретной реализации в раскрытии приводятся не будут. Следует иметь в виду, что при разработке любого подобного реального исполнения, как это происходит в любом инженерном или конструкторском проекте, для решения конкретных задач разработки должны приниматься многочисленные решения, касающиеся данной конкретной разработки, например, совместимость с системными или коммерческими ограничениями, которые могут меняться от одного исполнения к другому. Более того, следует понимать, что подобные опытно-конструкторские разработки могут быть сложными и продолжительными, но при этом будут представлять собой стандартный набор процессов конструирования, изготовления, массового производства, осуществляемых специалистами, ознакомившимися с настоящим раскрытием.

Построение сейсмического изображения в значительной степени определяется местами расположения источников и приемников, так называемой геометрией системы наблюдения, в проектируемой сейсмической съемке, а также моделями свойств подповерхностной зоны, например скоростной моделью. Выбор геометрии системы наблюдения проекта сейсмической съемки может способствовать построению скоростной модели. Соответственно, описанные ниже способы и системы обеспечивают определение геометрии системы наблюдения в проекте сейсмической съемки, обеспечивающей построение скорост-

ной модели, которая может быть применима, в частности, в случаях, когда ограничивающим фактором в сейсмическом отображении является точность скоростной модели.

Сразу следует заметить, что сейсмические данные могут быть получены с использованием большого числа разных систем и способов сейсмической съемки, два из которых рассмотрены со ссылкой на фиг. 2 и 3. Вне зависимости от использованного метода сбора, после того, как сейсмические данные получены, вычислительная система может провести анализ этих данных и использовать результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограммы, карту геологического продуктового горизонта) для выполнения различных операций в области разведки углеводородов и производственной сфере. Например, на фиг. 1 показана блок-схема способа 10, раскрывающая различные процессы, которые могут быть проведены на основе анализа полученных сейсмических данных. Хотя описание способа 10 приводится в определенном порядке, отмечается, что осуществление способа 10 может проводиться в любом подходящем порядке.

На фиг. 1, в шаге 12, на основе анализа сейсмических данных могут быть определены местоположения и свойства месторождений углеводородов в подповерхностной зоне Земли, ассоциированные с соответствующей сейсмической съемкой. В одном варианте осуществления, сейсмические данные, полученные одним или более способами сбора сейсмических данных, могут быть подвергнуты анализу для построения карты или профиля, иллюстрирующего различные геологические формации в подповерхностной зоне.

На основе идентифицированных местоположений и свойств месторождений углеводородов, в шаге 14 могут быть исследованы определенные места или части подповерхностной зоны. Другими словами, организации, занимающиеся разведкой углеводородов, могут использовать местоположения месторождений углеводородов для выбора на поверхности подповерхностной зоны участков для буровых работ. При этом организации, проводящие разведку углеводородов, могут использовать местоположения и свойства месторождений углеводородов, и соответствующих покрывающих пород для определения трассы бурения, параметров бурения и т.д.

После того, как разведочное оборудование было установлено в пределах подповерхностной зоны, на шаге 16 углеводороды, хранящиеся в месторождении углеводородов, могут быть добыты через скважины естественного фонтанирования, скважины с механизированной добычей и т.д. На шаге 18 добытые углеводороды могут транспортироваться на нефтеперегонные заводы, складское хозяйство, места обработки и т.п., посредством транспортных средств, трубопроводов и др. На шаге 20, добытые углеводороды могут быть подвергнуты обработке посредством различных процессов переработки для получения разных продуктов, использующих углеводороды.

Отмечается, что процессы, рассмотренные со ссылкой на способ 10, могут включать другие подходящие процессы, которые могут быть основаны на расположении и свойствах месторождений углеводородов, определяемых сейсмическими данными, собранными посредством одной или больше сейсмических съемок. Соответственно, должно быть понятно, что сами по себе описанные выше процессы не предполагают существование исчерпывающего перечня процессов, которые могут быть выполнены после определения расположений и свойств месторождений углеводородов в подповерхностной зоне.

С учетом сказанного, на фиг. 2 представлена диаграмма системы 22 морской съемки (например, в сочетании с шагом 12 на фиг. 1), которая может быть использована для сбора сейсмических данных (например, временных диаграмм), относящихся к подповерхностной зоне Земли в морской акватории. Вообще, морская сейсмическая съемка, использующая систему 22 морской съемки, может проводиться в океане 24 или другом водном массиве над подповерхностной зоной 26 Земли, лежащей под морским дном 28.

Система 22 морской съемки может включать судно 30, сейсмический источник 32 (который далее может также называться источником 32), морской сейсморазведочный кабель 34 (который также может называться морской сейсмической косой 34), приемник 36 который также может называться сейсмическим приемником 36) и/или другое оборудование, которое может быть полезным в сборе сейсмических изображений, представляющих геологические горизонты в подповерхностной зоне 26 Земли. Судно 30 может буксировать сейсмический источник 32 (например, решетку пневматических пушек) которая может генерировать энергию, например, акустические волны (в частности, сейсмические колебания), направленные на морское дно 28. Судно 30 также может буксировать сейсмокосу 34, имеющую приемник 36 (например, гидрофоны), который может принимать сейсмические колебания, представляющие энергию выходных колебаний сейсмических источников 32 после их отражений от различных геологических образований (например, соляных куполов, разрывов, складок и т.д.) в подповерхностной зоне 26. Кроме того, хотя описанная система 22 морской съемки включает один сейсмический источник 32 (на фиг. 2 изображенный в виде решетки воздушных пушек) и один приемник 36 (на фиг. 2 представленный в виде группы гидрофонов), отмечается, что система 22 морской съемки может включать большое число сейсмических источников 32 и большое число сейсмических приемников 36. Аналогично, хотя описанная система 22 морской съемки включает один морской сейсморазведочный кабель 34, надо иметь в виду, что система 22 морской съемки может включать большое число сейсморазведочных кабелей 34. Кроме того, дополнительные суда 30 могут иметь дополнительные сейсмические источники 32, сейсмокосы 34

и др., для работы системы 22 морской съемки.

На фиг. 3 представлена наземная система 38 наземной съемки (например, для использования в сочетании с шагом 12 на фиг. 1), которая может быть использована для получения информации, относящейся к подповерхностной зоне 26 Земли для неморских условий. Система 38 наземной съемки может включать (наземный) сейсмический источник 40 (который также может называться источником 40) и (наземный) сейсмический приемник 44 (который также может называться приемником 44). В некоторых вариантах осуществления, система 38 наземной съемки может включать один или более множественных сейсмических источников 40 и один или более сейсмических приемников 44 и 46 (которые также могут называться приемником 44 и/или приемником 46). Для целей рассмотрения, на фиг. 3 показаны сейсмический источник 40 и два сейсмических приемника 44 и 46. Сейсмический источник 40 (например, сейсмический вибратор) может быть расположен на поверхности 42 Земли над исследуемой подповерхностной зоной 26. Сейсмический источник 40 может генерировать энергию (например, акустические волны, сейсмические колебания), направленные на подповерхностную зону 26 Земли. При достижении различных геологических образований (например, соляных куполов, разрывов, складок и т.д.) в подповерхностной зоне 26, энергия выходных колебаний сейсмического источника 40 может отражаться от этих геологических образований и собираться или регистрироваться одним или более наземными приемниками (например, 44 и 46).

В некоторых вариантах осуществления, сейсмические приемники 44 и 46 могут быть распределены по поверхности 42 Земли, образуя сетчатую структуру. При этом каждый сейсмический приемник 44 или 46 может принимать отраженное сейсмическое колебание в ответ на энергию, направленную в подповерхностную зону 26 от сейсмического источника 40. В некоторых случаях, одно сейсмическое колебание, генерированное сейсмическим источником 40, может отразиться от разных геологических образований и может быть принято разными приемниками. Например, как показано на фиг. 3, сейсмический источник 40 может генерировать выходное колебание, энергия которого направлена в подповерхностную зону 26 в виде сейсмической волны 48. Первый сейсмический приемник 44 может принять отражение сейсмической волны 48 от одного геологического образования, а второй приемник 46 может принять отражение сейсмической волны 48 от другого геологического образования. Другими словами, первый сейсмический приемник 44 может принять отраженное сейсмическое колебание 50, а второй приемник 46 может принять отраженное сейсмическое колебание 52.

Вне зависимости от того, каким образом были собраны сейсмические данные, вычислительная система (например, для использования в сочетании с шагом 12 на фиг. 1) может выполнить анализ сейсмических колебаний, полученных сейсмическими приемниками 36 (морского базирования), или сейсмическими приемниками 44, 46 (наземного базирования) для определения информации, относящейся к геологической структуре, расположению и свойствам месторождений углеводородов и т.п. внутри подповерхностной зоны 26. На фиг. 4 приведен пример такой вычислительной системы 60, которая может выполнять различные операции по анализу данных для изучения сейсмических данных, собранных приемниками 36, 44, 46 для определения структуры сейсмических свойств геологических формаций в подповерхностной зоне 26.

Как показано на фиг. 4, вычислительная система 60 может включать коммуникационный компонент 62, процессор 64, запоминающее устройство 66 (например, материальную энергонезависимую машиночитаемую среду), устройство 68 хранения данных (например, материальную энергонезависимую машиночитаемую среду), порты 70 ввода/вывода (I/O) и дисплей 72 и т.д. Коммуникационный компонент 62 может быть беспроводным или проводным коммуникационным компонентом, который может обеспечивать связь между приемниками 36, 44, 46, одной или более базами 74 данных, другими вычислительными устройствами, и/или другими устройствами, обладающими возможностью связи. В одном варианте осуществления, вычислительная система 60 может через сетевой компонент, базу 74 данных или др. принимать данные 76 от приемника (например, сейсмические данные, сейсмограммы), ранее собранные сейсмическими приемниками. Процессор 64 вычислительной системы 60 может анализировать или обрабатывать приемные данные 76 для определения различных признаков, относящихся к геологическим формациям в подповерхностной зоне 26 Земли.

Процессор 64 может быть компьютерным процессором или микропроцессором любого типа, способным исполнять компьютерный код или команды компьютерной программы для реализации описанных здесь способов. Процессор 64 может также включать несколько процессоров, которые могут выполнять описанные ниже операции. Запоминающим устройством 66 и устройством 68 хранения данных может быть любое подходящее готовое изделие, которое может служить средой для хранения исполняемого процессором программного кода (программы), данных, и т.д. Эти готовые изделия могут выполнять функцию машиночитаемой среды (например, любую подходящую форму для запоминания и хранения данных), которая может хранить исполняемую процессором программу, используемую процессором 64 для осуществления раскрываемых здесь способов. Вообще, процессор 64 может исполнять программные приложения, которые включают программы обработки сейсмических данных, собираемых посредством приемников сейсмической съемки, в соответствии с описанными здесь вариантами осуществления.

Запоминающее устройство 66 и устройство 68 хранения данных могут также хранить данные, ана-

лиз данных, программные приложения и т.д. Запоминающее устройство 66 и устройство 68 хранения данных может быть представлено материальным энергонезависимым машиночитаемым носителем (например, запоминающим устройством или устройством хранения данных в любой подходящей форме), который может хранить исполняемую процессором 64 программу для осуществления различных способов, приведенных в настоящем раскрытии. Можно отметить, что материальность и энергонезависимость просто означают, что среда является материальным носителем, а не сигналом.

Портами 70 ввода-вывода являются интерфейсы, которые могут соединяться с другими периферийными компонентами, например, устройствами ввода (например, клавиатурой, мышью), датчиками, модулями ввода/вывода (I/O) и т.п. Порты 70 (I/O) могут обеспечить связь вычислительной системы 60 с другими устройствами в системе 22 морской съемки, системе 38 наземной съемки или другими.

Дисплей 72 может отображать изображения, связанные с ПО или исполняемыми программами, обработка которых производится процессором 64. В одном варианте осуществления, дисплеем 72 может быть тачскрин дисплея, позволяющий вводить данные пользователю вычислительной системы 60. Дисплей 72 также может быть использован для просмотра и изучения результатов любого анализа собранных сейсмических данных для определения геологических формаций внутри подповерхностной зоны 26, расположения и/или свойств месторождений углеводородов в подповерхностной зоне 26, и/или т.п. Дисплеем 72 может быть дисплей любого подходящего типа, например, жидкокристаллический дисплей (LCD), плазменный дисплей или дисплей на органических светодиодах (OLED). Следует также отметить, что помимо упомянутого здесь отображения посредством дисплея 72, вычислительная система 60 также может осуществлять отображение посредством других материальных средств, например, на бумаге (посредством печати) или т.п..

С учетом сказанного, описанный здесь способ также может быть осуществлен с применением суперкомпьютера, использующего несколько вычислительных систем 60, систему облачных вычислений, или иные средства для распределения процессов по большому числу вычислительных систем 60. В этом случае, каждая вычислительная система 60, работающая как часть суперкомпьютера, может и не включать каждый компонент, упомянутый как часть вычислительной системы 60. Например, каждая вычислительная система 60 может не содержать дисплей 72, поскольку дисплей 72 может оказаться бесполезным для суперкомпьютера, предназначенного для непрерывной обработки сейсмических данных.

После выполнения различной обработки сейсмических данных, вычислительная система 60 может сохранить результаты анализа в одной или более базах 74 данных. Базы 74 данных могут быть связаны передачей сигналов с сетью, которая может обмениваться данными с вычислительной системой 60 посредством коммуникационного компонента 62. Кроме того, базы данных 74 могут хранить информацию, относящуюся к подповерхностной зоне 26, например, ранее полученные сейсмограммы, данные геологических проб, сейсмические изображения или т.п., относящиеся к подповерхностной зоне 26.

Хотя описанные выше компоненты были рассмотрены применительно к вычислительной системе 60, можно отметить, что вычислительная система 60 может состоять из аналогичных компонентов. Более того, вычислительная система 60 также может быть частью системы 22 морской съемки или системы 38 наземной съемки, и может осуществлять наблюдение и/или управление работой сейсмических источников 32 или 40, приемников 36, 44, 46 или т.п.. Кроме того, можно заметить, что перечисленные компоненты приведены в качестве примера, и описываемые здесь варианты осуществления не ограничены компонентами, описанными со ссылкой на фиг. 4.

В некоторых вариантах осуществления, вычислительная система 60 (например, процессор 64, работающий совместно с по меньшей мере запоминающим устройством 66 или устройством 68 хранения данных) может задействовать приложение или другую компьютерную программу для выполнения процесса 78, показанного на фиг. 5. Как будет показано далее, процесс 78 (например, способ, осуществляемый посредством или с использованием вычислительной системы 60) генерирует геометрию системы наблюдения, определяя вклады комбинаций мест расположения источников и приемников в ныряющие волны, проходящие через конкретный район или область исследуемой подповерхностной зоны (т.е. района или области отображаемой подповерхностной зоны, которые также могут называться глубиной исследования). Например, в одном или более вариантах осуществления можно определять, при каких комбинациях мест расположения источника/приемника создаются ныряющие волны, проходящие через конкретные исследуемые области. Далее способ может сформировать геометрию системы наблюдения для использования некоторых или всех из этих мест расположения, при которых генерируются ныряющие волны, проходящие через исследуемые области. Глубиной исследования (ГИ) может считаться глубина, с которой получается пригодная для использования информация в данной съемке для данных продольных и поперечных координат в подповерхностной зоне, и которая является функцией нескольких хорошо известных параметров, например, мест расположения источника и приемника, параметров сейсмического сигнала, скорости в подповерхностной зоне и т.д.

Скоростная модель уже могла быть разработана на момент запуска процесса 78, представленного на фиг. 5. Скоростной моделью является модель некоторой подземной области Земли, съемка которой уже была проведена или предполагалась. Для построения скоростной модели могут использоваться обычные методы.

Скоростная модель генерируется из данных (не показаны), представляющих подземную область Земли. В представленных вариантах осуществления, данные могут включать сейсмические данные, полученные в предшествующей сейсмической съемке. В альтернативных вариантах осуществления для этой цели при необходимости могут использоваться другие источники данных вместо сейсмических данных или в дополнение к ним. Эти другие источники данных могут включать, например, данные каротажа скважин, гравиметрической съемки, электромагнитной съемки, геологических исследований и др. Специалисты в данной области, ознакомившиеся с настоящим раскрытием, могут представить себе и другие источники данных, которые могут подходить для построения скоростной модели.

При наличии сейсмических данных достаточно низких частот и с достаточно высоким отношением сигнал/шум, одним из способов построения скоростной модели на основе сейсмических данных является полноволновая инверсия (FWI - от англ. full wave inversion). В варианте осуществления, FWI начинается на низких частотах и далее добавляет все более высокие частоты. В настоящем раскрытии, термин "низкие частоты" обычно означает частоты ниже 10 Гц, например, между 1 Гц и 10 Гц, или приблизительно от 2 Гц до 6 Гц. Однако, предполагается использование более низких частот, например, когда сейсмические источники 32 или 40 используют частоты ниже 2 Гц.

Действительно, в некоторых обстоятельствах "низкая частота" моделированных сейсмических данных выходит за пределы интервала 1 Гц - 10 Гц. Например, сейсмические данные могут быть, в частности, свободны от шумов, поэтому могут быть использованы частоты ниже 1 Гц. Аналогично, технологический прогресс может сделать возможным достижение частот менее 1 Гц. Либо, могут проводиться испытания с довольно малой ГИ, когда могут использоваться частоты выше 100 Гц. В любом случае, в отношении "низких частот" термин "приблизительно" означает, что числовая оценка находится в пределах допуска на ошибку, принятого в данной отрасли промышленности. Например, хорошо известно, что в процессе съемки настройка приборов и измерения могут меняться по разным причинам. Таким образом, частота "приблизительно 2 Гц" включает частоты, не равные точно 2,0 Гц, а частоты, несколько меняющиеся в пределах приемлемого допуска на ошибку. Аналогично, интервал частот приблизительно 1 Гц - 10 Гц может включать частоты за пределами интервала 1,0 Гц - 10,0 Гц, при условии, что они находятся в пределах приемлемого допусков на ошибку. Что именно составляет "приемлемый допуск на ошибку", будет зависеть от обстоятельств, очевидных для специалиста, ознакомившегося с настоящим раскрытием.

Модель свойств подповерхностной зоны, одной из которых является скоростная модель, постепенно становится более важной по мере того, как с каждым новым циклом инверсии добавляются более мелкие признаки. Выдаваемая на каждом этапе процесса скоростная модель становится начальной моделью для следующего этапа (см. L. Sirgue & R.G. Pratt "Efficient Waveform Inversion and Imaging: A Strategy for Selecting Temporal Frequencies", 69 Geophysics 231, 2004 г.).

В некоторых вариантах осуществления, скоростная модель из описанных вариантов осуществления является, кроме того, "гладкой" скоростной моделью. В контексте раскрытия, термин "гладкая" показывает, что скоростная модель прошла фильтрацию фильтром нижних частот так, что длина шкалы скоростей превышает исследуемую длину сейсмической волны. Однако на практике такое сглаживание не является необходимым для всех вариантов осуществления. В некоторых вариантах осуществления можно использовать скоростную модель, не подвергшуюся сглаживанию.

В иллюстрированном на фиг. 5 способе 78, на шаге 80 выполняется выбор комбинаций мест расположения источника и приемника (т.е. выбор мест расположения источника 32 и приемника 36 и/или выбор мест расположения источника 40 и приемника 44 или 46) по району съемки. Способ 78 не зависит от типа моделированных источников и сигналов, которые они производят. Моделированными источниками могут быть импульсные источники, буксируемые источники или источники любых других видов, известные в уровне техники. Как должно быть понятно специалистам, ознакомившимся с настоящим раскрытием, сигналы, вырабатываемые каждым из моделированных источников этих типов, будут различными. В способе 78 могут использоваться любые такие сигналы.

Способ 78 продолжается на шаге 82 прямым моделированием с использованием скоростной модели подповерхностной зоны для генерирования блока низкочастотных сейсмических данных. Этим прямым моделированием является, в частности, так называемое "двухфакторное" прямое моделирование. В других вариантах осуществления прямым моделированием может быть "однофакторное" прямое моделирование, считающееся менее точным, чем двухфакторное моделирование. Прямое моделирование на шаге 82 выполняется с выбранными комплектами источников 32 или 40 и приемниками 36, 44 или 46 (выбраны на шаге 80). Дополнительно, моделированные сейсмические сигналы, использованные в прямом моделировании на шаге 82, будут адаптированы для получения низкочастотных сейсмических данных. Специалистам должно быть понятно, что сейсмическая съемка, или прямое моделирование сейсмической съемки, в полученных сейсмических данных обычно будет включать интервал частот. Например, в одном варианте осуществления используется интервал частот, перекрывающий три октавы, вплоть до представляющих интерес частот, обеспечивающих разрешение подповерхностных структур порядка десятков метров. Прямое моделирование является затратным методом с точки зрения объема необходимых вычислений, что ограничивает прямое моделирование низкочастотными сейсмическими данными для ускорения процесса моделирования. Заявленный в настоящем раскрытии процесс работает с низкочас-

тотными сейсмическими данными, и поэтому сейсмические сигналы, используемые в прямом моделировании на шаге 82, могут быть соответственно адаптированы для снижения общих вычислительных затрат прямого моделирования на шаге 82.

Способ 78 продолжается шагом 84, в котором выполняется обратная миграция во временной области в низкочастотных сейсмических данных, полученных при прямом моделировании на шаге 82. Задачей обратной миграции во временной области является получение на шаге 84 множества выборок записей изображений с большими углами раскрытия. Предполагается, что в вариантах осуществления заявленного способа будут использоваться методы обратной миграции во временной области, которые отличают выборки записей с большими углами раскрытия от выборок, не отличающихся большими углами раскрытия. Один такой метод описан в патентной публикации US 2014/0293744 под названием "Зеркальный Фильтр (SF) и Сейсмическая Миграция Частичного Изображения с Ориентированным Наклоном (DOP)", поданной 31 марта 2014 г. от имени изобретателя Qie Zhang и принадлежащей правообладателю настоящего изобретения.

В настоящем описании выражение "большие углы раскрытия" означает, что эти углы равны или превосходят примерно  $160^\circ$ . К этому обычно относится, как показано на фиг. 6, то, что в данной отрасли называют "ныряющими волнами" 92 и энергией 94 обратного рассеяния. Ныряющими волнами 92 являются волны, подвергшиеся скорее преломлению, нежели отражению от земной отсчетной поверхности (например, морского дна 28 или поверхности 42 Земли). Изменения характеристик сейсмической скорости в подземном продуктивном пласте (например, в подповерхностной зоне 26) постепенно изменяют направление распространения энергии, меняя ее траекторию от нисходящей к восходящей. Угол раскрытия составляет  $180^\circ$  вдоль пути распространения ныряющей волны 92. Энергия 94 обратного рассеяния образуется при отражении от отражателя 96 в подземном пласте (например, подповерхностной зоне 26). Угол раскрытия вдоль пути 94 волны обратного рассеяния имеет значение  $180^\circ$ .

В настоящем раскрытии, "приблизительно" означает, что результат точного измерения того, что называется "большим углом раскрытия" может меняться в некоторой степени в зависимости от точности алгоритма обратной миграции во временной области. В таких условиях, можно ослабить требование  $\geq 160^\circ$ , чтобы включить значительное количество энергии вблизи этого угла, даже если это не точно то, что требуется. Таким образом, в некоторых вариантах осуществления требования стандарта можно смягчить для улавливания этой энергии. Специалистам в данной отрасли, ознакомившимся с настоящим раскрытием, будет легко сформировать собственное суждение по реализации заявленного способа.

Как было отмечено выше, предполагается, что в большинстве вариантов осуществления будут использоваться методы обратной миграции во временной области (RTM), которые будут различать и осуществлять выборки с большими углами раскрытия. Обратная миграция во временной области является примером миграции волнового поля, когда волновые поля генерируются и используются для формирования сейсмического изображения прямым моделированием волнового поля (или волнового поля источника). RTM может включать распространение в обратном направлении блока зарегистрированных сейсмических данных, с использованием того же механизма прямого моделирования (волнового поля приемника). RTM может также включать наложение условия отображения, например, кросс-корреляции с нулевой задержкой, между волновыми полями источника и приемника. Использование методов миграции волнового поля обычно желательно в подземной области со сложным геологическим строением, содержащей крутопадающие геологические структуры. Хотя методы RTM в вычислительном отношении являются более затратными по сравнению с лучевой миграцией, RTM позволяет получить более точное сейсмическое изображение.

Как показано далее на фиг. 5, способ 78 продолжается на шаге 86 суммированием выборок записей изображений с большими углами раскрытия для получения изображения освещением ныряющей волной. В шаге 86 можно выполнить перемещение энергии ныряющей волны ныряющих волн 92 в модель подповерхностной зоны. Таким образом, можно считать, что шаги 86 и 88 вместе могут выполнять обратную миграцию во временной области на низкочастотных сейсмических данных для перемещения энергии ныряющих волн 92 (т.е. энергии ныряющей волны) каждой пары источника 32 и приемника 36 множества комбинаций расположения источника 32 и приемника 36. Такие перемещения энергии ныряющих волн 92 могут осуществлять миграцию низкочастотных сейсмических данных шага 84 для перемещения энергии ныряющих волн 92 каждой пары источника 32 и приемника 36 множества комбинаций расположения источника 32 и приемника 36. Такое перемещение может быть выполнено для генерирования изображения освещением ныряющей волной. Следует заметить, что изображение при освещении ныряющей волной, описанное выше, содержит не только ныряющие волны 92, но также энергию 94 обратного рассеяния с углами раскрытия  $\geq 160^\circ$ , как было показано выше. Суммирование содержит накопление выборок записей для генерирования изображения освещением ныряющей волной.

Как отмечалось выше, в настоящем раскрытии, "приблизительно" означает, что результат точного измерения того, что называется "большим углом раскрытия" может меняться в некоторой степени в зависимости от точности алгоритма обратной миграции во временной области. В таких условиях, можно ослабить требование  $\geq 160^\circ$ , чтобы включить значительное количество энергии вблизи этого угла, даже



если это не точно то, что требуется. Таким образом, в некоторых вариантах осуществления можно смягчить требования стандарта для улавливания этой энергии. Специалистам в данной отрасли, ознакомившимся с настоящим раскрытием, будет просто сформировать собственное суждение по реализации заявленного способа.

Способ 78 продолжается далее на шаге 88 извлечением сейсмических амплитуд по глубине исследования (DOI) подповерхностной зоны 26 (т.е. горизонтов/поверхностей целевого продуктивного пласта). Этими DOI могут быть области подповерхностной зоны 26 с осложненным определением скорости, где выбор места расположения источника и приемника (т.е. выбор мест расположения источника 32 и приемника 36 и/или выбор мест расположения источника 40 и приемника 44 или 46) должен обеспечить улучшение построения скоростной модели. Пример такого извлечения иллюстрируется использованием изображения на фиг. 7.

На фиг. 7 показаны моделированные и подвергнутые миграции данные из шагов 84 и 86. На фиг. 7 показаны области 98 и 100, включающие места расположения источников 32, а также область 102, включающая места расположения приемников 36. В примере на фиг. 7, область 104 может соответствовать проблемной области, в которой использование скоростной модели приводит к плохому качеству изображения. Для области 104, могут быть извлечены сейсмические амплитуды между парами источников 32 и приемников 36. Областью 104 может, например, быть DOI подповерхностной зоны 26 (т.е. горизонта/поверхности целевого продуктивного пласта). Как было показано на фиг. 5, для каждой пары источника 32 и приемника 36 будет существовать отдельный объем, извлеченный как часть шага 88.

Показанный на фиг. 5 способ 78 далее продолжается на шаге 90, где вычислены вклады отдельных пар источника 32 и приемника 36 в целевой области (областях) (например, одна или более DOI подповерхностной зоны 26). Эти вычисления включают определение того, переданы ли ныряющие волны 92 между парами источников 32 и приемников 36 в целевые области. Таким образом, могут быть определены места расположения источника 32 и приемников 36 (т.е. пар источника 32 и приемника 36), обеспечивающие передачу ныряющих волн 92 в DOI подповерхностной зоны 26. В некоторых вариантах осуществления, шаг 90 может дополнительно включать сравнение свойства ныряющих волн 92 (например, силы ныряющей волны 92, величины ныряющих волн 92, места расположения ныряющих волн 92 в DOI подповерхностной зоны 26 и т.д.), проходящих через DOI подповерхностной зоны 26, с пороговой величиной с тем, чтобы определить, включать ли возможные места положения источника 32 и приемников 36 в проект сейсмической съемки (т.е. определить геометрию системы наблюдения проекта сейсмической съемки).

В некоторых вариантах осуществления, может быть генерирована одна или более карт геометрии сейсмической системы наблюдения проекта съемки в качестве выходных данных для использования в определении окончательного варианта геометрии системы наблюдения проекта съемки. На фиг. 8 представлена карта 106 (например, карта геометрии сейсмической системы наблюдения), иллюстрирующая пример мест расположения источника 32 и приемника 36. На фиг. 8 также показаны (например, представленные полутонами или другими графическими приемами обозначения источников 32, указывающие на извлекаемые сейсмические амплитуды на шаге 88 способа 78) пары источников 32 и приемников 36, передающие ныряющие волны 92 в DOI подповерхностной зоны 26 (т.е. области 104). На фиг. 8 дополнительно представлена карта 108, показывающая соответствующую версию карты 106, которая может быть использована совместно с картой 106, или вместо нее, в определении окончательной геометрии системы наблюдения проекта съемки. Дополнительно, или в качестве альтернативы, может быть генерирован результат(ы) (в виде данных или иного показателя), отражающий извлеченные сейсмические амплитуды на шаге 88 способа 78 для мест расположения источников 32 и приемников 36, и/или выданы выходные данные, для использования в определении окончательной геометрии системы наблюдения проекта съемки.

Технический эффект настоящего раскрытия включает системы и способы определения геометрии системы наблюдения проекта съемки. В частности, геометрия системы наблюдения может быть ориентирована на конкретную исследуемую область, и может быть специально выбрана так, чтобы направлять ныряющие волны 92 в эту исследуемую область. Геометрия системы наблюдения также может быть выбрана так, чтобы усовершенствовать генерируемую далее скоростную модель, поскольку генерирование обновленной скоростной модели связано с (и может быть выполнено на основе) местами расположения источника 32 и приемника 36 и местами расположения DOI подповерхностной зоны 26. Таким образом, в описанных здесь системах и способах для испытания мест расположения источников 32 и приемников 36 (т.е. пар источника 32 и приемника 36) на способность направления ныряющих волн 92 в DOI подповерхностной зоны 26 используется (посредством способа 78) соотношение между скоростной моделью (например, известной величиной, в частности, первоначальной скоростной моделью), DOI подповерхностной зоны 26 (например, известной величиной) и местами расположения источника 32 и приемника 36 (например, неизвестными величинами). Эти места расположения источников 32 и приемников 36 далее могут быть использованы для конкретной геометрии системы наблюдения проекта съемки, используемого, в частности, для вычисления скоростной модели (например, неизвестной величины) с применением геометрии системы наблюдения проекта съемки (например, известных величин мест расположения пар

источника 32 и приемника 36) и DOI подповерхностной зоны 26 (например, известной величины). Этим обеспечивается генерирование обновленной скоростной модели, когда исходная скоростная модель, например, ограничивает качество сейсмического изображения (т.е. если освещение целевой области [DOI] соответствует требованиям, генерируемое изображение может быть плохим из-за неточности используемой скоростной модели). Таким образом, описанные здесь системы и способы выполняют моделирование сбора данных для разработки сейсмической съемки, оптимизированной для построения скоростной модели, обеспечивающей определение мест расположения приемников и источников для решения задачи построения усовершенствованной скоростной модели. Это может способствовать улучшению генерируемых сейсмических изображений, что ведет к повышению качества представления информации об углеводородах в подповерхностной зоне Земли или осложнениях в процессе бурения подповерхностной зоны.

Описанные выше конкретные варианты осуществления были представлены в качестве примера, и следует понимать, что эти варианты осуществления могут подвергаться различным модификациям и реализации в других формах. Также следует понимать, что формула изобретения не предполагает ограничения этими конкретными раскрытыми формами, но, напротив, должна охватывать все модификации, эквиваленты и альтернативы, находящиеся в пределах существа и области защиты настоящего раскрытия.

Представленные и заявленные здесь способы относятся и применимы к материальным объектам и конкретным примерам практического характера, которые очевидно усовершенствуют техническую область и, по этой причине, не являются абстрактными, нематериальными или сугубо теоретическими. Кроме того, если приложенная в конце настоящего описания формула изобретения содержит один или более элементов, обозначенных как "средства для [выполнения] [функции]" или "шаг для [выполнения] [функции]", предполагается, что такие элементы должны восприниматься согласно статье 35 "Свода законов США", пар. 112(f). Однако для любых пунктов формулы, содержащих элементы, обозначенные любым другим образом, предполагается, что такие элементы не должны интерпретироваться согласно статье 35 "Свода законов США", пар. 112(f).

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ усовершенствования скоростной модели исследуемой области, в котором выбирают множество комбинаций мест расположения источника и приемника по району съемки для усовершенствования скоростной модели исследуемой области, соответствующей проблемной области, в которой использование скоростной модели приводит к плохому качеству изображения;

выполняют прямое моделирование на скоростной модели на основе каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, для генерирования низкочастотных сейсмических данных;

выполняют обратную миграцию во временной области на низкочастотных сейсмических данных для перемещения преломленной волны и/или энергии ныряющей рефрагированной волны каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, для генерирования изображения, полученного освещением ныряющей рефрагированной волной;

извлекают, для каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, сейсмические амплитуды из изображения, полученного освещением ныряющей рефрагированной волной по исследуемой области;

вычисляют вклад соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область; и

разрабатывают геометрию системы наблюдения проекта съемки, основанную на вычислении вклада соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область.

2. Способ по п.1, в котором генерируют обновленную скоростную модель, использующую геометрию системы наблюдения проекта съемки и место расположения исследуемой области.

3. Способ по п.1, в котором генерируют карту геометрии сейсмической системы наблюдения проекта съемки, показывающую вклад соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область.

4. Способ по п.3, в котором генерируют окончательную геометрию системы наблюдения проекта съемки на основе карты геометрии сейсмической системы наблюдения проекта съемки.

5. Способ по п.1, в котором генерируют результирующие данные, показывающие вклад соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область.

6. Способ по п.5, в котором на основании результирующих данных генерируют окончательную

геометрию системы наблюдения проекта съемки.

7. Способ по п.1, в котором низкочастотные сейсмические данные содержат частоты приблизительно от 1,0 до 10,0 Гц.

8. Способ по п.1, включающий сравнение свойства ныряющих рефрагированных волн, проходящих через исследуемую область, с пороговой величиной для определения, включать ли места положения для каждой пары источника и приемника в проект сейсмической съемки.

9. Способ по п.8, в котором свойство ныряющих рефрагированных волн включает по меньшей мере одно из силы ныряющих рефрагированных волн, величины ныряющих рефрагированных волн или места расположения ныряющих рефрагированных волн в исследуемую область.

10. Материальный энергонезависимый машиночитаемый носитель данных, содержащий записанные на нем команды для усовершенствования скоростной модели исследуемой области, конфигурирующие процессор для

выбора множества комбинаций мест расположения источников и приемников по району съемки для усовершенствования скоростной модели исследуемой области, соответствующей проблемной области, в которой использование скоростной модели приводит к плохому качеству изображения;

выполнения прямого моделирования на скоростной модели на основе каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, для генерирования низкочастотных сейсмических данных;

выполнения обратной миграции во временной области на низкочастотных сейсмических данных для перемещения энергии ныряющей рефрагированной волны каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, для генерирования изображения, полученного освещением ныряющей рефрагированной волной;

извлечения, для каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, сейсмических амплитуд из изображения, полученного освещением ныряющей рефрагированной волной в исследуемой области;

вычисления вклада соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область;

вычисления результирующих данных, показывающих вклад соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область; и

разработки геометрии системы наблюдения проекта съемки на основе упомянутых результирующих данных.

11. Носитель данных по п.10, содержащий команды, конфигурирующие процессор для генерирования обновленной скоростной модели, использующей геометрию системы наблюдения проекта съемки и местоположение исследуемой области.

12. Носитель данных по п.10, содержащий команды, конфигурирующие процессор для сравнения свойств ныряющих рефрагированных волн, проходящих через исследуемую область, с пороговой величиной для определения, включать ли места положения для каждой пары источника и приемника в проект сейсмической съемки.

13. Устройство для усовершенствования скоростной модели исследуемой области, содержащее

запоминающее устройство для хранения машиночитаемых команд;

процессор, выполненный с возможностью исполнения машиночитаемых команд, конфигурирующих его для

выбора множества комбинаций мест расположения источника и приемника по району съемки для усовершенствования скоростной модели исследуемой области, соответствующей проблемной области, в которой использование скоростной модели приводит к плохому качеству изображения;

выполнения прямого моделирования на скоростной модели на основе каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, для генерирования низкочастотных сейсмических данных;

выполнения обратной миграции во временной области на низкочастотных сейсмических данных для перемещения энергии ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, для генерирования изображения, полученного освещением ныряющей рефрагированной волной;

извлечения, для каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника, сейсмических амплитуд из изображения, полученного освещением ныряющей рефрагированной волной в исследуемой области;

вычисления вклада соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область; и

разработки геометрии системы наблюдения проекта съемки на основе вклада соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест

расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область.

14. Устройство по п.13, в котором машиночитаемые команды, при их исполнении, обеспечивают конфигурацию процессора для генерирования обновленной скоростной модели, использующей геометрию системы наблюдения проекта съемки и местоположение исследуемой области.

15. Устройство по п.13, в котором машиночитаемые команды, при их исполнении, обеспечивают конфигурацию процессора для генерирования карты геометрии системы наблюдения проекта съемки, показывающей вклад соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область.

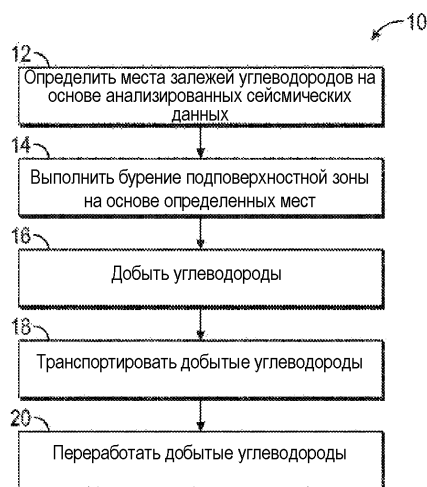
16. Устройство по п.15, выходное устройство которого выполнено с возможностью передачи карты геометрии сейсмической системы наблюдения проекта съемки для использования в генерировании окончательной геометрии системы наблюдения проекта съемки.

17. Устройство по п.13, в котором машиночитаемые команды, при их исполнении, обеспечивают конфигурацию процессора для генерирования результирующих данных, показывающих вклад соответствующей ныряющей рефрагированной волны от каждой пары источника и приемника из множества комбинаций мест расположения источника и приемника в ныряющие рефрагированные волны, проходящие через исследуемую область.

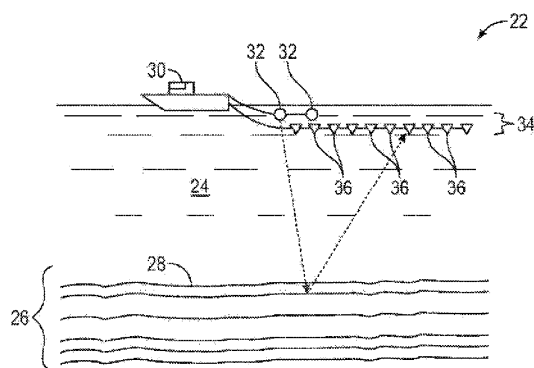
18. Устройство по п.17, выходное устройство которого выполнено с возможностью передачи результирующих данных для использования в генерировании окончательной геометрии системы наблюдения проекта съемки.

19. Устройство по п.13, в котором машиночитаемые команды, при их исполнении, обеспечивают конфигурацию процессора для сравнения свойства ныряющих рефрагированных волн, проходящих через исследуемую область, с пороговой величиной для определения, включать ли места положения для каждой пары источника и приемника в проект сейсмической съемки.

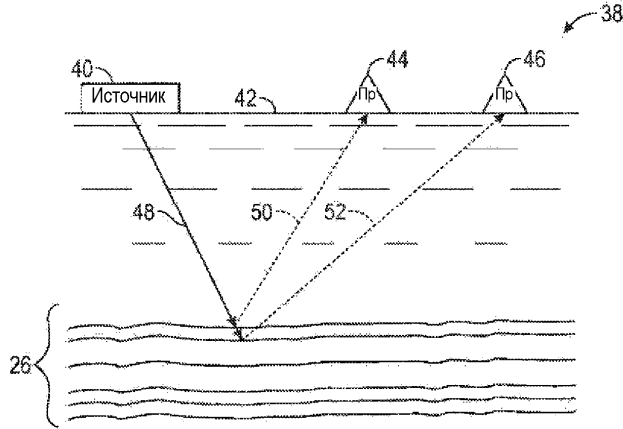
20. Устройство по п.19, в котором свойство ныряющих рефрагированных волн включает по меньшей мере одно из силы ныряющих волн, величины ныряющих волн или места расположения ныряющих волн в исследуемой области.



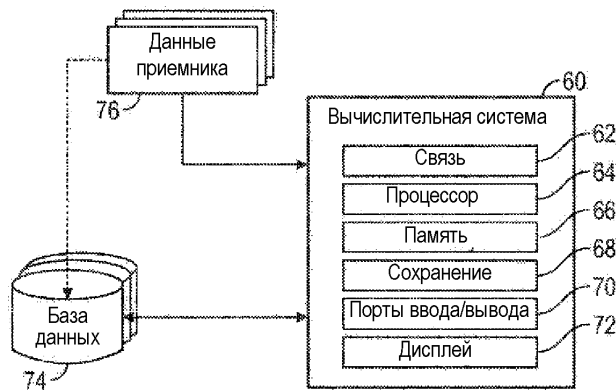
Фиг. 1



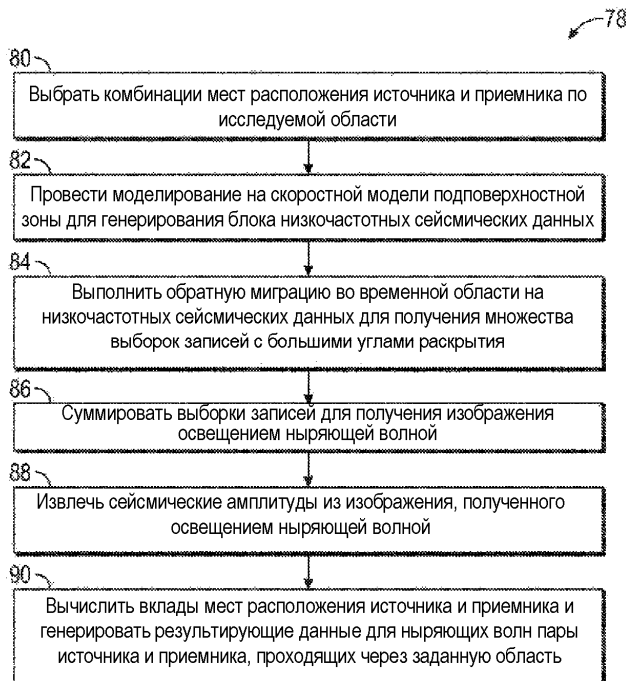
Фиг. 2



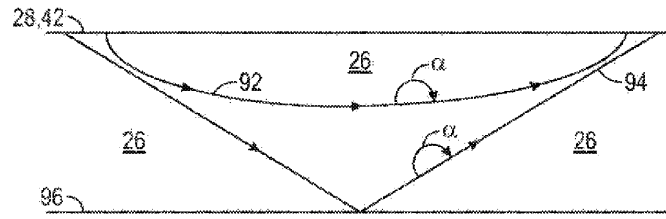
Фиг. 3



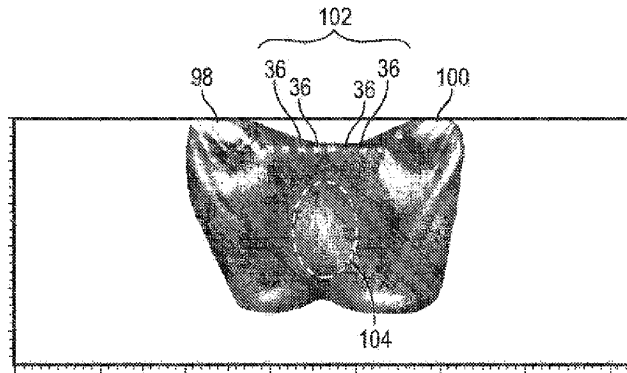
Фиг. 4



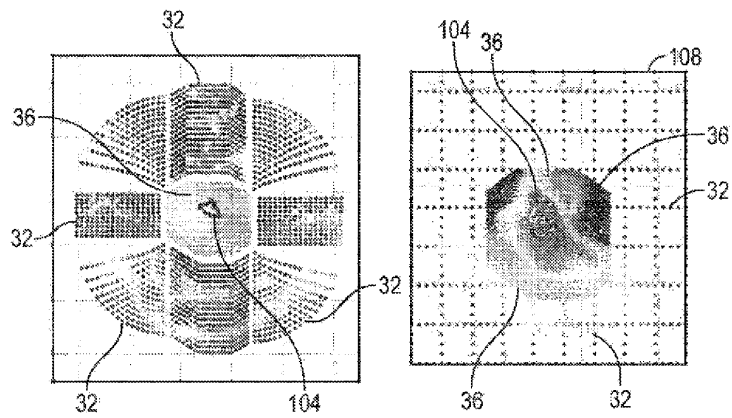
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8

