

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **042442**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.02.15**

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

(21) Номер заявки  
**202191304**

(22) Дата подачи заявки  
**2019.11.08**

**(54) ОТОБРАЖЕНИЕ ДАННЫХ ПАССИВНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ**(31) **1818594.2**(32) **2018.11.14**(33) **GB**(43) **2021.09.23**(86) **PCT/GB2019/053161**(87) **WO 2020/099838 2020.05.22**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**БП ЭКСПЛОРЕЙШН ОПЕРЕЙТИНГ  
КОМПАНИ ЛИМИТЕД (GB)**

(72) Изобретатель:

**Сун Чжуньмин, Чжэн Йорк (GB)**

(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) **WO-A1-2010080366**

**M. SCHIMMEL ET AL.** "Frequency-dependent phase coherence for noise suppression in seismic array data", Journal of geophysical research, vol. 112, no. B4, 1 January 2007 (2007-01-01), XP055186960, ISSN: 0148-0227, DOI: 10.1029/2006JB004680, paragraph [0006] - paragraph [0015]; figures 1-7

**Q. LIU ET AL.** "Seismic imaging: From classical to adjoint tomography", Tectonophysics., vol. 566-567, 1 September 2012 (2012-09-01), pages 31-66, XP055254424, NL ISSN: 0040-1951, DOI:10.1016/j.tecto.2012.07.006 sections: 2.4, 5.1; page 33 - page 52

**WO-A2-2008001334**

**PASCAL EDME ET AL.** "Receiver function method in reflection seismology", Geophysical prospecting, vol. 56, no. 3, 1 May 2008 (2008-05-01), pages 327-340, XP055661707, ISSN: 0016-8025, DOI:10.1111/j.1365-2478.2007.00685.x, the whole document

**ZHENYUE LIU.** "An analytical approach to migration velocity analysis", Geophysics, vol. 62, no. 4, 1 July 1997 (1997-07-01), pages 1238-1249, XP055225797, US ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/1.1444225, the whole document

(57) В описанном способе генерируют сейсмограмму виртуального сейсмического взрыва на основе, по меньшей мере, сейсмической интерферометрии пассивных сейсмических данных. Затем определяют полосу частот сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва, содержащую множество частот. Сейсмограмму виртуального сейсмического взрыва преобразуют в частотно-зависимую сейсмограмму сейсмического взрыва, на основе первой частоты из множества частот. Далее добавляют фазовый сдвиг к частотно-зависимой сейсмограмме сейсмического взрыва. Генерируют первую скоростную модель из сдвинутой по фазе частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва. Может генерироваться вторая скоростная модель с использованием полноволновой инверсии (FWI). Из второй скоростной модели определяют одно или более сечений по глубине. Генерируют сейсмическое изображение на основе одного или более сечений по глубине, для использования в сейсмической разведке над подповерхностной зоной, содержащей углеводородный продуктивный пласт и имеющей структурные признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов.

**B1****042442****042442****B1**

### **Область техники**

В общем, изобретение относится к анализу данных пассивной сейсмической съемки (пассивных сейсмических данных) и, в частности, к построению скоростной модели для отображения углеводородов, присутствующих в районе сейсмической разведки, основанной, по меньшей мере, отчасти, на данных пассивной сейсмической съемки.

### **Уровень техники**

Настоящий раздел знакомит читателя с некоторыми вопросами и аспектами существующего технического уровня, которые могут относиться к различным особенностям настоящего изобретения, описываемым и/или заявленным ниже. Предполагается, что настоящее рассмотрение будет полезно для ознакомления читателя с информацией по предмету изобретения и обеспечит лучшее понимание различных особенностей настоящего изобретения. Соответственно, данная информация должна восприниматься именно с этой точки зрения, а не как описание достижений уровня техники.

Сейсмическая съемка обычно включает генерирование изображения или карты подповерхностной зоны Земли посредством отправки в геологическую среду звуковой энергии и записи акустических эхосигналов, возвращающихся от слоев породы в подповерхностной зоне. В процессе сейсмической съемки, источник энергии помещается в различные места на поверхности Земли или над ней в области, где могут находиться залежи углеводородов (например, области в подповерхностной зоне, содержащей углеводороды). При каждой активизации источника, он генерирует сейсмический сигнал (например, звуковую волну), который распространяется вниз под Землей, отражается и при возвращении записывается с использованием одного или более приемников, расположенных на подповерхностной зоне Земли или над ней. Зарегистрированные приемниками сейсмические данные далее могут быть использованы для создания изображения или профиля соответствующей подповерхностной зоны.

Со временем, по мере извлечения углеводородов из подповерхностной зоны Земли, расположение, насыщенность и другие характеристики углеводородного продуктивного пласта (например, покрывающая порода) в подповерхностной зоне могут измениться. Поэтому было бы полезно определить, как со временем изменяется изображение или карта подповерхностной зоны с тем, чтобы можно было внести изменения в операции по извлечению углеводородов из подповерхностной зоны Земли, для повышения их эффективности.

### **Сущность изобретения**

Ниже приводится краткое изложение существа раскрытых здесь некоторых вариантов осуществления. Следует иметь в виду, что приводимые особенности служат в качестве краткого изложения существа этих конкретных вариантов осуществления и не предназначены для ограничения области притязаний раскрытия. В действительности, настоящее раскрытие может охватывать различные особенности, которые могут быть и не упомянуты ниже.

Сбор сейсмических данных, использующий источники и приемники, может применяться для получения, например, сейсмических изображений. Сейсмические изображения могут быть использованы, например, в обнаружении залежей углеводородов (например, областей в подповерхностной зоне, содержащих углеводороды), и/или подповерхностных факторов риска в процессе бурения. Сейсмические изображения обычно получают, используя вырабатываемые источником сейсмические колебания, которые отражаются от подповерхностных областей и принимаются приемниками. Сейсмическое изображение может быть сформировано с использованием высокоразрешающей сейсмической скоростной модели, например, модели полноволновой инверсии (FWI - от англ. full wave inversion), томографической модели или аналогичной, применяемой, например, через построение скоростной модели. Сейсмическая скоростная модель включает данные, служащие показателями изменений в скорости сейсмических колебаний при их распространении через подповерхностную зону. Источники, создающие сейсмические колебания, могут называться активными источниками (или антропогенными источниками сейсмических волн, например, взрывы или пневматические источники), или пассивными источниками (например, неантропогенные источники, например, волны или ветер). В ряде способов используются активные источники, позволяющие получить высокое отношение сигнал/шум (С/Ш) в сейсмических колебаниях. Пассивные источники могут быть использованы в качестве дополнения к активным источникам сейсмической съемки. Например, пассивные источники могут быть использованы при создании скоростных моделей вблизи поверхности (например, менее примерно 500 м ниже поверхности Земли и/или морского дна).

В дополнение к приведенным выше примерам, описанные здесь методы регистрации изображения или данных могут быть использованы для различных применений при обработке сейсмических данных. Например, описываемые ниже системы и способы могут быть использованы для сопоставления данных модели и реальных наблюдений при полноволновой инверсии (FWI) для построения скоростных моделей, сравнения сейсмических данных до или после миграции в ходе процесса итеративных последовательностей обратного переноса данных или обратной миграции, сравнения прогнозируемых и записанных кратковременно-отраженных сейсмических волн (и/или прогнозируемого шума другого типа) в ходе процесса подавления и удаления кратных волн для улучшения отношения сигнал/шум, отслеживания сигналов по разным изображениям и/или совмещения сигналов для фокусирования отображения, для улучшения качества изображения, выявления рассогласования в томографии или построения скоростной

модели, измерения и отслеживания скорости изменения в сейсмических смещениях и т.д.

### **Краткое описание фигур**

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

на фиг. 1 представлена блок-схема различных процессов, которые могут быть проведены на основе анализа сейсмических данных, собранных системой сейсмической съемки, в соответствии с одним или более представленными здесь вариантами осуществления;

на фиг. 2 представлена система морской съемки в условиях моря;

на фиг. 3 представлена вычислительная система, способная выполнять описанные здесь операции на основе собранных сейсмических данных;

на фиг. 4 представлена блок-схема генерирования карты скоростей, основанной на сейсмических данных, собранных пассивной съемкой; и

на фиг. 5 представлен пример сейсмических изображений, генерированных вычислительной системой, показанной на фиг. 3.

### **Подробное описание осуществления изобретения**

Далее будут описаны один или более конкретных вариантов осуществления. Для получения более краткого описания этих вариантов осуществления, в описании будут приведены не все признаки реального исполнения. 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.

Сейсмические данные могут предоставлять ценную информацию, относящуюся к описанию (например, к расположению и/или изменениям) залежей углеводородов в подповерхностной зоне Земли. Кроме того, обработка сейсмических данных может быть выполнена с использованием различных методов, которые могут быть выбраны на основе, например, атрибутов продуктивного пласта и/или отличающихся глубин продуктивного пласта, подлежащих анализу и/или отображению. Соответственно, в одном варианте осуществления, изображение более высокого разрешения (например, изображение более высокого качества) для некоторых частей продуктивного пласта может генерироваться с использованием обработки специального типа (т.е. модификации методики обработки сейсмических данных, выбранной на основе атрибутов продуктивного пласта и/или глубин продуктивного пласта, для достижения более высокого разрешения изображения конкретной части продуктивного пласта).

Как было упомянуто выше, сейсмические данные могут вырабатываться с использованием данных съемки с активными или пассивными сейсмическими источниками. В некоторых способах получения сейсмического изображения используются активные сейсмические источники (например, пневматические источники, взрывы), и полученные колебания обычно обеспечивают высокие отношения сигнал/шум (С/Ш), по сравнению с колебаниями, получающимися от пассивных сейсмических источников (например, ветра, волн и других естественных источников). Пассивные сейсмические источники обычно создают сейсмические волны относительно низкой частоты (например, примерно от 1 Гц до 0,1 Гц или менее), в то время как активные источники обычно генерируют колебания более высокой частоты (более 1 Гц). В связи с геометрией некоторых районов съемки, особенностям некоторых методов обработки и более высокой частоте звуковых волн, создаваемых некоторыми активными источниками, могут возникать сложности с получением изображения слоя около поверхности (например, до глубины примерно 500 м) продуктивного пласта, используя активную сейсмическую съемку. Кроме того, некоторые процедуры активной сейсмической съемки требуют больших расходов, поскольку применение активных источников может потребовать выделения значительных ресурсов. Реализация пассивного способа получения сейсмического изображения, напротив, не требует больших затрат, поскольку пассивные источники "бесплатны", так как направленной активной передачи колебаний пользователем для получения данных не происходит. Таким образом, методы, усовершенствующие обработку (сигналов от) пассивных сейсмических источников (например, через улучшение отношения сигнал/шум) представляют собой усовершенствование в области построения сейсмических изображений.

Настоящее раскрытие в основном направлено на использование полученных пассивным способом сейсмических данных (например, пассивных сейсмических данных) для построения скоростных моделей поверхностной волны (т.е., из поверхностных волн) и, в некоторых вариантах осуществления, генерирования изображений подповерхностной зоны для использования в добыче нефти и газа. Специалисту должно быть понятно, что представленные способы в соответствии с одним или более вариантами осуществления настоящего изобретения имеют преимущество по сравнению с некоторыми методами, например, кинематической томографией на прямолинейных или криволинейных лучах, поскольку предложенный метод предусматривает введение криволинейных лучей автоматически при выполнении модели-

рования методом конечных разностей. Кроме того, использованием настоящего метода можно избежать выбора на экране рабочей станции времени пробега сейсмической волны, что повышает устойчивость решения обратной задачи по сравнению с другими упомянутыми методами. В частности, в одном или более вариантах осуществления настоящего изобретения, исключается необходимость участия оператора для ручного выбора времени прихода. Благодаря этому, в одном или более вариантах осуществления может быть снижена возможная ошибка человека-оператора, что обеспечивает более устойчивую инверсию. В настоящем раскрытии, выражение "пикирование времени" относится к определению времени прихода (т.е. пропикированному значению времени) сейсмического события, зарегистрированного на датчике или приемнике. Пропикированное время может включать фазовую составляющую, показывающую фазу волны сейсмической энергии в момент ее прихода на датчик или приемник.

Вообще, способы одного или более вариантов осуществления включают вычисление сейсмограмм виртуальных сейсмических взрывов на основании пассивных сейсмических данных посредством сейсмической интерферометрии с использованием взаимной корреляции пассивных сейсмических данных в пределах временного окна. Далее может быть определен диапазон частот, соответствующий сейсмограммам виртуальных сейсмических взрывов. После этого, для по меньшей мере части частот в этом частотном диапазоне, может быть вычислена скоростная модель, из которой может быть выделено сечение продуктивного пласта по глубине. В некоторых вариантах осуществления, изображение может быть построено с использованием всех сечений по глубине. В некоторых вариантах осуществления, построенное на основании пассивных сейсмических данных изображение может быть использовано для дополнения активных сейсмических данных. Например, изображение, генерированное на основе пассивных сейсмических данных, может быть объединено с активными сейсмическими данными для построения комбинированного изображения. В одном варианте осуществления, пассивные сейсмические данные могут быть использованы для представления первой части по глубине (например, до глубины 500 м) комбинированного изображения, в то время как активные сейсмические данные могут быть использованы для представления второй части по глубине (например, расстояния ниже 500 м) в комбинированном изображении. В другом варианте осуществления, пассивные сейсмические данные могут быть подвергнуты дальнейшему улучшению (например, для повышения отношения сигнал/шум на основе дополнительных точек данных), с использованием активных сейсмических данных.

Сейсмические данные могут быть получены с использованием различных систем и способов сейсмической съемки. Вне зависимости от использованного способа сбора сейсмических данных, после получения сейсмических данных вычислительная система может выполнить анализ полученных сейсмических данных и может использовать результаты анализа сейсмических данных для выполнения различных операций при разведке и добыче углеводородов. Результатом анализа сейсмических данных может быть, в частности, карта геологических формаций. Для примера, на фиг. 1 приведена блок-схема способа 10, подробно представляющая детали различных процессов, которые могут быть выполнены на основе анализа собранных сейсмических данных. Хотя описание способа 10 приведено в определенном порядке, следует иметь в виду, что способ 10 может быть выполнен в любой подходящей последовательности.

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 и др., 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.

Следует заметить, 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. Нужно понимать, что сами по себе описанные выше процессы не предполагают существование исчерпывающего перечня процессов, которые могут быть выполнены после определения рас-

положений и свойств месторождений углеводородов в подповерхностной зоне.

Один способ сбора сейсмических данных, показанный на фиг. 2, использует Морскую Донную Сейсмическую (МДС) систему 22 в качестве системы морской съемки (например, для использования в сочетании с шагом 12 на фиг. 1), которая также может быть использована для сбора сейсмических данных (например, волновых колебаний), относящихся к подповерхностной зоне Земли в морских условиях. Система 22 МДС может использоваться для генерирования сейсмических данных (например, базы данных МДС).

Как показано на чертеже, система 22 МДС может принимать сигналы от сейсмического источника 24, который может вырабатывать энергию, например, акустические волны (например, сейсмические колебания), направленные на морское дно 26. Как показано, источник 24 имеет пассивную природу (например, образуется от волны 28). Специалисту должно быть понятно, что сейсмические источники 24 могут возникать от ветра, движения кораблей, тектонических смещений, или иных неантропогенных источников. Энергия, исходящая от сейсмического источника, может быть отражена от различных геологических формаций 30 внутри подповерхностной зоны 26 с образованием сейсмической волны 38 и в дальнейшем собрана (т.е. принята и/или зарегистрирована) одним или более приемниками 32 в течение продолжительного времени (например, часов, дней, недель или более) перед сохранением собранных данных (либо через проводную связь, либо с использованием беспроводного канала). Данные, полученные посредством одного или более приемников 32, могут быть переданы по кабелю 34 на судно 36 (или, например, собранные данные могут быть переданы по беспроводному каналу, если МДС системой 22 является морская донная узловая (МДУ) система). В некоторых вариантах осуществления, судно 36 может не иметь соединения с приемниками 32 (например, по кабелю 34), но может иметь подходящие средства для извлечения одного или более приемников 32 (например, барабан с тросом, крюк, буй). Следует иметь в виду, что могут быть использованы любые другие подходящие средства для извлечения одного или более приемников. Например, приемники 32 могут быть присоединены к бую посредством механизма для подъема приемников 32 вверх.

В некоторых вариантах осуществления, сейсмические данные могут быть собраны наземной системой съемки (например, в неморской обстановке), которая может быть расположена на поверхности исследуемой подповерхностной зоны. Например, наземная система съемки может включать наземные приемники, принимающие сигналы от находящихся на земле сейсмических источников (например, наземных пассивных сейсмических источников, например, дождя, тектонических смещений, землетрясений и других неантропогенных источников). Другими словами, наземные сейсмические источники могут вырабатывать энергию, направленную на подповерхностную зону Земли. При достижении различных геологических формаций (например, соляных куполов, разрывов, складок) внутри подповерхностной зоны, исходящая от наземных сейсмических источников энергия может отражаться от геологических формаций и приниматься наземными приемниками. В некоторых вариантах осуществления, наземные приемники могут быть распределены по поверхности земли в виде сетчатой структуры. В некоторых случаях, одно сейсмическое колебание, созданное наземными сейсмическими источниками, может быть отражено различными геологическими формациями и принято разными приемниками. При этом каждый наземный приемник может принять отраженную сейсмическую волну в ответ на возникший пассивный источник на земле.

Вне зависимости от того, каким образом были собраны сейсмические данные (например, посредством системы 22 МДС или наземной системы съемки), вычислительная система (например, используемая на шаге 12 на фиг. 1) может выполнить анализ сейсмических колебаний, полученных приемниками 32, для определения информации, относящейся к геологической структуре, расположению и свойствам месторождений углеводородов и т.п. внутри подповерхностной зоны 26. Далее вычислительная система может выявлять расположение месторождений углеводородов в соответствии с приводимым здесь рассмотрением. На фиг. 3 приведен пример такой вычислительной системы 40, которая может выполнять различные операции по анализу данных для изучения сейсмических данных, собранных приемниками 32, для определения структуры геологических формаций в подповерхностной зоне 26.

Как показано на фиг. 3, вычислительная система 40 может включать коммуникационный компонент 42, процессор 44, запоминающее устройство 46, устройство 48 хранения данных, порты 50 ввода/вывода (I/O), дисплей 52 и т.д. Коммуникационный компонент 42 может быть беспроводным и проводным компонентом, который может обеспечивать связь между приемниками 32, одной или более базами 54 данных, другими вычислительными устройствами, и другими устройствами, обладающими возможностью связи. В одном варианте осуществления, вычислительная система 40 может через сетевой компонент, базу данных или др. принимать данные 56 от приемника (например, сейсмические данные, сейсмограммы), которые ранее могли быть получены сейсмическими приемниками. Процессор 44 вычислительной системы 40 может анализировать или обрабатывать приемные данные 56 для определения различных признаков, относящихся к геологическим формациям в подповерхностной зоне 26 Земли.

Процессор 44 может быть компьютерным процессором или микропроцессором любого типа, способным исполнять компьютерную программу. Процессор 44 может также включать несколько процессоров, которые могут выполнять описанные ниже операции. Запоминающее устройство 46 и устройство 48

хранения данных могут быть любым подходящим готовым изделием, которое может служить средой для хранения исполняемой процессором 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 44 для осуществления раскрываемых здесь способов. Вообще, процессор 44 может исполнять программные приложения, которые могут включать программы обработки сейсмических данных, собираемых посредством приемников сейсмической съемки, в соответствии с описанными здесь вариантами осуществления.

Запоминающее устройство 46 и устройство 48 хранения данных могут быть использованы для хранения данных, анализа данных, программных приложений и т.д. Запоминающим устройством 46 и устройством 48 хранения данных может быть энергонезависимый машиночитаемый носитель (например, запоминающее устройство или устройство хранения данных в любой подходящей форме), который может хранить исполняемую процессором 44 программу для осуществления различных методов, приведенных в настоящем раскрытии. Следует иметь в виду, что энергонезависимость просто означает, что среда является материальным носителем, а не сигналом.

Портами 50 ввода-вывода могут быть интерфейсы, которые могут соединяться с другими периферийными компонентами, например, устройствами ввода (например, клавиатурой, мышью), датчиками, модулями ввода/вывода (I/O) и т.п. Порты 50 (I/O) могут обеспечить связь вычислительной системы 40 с другими устройствами в морской донной сейсмической (МДС) системе 22, или как через порты 50 (I/O).

Дисплей 52 может отображать изображения, связанные с ПО или исполняемыми программами, обработка которых производится процессором 44. В одном варианте осуществления, дисплеем 52 может быть тачскрин, позволяющий вводить данные пользователю вычислительной системы 40. Дисплей 52 также может быть использован для просмотра и изучения результатов анализа собранных сейсмических данных для определения геологических формаций внутри подповерхностной зоны 26, расположения и свойств месторождений углеводородов в подповерхностной зоне 26 и т.п. Дисплеем 52 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 52, вычислительная система 40 также может осуществлять отображение посредством других материальных средств, например, на бумаге (посредством печати) и др.

С учетом сказанного, описанный здесь способ также может быть осуществлен с применением суперкомпьютера, использующего несколько вычислительных систем 40, систему облачных вычислений, или иные средства для распределения процессов по большому числу вычислительных систем. В этом случае, каждая вычислительная система 40, работающая как часть суперкомпьютера, может и не включать каждый компонент, перечисленный как часть вычислительной системы 40. Например, каждая вычислительная система 40 может не включать компонент отображения 52 (дисплей), поскольку большое число дисплеев 52 могут оказаться бесполезными для суперкомпьютера, предназначенного для непрерывной обработки сейсмических данных.

После выполнения различной обработки сейсмических данных, вычислительная система 40 может сохранить результаты анализа в одной или более базах 54 данных. Базы 54 данных могут быть связаны передачей сигналов с сетью, которая может обмениваться данными с вычислительной системой 40 посредством коммуникационного компонента 42. Кроме того, базы данных 54 могут хранить информацию, относящуюся к подповерхностной зоне 26, например, ранее полученные сейсмограммы, данные геологических проб, сейсмические изображения и т.п., относящиеся к подповерхностной зоне 26.

Хотя описанные выше компоненты были рассмотрены применительно к вычислительной системе 40, надо заметить, что вычислительная система 40 может состоять из аналогичных компонентов. Более того, вычислительная система 40 может быть частью МДС системы 22, и может осуществлять наблюдение и управление некоторыми операциями приемников 32 и др. Кроме того, нужно заметить, что перечисленные компоненты приведены в качестве примера, и описываемые здесь варианты осуществления не ограничены компонентами, описанными со ссылкой на фиг. 3.

В некоторых вариантах осуществления, вычислительная система 40 может вырабатывать двухмерное представление или трехмерное представление подповерхностной зоны 26 на основе сейсмических данных, полученных посредством упомянутых выше приемников. Помимо этого, сейсмические данные, ассоциированные с комбинациями нескольких источников/приемников, могут быть объединены для создания почти непрерывного профиля подповерхностной области 26, которая может простирается на некоторое расстояние. В двухмерной (2-D) сейсмической съемке точки размещения приемников могут быть расположены вдоль одной линии, в то время как в трехмерной (3-D) съемке точки размещения приемников могут быть распределены по поверхности в виде сетчатой структуры. При этом 2-D сейсмическая съемка дает картину поперечного сечения (вертикальный срез) слоев Земли, расположенных непосредственно под точками записи. 3-D сейсмическая съемка, напротив, может создавать "куб" или объем данных, соответствующий 3-D картине подповерхностной зоны 26.

Кроме этого, 4-D сейсмическая съемка (сейсмический мониторинг) может включать сейсмические данные, полученные многократной 3-D съемкой. Используя разные сейсмические изображения, полученные в разные моменты времени, вычислительная система 40 может сравнить два изображения для

обнаружения изменений в подповерхностной зоне 26. Признано, что непрерывное или периодическое получение сейсмического изображения подповерхностной зоны 26 может способствовать обнаружению месторождений углеводородов или факторов риска в подповерхностной зоне. В некоторых вариантах осуществления, оператору будут предоставлены показатели месторождения или факторов риска в подповерхностной зоне на основании обнаруженных изменений в двух изображениях. Кроме того, в некоторых вариантах осуществления, изменение может предоставляться оператору, когда различие между двумя или более изображениями превышает порог (например, величина изменения между пикселями в первом изображении и втором изображении превышает заданный порог). В других вариантах осуществления, показатели могут быть предоставлены на основании того, возникло или нет изменение.

В любом случае, сейсмическая съемка может быть составлена из очень большого числа отдельных сейсмических записей или дорожек сейсмограмм. При этом, вычислительная система 40 может быть использована для анализа собранных сейсмических данных для получения изображения, создающего представление о подповерхностной зоне 26, и для определения расположения и свойств месторождений углеводородов. Для этого, могут быть использованы различные алгоритмы обработки сейсмических данных для удаления шумов из полученных сейсмических данных, переноса предварительно обработанных сейсмических данных, идентификации сдвигов между большим числом сейсмических изображений, совмещения большого числа сейсмических изображений и т.д.

После того, как вычислительная система 40 провела анализ собранных сейсмических данных, результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограммы, сейсмические изображения, карта геологических формаций и т.д.) могут быть использованы для выполнения различных операций в разведке и добыче углеводородов. Например, как было описано выше, собранные сейсмические данные могут быть использованы для осуществления способа 10 на фиг. 1, где подробно указаны различные процессы, которые могут быть выполнены на основании анализа собранных сейсмических данных.

Как было показано выше, вычислительная система 40 может быть использована для анализа собранных сейсмических данных на основе отраженных сейсмических колебаний 38, для получения изображения, представляющего подповерхностную зону 26, и для определения расположения и свойств месторождений углеводородов.

В некоторых вариантах осуществления, изображение может формироваться в привязке к схеме обработки сейсмических данных, в частности, способа 58, представленного на фиг. 4. Как показано на схеме, способ 58 включает последовательность обработки сейсмических данных, в которой генерируют сейсмограмму виртуального сейсмического взрыва сейсмической интерферометрией через взаимную корреляцию пассивных сейсмических данных в пределах временного окна (шаг 60). В некоторых вариантах осуществления, временное окно может изменяться от нескольких часов до нескольких дней. Виртуальные сейсмические данные содержат, в основном, поверхностные волны.

Далее выполняется анализ полосы частот сейсмограмм виртуального сейсмического взрыва для определения минимальной и максимальной частот и частотного интервала для последующих вычислений (шаг 62). Благодаря дисперсии поверхностной волны, каждый частотный компонент в полосе частот сейсмограмм виртуального сейсмического взрыва может подвергаться обработке отдельно. Поскольку колебания более низких частот могут распространяться глубже в подповерхностной зоне, а колебания более высоких частот сильнее затухают с глубиной по мере роста частоты, скоростная модель для каждой частоты может быть соотнесена с определенной глубиной. При этом для каждой частоты может быть сформировано сечение по глубине, свидетельствующее о составе части подповерхностной зоны. В некоторых методах, использующих полноволновую инверсию (FWI), скоростная модель строится на основе большого числа частот, определенных из записей взрывов. Один вариант осуществления настоящего раскрытия относится к использованию одной частоты для построения скоростной модели, при этом скоростная модель, ассоциированная с одной частотой, представляет сечение по глубине.

После определения минимального и максимального частотного интервала, каждая частота преобразуется из временной области в частотную область (шаг 64). Это может быть выполнено дискретным преобразованием Фурье или преобразованием пропикированных значений времени к фазовой части данных частотной области. Такие пропикированные моменты времени могут быть получены из кода выбора времени пробега для текущей фазовой скорости. Последующие шаги (например, шаг 66, шаг 68, шаг 70 и шаг 72) каждый выполняется для каждой частоты в пределах частотного интервала.

Далее при осуществлении способа 58, к фазе данных частотной области на шаге 66 добавляется фазовый сдвиг. В некоторых вариантах осуществления, фазовый сдвиг может составлять 45 градусов, что может компенсировать 2D-эффект распространения поверхностной волны. Затем, на шаге 68 генерируется начальная скоростная модель для полноволновой инверсии (FWI) на основе сейсмограмм виртуальных взрывов в частотной области с фазовым сдвигом. В одном или более вариантах осуществления, может быть выбрана постоянная скорость на основе приближенного значения разности времени вступления (сейсмограмм виртуальных сейсмических взрывов). В настоящем описании, "разность времени вступления" относится, например, к влиянию (например, в некоторых случаях, это гиперболическая зависимость) расстояния между сейсмическим источником и приемником на время вступления отражения (например, сейсмической волны 38) в виде нарастания этого времени с выносом точки взрыва. В некоторых

вариантах осуществления, постоянная скорость может быть определена на основе среднего значения из ранее проведенной томографии фазовой скорости (в частности, если она имеется для текущей частоты в текущей итерации).

Далее, проводится FWI в частотной области для по меньшей мере одной итерации для генерирования второй скоростной модели (шаг 70). Сходимость итерационного процесса может замедляться после нескольких итераций. При этом в процессе инверсии на шаге 70 может быть задан подходящий порог сходимости, на основе порога сходимости, который обеспечивал бы пригодность скоростной модели для последующих шагов.

Как было показано выше, каждая карта скоростей, построенная на основании одной частоты, может соответствовать одной глубине внутри подповерхностной зоны 26. При этом путем извлечения сечения по глубине из вычисленной скоростной модели может быть генерирована скорость поверхностной волны для обращенной частоты (шаг 72). Затем способ 58 может быть повторен с использованием следующей частоты (шаг 74), определенной на шаге 62, в результате чего получается дополнительное сечение по глубине, основанное на второй частоте. Как показано стрелкой 76, далее способ 58 продолжается на шаге 64, пока не будет вычислена FWI для всех частот или подходящего их числа. Далее генерируется изображение, построенное комбинированием по меньшей мере части полученных сечений по глубине, посредством построения карты скоростей, для каждой частоты.

В некоторых вариантах осуществления, может быть предпочтительно повторить способ 58 для того же места с другими временными интервалами (например, месяцы, один год, два или более лет) для получения 4D-изображения. 4D-изображение может показать наличие или отсутствие изменений подповерхностной зоны по прошествии временных промежутков и, таким образом, позволит операторам или аналитикам принять обоснованные решения, касающиеся месторождений углеводородов (например, места проведения бурений) и/или возможных рисков в подповерхностной зоне.

На фиг. 5 представлено несколько изображений 78, 80, 82 и 84, которые были построены либо на основе скоростных моделей применительно к синтетическим данным с использованием раскрытого способа, либо в разных временных точках, в соответствии со способом 58. В частности, изображение 78 соответствует изображению, полученному обычным способом. Изображения 80 и 82 соответствуют первоначальному изображению и конечному изображению, соответственно, построенные согласно одному или более вариантов осуществления настоящего изобретения. Изображение 84 соответствует реальной ситуации. Величина скорости определяется по шкале 86. Ось 88 и ось 90 соответствуют направлениям x-y в декартовых координатах для каждого изображения 78, 80, 82 и 84. Изображение 78 получено с использованием лучевой томографии на основе набора синтетических данных. Изображение 80 показывает начальную модель для FWI, которая была использована для генерирования изображения 82. Изображение 82 было построено на базе синтетических данных в соответствии с предложенным здесь способом. В частности, изображение 82 было получено после 8 итераций по данным от пассивных сейсмических источников. Изображение 84 показывает истинную скоростную модель, основанную на синтетических данных.

Как отмечалось выше, каждое из изображений 78, 82 и 84 были построены различными способами. Специалисту должно быть понятно, что изображение 78, построенное с использованием лучевой томографии, является достаточно сложной процедурой, поскольку требует большого вычислительного времени для построения скоростной модели. Считается, что генерирование изображения, например, 82, в соответствии с предложенным способом может требовать меньших затрат по сравнению с затратами на создание изображения 78. Иначе говоря, предложенный способ генерирования изображений и/или скоростных моделей является менее затратным, чем, например, способ лучевой томографии, и полноволновая инверсия (FWI) данных активной сейсмической съемки. В частности, как было описано выше, изображение 82 может быть построено с использованием пассивных сейсмических волн, поскольку получение изображения 82 требует меньших затрат, чем получение изображения с использованием активных источников сейсмических волн. Пассивные сейсмические волны "бесплатны", так как они возникают независимо от каких-либо направленных действий пользователя. Более того, даже если изображение 82 требует меньших затрат при сборе данных для него, оно может обеспечить более точное представление по сравнению с точной моделью, показанной в изображении 84 и, таким образом, может быть более точным, чем могут обеспечить некоторые альтернативные способы.

Изображения 78, 82 и 84 включают области 92 и 94. В каждой из этих областей, значение пиксела в соответствии со шкалой 86 находится в пределах порога или интервала пороговых значений, указывающих на целевую область (например, месторождение углеводородов внутри зоны). Более конкретно, найденная скорость из FWI, которая была использована для генерирования изображения 82, показывает, что область 92 и/или 94 может обладать характеристиками (например, скоростью сейсмических волн), указывающими на геологические аномалии и/или присутствие углеводородов.

В некоторых вариантах осуществления, вычислительная система 40 может обеспечить обнаружение областей 92a, 92b и 92c и/или 94a, 94b и 94c. Например, вычислительная система 40 может определить участок изображения 82, который включает пикселы, величина которых указывает на присутствие углеводородов, и которая выше или ниже порога или в пределах порогового интервала. При этом вычисли-

тельная система 40 может обеспечить определение подповерхностной зоны 26 или участка зоны, который вероятно содержит углеводороды, и определение местоположения (например, координаты или относительную площадь) или данных о положении областей, например, 92 и/или 94, которые включают залежи углеводородов и/или (в некоторых случаях) характеризуются рисками бурения в подповерхностной зоне. Специалисту в данной области следует понимать, что порог может быть заранее определен или выбран оператором или аналитиком изображения (например, 78, 82 и/или 84) на основании имеющихся знаний о подповерхностной зоне. В других вариантах осуществления, изображение, построенное в соответствии с предложенным способом (например, изображение 82), может быть отображено на дисплее 52 вычислительной системы 40, что способствует определению положения области 92а, 92b и 92с и/или 94а, 94b и 94с пользователем вычислительной системы 40.

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. 88(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. 88(f).

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ для улучшения качества сейсмического изображения, в котором:
  - генерируют сейсмограмму виртуального сейсмического взрыва на основе, по меньшей мере, сейсмической интерферометрии сейсмических данных, собранных пассивной сейсмической съемкой;
  - определяют полосу частот сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва, содержащую множество частот;
  - преобразуют сейсмограмму виртуального сейсмического взрыва в частотно-зависимую сейсмограмму сейсмического взрыва на основе каждой частоты из множества частот; и
  - для каждой из множества частот:
    - добавляют фазовый сдвиг к частотно-зависимой сейсмограмме сейсмического взрыва, для генерирования сдвинутой по фазе частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва;
    - генерируют первую скоростную модель из сдвинутой по фазе частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва;
    - генерируют вторую скоростную модель с использованием полноволновой инверсии (FWI) на основе первой скоростной модели;
    - определяют сечение по глубине из второй скоростной модели; и
    - генерируют сейсмическое изображение на основе, по меньшей мере, отчасти, сечения по глубине, для использования в сейсмической разведке над подповерхностной зоной, содержащей углеводородный продуктивный пласт и имеющей структурные признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов.
2. Способ по п.1, в котором используют преобразование Фурье для получения частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва.
3. Способ по п.1, в котором преобразуют пропикированные моменты времени в фазовую составляющую данных в частотной области, для получения частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва.
4. Способ по п.1, в котором выбирают, в качестве первой скоростной модели, значение скорости на основе приближенной разности времени вступления сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва.
5. Способ по п.1, в котором выбирают, в качестве первой скоростной модели, значение скорости на основе среднего значения из ранее использованной модели томографии фазовой скорости.
6. Способ по п.1, в котором сечение по глубине относится к соответствующей частоте из множества частот.
7. Способ по п.1, в котором:
  - преобразуют сейсмограмму виртуального сейсмического взрыва в дополнительную частотно-зависимую сейсмограмму взрыва на основе второй частоты из множества частот; и
  - определяют дополнительное сечение по глубине на основе, по меньшей мере, дополнительной час-

точно-зависимой сейсмограммы взрыва.

8. Способ по п.7, в котором генерируют сейсмическое изображение на основе сечения по глубине и дополнительного сечения по глубине, для использования в сейсмической разведке над подповерхностной зоной, содержащей углеводородный продуктивный пласт и имеющей структурные признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов.

9. Способ по п.8, в котором комбинируют сейсмическое изображение с дополнительным сейсмическим изображением, генерированным на основе, по меньшей мере отчасти, активных сейсмических данных, для генерирования вспомогательного сейсмического изображения.

10. Способ по п.9, в котором первая часть по глубине вспомогательного сейсмического изображения основана на сейсмическом изображении, а вторая часть по глубине вспомогательного сейсмического изображения основана на дополнительном сейсмическом изображении.

11. Материальный энергонезависимый машиночитаемый носитель, содержащий команды для улучшения качества сейсмического изображения, конфигурирующие процессор для:

генерирования сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва на основе, по меньшей мере, сейсмической интерферометрии данных, собранных в пассивной сейсмической съемке;

определения полосы частот сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва, содержащей множество частот;

преобразования сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва в частотно-зависимую сейсмограмму сейсмического взрыва, на основе каждой частоты из множества частот; и

для каждой из множества частот:

добавления фазового сдвига к частотно-зависимой сейсмограмме сейсмического взрыва, для генерирования сдвинутой по фазе частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва;

генерирования первой скоростной модели из сдвинутой по фазе частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва;

генерирования второй скоростной модели с использованием полноволновой инверсии (FWI) на основе первой скоростной модели;

определения одного или более сечений по глубине из второй скоростной модели; и

генерирования сейсмического изображения на основе одного или более сечений по глубине, для использования в сейсмической разведке над подповерхностной зоной, содержащей углеводородный продуктивный пласт и имеющей структурные признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов.

12. Машиночитаемый носитель по п.11, содержащий команды, конфигурирующие процессор для:

генерирования дополнительного сейсмического изображения на основе дополнительных пассивных сейсмических данных; и

вырабатывания показателей на основе сравнения между сейсмическим изображением и дополнительным сейсмическим изображением.

13. Машиночитаемый носитель по п.12, причем показатели содержат местонахождение углеводородов.

14. Машиночитаемый носитель по п.12, причем показатели содержат местонахождение подповерхностных факторов риска.

15. Машиночитаемый носитель по п.12, содержащий команды, конфигурирующие процессор для передачи показателей для отображения на дисплее.

16. Машиночитаемый носитель по п.12, содержащий команды, конфигурирующие процессор для преобразования пропикированных моментов времени, полученных из кода выбора времени пробега для фазовой скорости, в фазовую составляющую данных в частотной области, для получения частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва.

17. Машиночитаемый носитель по п.12, причем первая скоростная модель содержит значение скорости, выбранное на базе среднего значения из ранее использованной модели томографии фазовой скорости.

18. Устройство для улучшения качества сейсмического изображения, включающее процессор, сконфигурированный для:

генерирования сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва на основе, по меньшей мере, сейсмической интерферометрии данных, собранных в пассивной сейсмической съемке;

определения полосы частот сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва, содержащей множество частот;

преобразования сейсмограммы виртуального сейсмического взрыва в частотно-зависимую сейсмограмму сейсмического взрыва, на основе каждой частоты из множества частот; и

для каждой из множества частот:

добавления фазового сдвига к частотно-зависимой сейсмограмме сейсмического взрыва, для генерирования сдвинутой по фазе частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва;

генерирования первой скоростной модели из сдвинутой по фазе частотно-зависимой сейсмограммы сейсмического взрыва;

генерирования второй скоростной модели с использованием полноволновой инверсии (FWI) на основе первой скоростной модели;

определения одного или более сечений по глубине из второй скоростной модели; и

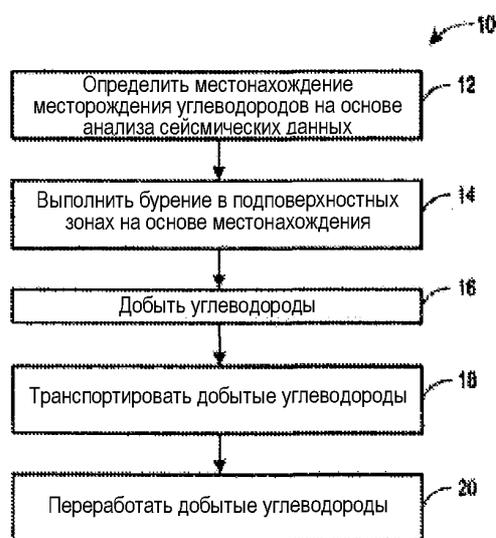
генерирования сейсмического изображения на основе одного или более сечений по глубине, для использования в сейсмической разведке над подповерхностной зоной, содержащей углеводородный продуктивный пласт и имеющей структурные признаки, свидетельствующие о наличии, миграции или накоплении углеводородов.

19. Устройство по п.18, в котором процессор сконфигурирован для выдачи показателей местонахождения месторождения углеводородов.

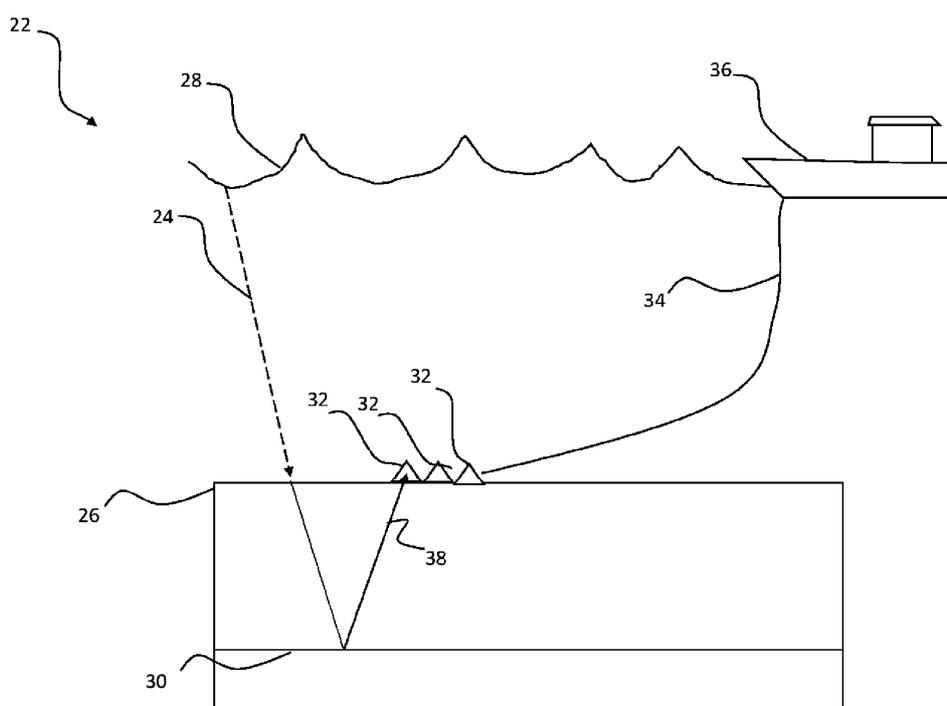
20. Устройство по п.18, в котором процессор сконфигурирован для генерирования дополнительного сейсмического изображения на основе

дополнительных пассивных сейсмических данных;

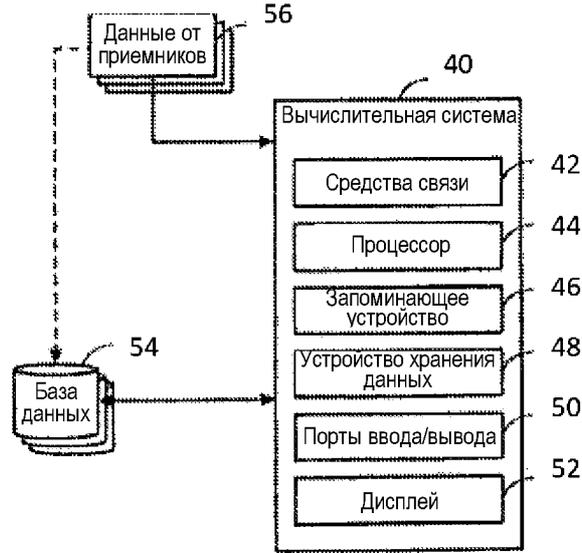
выработки показателей изменений в продуктивном пласте на основе сравнения между сейсмическим изображением и дополнительным сейсмическим изображением.



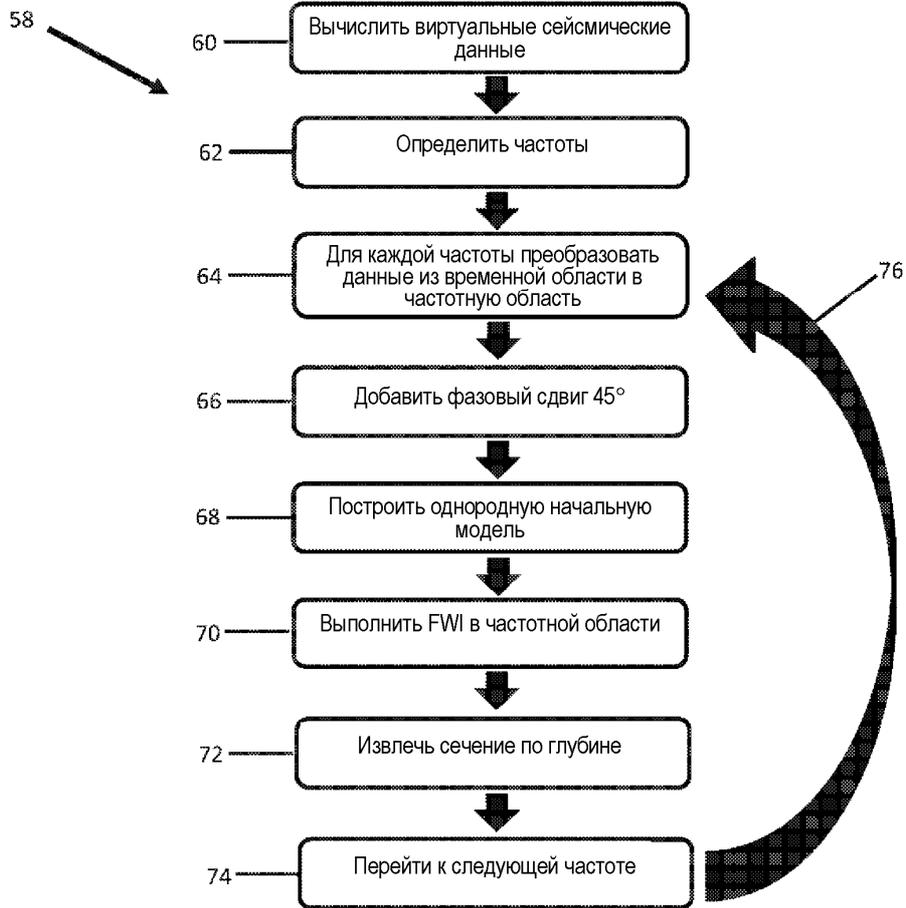
Фиг. 1



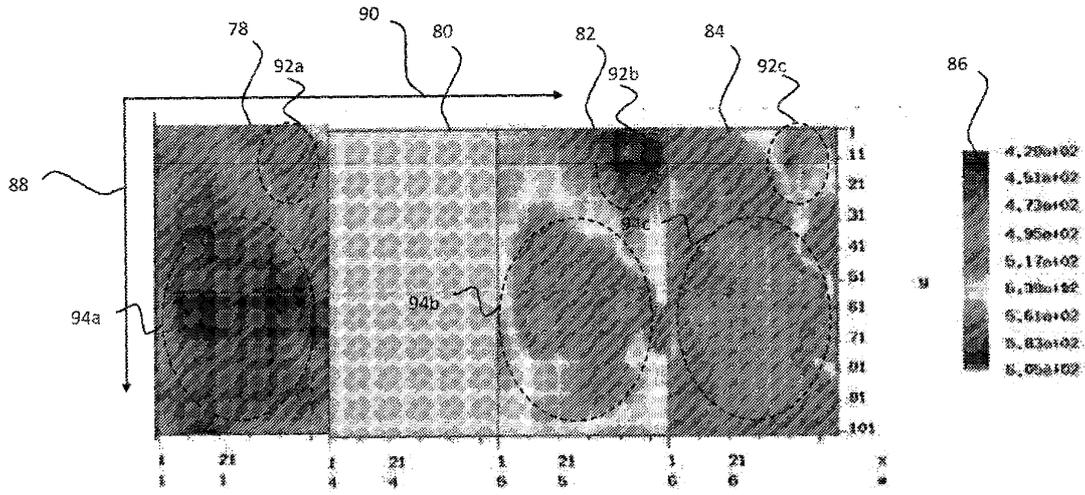
Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5

