



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2013119384/28, 15.08.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
15.08.2011

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:  
27.09.2010 US 61/386,831

(43) Дата публикации заявки: 10.11.2014 Бюл. № 31

(45) Опубликовано: 27.04.2016 Бюл. № 12

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 20100018718 A1, 28.01.2010. WO 2009117174 A1, 24.09.2009. US 5798982 A1, 25.08.1998. US 6549854 B1, 15.04.2003. US 20080189043 A1, 07.08.2008.

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 29.04.2013

(86) Заявка РСТ:  
US 2011/047770 (15.08.2011)

(87) Публикация заявки РСТ:  
WO 2012/047378 (12.04.2012)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, строение 3,  
ООО "Юридическая фирма Городисский и  
Партнеры"

(72) Автор(ы):

**РУТ Парга С. (US),  
ЛИ Сунвоонг (US),  
НЕЕЛАМАНИ Рамеш (US),  
КРЕБС Джером Р. (US),  
ЛАЗАРАТОС Спиридон (US),  
МАРЦИНКОВИЧ Кэри (US)**

(73) Патентообладатель(и):

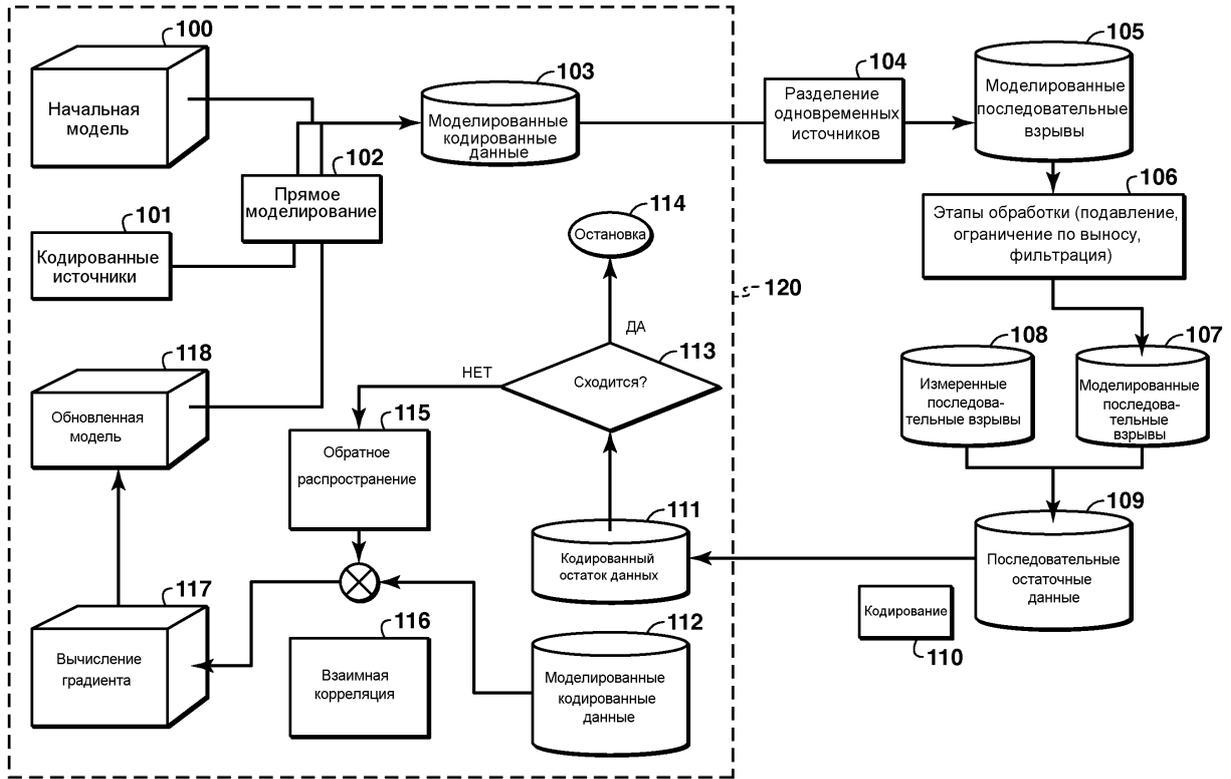
**ЭКСОНМОБИЛ АПСТРИМ РИСЕРЧ  
КОМПАНИ (US)**

**(54) КОДИРОВАНИЕ ОДНОВРЕМЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ И РАЗДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ В КАЧЕСТВЕ ПРАКТИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО ИНВЕРСИИ ПОЛНОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к области геофизики и может быть использовано при обработке сейсмических данных. Предложен способ для одновременной инверсии полного волнового поля сейсмограмм, кодированных из источников (или приемников) геофизических данных, чтобы определять модель (118) физических свойств для области геологической среды, в частности, подходящей для съемок, в которых не удовлетворяются условия геометрии стационарных приемников при обнаружении данных. Разделение (104) одновременных

источников выполняется для того, чтобы уменьшать влияние неудовлетворения измеренных геофизических данных предположению о стационарных приемниках. Этап (106) обработки данных, осуществляемый после разделения одновременных источников, выполнен с возможностью согласовывать рассчитанные по модели данные (105) с измеренными геофизическими данными (108) для комбинаций источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных. Технический результат - повышение точности и



ФИГ. 1

RU 2582480 C2

RU 2582480 C2



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*G01V 1/28* (2006.01)  
*G06F 17/10* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2013119384/28, 15.08.2011  
 (24) Effective date for property rights: 15.08.2011  
 Priority:  
 (30) Convention priority: 27.09.2010 US 61/386,831  
 (43) Application published: 10.11.2014 Bull. № 31  
 (45) Date of publication: 27.04.2016 Bull. № 12  
 (85) Commencement of national phase: 29.04.2013  
 (86) PCT application: US 2011/047770 (15.08.2011)  
 (87) PCT publication: WO 2012/047378 (12.04.2012)  
 Mail address: 129090, Moskva, ul. B. Spasskaja, 25, stroenie 3, OOO "Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery"

(72) Inventor(s):  
**RUT Parta S. (US),**  
**LI Sunvoong (US),**  
**NEELAMANI Ramesh (US),**  
**KREBS Dzherom R. (US),**  
**LAZARATOS Spiridon (US),**  
**MARTSINKOVICH Keri (US)**  
 (73) Proprietor(s):  
**EKSONMOBIL APSTRIM RISERCH**  
**KOMPANI (US)**

RU 2 582 480 C2

C2 2 582 480 RU

(54) **CODING OF SIMULTANEOUS SOURCES AND SEPARATION OF SOURCES AS PRACTICAL SOLUTION FOR FULL WAVE FIELD INVERSION**

(57) Abstract:

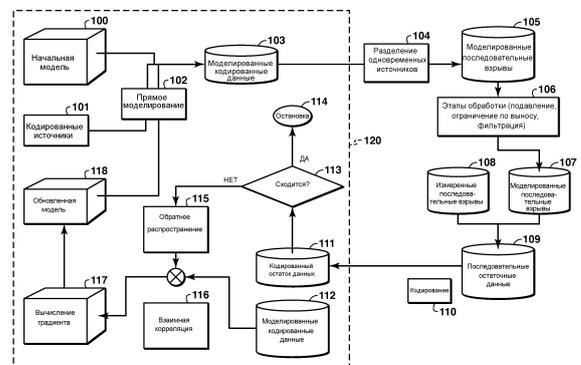
FIELD: geophysics.

SUBSTANCE: invention can be used in processing seismic data. Disclosed is a method for simultaneous inversion of seismogram full wave field encoded from sources (or receivers) of geophysical data to determine model (118) of physical properties for geological medium, in particular, suitable for observation, in which conditions of stationary receivers geometry during data detection are not satisfied. Separation (104) of simultaneous sources is performed in order to reduce the effect of non-conformity of measured geophysical data with assumption relative to stationary receivers. Data processing step (106) carried out after separation of simultaneous sources is configured to match data calculated according to model (105) with measured geophysical data (108) for combination of sources and receivers which are absent in measured geophysical

data.

EFFECT: high accuracy and reliability of obtained data.

23 cl, 4 dwg



ФИГ. 1

### Перекрестные ссылки на родственные заявки

Данная заявка притязает на приоритет предварительной заявки на патент (США) 61/386831, поданной 27 сентября 2010 года, которая содержится в данном документе по ссылке во всех разрешенных юрисдикциях. Данная заявка связана с конкретной заявкой, озаглавленной "Hybrid Method for Full waveform Inversion Using Simultaneous and Sequential source Method", и притязает на приоритет предварительной заявки на патент (США) 61/836828, поданной 27 сентября 2010 года. Эта родственная заявка также содержится по ссылке в данном документе во всех разрешенных юрисдикциях.

### Область техники, к которой относится изобретение

Изобретение, в общем, относится к области техники геофизических исследований, а более конкретно - к обработке геофизических данных. В частности, изобретение представляет собой способ для инверсии данных, полученных из нескольких геофизических источников, таких как сейсмические источники, заключающий в себе геофизическое моделирование, которое вычисляет данные из многих одновременно активных геофизических источников при одном выполнении моделирования.

### Уровень техники

Геофизическая инверсия [1, 2] нацелена на нахождение модели свойств геологической среды, которая оптимально объясняет наблюдаемые данные и удовлетворяет геологическим и геофизическим ограничениям. Существует большое число известных способов геофизической инверсии. Эти известные способы разделяются на одну из двух категорий - итеративную инверсию и неитеративную инверсию. Ниже приведены определения того, что обычно подразумевается под каждой из двух категорий.

Неитеративная инверсия является инверсией, которая выполняется посредством допущения некоторой простой фоновой модели и обновления модели на основе входных данных. Этот способ не использует обновленную модель в качестве ввода в другой этап инверсии. Для случая сейсмических данных эти способы обычно упоминаются как построение изображений, миграция, дифракционная томография или инверсия Борна.

Итеративная инверсия является инверсией, заключающей в себе повторяющееся улучшение модели свойств геологической среды таким образом, что находится модель, которая удовлетворительно объясняет наблюдаемые данные. Если инверсия сходится, то конечная модель должна лучше объяснять наблюдаемые данные и должна более близко аппроксимировать фактические свойства геологической среды. Итеративная инверсия обычно формирует более точную модель, чем неитеративная инверсия, но является гораздо более затратной в вычислительном отношении.

Итеративная инверсия, в общем, является предпочтительной по сравнению с неитеративной инверсией, поскольку она дает в результате более точные параметрические модели геологической среды. К сожалению, итеративная инверсия является настолько вычислительно затратной, что непрактично ее применение ко многим интересующим задачам. Эти значительные вычислительные ресурсы являются результатом того факта, что все технологии инверсии требуют множества моделирований с большим объемом вычислений. Время вычисления любого отдельного моделирования является пропорциональным числу источников, которые должны быть инвертированы, и типично присутствует большое число источников в геофизических данных, при этом термин "источник" при использовании выше означает местоположение активации аппаратной системы-источника. Проблема обостряется для итеративной инверсии, поскольку число моделирований, которые должны быть вычислены, является пропорциональным числу итераций в инверсии, и число требуемых итераций типично составляет порядка нескольких сотен или тысяч.

Типично используемым способом итеративной инверсии, применяемым в геофизике, является оптимизация функции затрат. Оптимизация функции затрат включает в себе итеративную минимизацию или максимизацию значения, относительно модели  $M$ , функции затрат  $S(M)$ , которая является мерой несоответствия между расчетными и

наблюдаемыми данными (она также иногда упоминается как целевая функция), при этом расчетные данные моделируются на компьютере с использованием текущей модели геофизических свойств и физики, влияющей на распространение сигнала источника в среде, представленной посредством данной модели геофизических свойств.

Моделирующие (имитационные) вычисления могут выполняться посредством любого из нескольких численных методов, включающих в себя, но не только, конечную разность, конечный элемент или трассировку лучей. Моделирующие вычисления могут быть выполнены в частотной или временной области.

Способы оптимизации функции затрат являются или локальными, или глобальными [3]. Глобальные способы просто включают в себе вычисление функции затрат  $S(M)$  для совокупности моделей  $\{M_1, M_2, M_3, \dots\}$  и выбор набора из одной или более моделей из этой совокупности, которые приблизительно минимизируют  $S(M)$ . Если требуется дополнительное улучшение, этот новый выбранный набор моделей затем может быть использован в качестве основы, чтобы формировать новую совокупность моделей, которые могут быть снова протестированы относительно функции затрат  $S(M)$ . Для глобальных способов каждая модель в тестовой совокупности может рассматриваться в качестве итерации, или на верхнем уровне каждый тестируемый набор совокупностей может считаться итерацией. Известные глобальные способы инверсии включают в себя метод Монте-Карло, метод имитации отжига, генетические и эволюционные алгоритмы.

К сожалению, глобальные способы оптимизации типично сходятся чрезвычайно медленно, и, следовательно, большинство геофизических инверсий основано на локальной оптимизации функции затрат. Алгоритм 1 обобщает локальную оптимизацию функции затрат.

1. Выбор начальной модели.

2. Вычисление градиента функции затрат  $S(M)$  относительно параметров, которые описывают модель.

3. Поиск обновленной модели, которая является возмущением начальной модели в направлении отрицательного градиента, которая лучше объясняет наблюдаемые данные.

Алгоритм 1. Алгоритм для выполнения локальной оптимизации функции затрат

Эта процедура итеративно выполняется посредством использования новой обновленной модели в качестве начальной модели для другого градиентного поиска. Процесс продолжается до тех пор, пока не находится обновленная модель, которая удовлетворительно объясняет наблюдаемые данные. Обычно используемые локальные способы инверсии функции затрат включают в себя поиск градиента, сопряженные градиенты и метод Ньютона.

Локальная оптимизация функции затрат сейсмических данных для акустической аппроксимации является общей задачей геофизической инверсии и является, в общем, иллюстративной для других типов геофизической инверсии. При инвертировании сейсмических данных для акустической аппроксимации функция затрат может записываться в качестве:

$$S(M) = \sum_{g=1}^N \sum_{r=1}^N \sum_{t=1}^N W \{ \psi_{calc}(M, r, t, w_g) - \psi_{obs}(r, t, w_g) \}, \text{ уравнение 1}$$

где  $S$  является функцией затрат,

$M$  является вектором  $N$  параметров ( $m_1, m_2, \dots, m_N$ ), описывающим модель геологической среды,

$g$  является индексом сейсмограммы,

$w_g$  является функцией источника для сейсмограммы  $g$ , которая является функцией от пространственных координат и времени, для точечного источника она является дельта-функцией от пространственных координат,

$N_g$  является числом сейсмограмм,

$r$  является индексом приемника в сейсмограмме,

$N_r$  является числом приемников в сейсмограмме,

$t$  является индексом временной выборки в трассе,

$N_t$  является числом временных выборок,

$W$  является функцией критериев минимизации (обычно выбирается  $W(x)=x^2$ , которая представляет собой критерии по методу наименьших квадратов (L2)),

$\psi_{calc}$  является расчетными данными сейсмического давления из модели  $M$ ,

$\psi_{obs}$  является измеренными данными сейсмического давления.

Сейсмограммы могут быть любым типом сейсмограммы, которая может быть моделирована в одном проходе программы сейсмического прямого моделирования.

Обычно сейсмограммы соответствуют сейсмическому взрыву, хотя взрывы могут быть более общими, чем точечные источники. Для точечных источников индекс  $g$

сейсмограммы соответствует местоположению отдельных точечных источников. Для плоских сейсмоволн источники  $g$  должны соответствовать различным направлениям распространения плоских сейсмоволн. Эти данные обобщенных источников,  $\psi_{obs}$ , могут

или быть обнаружены в поле, или могут быть синтезированы из данных, обнаруженных с использованием точечных источников. Расчетные данные  $\psi_{calc}$ , с другой стороны,

обычно могут вычисляться непосредственно посредством использования функции обобщенных источников при прямом моделировании. Для многих типов прямого

моделирования, включающих в себя моделирование на основе конечных разностей, время вычисления, необходимое для обобщенного источника, примерно равно времени

вычисления, необходимому для точечного источника.

Уравнение (1) может быть упрощено до:

$$S(M) = \sum_{g=1}^N W(\delta(M, w_g)), \text{ уравнение 2}$$

причем теперь подразумевается сумма по приемникам и временным выборкам, и

$$\delta(M, w_g) = \psi_{calc}(M, w_g) - \psi_{obs}(w_g), \text{ уравнение 3}$$

Инверсия пытается обновлять модель  $M$  таким образом, что  $S(M)$  является

минимумом. Это может быть выполнено посредством локальной оптимизации функции затрат, которая обновляет данную модель  $M^{(k)}$  следующим образом:

$$M^{(k+1)} = M^{(k)} - \alpha^{(k)} \nabla_M S(M), \text{ уравнение 4}$$

где  $k$  является номером итерации,  $\alpha$  является скалярным размером обновления модели, и  $\nabla_M S(M)$  является градиентом функции несоответствия, принятой относительно

параметров модели. Возмущения модели или значения, посредством которых обновляется модель, вычисляются посредством умножения градиента целевой функции на длину  $\alpha$  шага, которая должна вычисляться многократно.

Из уравнения (2) следующее уравнение может извлекаться для градиента функции затрат:

$$\nabla_M S(M) = \sum_{g=1}^N \nabla_M W(\delta(M, w_g)) \text{ , уравнение 5}$$

Таким образом, чтобы вычислять градиент функции затрат, следует отдельно вычислять градиент доли каждой сейсмограммы в функции затрат, затем суммировать эти доли. Следовательно, трудоемкость вычислений, требуемая для вычисления  $\nabla_M S(M)$ , в  $N_g$  раз превышает трудоемкость вычислений, требуемую для того, чтобы определять долю одной сейсмограммы в градиенте. Для геофизических задач  $N_g$  обычно соответствует числу геофизических источников и составляет порядка 10000-100000, значительно повышая затраты на вычисление  $\nabla_M S(M)$ .

Следует отметить, что вычисление  $\nabla_M W(\delta)$  требует вычисления производной  $W(\delta)$  относительно каждого из  $N$  параметров модели  $m_j$ . Поскольку для геофизических задач  $N$  обычно является очень большим (обычно больше одного миллиона), это вычисление может быть чрезвычайно длительным, если оно должно быть выполнено для каждого отдельного параметра модели. К счастью, сопряженный способ может быть использован для того, чтобы эффективно выполнять это вычисление для всех параметров модели сразу [1]. Сопряженный способ для целевой функции на основе метода наименьших квадратов и параметризации модели с координатной привязкой обобщается посредством следующего алгоритма.

1. Вычисление прямого моделирования данных с использованием текущей модели и формы импульса  $w_g$  сейсмограммы в качестве источника, чтобы получить  $\psi_{\text{calc}}(M^{(k)}, w_g)$ .

2. Вычитание наблюдаемых данных из смоделированных данных, дающее  $\delta(M^{(k)}, w_g)$ .

3. Вычисление обратного моделирования (т.е. назад во времени) с использованием  $\delta(M^{(k)}, w_g)$  в качестве источника, формирующего  $\psi_{\text{adjoint}}(M^{(k)}, w_g)$ .

4. Вычисление интеграла во времени произведения  $\psi_{\text{calc}}(M^{(k)}, w_g)$  и  $\psi_{\text{adjoint}}(M^{(k)}, w_g)$ , чтобы получить  $\nabla_M W(\delta(M, w_g))$ .

Алгоритм 2. Алгоритм для вычисления градиента функции затрат на основе метода наименьших квадратов модели с координатной привязкой с использованием сопряженного способа

Хотя вычисление градиентов с использованием сопряженного способа является эффективным относительно других способов, оно по-прежнему является очень затратным. В частности, сопряженные способы требуют двух моделирований, одного вперед во времени и одного назад во времени, и для геофизических задач эти моделирования обычно подвержены очень большому объему вычислений. Кроме того, как пояснено выше, это вычисление на основе сопряженного способа должно быть выполнено для каждой сейсмограммы с измеренными данными по отдельности, повышая вычислительные затраты на коэффициент  $N_g$ .

Вычислительные затраты всех категорий инверсии могут быть уменьшены посредством инвертирования данных из комбинаций источников вместо инвертирования источников по отдельности. Это может называться инверсией одновременных источников. Известно несколько типов комбинаций источников, включающих в себя:

когерентное суммирование близко расположенных источников, чтобы формировать эффективный источник, который формирует фронт волны некоторой требуемой формы (например, плоскую сейсмоволну), суммирование широко разнесенных источников либо полное или частичное накопление данных перед инверсией.

5 Уменьшение вычислительных затрат, полученное посредством инвертирования комбинированных источников, по меньшей мере, частично смещается вследствие того факта, что инверсия комбинированных данных обычно формирует менее точную инвертированную модель. Эти потери в точности обусловлены тем фактом, что информация теряется, когда суммируются отдельные источники, и, следовательно, 10 суммированные данные не ограничивают инвертированную модель так строго, как несуммированные данные. Эти потери информации во время суммирования могут быть минимизированы посредством кодирования каждой записи по взрыву перед суммированием. Кодирование перед комбинированием сохраняет значительно больше информации в данных одновременных источников и, следовательно, лучше ограничивает 15 инверсию [5]. Кодирование также дает возможность комбинирования близко расположенных источников, тем самым давая возможность комбинирования большего числа источников для данной вычислительной области. Для этой технологии могут быть использованы различные схемы кодирования, включающие в себя кодирование на основе сдвига по времени и случайное фазовое кодирование. Оставшаяся часть этого 20 раздела "Уровень техники" кратко анализирует различные опубликованные технологии на основе геофизических одновременных источников, как кодированных, так и некодированных.

Van Manen [6] предлагает использование способа сейсмической интерферометрии для того, чтобы ускорять прямое моделирование. Сейсмическая интерферометрия 25 работает посредством размещения источников по всей границе интересующей области. Эти источники моделируются по отдельности, и записывается волновое поле во всех местоположениях, для которых требуется функция Грина. Функция Грина между любыми двумя записанными местоположениями затем может быть вычислена посредством взаимной корреляции трасс, обнаруженных в двух записанных 30 местоположениях, и суммирования по всем граничным источникам. Если данные, которые должны быть инвертированы, имеют большое число источников и приемников, которые находятся в интересующей области (в противоположность наличию одних или других на границе), это представляет собой очень эффективный метод для вычисления требуемых функций Грина. Тем не менее, для случая сейсмических данных 35 редко когда как источник, так и приемник для данных, которые должны быть инвертированы, находятся в интересующей области. Следовательно, это улучшение имеет очень ограниченную применимость для задачи сейсмической инверсии.

Berkhout [7] и Zhang [8] предлагают то, что инверсия, в общем, может быть улучшена посредством инвертирования некодированных одновременных источников, которые 40 суммируются когерентно, чтобы формировать некоторый требуемый фронт волны в некоторой области геологической среды. Например, данные точечных источников могут быть суммированы со сдвигами по времени, которые являются линейной функцией от местоположения источников, чтобы формировать нисходящую плоскую сейсмоволну под некоторым конкретным углом относительно поверхности. Эта технология может 45 применяться ко всем категориям инверсии. Проблема этого способа заключается в том, что когерентное суммирование сейсмограмм источников обязательно уменьшает объем информации в данных. Таким образом, например, суммирование для того, чтобы формировать плоскую сейсмоволну, удаляет всю информацию в сейсмических данных,

связанную со временем пробега в зависимости от выноса источников от приемников. Эта информация является критически важной для обновления медленно варьирующейся фоновой модели скорости, и, следовательно, способ Berkhout не подчиняется оптимальным ограничениям. Чтобы преодолеть эту проблему, могут инвертироваться множество различных когерентных сумм данных (например, множество плоских сейсмических волн с различными направлениями распространения), но в таком случае теряется эффективность, поскольку затраты на инверсию являются пропорциональными числу различных инвертированных сумм. В данном документе такие когерентно суммированные источники называются обобщенными источниками. Следовательно, обобщенный источник может быть либо точечным источником, либо суммой точечных источников, которая формирует фронт волны некоторой требуемой формы.

Van Riel [9] предлагает инверсию посредством некодированного накопления или частичного накопления (относительно выноса источников от приемников) входных сейсмических данных, а затем задания функции затрат относительно этих накопленных данных, которые должны быть оптимизированы. Таким образом, эта публикация предлагает улучшение инверсии на основе функции затрат с использованием некодированных одновременных источников. Как и для способа инверсии одновременных источников по Berkhout [7], накопление, предлагаемое посредством этого способа, уменьшает объем информации в данных, которые должны быть инвертированы, и, следовательно, инверсия подчиняется субоптимальным ограничениям по сравнению с исходными данными.

Mora [10] предлагает инвертирование данных, которые являются суммой широко разнесенных источников. Таким образом, эта публикация предлагает повышение эффективности инверсии с использованием моделирования на основе некодированных одновременных источников. Суммирование широко разнесенных источников обеспечивает преимущество сохранения гораздо большего объема информации, чем когерентная сумма, предложенная Berkhout. Тем не менее, суммирование широко разнесенных источников подразумевает, что апертура (инвертируемая область модели), которая должна быть использована в инверсии, должна быть увеличена, чтобы охватывать все широко разнесенные источники. Поскольку время вычисления является пропорциональным площади этой апертуры, способ Mora не формирует такой прирост эффективности, который может достигаться, если суммированные источники находятся рядом друг с другом.

Ober [11] предлагает ускорение сейсмической миграции, частного случая неитеративной инверсии, посредством использования одновременных кодированных источников. После тестирования различных способов кодирования Ober выяснил, что результирующие мигрированные изображения значительно уменьшают отношение "сигнал-шум" вследствие того факта, что функции широкополосного кодирования обязательно являются только приблизительно ортогональными. Таким образом, при суммировании более 16 взрывов качество инверсии не является удовлетворительным. Поскольку неитеративная инверсия не является слишком затратной для начального уровня, и поскольку требуется инверсия высокого отношения "сигнал-шум", эта технология не используется широко на практике в геофизической отрасли.

Ikelle [12] предлагает способ для быстрого прямого моделирования посредством одновременного моделирования точечных источников, которые активируются (при моделировании) с варьирующимися временными интервалами. Также поясняется способ для декодирования этих сдвинутых по времени моделированных на основе одновременных источников данных обратно в отдельные моделирования, которые

получены из отдельных точечных источников. Эти декодированные данные затем могут быть использованы в качестве части любой традиционной процедуры инверсии.

Проблема способа Ikelle заключается в том, что предложенный способ декодирования должен формировать разделенные данные, имеющие уровни шума, пропорциональные разности между данными из смежных источников. Этот шум становится значительным для моделей геологической среды, которые не являются горизонтально постоянными, например из моделей, содержащих наклонные отражающие границы. Кроме того, этот шум должен расти пропорционально числу одновременных источников. Вследствие этих трудностей подход на основе одновременных источников Ikelle может приводить к недопустимым уровням шума, если используется при инвертировании геологической среды, которая не является горизонтально постоянной.

Одновременная инверсия нескольких кодированных источников предлагается Krebs и др. в публикации РСТ-заявки на патент номер WO 2008/042081 [5, 18], которая содержится в данном документе по ссылке во всех разрешенных юрисдикциях, представляет собой очень эффективный с точки зрения затрат способ для того, чтобы инвертировать данные полного волнового поля. (Идентичный подход одновременной инверсии кодированной сейсмограммы должен работать для приемников либо через обратимость источников-приемников, либо посредством кодирования фактических местоположений приемников в сейсмограммах общих источников данных.) Для стационарных приемников прямые и сопряженные вычисления должны выполняться только для одного эффективного источника; см. публикацию РСТ-заявки на патент номер WO 2009/117174, которая содержится в данном документе по ссылке во всех разрешенных юрисдикциях. Учитывая тот факт, что сотни взрывов записываются для типичных геометрий двумерного обнаружения и тысячи в случае трехмерных съемок, экономия вычислительных ресурсов от этого способа является довольно значительной. На практике предположение о стационарных приемниках не является строго достоверным для наиболее распространенных геометрий обнаружения полевых данных. В случае данных морского сейсморазведочного кабеля источники и приемники перемещаются для каждого нового взрыва. Даже при съемках, в которых местоположения приемников являются стационарными, практика зачастую такова, что не все приемники "прослушивают" каждый взрыв, и приемники, которые прослушивают, могут варьироваться в зависимости от взрыва. Это также нарушает "предположение о стационарных приемниках". Помимо этого вследствие логистических проблем трудно записывать данные близко к источнику, и это означает то, что данные минимальных выносов типично отсутствуют. Это является истинным и для морских, и для наземных съемок. Оба из этих факторов означают, что для сейсмограммы одновременных источников каждое местоположение приемника представляет собой отсутствующие данные для некоторых исходных взрывов. В общих словах в инверсии одновременных кодированных источников, для данной одновременной кодированной сейсмограммы, данные требуются во всех местоположениях приемников для каждого взрыва, и это может упоминаться как предположение о стационарных приемниках инверсии одновременных кодированных источников. В WO 08/042081 некоторые раскрытые варианты осуществления могут работать лучше, чем другие, когда не удовлетворяется предположение о стационарных приемниках. Следовательно, должно быть преимущественным иметь приспособление или регулирование для прямого применения инверсии одновременных кодированных источников (и/или приемников), что должно повышать производительность, когда скомпрометировано предположение о стационарных приемниках. Настоящее изобретение предоставляет способы для

осуществления этого. Haber и др. [25] также описывает подход для задачи перемещения приемников в инверсии одновременных кодированных источников с использованием способа стохастической оптимизации и применяет его к задаче удельного сопротивления по постоянному току.

5 Сущность изобретения

В широком варианте осуществления изобретение представляет собой машинореализованный способ для одновременной инверсии измеренных геофизических данных из нескольких кодированных источников, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем измеренные геофизические данные являются результатом съемки, для которой предположение о стационарных приемниках для инверсии одновременных кодированных источников может не быть достоверным, причем упомянутый способ содержит использование компьютера для того, чтобы выполнять разделение одновременных источников, чтобы уменьшать влияние неудовлетворения измеренных геофизических данных предположению о стационарных приемниках, при этом этап обработки данных, осуществляемый после разделения одновременных источников, выполнен с возможностью согласовывать рассчитанные по модели данные с измеренными геофизическими данными для комбинаций источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных.

В более конкретном варианте осуществления изобретение представляет собой машинореализованный способ для инверсии полного волнового поля измеренных геофизических данных, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем упомянутый способ использует компьютер для того, чтобы выполнять этапы, содержащие: (а) составление начальной модели физических свойств и использование ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные; (b) разделение моделированных кодированных данных согласно источнику, что приводит к моделированным данным последовательных источников; (с) обработку моделированных данных последовательных источников таким образом, что обеспечивается их соответствие измеренным геофизическим данным для комбинаций источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных; (d) вычисление разностей, называемых остатками данных, между обработанными моделированными данными последовательных источников и измеренными геофизическими данными для комбинаций источников и приемников, которые присутствуют в измеренных геофизических данных; (е) кодирование остатков данных с использованием кодирования, идентичного кодированию, используемому в (а), или другого кодирования; (f) использование кодированных остатков данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и (g) комбинирование обновления с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств. Вследствие линейности порядок этапов (d) и (е) может меняться местами.

В вариации этого последнего варианта осуществления следующие этапы могут быть выполнены в любое время перед этапом (с) вычисления разностей: кодирование измеренных геофизических данных с использованием кодирования источников, идентичного или различного относительно кодирования источников, используемого при формировании моделированных кодированных данных; затем разделение кодированных измеренных данных согласно источнику, предпочтительно с использованием идентичного алгоритма разделения источников, который использован

при разделении моделированных кодированных данных согласно источнику; и использование разделенных измеренных данных при вычислении остатков данных.

Во втором более конкретном варианте осуществления настоящее изобретение представляет собой машинореализованный способ для инверсии полного волнового поля измеренных геофизических данных, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем упомянутый способ использует компьютер для того, чтобы выполнять этапы, содержащие: (а) составление начальной модели физических свойств и использование ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются с использованием выбранных функций кодирования и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные; (b) разделение моделированных кодированных данных согласно источнику и/или приемнику с использованием алгоритма разделения источников или приемников, что приводит к моделированным данным последовательных источников и/или приемников; (c) обработку моделированных данных последовательных источников и/или приемников, чтобы подавлять эти данные, называемые отсутствующими данными, соответствующие комбинациям источников и приемников, которые отсутствуют; (d) кодирование отсутствующих данных с использованием функций кодирования, которые являются идентичными или отличающимися относительно упомянутых выбранных функций кодирования; (e) кодирование измеренных геофизических данных с использованием функций кодирования, которые являются идентичными функциям кодирования, используемым при кодировании отсутствующих данных, и вычитание их согласно позиции источников и приемников из моделированных кодированных данных, тем самым формируя кодированные остатки данных, которые являются некорректными вследствие отсутствующих комбинаций источников и приемников в измеренных геофизических данных; (f) вычитание кодированных отсутствующих данных из кодированных остатков данных, чтобы формировать скорректированные кодированные остатки данных; (g) использование скорректированных кодированных остатков данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и (h) комбинирование обновления с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств.

В третьем более конкретном варианте осуществления настоящее изобретение представляет собой машинореализованный способ для инверсии полного волнового поля измеренных геофизических данных, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем упомянутый способ использует компьютер для того, чтобы выполнять этапы, содержащие: (а) составление начальной модели физических свойств и использование ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются с использованием выбранных функций кодирования и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные; (b) использование упомянутых выбранных функций кодирования, чтобы кодировать измеренные геофизические данные, и вычитание их согласно позиции источников и приемников из моделированных кодированных данных, тем самым формируя кодированные остатки данных, которые включают в себя некорректные значения вследствие отсутствующих комбинаций источников и приемников в измеренных геофизических данных; (c) разделение кодированных остатков данных согласно источнику и/или приемнику с использованием алгоритма разделения источников или приемников, что приводит к последовательным остаточным данным; (d) обработку

последовательных остаточных данных, чтобы оценивать моделированные данные, называемые отсутствующими данными, соответствующие комбинациям источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных; (e) кодирование отсутствующих данных с использованием упомянутых выбранных функций кодирования; (f) вычитание кодированных отсутствующих данных из кодированных остатков данных, чтобы формировать скорректированные кодированные остатки данных; (g) использование скорректированных кодированных остатков данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и (h) комбинирование обновления с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств.

#### 10 Краткое описание чертежей

Вследствие ограничений на основе правил выдачи патентов на использование цвета прилагаемые чертежи являются черно-белыми репродукциями цветных оригиналов. Копии американской взаимодополняющей заявки или публикации с 20 цветными чертежами могут быть получены из Патентного ведомства (США) после запроса и 15 выплаты необходимых платежей.

Настоящее изобретение и его преимущества должны лучше пониматься посредством рассмотрения нижеприведенного подробного описания и прилагаемых чертежей, на которых:

фиг.1 является блок-схемой последовательности операций способа, показывающей базовые этапы в настоящем изобретаемом способе для инверсии одновременных источников для задачи геометрии нестационарных приемников в варианте осуществления, в котором кодированные прогнозируемые данные разделяются с использованием способа разделения источников;

фиг.2 является блок-схемой последовательности операций способа, показывающей базовые этапы в настоящем изобретаемом способе для инверсии одновременных источников для задачи геометрии нестационарных приемников в варианте осуществления, в котором кодированные прогнозируемые данные, а также кодированные измеренные данные разделяются с использованием способа разделения источников, чтобы уменьшать ошибку в процессе разделения источников; и

фиг.3 и 4 являются блок-схемами последовательности операций способа, показывающими базовые этапы в настоящем изобретаемом способе для инверсии одновременных источников для задачи геометрии нестационарных приемников в двух вариантах осуществления, в которых некорректные кодированные остатки данных корректируются посредством кодированной части отсутствующих данных, полученных из способа разделения источников.

Изобретение описывается в связи с примерными вариантами осуществления. Тем не менее, в степени, в которой нижеприведенное подробное описание является характерным для конкретного варианта осуществления или конкретного варианта применения изобретения, оно должно быть только иллюстративным и не должно быть истолковано в качестве ограничения объема изобретения. Наоборот, оно должно охватывать все альтернативы, модификации и эквиваленты, которые могут быть включены в пределы объема изобретения, определенные посредством прилагаемой формулы изобретения.

#### 40 Подробное описание примерных вариантов осуществления

Настоящий изобретаемый способ использует кодирование и декодирование источников (т.е. разделение источников), чтобы обходить предположение о стационарных приемниках, и является применимым для геометрии обнаружения с помощью морского сейсморазведочного кабеля, а также геометрии наземного обнаружения. В типичном обнаружении с помощью морского сейсморазведочного

кабеля и наземном обнаружении покрытие данных является зачастую недостаточным, чтобы удовлетворять геометрии стационарных приемников, тем самым ограничивая выгоды полноволновой инверсии (FWI) одновременных источников, предложенной Krebs и др. [5, 18]. В дополнение к геометрическим соображениям должны быть  
 5 обработаны полевые данные, чтобы соответствовать физике прямого моделирования, используемого в инверсии. Например, чтобы использовать акустическую инверсию для инвертирования эластичных данных, типично подавляются максимальные выносы, и обрабатываются данные, чтобы удалять другие эластичные эффекты. Другие практические аспекты, такие как кодирование с временными окнами на основе событий  
 10 (отражений, преломлений, кратных чисел) для FWI-инверсии, должны допускать геометрию стационарных приемников, т.е. предположение, зачастую не удовлетворяющееся на практике.

Большая часть работ по использованию кодирования и декодирования ориентирована на обработку и построение изображений (алгоритмы миграции) сейсмических данных  
 15 (Ikelle [17], Berkhout [16], Beasley и др. [26], Stefani и др. [22], Verschuur и Berkhout [23]). Некоторые из опубликованных работ по инверсии принадлежат Krebs и др. [5, 18], Hinkley [4], Ben-Hadj-Ali и др. [15] и Herrmann [24] для инвертирования данных полного сейсмического сигнала. Основная идея настоящего изобретения состоит в том, чтобы использовать мощность кодирования одновременных источников (и/или приемников)  
 20 для процесса прямого моделирования, обратного распространения и инверсии, но одновременно иметь возможность обрабатывать практические аспекты ограничения по данным, обычно встречающиеся при полевых съемках (наземных и морских).

Krebs и др. [5, 16] показывают, что функция затрат кодированных одновременных источников может быть вычислена более эффективно, чем традиционные функции  
 25 затрат, при одновременном предоставлении точных инверсий. Функция затрат одновременных источников задается здесь следующим образом (следует сравнить с вышеприведенным уравнением (2)):

$$30 \quad S_{sim}(M) = \sum_{G=1}^N W \left( \delta \left( M, \sum_{g \in G} c_g \otimes w_g \right) \right), \text{ уравнение 6}$$

причем подразумевается суммирование по приемникам и временным выборкам, аналогично уравнению (2), и:

$$35 \quad \sum_{g=1}^N = \sum_{G=1}^N \sum_{g \in G}$$

задает сумму по сейсмограммам посредством подгрупп сейсмограмм,

$S_{sim}$  является функцией затрат для данных одновременных источников,

$G$  является группами одновременных обобщенных источников, и

$N_G$  является числом групп,

40  $c_g$  являются функциями от времени, которые свертываются ( $\otimes$ ) с формой импульса источника каждой сейсмограммы, чтобы кодировать сейсмограммы; эти функции кодирования могут выбираться так, что они являются приблизительно ортогональными относительно некоторой надлежащей операции в зависимости от функции  $W$  взвешивания. Когда  $W$  является L2-нормой, надлежащая операция является взаимной  
 45 корреляцией.

Внешнее суммирование в уравнении (6) выполняется по группам одновременных обобщенных источников, соответствующих типу сейсмограммы (например, точечных источников для сейсмограмм по общим взрывам). Внутреннее суммирование,  $g$ ,

выполняется по сейсмограммам, которые группируются для одновременного вычисления. Для некоторых способов прямого моделирования, таких как моделирование на основе конечных разностей, вычисление прямой модели для суммированных обобщенных источников (внутренняя сумма  $g \in G$ ) может быть выполнено за идентичное количество времени, что и вычисление для одного источника. Следовательно, как показано в Krebs и др. [5],  $\delta(M, \Sigma c_g \otimes w_g)$  может быть вычислено очень эффективно с использованием алгоритма 3.

1. Моделирование  $\psi_{\text{calc}}(M, \Sigma c_g \otimes w_g)$  с использованием одного прохода модуля моделирования с использованием  $\Sigma c_g \otimes w_g$  в качестве источника.

2. Свертка каждой сейсмограммы с измеренными данными с помощью функций  $c_g$  кодирования, затем суммирование результирующих кодированных сейсмограмм (т.е.  $\Sigma c_g \otimes \psi_{\text{obs}}(w_g)$ ).

3. Вычитание результата этапа 2 из результата этапа 1.

Алгоритм 3. Алгоритм для вычисления остатка данных кодированных одновременных источников. (Примечание: чтобы вычислять функцию затрат, остаток должен быть оценен с помощью функции  $W$ ; например, по методу наименьших квадратов.)

Как также показано в Krebs и др. [5], этот алгоритм может вычислять  $S_{\text{sim}}(M)$  на коэффициент  $N_g/N_G$  раз быстрее, чем  $S(M)$  из уравнения (2).

В уравнении (6) могут быть использованы множество типов функций  $c_g$  кодирования, включающие в себя, но не только:

- линейное, случайное, на основе линейной частотной модуляции и на основе модифицированной линейной частотной модуляции частотно-зависимое фазовое кодирование, как представлено в Romero и др. [13];

- частотно-независимое фазовое кодирование, как представлено в Jing и др. [14];

- кодирование на основе случайного сдвига по времени;

- мультиплексирование с частотным разделением каналов (FDMA), мультиплексирование с временным разделением каналов (TDMA) и мультиплексирование с кодовым разделением каналов (CDMA), используемые в связи.

Некоторые из этих технологий кодирования должны работать лучше, чем другие, в зависимости от варианта применения, и некоторые могут быть комбинированы. В частности, хорошие результаты получены с использованием частотно-зависимого случайного фазового кодирования, а также посредством комбинирования частотно-независимого кодирования соседних источников с частотно-зависимым случайным фазовым кодированием для более широко разделенных источников. Индикатор относительных преимуществ различных кодирований может быть получен посредством прохождения тестовых инверсий с каждым набором функций кодирования, чтобы определять то, какой из них сходится быстрее.

Следует отметить, что технология на основе одновременных кодированных источников может использоваться для многих типов функции затрат при инверсии. В частности, она может использоваться для функций затрат на основе норм, отличных от  $L_2$ , поясненной выше. Она также может быть использована в более сложных функциях затрат по сравнению с функцией затрат, представленной в уравнении 2, включающих в себя регуляризованные функции затрат. В завершение способ одновременных кодированных источников может быть использован с любым типом глобального или локального способа инверсии функции затрат, включающим в себя метод Монте-Карло, метод имитации отжига, генетический алгоритм, эволюционный алгоритм, градиентный

линейный поиск, сопряженные градиенты и метод Ньютона.

Настоящий изобретаемый способ также может быть использован в сочетании с различными типами технологий на основе обобщенных источников, таких как технологии, предложенные Berkhout [7]. В этом случае вместо кодирования различных форм импульса сейсмограмм точечных источников можно кодировать формы импульса для различных синтезированных плоских сейсмоволн.

Некоторые вариации варианта осуществления, описанного выше, включают в себя:

- Функции  $c_g$  кодирования могут быть изменены для каждой итерации инверсии. По

меньшей мере, в некоторых случаях это приводит к более быстрой сходимости инверсии.

- В некоторых случаях (например, когда дискретизация источников является более плотной, чем дискретизация приемников) может быть преимущественным использовать обратимость, чтобы трактовать фактические приемники в качестве вычислительных источников и кодировать приемники вместо источников.

- Это изобретение не ограничено однокомпонентными точечными приемниками.

Например, приемники могут быть матрицами приемников или они могут быть многокомпонентными приемниками.

- Способ может быть улучшен посредством оптимизации кодирования, чтобы давать в результате инверсию высшего качества. Например, функции кодирования могут быть оптимизированы, чтобы сокращать число локальных минимумов в функции затрат.

Функции кодирования могут быть оптимизированы либо посредством проверки вручную тестов, выполняемых с использованием различных функций кодирования, либо с использованием процедуры автоматизированной оптимизации.

- Обнаружение данных одновременных кодированных источников может приводить к значительному снижению затрат на обнаружение геофизических данных.

- Для съемок на основе данных морской сейсморазведки должно быть очень эффективным обнаруживать данные кодированных источников из нескольких одновременно работающих морских вибраторов, которые работают непрерывно в движении.

- Как указано выше, процесс кодирования в настоящем изобретении может быть выполнен при полевом обнаружении данных, например, когда пилотные сигналы нескольких одновременно работающих вибраторов кодируются с помощью различных функций кодирования. В прилагаемой формуле изобретения этапы, относящиеся к кодированию геофизических данных либо к геофизическим данным из кодированных источников, либо к получению кодированных сейсмограмм геофизических данных должны пониматься как включающие в себя получение данных, уже кодированных в процессе полевого обнаружения, если контекст не указывает явно, что кодирование осуществляется на этапе обработки данных.

- Могут быть использованы другие определения для функции затрат, включающие в себя использование другой нормы (например, L1-нормы (абсолютное значение) вместо L2-нормы) и дополнительных членов, чтобы регуляризовать и стабилизировать инверсию (например, членов, которые штрафуют модели, которые не являются сглаженными, или модели, которые не являются разреженными).

Основная идея настоящего изобретения состоит в том, чтобы использовать кодирование одновременных источников и разделение одновременных источников для полноволновой инверсии таким образом, чтобы уменьшать воздействие, когда скомпрометировано предположение о стационарных приемниках, и тем самым повышать применимость FWI одновременных источников к общим геометриям данных. Фиг.1 показывает базовые этапы в одном варианте осуществления настоящего изобретаемого

способа. Согласно блок-схеме последовательности операций способа, показанной на фиг.1, этапы приводятся ниже. Нижеприведенное описание дается с точки зрения кодированных источников; тем не менее, альтернативно приемники могут быть кодированы вместо или в дополнение к источникам.

5 1. Для данной модели физических свойств геологической среды (100) источники съемки (т.е. местоположения источников) кодируются, чтобы сформировать одновременный кодированный источник (101), который используется в прямом моделировании (102), чтобы сформировать моделированные кодированные данные (103). Кодированные данные формируются при условии геометрии стационарных  
10 приемников с активностью всех приемников для кодированного источника.

2. Поскольку полевые данные типично нарушают геометрию стационарных приемников, по меньшей мере, в некоторой степени, кодированные данные разделяются на отдельные взрывы с использованием технологии (104) разделения источников, как, к примеру, описано в Neelamani и др. [19, 20, 21]. Разделение источников согласно  
15 Neelamani базируется на условии, что функция Грина модели имеет разреженное представление в области преобразования, такой как курвлет- или вейвлет-область. При знании схемы кодирования и при условии разреженности функции Грина взрывы могут быть разделены с использованием, например, инверсии L1-нормы в преобразованной области. Эта задача разделения может разрешаться для одних кодированных данных  
20 по взрывам для области всей модели, либо она может применяться к нескольким наборам из кодированных данных по взрывам. Специалисты в данной области техники должны знать множество технологий разделения источников, которые могут быть использованы в качестве альтернативы технологии из Neelamani и др. [19, 20, 21]. Например, Spitz и др. [28] предлагает подход на основе вычитания при прогнозировании,  
25 который сначала оценивает первичное волновое поле второго источника и затем вычитает его из полного волнового поля через адаптивное вычитание на основе PEF. Akerberg и др. [27] использует разреженные преобразования Радона для разделения источников. Для всех алгоритмов разделения источников несколько кодированных наборов данных являются предпочтительными.

30 3. Разделение источников, описанное на предыдущем этапе, является крайне важным для того, чтобы обрабатывать практические геометрии данных. При разделенных взрывах (105) могут применяться (106) все этапы обработки, которые могут быть обязательными, так что моделированные данные соответствуют полевым данным. Таким образом, при разделенных взрывах данные могут обрабатываться, чтобы  
35 соответствовать геометрии обнаружения полевых данных, такой как подавление выносов, т.е. удаление минимальных и максимальных выносов, подавление на основе типа поступлений, к примеру, компонента передачи в зависимости от отражения для данных, или удаление эластичного компонента данных, если регулирующий прямой механизм основан на акустическом допущении. Следовательно, этот общий этап  
40 обработки данных при разделенных взрывах для того, чтобы обеспечивать аналогичность прогнозируемых данных (107) геометрии (108) измеренных данных, а также обеспечивать соответствие данных уровню физики, дает возможность формирования последовательных остатков (109) данных, т.е. остатков данных для выбранных сейсмограмм по взрывам. Остаток данных является мерой разности между  
45 измеренным значением данных и соответствующим прогнозируемым значением данных.

4. Эти остатки данных, которые являются последовательными остатками (109) данных на основе этапа 104 разделения источников, кодируются (110) с использованием

схемы кодирования, идентичной или различной относительно схемы кодирования, используемой на этапе 101 для того, чтобы формировать кодированные остатки (111) данных. Это представляет собой важный этап, поскольку пробелы в данных вследствие геометрии обнаружения или вследствие выбора пользователем конкретных событий в данных теперь находятся в этих кодированных остатках (111) данных. Затем кодированные остатки данных используются для того, чтобы вычислять градиент целевой функции (117). Например, остатки могут быть обратными распространяемыми (115) с использованием сопряженного уравнения состояния и взаимно коррелированными (116) с прямыми распространяемыми данными (112) из 103 с использованием одновременного источника, чтобы вычислять градиент целевой функции, которая должна быть минимизирована, как описано в публикации РСТ-заявки на патент номер WO 2009/117174. Следует отметить, что моделированные кодированные данные 112 могут, но не должны быть, идентичными моделированным кодированным данным 103, поскольку они могут быть кодированы с помощью различных функций кодирования; тем не менее, кодирование на 112 должно совпадать с кодированием на 111.

5. На конечном этапе модель обновляется (118) с использованием вычисленного градиента из предыдущего этапа. Множество известных способов оптимизации, таких как самый быстрый спуск, сопряженные градиенты или метод Ньютона, могут быть использованы для того, чтобы осуществлять обновление модели, чтобы обеспечивать то, что снижается значение целевой функции. Алгоритм инверсии одновременных источников, представленный посредством этапов в поле 120, обведенном пунктирной линией, основан на WO 2009/117174, но может быть использован любой алгоритм обратного или прямого моделирования (ручного регулирования).

Для обработки и построения изображений точность разделения источников является важной, поскольку любой артефакт, возникающий вследствие процесса разделения источников, в конечном счете преобразуется в конечное изображение. В предыдущей аналогичной работе, в которой используется разделение источников, прилагаются значительные усилия для того, чтобы выбирать тип кодирования так, чтобы обеспечивать повышенную точность разделения (Ikelle [17]). Считается, что требование к точности должно ослабляться для варианта применения инверсии в этом изобретении, поскольку небольшие неточности в остатках данных вследствие разделения источников могут обрабатываться через линейный поиск и процесс регуляризации модели во время этапа инверсии. Для вариантов применения инверсии ключевым является то, чтобы для прогнозируемых данных, которые вычитаются из измеренных данных, обеспечивать соответствие геометрии обнаружения и соблюдение уровня применяемой физики (например, подавление больших выносов, когда анизотропные эффекты присутствуют в данных, и алгоритм прямого моделирования допускает модель изотропной среды). При достижении этого через обработку разделенных взрывов удаляются большие ошибки в остатках данных.

Хотя считается, что небольшие неточности при разделении источников могут обрабатываться в процессе инверсии, большие ошибки по-прежнему могут представлять собой проблему. Следовательно, альтернативный вариант осуществления настоящего изобретаемого способа выполнен с возможностью обрабатывать большие ошибки вследствие разделения источников и может быть использован, когда это считается проблемой. Пример этого альтернативного варианта осуществления проиллюстрирован посредством блок-схемы последовательности операций способа по фиг.2. Чтобы реплицировать ошибки вследствие разделения, измеренные данные кодируются (108b)

с использованием идентичной схемы кодирования и с использованием разделения (108с) источников, чтобы получать измеренные сейсмограммы по разделенным взрывам. Эти измеренные сейсмограммы по разделенным взрывам могут быть использованы для того, чтобы вычислять остатки данных вместо исходных измеренных взрывов.

5 Другой способ изучать эту задачу состоит в том, чтобы определять кодированные остатки данных, которые корректируются для отсутствующих трасс с максимальным и минимальным выносом. Так, другая альтернатива может быть описана следующим образом, как показано на фиг.3. Во-первых, формируется остаток (309) данных, который является разностью между моделированными кодированными данными (103) и  
10 кодированными измеренными данными (308) с отсутствующими максимальными и минимальными выносами (т.е. моделированные кодированные минус кодированные измеренные). Этот остаток (309) данных является неподходящим для вычисления градиента, поскольку моделированные кодированные данные (103) имеют долю от отсутствующей части данных (например, трасс с минимальным и максимальным  
15 выносом), тогда как измеренные кодированные данные (308) не имеют доли от отсутствующих данных. На следующем этапе (304) выполняется разделение источников моделированных кодированных данных и обрабатывается результирующая оценка моделированных последовательных взрывов (305), но вместо удаления отсутствующей части данных (к примеру, подавления минимальных и максимальных выносов из  
20 сейсмограмм (306) по разделенным взрывам) кодируется отсутствующая часть (к примеру, минимальные и максимальные выносы) сейсмограмм (307) по взрывам. Эта кодированная отсутствующая часть данных (307) может вычитаться (310) из некорректного остатка (309) данных, чтобы компенсировать информацию отсутствующих данных и получать скорректированный остаток (311) данных. (Она  
25 вычитается, а не прибавляется, поскольку она должна смещать моделированные кодированные данные, которые присутствуют в некорректном остатке данных со знаком плюс, поскольку остаток задается (см. выше) в качестве кодированных измеренных данных минус моделированные кодированные данные. Если это  
30 определение, которое является произвольным, изменено на противоположное, то отсутствующие данные прибавляются остатку. Кроме того, вместо трактовки коррекции отсутствующих данных как вычитания из доли моделированных данных в остатке данных она может рассматриваться как прибавление к доле измеренных данных в остатке данных. Следует понимать, что настоящее изобретение, включающее в себя прилагаемую формулу изобретения, включает в себя все такие эквивалентные подходы.)  
35 Основное отличие этого варианта осуществления по сравнению с вариантом осуществления, описанным на фиг.1, заключается в том, что кодированные остатки данных корректируются в этом варианте осуществления вместо формирования после обработки, как показано на фиг.1. Если разделение источников является идеальным, то два подхода (фиг.1 и фиг.3) являются математически эквивалентными; тем не менее,  
40 при наличии ошибок разделения источников возможно то, что подход на основе коррекции, показанный на фиг.3, может предоставлять лучший результат.

Фиг.4 описывает альтернативу способу коррекции остатков данных, описанному на фиг.3. Аналогично способу на фиг.3, во-первых, формируется кодированный остаток (409) данных, который является разностью между моделированными кодированными  
45 данными (103) и кодированными измеренными данными (408) с отсутствующими максимальными и минимальными выносами. На следующем этапе разделение источников (404) выполняется с использованием кодированного остатка данных, что приводит к последовательным остаточным данным (405). Разделение источников

оценивает остаток между моделированными на основе последовательных источников данными и измеренными на основе последовательных источников данными. В комбинациях источников и приемников, которые не присутствуют в измеренных данных (не обнаружены), оцененный остаток состоит только из моделированных данных. Эта отсутствующая часть (к примеру, минимальные и максимальные выносы) сейсмограмм по взрывам, определенных посредством этапов (406) обработки, кодируется (407) и затем вычитается (410) из некорректного остатка (409) данных, чтобы получить скорректированный остаток (311) данных. Результат разделения источников может быть улучшен посредством использования нескольких кодированных остатков данных, каждый из которых вычисляется с использованием различного кодирования. В таком случае многие кодированные остатки данных могут быть скорректированы и затем использованы для того, чтобы обновлять начальную модель.

Возможны другие вариации вариантов осуществления по фиг. 1-4. Преимущество всех вариантов осуществления настоящего изобретаемого способа состоит в том, что они могут обрабатывать множество полевых геометрий, чтобы инвертировать реальные данные и реализовывать повышение скорости вследствие одновременного кодирования. Ключевой этап разделения одновременных источников, после которого выполняются этапы обработки, делает алгоритм практичным для наборов полевых данных. Neelamani и др. [20, 21] показывает, что время вычисления для разделения одновременных источников значительно меньше по сравнению с одним проходом прямого моделирования, что представляет собой одно из главных преимуществ для этого подхода. Другой вариант осуществления этого изобретения определяет оптимальное число источников таким образом, что задача разделения является корректно поставленной. Использование меньшего числа дальше разнесенных источников для кодирования упрощает задачу разделения источников; тем не менее, слишком большое разделение может приводить к пространственному наложению спектров в обновлении модели и, в конечном счете, ухудшать модель геологической среды. С другой стороны, кодирование слишком многих близко расположенных источников затрудняет задачу разделения. Таким образом, в зависимости от длины шкалы модели геологической среды, которая должна быть обновлена, и доступных источников при съемке оптимальное разнесение источников (т.е. оптимальное число источников) может выбираться, чтобы балансировать два конкурирующих соображения. Таким образом, обеспечение корректной постановки задачи разделения источников может требовать неиспользования всех источников, записываемых при съемке. В другом варианте осуществления кодирование изменяется каждую итерацию инверсии или, по меньшей мере, в некоторых итерациях, как рассматривается посредством WO 2008/042081. Вышеприведенная заявка направлена на конкретные варианты осуществления настоящего изобретения для его иллюстрации. Тем не менее, для специалистов в данной области техники должно быть очевидным, что возможно множество модификаций и вариаций вариантов осуществления, описанных в данном документе. Все эти модификации и вариации имеют намерение быть в пределах объема настоящего изобретения, заданного в прилагаемой формуле изобретения. Специалисты в данной области техники должны признавать, что в предпочтительных вариантах осуществления изобретения, по меньшей мере, некоторые этапы в настоящем изобретаемом способе выполняются на компьютере, т.е. изобретение является машинореализованным. В таких случаях результирующая обновленная модель физических свойств может загружаться, отображаться или сохраняться в компьютерном устройстве хранения данных.

Библиографический список

1. Tarantola, A., "Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation", *Geophysics* 49, 1259-1266 (1984 год).
2. Sirgue, L. и Pratt G. "Efficient waveform inversion and imaging: A strategy for selecting temporal frequencies", *Geophysics* 69, 231-248 (2004 год).
- 5 3. Fallat, M. R., Dosso, S. E., "Geoacoustic inversion via local, global and hybrid algorithms", *Journal of the Acoustical Society of America* 105, 3219-3230 (1999 год).
4. Hinkley, D. и Krebs, J., "Gradient computation for simultaneous source inversion", публикация РСТ-заявки на патент номер WO 2009/117174.
5. Krebs, J. R., Anderson, J. A., Neelamani, R., Hinkley, D., Jing, C., Dickens, T., Krohn, C.,  
10 Traynin, P., "Iterative inversion of data from simultaneous geophysical sources", публикация РСТ-заявки на патент номер WO 2008/042081.
6. Van Manen, D. J., Robertsson, J.O.A., Curtis, A., "Making wave by time reversal", *SEG International Exposition and 75<sup>th</sup> Annual Meeting Expanded Abstracts*, 1763-1766 (2005 год).
7. Berkhout, A. J., "Areal shot record technology", *Journal of Seismic Exploration* 1, 251-264  
15 (1992 год).
8. Zhang, Y., Sun, J., Notfors, C., Gray, S. H., Cherris, L., Young, J., "Delayed-shot 3D depth migration", *Geophysics* 70, E21-E28 (2005 год).
9. Van Riel, P. и Hendrik, W. J. D., "Method of estimating elastic and compositional parameters from seismic and echo-acoustic data", Патент (США) номер 6876928 (2005 год).
- 20 10. Mora, P., "Nonlinear two-dimensional elastic inversion of multi-offset seismic data", *Geophysics* 52, 1211-1228 (1987 год).
11. Ober, C. C., Romero, L. A., Ghiglia, D. C., "Method of Migrating Seismic Records", Патент (США) номер 6021094 (2000 год).
12. Ikelle, L. T., "Multi-shooting approach to seismic modeling and acquisition", Патент  
25 (США) номер 6327537 (2001 год).
13. Romero, L. A., Ghiglia, D. C., Ober, C. C., Morton, S. A., "Phase encoding of shot records in prestack migration", *Geophysics* 65, 426-436 (2000 год).
14. Jing X., Finn, C. J., Dickens, T. A., Willen, D. E., "Encoding multiple shot gathers in  
30 prestack migration", *SEG International Exposition and 70<sup>th</sup> Annual Meeting Expanded Abstracts*, 786-789 (2000 год).
15. Ben-Hadj-Ali, H., Opertor, S. и Vireus, J., "Three-dimensional frequency-domain full waveform inversion with phase encoding", *SEG Expanded Abstracts*, 2288-2292 (2009 год).
16. Berkhout, A. J., "Changing the mindset in seismic data acquisition", *The Leading Edge* 27-  
35 7, 924-938 (2008 год).
17. Ikelle, L. T., "Coding and decoding: Seismic data modeling, acquisition and processing", *77th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 66-70 (2007 год).
18. Jerome R. Krebs, John E. Anderson, David Hinkley, Ramesh Neelamani, Sunwoong Lee, Anatoly Baumstein и Martin-Daniel Lacasse, "Full-wavefield seismic inversion using encoded  
40 sources", *Geophysics* 74-6, WCC177-WCC188 (2009 год).
19. Neelamani, R. и С. Е. Krohn, "Simultaneous sourcing without compromise", представлено на 70th Annual International Conference and Exhibition, EAGE (2008 год).
20. Neelamani, R. и С. Е. Krohn, "Separation and noise removal for multiple vibratory source seismic data", публикация международной РСТ-заявки на патент номер WO 2008/123920.
- 45 21. Neelamani, R., С. Е. Krohn, Krebs, J. R., Deffenbaugh, M. Anderson, J. E. и Romberg, J. K., "Efficient seismic forward modeling using simultaneous sources and sparsity", *SEG Expanded Abstracts*, 2107-2111 (2009 год).
22. Stefani, J., G. Hampson и E. F. Herkenhoff, "Acquisition using simultaneous sources", *69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts*, B006 (2007 год).

23. Verschuur, D. J. и A. J. Berkhout, "Target-oriented, least-squares imaging of blended data", 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts (2009 год).

24. Herrmann, F. J., "Randomized dimensionality reduction for full-waveform inversion", EAGE abstract G001, EAGE Barcelona meeting (2010 год).

5 25. Haber, E., Chung M. и Herrmann, "An effective method for parameter estimation with PDE constraints with multiple right hand sides", Preprint - UBC <http://www.math.ubc.ca/~haber/pubs/PdeOptStochV5.pdf> (2010 год).

26. Beasley, C., "A new look at marine simultaneous sources", The Leading Edge 27(7), 914-917 (2008 год).

10 27. Akerberg, P., G. Hampson, J. Rickett, H. Martin и J. Cole, "Simultaneous source separation by sparse radon transform", 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2801-2805 (2008 год).

28. Spitz, S., G. Hampson и A. Pica, "Simultaneous source separation: the prediction-subtraction approach", 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2811-2815 (2008 год).

15

### Формула изобретения

1. Машинореализованный способ одновременной инверсии измеренных геофизических данных из нескольких кодированных источников, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем измеренные геофизические данные являются результатом съемки, для которой предположение о стационарных приемниках инверсии одновременных кодированных источников может не быть достоверным, причем упомянутый способ содержит использование компьютера для того, чтобы выполнять разделение одновременных источников, чтобы уменьшать влияние неудовлетворения измеренных геофизических данных предположению о стационарных приемниках, при этом этап обработки данных, осуществляемый после разделения одновременных источников, выполнен с возможностью согласовывать рассчитанные по модели данные с измеренными геофизическими данными для комбинаций источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных.

25

2. Способ по п. 1, при этом способ содержит этапы, на которых:

30 - составляют начальную модель физических свойств и используют ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные;

35 - разделяют моделированные кодированные данные согласно источнику, что приводит к моделированным данным последовательных источников;

40 - обрабатывают моделированные данные последовательных источников таким образом, что обеспечивается их соответствие измеренным геофизическим данным для комбинаций источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных;

45 - вычисляют разности, называемые остатками данных, между обработанными моделированными данными последовательных источников и измеренными геофизическими данными для комбинаций источников и приемников, которые присутствуют в измеренных геофизических данных;

- кодируют остатки данных с использованием кодирования, идентичного или различного относительно кодирования, используемого при формировании моделированных кодированных данных;

- используют кодированные остатки данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и

- комбинируют обновление с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств.

5 3. Способ по п. 2, в котором кодированные остатки данных используются для того, чтобы вычислять градиент целевой функции, причем упомянутый градиент предусмотрен относительно параметров модели физических свойств, который затем используется в выбранной схеме оптимизации, чтобы обновлять модель физических свойств.

10 4. Способ по п. 2, дополнительно содержащий этап, на котором выполняют итерации этапов способа, по меньшей мере, один раз с

использованием обновленной модели физических свойств из одной итерации в качестве начальной модели для следующей итерации.

15 5. Способ по п. 4, в котором источники кодируются с использованием выбранного набора функций кодирования, при этом различный набор функций кодирования выбирается, по меньшей мере, для одной из итераций.

6. Способ по п. 2, дополнительно содержащий в любое время перед этапом вычисления разностей этапы, на которых:

20 - кодируют измеренные геофизические данные с использованием кодирования источников, идентичного или различного относительно кодирования источников, используемого при формировании моделированных кодированных данных;

- разделяют кодированные измеренные данные согласно источнику с использованием алгоритма разделения источников, который также использован при разделении моделированных кодированных данных согласно источнику; и

25 - используют разделенные измеренные данные при вычислении остатков данных.

7. Способ по п. 2, дополнительно содержащий после этапа разделения и перед этапом вычисления разностей этап, на котором удаляют местоположения источников-приемников из моделированных данных последовательных источников так, что они соответствуют местоположениям источников-приемников с отсутствующими данными в измеренных геофизических данных.

30 8. Способ по п. 7, в котором удаление местоположений источников-приемников из моделированных данных последовательных источников выполняется посредством одного или более этапов

35 обработки данных из группы, состоящей из этапов, на которых подавляют выносы, т.е. удаляют минимальные и максимальные выносы; подавляют на основе типа поступлений, включающего в себя компонент передачи в зависимости от отражения для данных, и удаляют эластичный компонент данных, когда прямое моделирование основано на акустическом предположении.

9. Способ по п. 2, в котором каждая сейсмограмма моделированных кодированных данных кодируется посредством временной свертки всех трасс из сейсмограммы с помощью формы импульса кодирования, выбранной для сейсмограммы.

40 10. Способ по п. 1, при этом способ содержит этапы, на которых:

- составляют начальную модель физических свойств и используют ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются с использованием выбранных функций кодирования и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные;

45 - разделяют моделированные кодированные данные согласно источнику и/или приемнику с использованием алгоритма разделения источников или приемников, что

приводит к моделированным данным последовательных источников и/или приемников;

- обрабатывают моделированные данные последовательных источников и/или приемников, чтобы подавлять эти данные, называемые отсутствующими данными, соответствующие комбинациям источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных

5 геофизических данных;

- кодируют отсутствующие данные с использованием функций кодирования, которые являются идентичными или отличающимися относительно упомянутых выбранных функций кодирования;

10 - кодируют измеренные геофизические данные с использованием функций кодирования, которые являются идентичными функциям кодирования, используемым при кодировании отсутствующих данных, и вычитают их, согласно позиции источников и приемников, из моделированных кодированных данных, тем самым формируя кодированные остатки данных, которые являются некорректными вследствие

15 отсутствующих комбинаций источников и приемников в измеренных геофизических данных;

- вычитают кодированные отсутствующие данные из кодированных остатков данных, чтобы формировать скорректированные кодированные остатки данных;

20 - используют скорректированные кодированные остатки данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и

- комбинируют обновление с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств.

11. Способ по п. 10, дополнительно содержащий этап, на котором выполняют итерации этапов способа, по меньшей мере, один раз с использованием обновленной модели физических свойств из одной итерации в качестве начальной модели для

25 следующей итерации.

12. Способ по п. 11, в котором функции или формы импульса кодирования изменяются, по меньшей мере, для одной из итераций.

13. Способ по п. 10, в котором не все местоположения источников и/или приемников в измеренных геофизических данных используются при формировании моделированных кодированных данных, чтобы повышать точность алгоритма разделения источников или приемников посредством обеспечения корректной постановки разделения, но не уменьшения дискретизации измеренных геофизических данных до степени, которая вызывает наложение спектров.

35 14. Способ по п. 10, в котором отсутствующие данные возникают на ближнем и дальнем концах диапазона выноса измеренных геофизических данных.

15. Способ по п. 10, в котором каждая сейсмограмма моделированных кодированных данных кодируется посредством временной свертки всех трасс из сейсмограммы с помощью формы импульса кодирования, выбранной для сейсмограммы.

40 16. Способ по п. 10, в котором кодирование измеренных геофизических данных выполняется посредством получения сейсмограмм данных из геофизической съемки, в которой данные обнаруживаются из множества одновременно работающих уникально кодированных устройств источников.

17. Способ по п. 1, при этом способ содержит этапы, на которых:

45 - составляют начальную модель физических свойств и используют ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются с использованием выбранных функций кодирования и моделируются

одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные;  
 - используют упомянутые выбранные функции кодирования, чтобы кодировать измеренные геофизические данные, и вычитают их, согласно позиции источников и приемников, из моделированных кодированных данных, тем самым формируя  
 5 кодированные остатки данных, которые включают в себя некорректные значения вследствие отсутствующих комбинаций источников и приемников в измеренных геофизических данных;

- разделяют кодированные остатки данных согласно источнику и/или приемнику с использованием алгоритма разделения источников или приемников, что приводит к  
 10 последовательным остаточным данным;

- обрабатывают последовательные остаточные данные, чтобы оценивать моделированные данные, называемые отсутствующими данными, соответствующие комбинациям источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных;

15 - кодируют отсутствующие данные с использованием упомянутых выбранных функций кодирования;

- вычитают кодированные отсутствующие данные из кодированных остатков данных, чтобы формировать скорректированные кодированные остатки данных;

20 - используют скорректированные кодированные остатки данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и

- комбинируют обновление с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств.

18. Способ по п. 1, в котором геофизические данные являются сейсмическими данными, полное волновое поле которых инвертируется.

25 19. Способ по п. 1, в котором множество наборов кодированных данных используются для того, чтобы выполнять разделение одновременных источников.

20. Энергонезависимый используемый компьютером носитель, имеющий исполняемый машиночитаемый программный код, исполнение которого побуждает компьютер реализовывать способ инверсии полного волнового поля измеренных геофизических  
 30 данных, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем упомянутый способ содержит этапы, на которых:

- составляют или вводят начальную модель физических свойств и используют ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании  
 35 кодируются и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные;

- разделяют моделированные кодированные данные согласно источнику, что приводит к моделированным данным последовательных источников;

40 - вычисляют разности, называемые остатками данных, между моделированными данными последовательных источников и соответствующими измеренными геофизическими данными;

- кодируют остатки данных согласно источнику с использованием кодирования, идентичного кодированию, используемому при формировании моделированных  
 кодированных

45 данных;

- используют кодированные остатки данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и

- комбинируют обновление с начальной моделью, чтобы формировать обновленную

модель физических свойств.

21. Энергонезависимый используемый компьютером носитель, имеющий исполняемый машиночитаемый программный код, исполнение которого побуждает компьютер реализовывать способ инверсии полного волнового поля измеренных геофизических данных, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем упомянутый способ содержит этапы, на которых:

- составляют или вводят начальную модель физических свойств и используют ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются с использованием выбранных функций кодирования и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные;

- разделяют моделированные кодированные данные согласно источнику и/или приемнику с использованием алгоритма разделения источников или приемников, что приводит к моделированным данным последовательных источников и/или приемников;

- обрабатывают моделированные данные последовательных источников и/или приемников, чтобы подавлять эти данные, называемые отсутствующими данными, соответствующие комбинациям источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных;

- кодируют отсутствующие данные с использованием функций кодирования, которые являются идентичными или отличающимися относительно упомянутых выбранных функций кодирования;

- кодируют измеренные геофизические данные с использованием функций кодирования, которые являются идентичными функциям кодирования, используемым при кодировании отсутствующих данных, и вычитают их, согласно позиции источников и приемников, из моделированных кодированных данных, тем самым формируя кодированные остатки данных;

- вычитают кодированные отсутствующие данные из кодированных остатков данных, чтобы формировать скорректированные кодированные остатки данных;

- используют скорректированные кодированные остатки данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и

- комбинируют обновление с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств.

22. Энергонезависимый используемый компьютером носитель, имеющий исполняемый машиночитаемый программный код, исполнение которого побуждает компьютер реализовывать способ инверсии полного волнового поля измеренных геофизических данных, чтобы определять модель физических свойств для области геологической среды, причем упомянутый способ содержит этапы, на которых:

- составляют или вводят начальную модель физических свойств и используют ее для того, чтобы моделировать синтетические данные, соответствующие измеренным геофизическим данным, при этом источники и/или приемники при моделировании кодируются с

использованием выбранных функций кодирования и моделируются одновременно, тем самым формируя моделированные кодированные данные;

- используют упомянутые выбранные функции кодирования, чтобы кодировать измеренные геофизические данные, и вычитают их, согласно позиции источников и приемников, из моделированных кодированных данных, тем самым формируя кодированные остатки данных;

- разделяют кодированные остатки данных согласно источнику и/или приемнику с

использованием алгоритма разделения источников или приемников, что приводит к последовательным остаточным данным;

- обрабатывают последовательные остаточные данные, чтобы оценивать моделированные данные, называемые отсутствующими данными, соответствующие комбинациям источников и приемников, которые отсутствуют в измеренных геофизических данных;

- кодируют отсутствующие данные с использованием упомянутых выбранных функций кодирования;

- вычитают закодированные отсутствующие данные из закодированных остатков данных, чтобы формировать скорректированные закодированные остатки данных;

- используют скорректированные закодированные остатки данных, чтобы вычислять обновление начальной модели физических свойств; и

- комбинируют обновление с начальной моделью, чтобы формировать обновленную модель физических свойств.

23. Способ получения углеводородов из области геологической среды, содержащий этапы, на которых:

- выполняют геофизическую съемку области геологической среды, приводящую к измеренным геофизическим данным;

- обрабатывают измеренные геофизические данные на компьютере посредством способа по п. 1, чтобы формировать модель физических свойств области геологической среды;

- оценивают углеводородный потенциал области геологической среды с использованием модели физических свойств; и

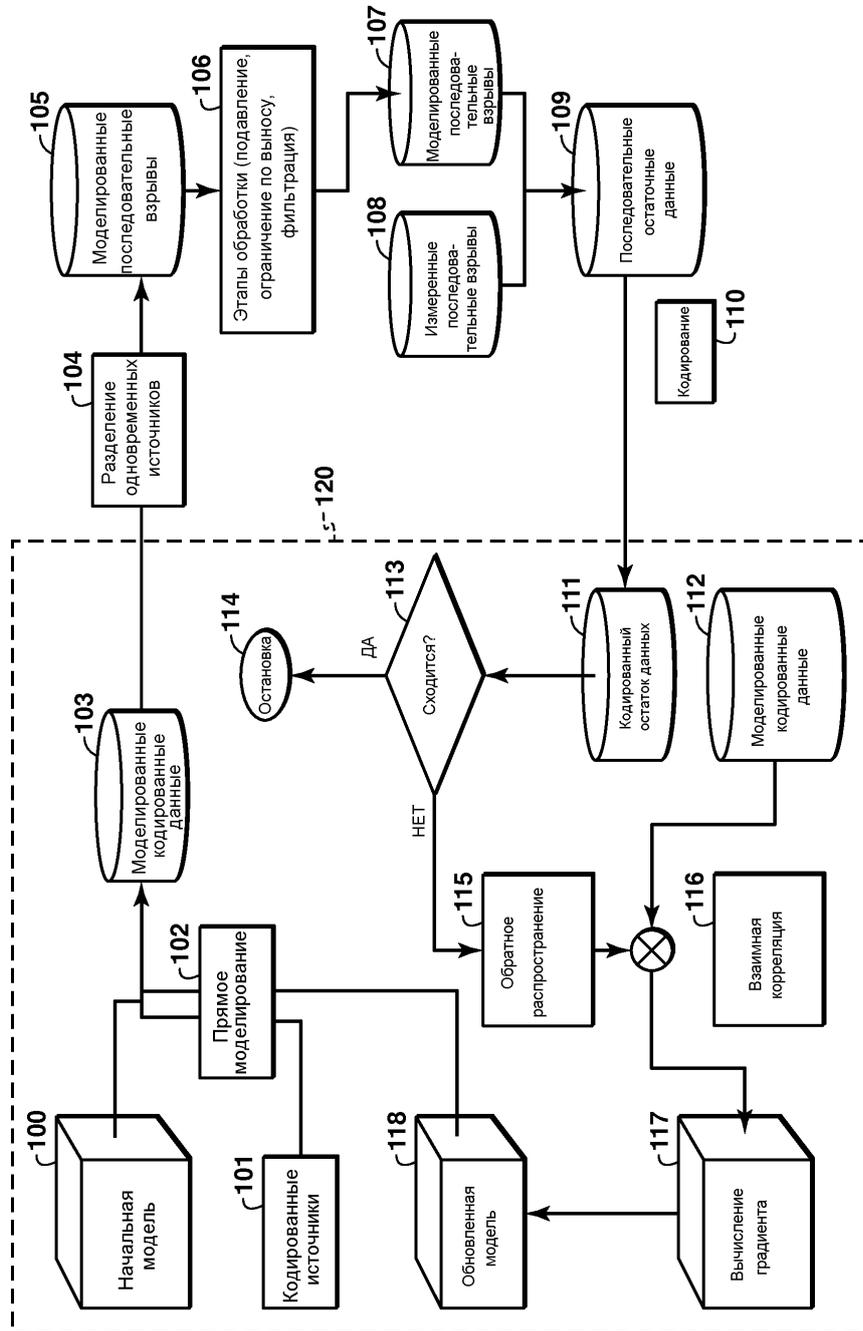
- бурят скважину в области геологической среды, по меньшей мере, частично на основе оценки углеводородного потенциала и получают углеводороды из скважины.

30

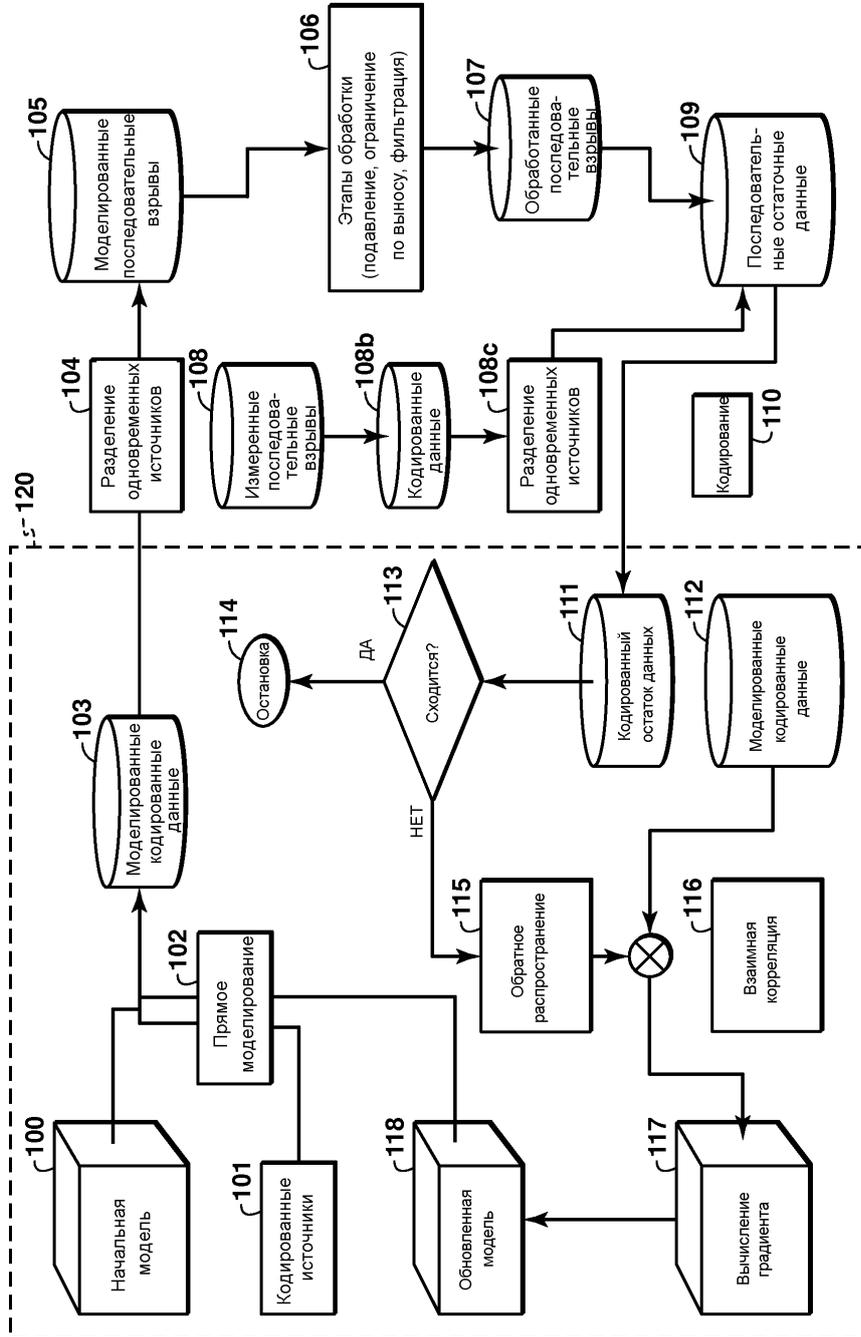
35

40

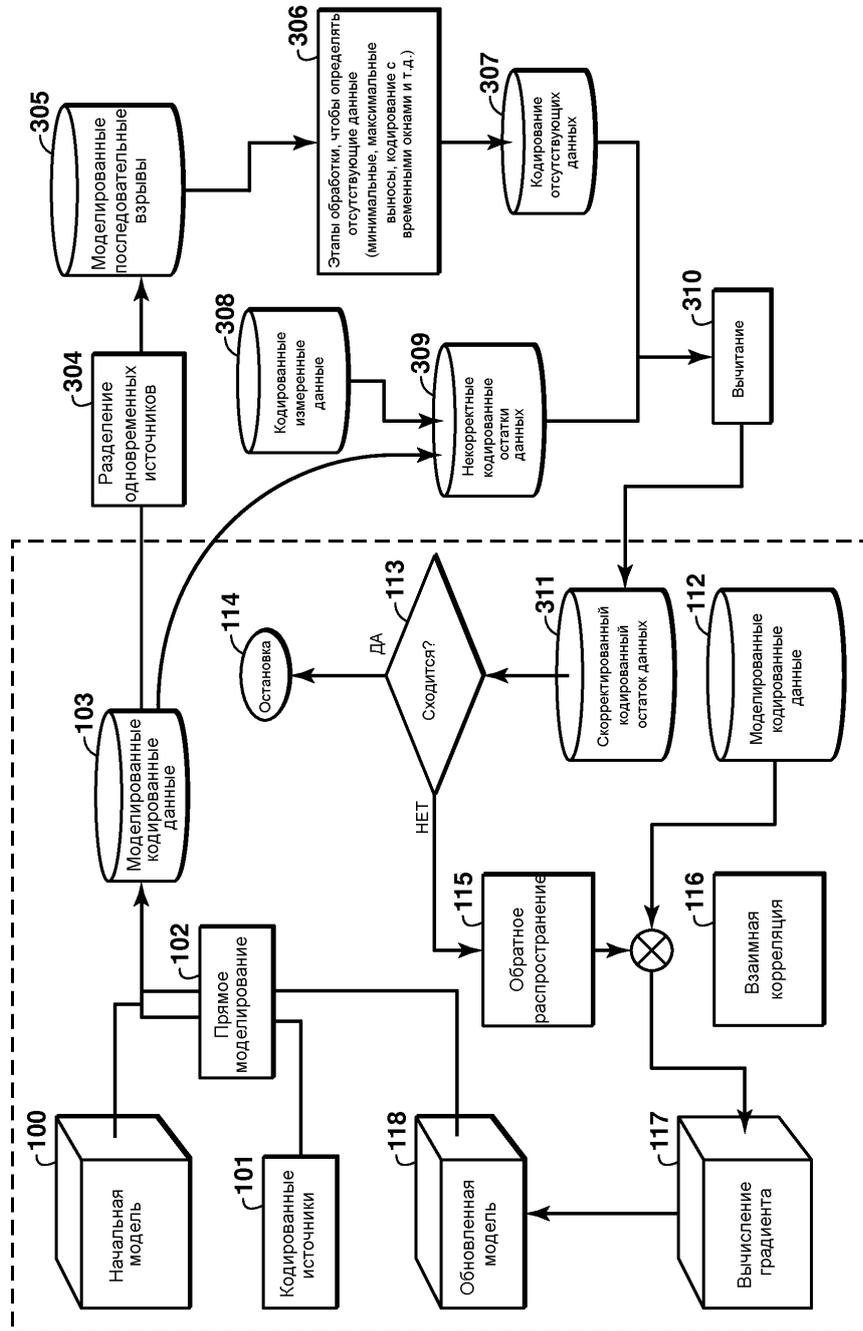
45



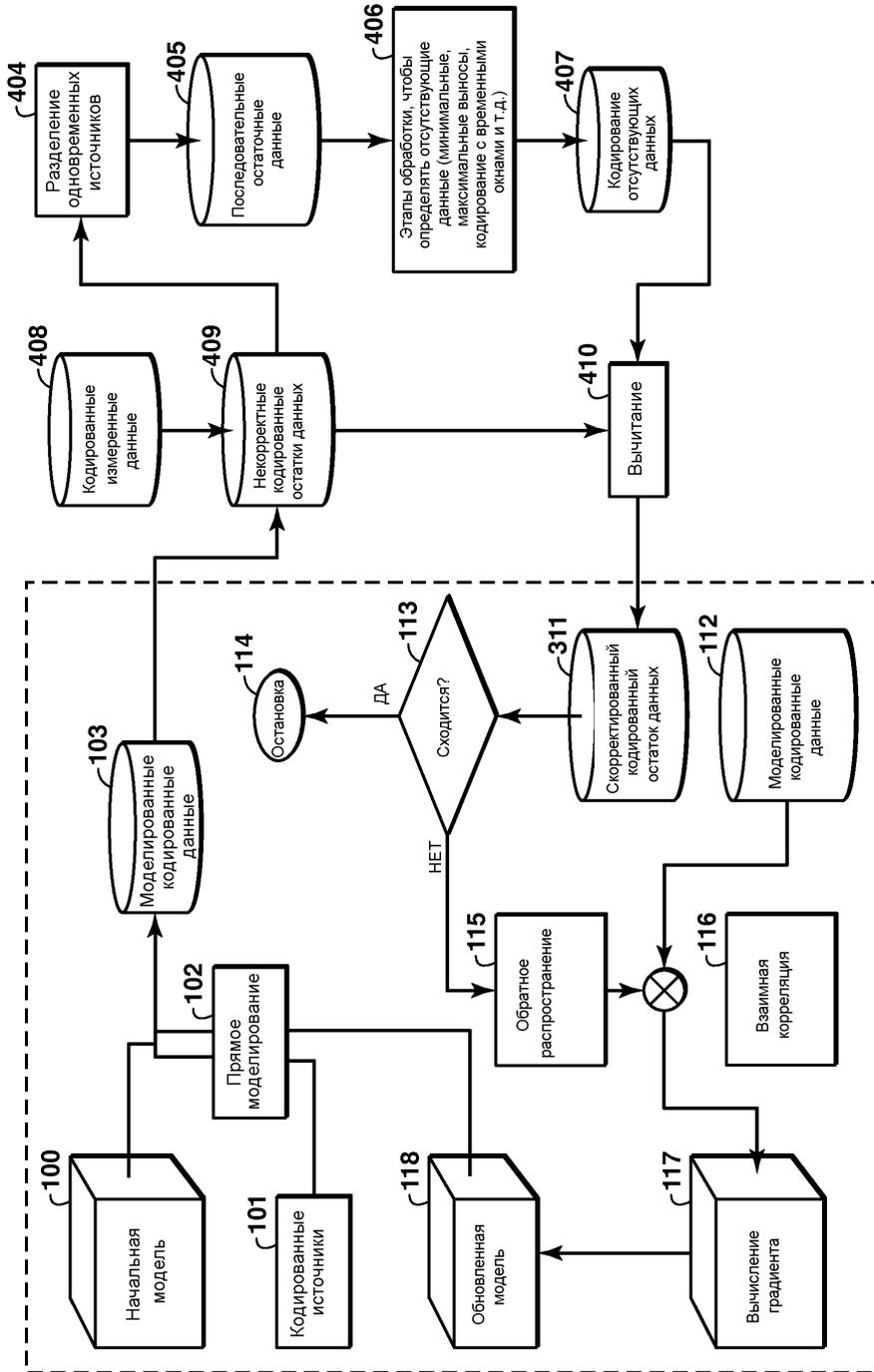
ФИГ. 1



ФИГ. 2



ФИГ. 3



ФИГ. 4