



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**(21)(22) Заявка: **2009115861/08, 11.09.2007**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**11.09.2007**

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:  
**28.09.2006 US 60/847,696**(43) Дата публикации заявки: **10.11.2010** Бюл. № 31(45) Опубликовано: **27.11.2011** Бюл. № 33(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: **RU 2003124403 А, 27.02.2005. US 005103920**  
**А, 14.04.1992. WO 97/13166 А1, 10.04.1997. US**  
**005648937 А, 15.07.1997.**(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на  
национальной фазе: **28.04.2009**(86) Заявка РСТ:  
**US 2007/019724 (11.09.2007)**(87) Публикация заявки РСТ:  
**WO 2008/042081 (10.04.2008)**

Адрес для переписки:

**129090, Москва, ул.Б.Спасская, 25, стр.3,  
ООО "Юридическая фирма Городиский и  
Партнеры", пат.пов. А.В.Мишу, рег.№ 364**

(72) Автор(ы):

**КРЕБС Джером Р. (US),  
АНДЕРСОН Джон Е. (US),  
НЕЕЛАМАНИ Рамеш (US),  
ЦЗИН Чарли (US),  
ХИНКЛИ Дэвид (US),  
ДИКЕНЗ Томас А. (US),  
КРОН Кристин Э. (US),  
ТРЭЙНИН Питер (US)**

(73) Патентообладатель(и):

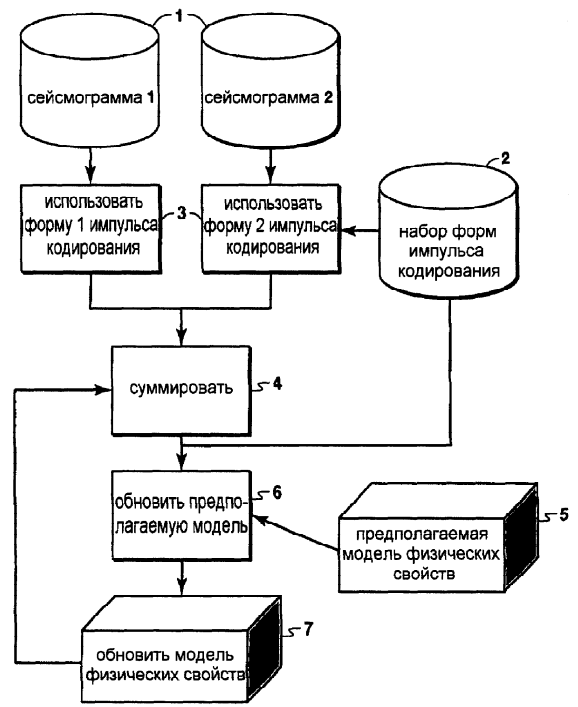
**ЭКСОНМОБИЛ АПСТРИМ РИСЕРЧ  
КОМПАНИ (US)****(54) ИТЕРАТИВНАЯ ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ОТ ОДНОВРЕМЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ  
ИСТОЧНИКОВ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к обработке геофизических данных. Техническим результатом является уменьшение времени вычислений, необходимого для итеративного инвертирования геофизических данных, за счет использования моделирования синхронно кодируемых источников в этапах моделирования процесса инверсии. Данные геофизического исследования подготавливаются с помощью кодирования группы сейсмограмм источника, которая

использует для каждой сейсмограммы отличную форму импульса кодирования, выбираемую с этапа неэквивалентных форм импульса кодирования. Тогда кодируемые сейсмограммы суммируются с помощью суммирования всех трасс, соответствующих тому же самому приемнику от каждой сейсмограммы, что приводит к синхронно кодируемой сейсмограмме. Этапы моделирования, необходимые для инверсии, затем вычисляются, используя конкретно допускаемую модель скорости или другое

физическое свойство, и синхронно запускаемые кодируемые источники, использующие ту же самую схему кодирования, используемую по измеряемым данным. Результатом является модель обновляемых физических свойств, которая может дополнительно обновляться с помощью традиционных итераций. 5 н. и 18 з.п. ф-лы, 10 ил.



ФИГ.10

RU 2 4 3 5 2 1 5 C 2

RU 2 4 3 5 2 1 5 C 2



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.  
*G06F 19/00* (2011.01)  
*G01V 1/30* (2006.01)

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2009115861/08, 11.09.2007**

(24) Effective date for property rights:  
**11.09.2007**

Priority:

(30) Priority:  
**28.09.2006 US 60/847,696**

(43) Application published: **10.11.2010 Bull. 31**

(45) Date of publication: **27.11.2011 Bull. 33**

(85) Commencement of national phase: **28.04.2009**

(86) PCT application:  
**US 2007/019724 (11.09.2007)**

(87) PCT publication:  
**WO 2008/042081 (10.04.2008)**

Mail address:

**129090, Moskva, ul.B.Spaskaja, 25, str.3, OOO  
"Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery",  
pat.pov. A.V.Mitsu, reg.№ 364**

(72) Inventor(s):

**KREBS Dzherom R. (US),  
ANDERSON Dzhon E. (US),  
NEELAMANI Ramesh (US),  
TsZIN Charli (US),  
KhINKLI Dehvid (US),  
DIKENZ Tomas A. (US),  
KRON Kristin Eh. (US),  
TREhJNIN Piter (US)**

(73) Proprietor(s):

**EhKSONMOBIL APSTRIM RISERCh  
KOMPANI (US)**

RU 2 435 215 C2

RU 2 435 215 C2

**(54) ITERATIVE INVERSION OF DATA FROM SIMULTANEOUS GEOPHYSICAL SOURCES**

(57) Abstract:

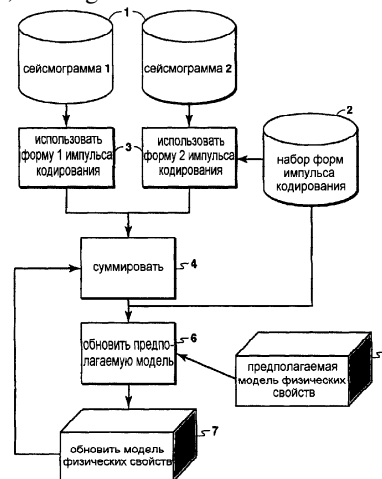
FIELD: information technology.

SUBSTANCE: geophysical survey data are prepared by encoding a group of seismograms of a source, which uses for each seismogram a different encoding signature selected from the non-equivalent encoding signature step. Then, the encoded seismograms are summed by summing all traces corresponding to the same receiver from each seismogram, resulting in a synchronously encoded seismogram. The simulation steps needed for inversion are then calculated using a particular assumed model of velocity or other physical property and synchronously activated encoded sources using the same encoding scheme used on the measured data. The result is an updated physical properties model which may be further updated by conventional iterations.

EFFECT: faster calculations, needed for iterative

inversion of geophysical data, owing to use of simulation of synchronously encoded sources at steps for simulating the inversion process.

23 cl, 10 dwg



ФИГ.10

## ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ, К КОТОРОЙ ОТНОСИТСЯ ИЗОБРЕТЕНИЕ

Изобретение, в общем, относится к области геофизических исследований и, более конкретно, к обработке геофизических данных. В частности, изобретением является способ для инверсии данных, полученных от многочисленных геофизических источников, таких как сейсмические источники, включая геофизическое моделирование, которое вычисляет данные от многих одновременно активных геофизических источников при одном выполнении моделирования.

### УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Геофизическая инверсия [1, 2] пытается найти модель свойств геологической среды, которая оптимально объясняет наблюдаемые данные и удовлетворяет геологическим и геофизическим ограничениям. Существует большое число хорошо известных способов геофизической инверсии. Эти хорошо известные способы попадают в одну из двух категорий: итеративная инверсия и неитеративная инверсия. Последующее является определением того, что обычно подразумевается каждой из двух категорий.

Неитеративная инверсия - инверсия, которая выполняется, допуская простую фоновую модель и обновляя модель на основе входных данных. Этот способ не использует обновляемую модель как вход на другой этап инверсии. Для случая сейсмических данных эти способы, в общем, упоминаются как построение изображения, миграция, дифракционная томография или инверсия Борна.

Итеративная инверсия - инверсия, включающая в себя повторное улучшение модели свойств геологической среды из условия, что найдена модель, которая удовлетворительно объясняет наблюдаемые данные. Если инверсия сходится, тогда конечная модель лучше объясняет наблюдаемые данные и более тесно приближает фактические свойства геологической среды. Итеративная инверсия обычно выводит более точную модель, чем неитеративная инверсия, но она более дорогая для вычислений.

Двумя способами итеративной инверсии, обычно используемыми в геофизике, являются оптимизация функции затрат и методы рядов. Оптимизация функции затрат включает в себя итеративную минимизацию или максимизацию значения в отношении модели  $M$ , функции  $S(M)$  затрат, которая является измерением несоответствия между вычисленными и наблюдаемыми данными (это также иногда упоминается как целевая функция), где вычисленные данные моделируются с помощью компьютера, используя текущую модель геофизических свойств и физику, влияющую на распространение сигнала источника в среде, представленной указанной моделью геофизических свойств. Вычисления модели могут быть выполнены с помощью любого из нескольких числовых способов, включая, но не ограничиваясь, конечную разность, конечные элементы или построение лучей. Методы рядов включают в себя инверсию при решении итеративными рядами уравнения рассеяния (Weglein [3]). Решение записывается в форме рядов, где каждый термин в рядах соответствует более высокому порядку рассеяния. Итерации в этом случае соответствуют добавлению члена более высокого порядка в рядах к решению.

Методы оптимизации функции затрат являются либо локальными, либо глобальными [4]. Глобальные методы просто включают в себя вычисление функции  $S(M)$  затрат для совокупности моделей  $\{M_1, M_2, M_3, \dots\}$  и выбор набора одной или более моделей из этой совокупности, которые приблизительно минимизируют  $S(M)$ . Если дополнительное улучшение желательно, этот новый выбранный набор моделей затем может использоваться как основа для формирования новой совокупности моделей, которая может быть снова протестирована

относительно функции  $S(M)$  затрат. Для глобальных методов каждая модель в проверяемой совокупности может рассматриваться как итерация, или на более высоком уровне каждый набор из проверяемых совокупностей может рассматриваться итерацией. Хорошо известные глобальные методы инверсии включают в себя способ Монте-Карло, метод модельного отжига, генетические и эволюционные алгоритмы.

Локальная оптимизация функции затрат включает в себя:

1 - выбор начальной модели,

2 - вычисление градиента функции  $S(M)$  затрат в отношении параметров, которые описывают модель,

3 - поиск обновленной модели, которая является отклонением от начальной модели в направлении градиента, которое лучше объясняет наблюдаемые данные.

Эта процедура повторяется, используя новую обновленную модель как начальную модель для другого поиска градиента. Процесс продолжается до тех пор, пока обновленная модель не найдена, которая удовлетворительно объясняет наблюдаемые данные. Обычно используемые локальные методы инверсии функции затрат включают в себя поиск градиента, сопряженные градиенты и метод Ньютона.

Как рассмотрено выше, итеративная инверсия предпочтительна над неитеративной инверсией, так как она выдает более точные параметрические модели геологической среды. К сожалению, итеративная инверсия настолько дорога по вычислениям, что непрактично использовать ее для многих интересующих проблем. Эти высокие затраты на вычисления являются результатом того, что все методики инверсии требуют многих прямых и/или обратных моделей с большой вычислительной мощностью. Прямая модель означает вычисление данных, последующих во времени, и обратная модель означает вычисление данных, ретроспективных во времени. Время вычислений какой-либо отдельной модели пропорционально числу источников, которые необходимо инвертировать, и типично существует большое число источников в геофизических данных. Проблема отягощается для итеративной инверсии, так как число моделей, которые должны быть вычислены, пропорционально числу итераций в инверсии, и число требуемых итераций типично в порядке от сотен до тысяч.

Затраты на вычисления всех категорий инверсии могут быть снижены с помощью инверсии данных скорее из комбинаций источников, чем из инверсии отдельных источников. Это может называться одновременной инверсией источников. Известны несколько типов комбинаций источников, включающие в себя: когерентную сумму тесно расположенных источников для создания эффективного источника, который создает фронт волны желаемой формы (например, плоская волна), сумму широко расположенных источников, или полностью или частичное суммирование данных до инверсии.

Снижение затрат на вычисления, получаемое инверсией объединенных источников, по меньшей мере, частично смещается из-за обстоятельства, что инверсия объединенных данных обычно создает менее точную инвертированную модель. Эта потеря в точности существует из-за обстоятельства, что информация теряется, когда отдельные источники суммируются, и, следовательно, суммируемые данные не ограничивают инвертируемую модель также жестко, как и несуммируемые данные. Эта потеря информации во время суммирования может быть минимизирована с помощью кодирования каждой короткой записи до суммирования. Кодирование до объединения сохраняет значительно больше информации в данных от синхронных источников и, следовательно, лучше ограничивает инверсию. Кодирование также

допускает комбинацию тесно расположенных источников, таким образом допуская к объединению больше источников для заданной вычислительной области. Различные схемы кодирования могут использоваться с этой методикой, включая кодирование со сдвигом во времени и кодирование со случайной фазой. В заключение, в этом разделе 5 предшествующего уровня техники кратко рассматриваются различные опубликованные методики синхронных геофизических источников как кодированных, так и некодированных.

Van Manen [5] предлагает использовать метод сейсмической интерферометрии для 10 ускорения прямой модели. Сейсмическая интерферометрия работает с помощью размещения источников повсюду на границе с интересующей областью. Эти источники моделируются отдельно, и волновое поле записывается во всех положениях, для которых желательна функция Грина. Функция Грина между любыми 15 двумя записанными положениями затем может быть вычислена с помощью взаимно корреляционных трасс, полученных в двух записанных положениях, и суммированием по всем граничным источникам. Если данные, которые должны быть инвертированы, имеют большое число источников и приемников, которые находятся в интересующей области (в отличие от одного или другого по границе), тогда это очень эффективный 20 способ для вычисления желаемых функций Грина. Однако для случая сейсмических данных является редким, что как источник, так и приемник для данных, которые необходимо инвертировать, находятся в интересующей области. Следовательно, это улучшение имеет очень ограниченную применимость для проблемы сейсмической инверсии.

Berkhout [6] и Zhang [7] предлагают, чтобы инверсия в целом могла быть улучшена с 25 помощью инверсии некодированных синхронных источников, которые когерентно суммируются для создания желательного волнового фронта в некоторой области геологической среды. Например, данные точечного источника могут быть 30 суммированы с временными сдвигами, которые являются линейной функцией положения источников для создания нисходящей плоской волны при определенном угле в отношении геологической среды. Эта методика может использоваться для всех категорий инверсии. Проблема с этим методом в том, что когерентное суммирование сейсмограмм источников обязательно снижает объем информации в данных. Так, 35 например, суммирование для создания плоской волны удаляет всю информацию в сейсмических данных, связанных с перемещением сдвига во времени, в противоположность сдвигу источник-приемник. Эта информация критична для обновления модели медленно изменяющейся фоновой скорости, и, следовательно, метод Berkhout не полностью ограничен. Для того чтобы преодолеть эту проблему, 40 многочисленные различные когерентные суммы данных (например, многочисленные плоские волны с различными направлениями распространения) могут быть инвертированы, но тогда эффективность теряется, так как затраты на инверсию пропорциональны числу различных инвертированных сумм. Подобные когерентно 45 суммируемые источники называются обобщенными источниками. Следовательно, обобщенный источник может являться либо точечным источником, либо суммой точечных источников, которая создает волновой фронт некоторой желаемой формы.

Van Riel [8] предлагает инверсию с помощью некодированного суммирования или 50 частичного суммирования (в отношении смещения источник-приемник) входных сейсмических данных, затем определяя функцию затрат в отношении этих суммируемых данных, которые оптимизируются. Таким образом, эта публикация предлагает улучшение функции затрат на основе инверсии, используя некодифицируемые

синхронные источники. То, что было верно в отношении способа инверсии синхронных источников Verkhout [6], суммирование, предлагаемое этим способом, уменьшает объем информации в данных, которые должны быть инвертированы, и, следовательно, инверсия достаточно менее ограничена, чем это было с исходными данными.

Mora [9] предлагает инвертирование данных, которые являются суммой редко расположенных источников. Таким образом, эта публикация предлагает улучшение эффективности инверсии, используя моделирование некодируемых синхронных источников. Суммирование редко расположенных источников имеет преимущество сохранения гораздо большей информации, чем когерентная сумма, предложенная Verkhout. Однако суммирование редко расположенных источников подразумевает, что апертура (инвертируемая область модели), которая должна использоваться в инверсии, должна быть увеличена для согласования всех редко расположенных источников. Так как время вычислений пропорционально области этой апертуры, способ Mora не создает такого прироста эффективности, как может быть достигнуто, если суммируемые источники были бы рядом друг с другом.

Ober [10] предлагает ускорить сейсмическую миграцию, отдельный случай неитеративной инверсии, с помощью использования синхронных кодируемых источников. После проверки различных способов кодирования Ober обнаружил, что результирующие мигрированные изображения значительно уменьшили соотношение сигнал-шум благодаря обстоятельству, что функции широкополосного кодирования необходимы только, скажем, ортогонально. Таким образом, когда суммировали более чем 16 кадров, качество инверсии не было удовлетворительным. Так как начинать с неитеративной инверсии не очень затратно, и так как высокое отношение сигнал-шум желательно, эта методика не широко распространена в геофизических методах разведки.

Ikelle [11] предлагает способ для быстрого прямого моделирования с помощью синхронного моделирования точечных источников, которые активированы (в модели) в различные временные интервалы. Также рассматривается способ для декодирования этих моделируемых данных синхронных источников со сдвигом во времени обратно в отдельных моделях, которые получены от отдельных точечных источников. Эти декодированные данные могут затем использоваться как часть любой традиционной процедуры инверсии. Проблема со способом Ikelle в том, что предлагаемый способ декодирования создает отдельные данные, имеющие уровни шума, пропорциональные разнице между данными от соседних источников. Этот шум станет значительным для моделей геологической среды, которые горизонтально не постоянные, например, из моделей, содержащих наклонные отражающие границы. Кроме того, этот шум возрастает пропорционально числу синхронных источников. Из-за этих сложностей подход Ikelle к синхронным источникам может привести к неприемлемым уровням шума, если используется в инвертировании геологической среды, который горизонтально не постоянен.

То, что необходимо, - это более эффективный способ итеративного инвертирования данных без значительного снижения точности результирующей инверсии.

### СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Модель физических свойств дает одно или более свойств геологической среды как функция расположения в области. Сейсмическая волновая скорость является одним таким физическим свойством, но таковыми являются (например) скорость р-волны, скорость поперечных колебаний, несколько параметров анизотропии, параметры

затухания (q), пористость, проницаемость и сопротивление. Ссылаясь на блок-схему последовательности операций способа фиг.10, в одном варианте осуществления изобретения существует машинореализованный способ для инверсии измеряемых геофизических данных для определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащий:

(a) получение группы из двух или более кодированных сейсмограмм измеряемых геофизических данных, при этом каждая сейсмограмма ассоциируется с единственным обобщаемым источником или, используя взаимность источника-приемника, с единственным приемником, и при этом каждая сейсмограмма кодируется с различной кодируемой формой импульса, выбираемой из набора неэквивалентных кодируемых форм импульса;

(b) суммирование (4) кодируемых сейсмограмм в группе с помощью суммирования всех записей данных в каждой сейсмограмме, которые соответствуют единственному приемнику (или источнику, если используется взаимность), и повторение для каждого отличного приемника, что приводит к синхронно кодируемой сейсмограмме;

(c) допущение модели 5 физических свойств области геологической среды, упомянутая модель, предоставляющая значения, по меньшей мере, одного физического свойства в положениях по всей области геологической среды;

(d) вычисление обновления 6 для предполагаемой модели физических свойств, которая более совместима с синхронно кодируемой сейсмограммой от этапа (b), упомянутое вычисление, которое включает одну или более операций прямого (или обратного) моделирования кодированных синхронных источников, которые используют предполагаемую модель физических свойств и кодированные формы импульса источника, использующие те же самые функции кодирования, используемые для кодирования соответствующих сейсмограмм измеряемых данных, при этом полная синхронная кодированная сейсмограмма моделируется в единственной операции моделирования;

(e) повторение этапа (d), по меньшей мере, еще одной итерацией, используя обновляемую модель физических свойств из предыдущей итерации этапа (d) как предполагаемой модели для создания дополнительной обновляемой модели (7) физических свойств области геологической среды, которая больше согласуется с соответствующей синхронной кодированной сейсмограммой измеряемых данных, используя те же самые кодированные формы импульса для форм импульса источника в модели, которые использовались в формировании для соответствующей синхронной кодированной сейсмограммы измеряемых данных; и

(f) загрузку дополнительной обновляемой модели физических свойств или сохранение ее на запоминающее устройство.

Может быть желательным для сохранения качества инверсии или по другим причинам осуществлять моделирование закодированных синхронных источников на этапе (b) в более чем одной группе. В таком случае, этапы (a)-(b) повторяются для каждой дополнительной группы, и модели инвертированных физических свойств от каждой группы складываются до осуществления обновления модели на этапе (d). Если закодированные сейсмограммы не получены уже закодированными из геофизических исследований, как описано ниже, тогда сейсмограммы геофизических данных 1 кодируются с помощью использования закодированных форм 3 импульсов, выбираемых из набора неэквивалентных закодированных форм 2 сигнала.

В другом варианте осуществления настоящее изобретение является машинореализуемым способом для инверсии измеряемых геофизических данных для



определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащим:

5 (a) получение группы из двух или более кодированных сейсмограмм измеряемых геофизических данных, при этом каждая сейсмограмма ассоциируется с единственным обобщаемым источником или, используя взаимность источника-приемника, с единственным приемником, и при этом каждая сейсмограмма кодируется с различной кодируемой формой импульса, выбираемой из набора неэквивалентных кодируемых форм импульса;

10 (b) суммирование кодируемых сейсмограмм в группе с помощью суммирования всех записей данных в каждой сейсмограмме, которые соответствуют единственному приемнику (или источнику, если используется взаимность), и повторение для каждого отличного приемника, что приводит к синхронно кодируемой сейсмограмме;

15 (c) допущение модели физических свойств области геологической среды, упомянутая модель, предоставляющая значения, по меньшей мере, одного физического свойства в положениях по всей области геологической среды;

20 (d) моделирование синтетической синхронно кодируемой сейсмограммы, соответствующей синхронно кодируемой сейсмограмме измеряемых данных, которые используют предполагаемую модель физических свойств, при этом модель использует кодированные формы импульса источника, используя те же самые функции кодирования, используемые для кодирования синхронно кодируемых сейсмограмм измеряемых данных, при этом полная синхронная кодированная сейсмограмма моделируется в единственной операции моделирования;

25 (e) вычисление функции затрат, измеряющей степень несоответствия между синхронно кодируемой сейсмограммой измеряемых данных и моделируемой синхронно кодируемой сейсмограммой;

30 (f) повторение этапов (a), (b), (d) и (e) для, по меньшей мере, еще одного цикла, накапливая затраты от этапа (e);

(g) обновление модели физических свойств с помощью оптимизации накопленных затрат;

35 (h) повторяющиеся этапы (a)-(g), по меньшей мере еще раз используя обновляемую модель физических свойств от предыдущей итерации, как допускаемая модель физических свойств на этапе (c), при этом различные установленные кодируемые неэквивалентные формы импульса могут использоваться для каждой итерации, что приводит к дополнительно обновляемой модели физических свойств; и

40 (f) загрузку дополнительной обновляемой модели физических свойств или сохранение ее на запоминающее устройство.

В другом варианте осуществления изобретение является машинореализуемым способом для инверсии измеряемых геофизических данных для определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащим:

45 (a) получение группы из двух или более кодированных сейсмограмм измеряемых геофизических данных, при этом каждая сейсмограмма ассоциируется с единственным обобщаемым источником или, используя взаимность источника-приемника, с единственным приемником, и при этом каждая сейсмограмма кодируется с различной кодируемой формой импульса, выбираемой из набора неэквивалентных кодируемых форм импульса;

50 (b) суммирование кодируемых сейсмограмм в группе с помощью суммирования всех записей данных в каждой сейсмограмме, которые соответствуют единственному приемнику (или источнику, если используется взаимность), и повторение для каждого

отличного приемника, что приводит к синхронно кодируемой сейсмограмме;

(с) допущение модели физических свойств области геологической среды, упомянутая модель, предоставляющая значения, по меньшей мере, одного физического свойства в положениях по всей области геологической среды;

(d) выбор решения с итеративными рядами для уравнения рассеивания, которое описывает волну, рассеивающую в упомянутой области геологической среды;

(е) начало с первых  $n$  членов упомянутых рядов, где  $n \geq 1$ , упомянутые первые  $n$  членов, которые соответствуют допущенной модели физических свойств области геологической среды;

(f) вычисление следующего члена в рядах, упомянутое вычисление, которое включает в себя одну или более операций прямого (или обратного) моделирования кодированных синхронных источников, которые используют предполагаемую модель физических свойств и кодируемые формы импульса источника, используя те же самые функции кодирования, используемые для кодирования соответствующих сейсмограмм измеряемых данных, при этом полная синхронная кодированная сейсмограмма моделируется в единственной операции моделирования, и моделированная кодированная сейсмограмма и измеряемая кодированная сейсмограмма объединяются образом, совместимым с итеративными рядами, выбираемыми на этапе (d);

(g) обновляют модель с помощью добавления следующего члена в рядах, вычисленных на этапе (f), к предполагаемой модели;

(h) повторяют этапы (f) и (g), по меньшей мере, один раз для добавления, по меньшей мере, еще одного члена к рядам для дополнительного обновления модели физических свойств; и

(i) загружают дополнительно обновляемую модель физических свойств или сохраняют ее на запоминающее устройство.

В другом варианте осуществления изобретение является машинореализуемым способом для инверсии измеряемых геофизических данных для определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащим этапы, на которых:

(a) получают измеряемые геофизические данные из геофизического исследования области геологической среды;

(b) инвертируют измеряемые данные с помощью итеративной инверсии, включающей в себя синхронное моделирование данных исследования, представляющих собой множество источников исследования (или приемников, если взаимность источник-приемник используется), при этом формы импульса источника в моделировании кодируются, что приводит к моделируемой синхронной кодируемой сейсмограмме геофизических данных, процесс инверсии, который включает в себя обновление допускаемой модели физических свойств для уменьшения несоответствия между моделируемой синхронной кодируемой сейсмограммой и соответствующей синхронной кодируемой сейсмограммой, создаваемой суммированием сейсмограмм измеряемых данных исследования, кодируемых с помощью тех же самых функций кодирования, используемых в моделировании; и

(с) загружают обновляемую модель физических свойств или сохраняют ее на запоминающее устройство.

#### КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Настоящее изобретение и его преимущества лучше понятны, ссылаясь на следующее подробное описание и прилагаемые чертежи, на которых:

фиг.1 является блок-схемой последовательности операций способа, которая показывает этапы в способе для подготовки данных для синхронной инверсии

кодированного источника;

фиг.2 является блок-схемой последовательности операций способа, показывающей этапы в одном варианте осуществления настоящего изобретательского способа для синхронного вычисления источника функции затрат с инверсией данных;

фиг.3 является базовой моделью скорости для примера, который показывает вычисление функции затрат полного волнового поля;

фиг.4 является устройством отображения данных, которое показывает первые 3 из 256 последовательных записей данных источника, смоделированных в примере из базовой модели фиг.3;

фиг.5 показывает сейсмограмму единственного синхронного кодированного источника, создаваемую из 256 последовательных записей данных, три первых из которых показаны на фиг.4;

фиг.6 иллюстрирует одно из отклонений базовой модели фиг.3, которое используется в примере, чтобы показать вычисление функции затрат с инверсией полной волны, которая использует синхронные источники;

фиг.7 показывает функцию затрат, вычисленную для данных синхронного источника настоящего изобретения, показанную на фиг.5;

фиг.8 показывает функцию затрат, вычисляемую для последовательных данных источника, показанных на фиг.4, т.е. с помощью традиционной инверсии;

фиг.9 показывает функцию затрат для сейсмограммы предшествующего уровня техники "супер-ОПВ", создаваемой простым суммированием данных последовательных источников, показанных на фиг.4; и

фиг.10 является блок-схемой последовательности операций способа, которая показывает основные этапы в одном варианте осуществления настоящего изобретательского способа.

Изобретение описано в связи с его предпочтительными вариантами осуществления. Тем не менее, в той степени, в которой последующее подробное описание конкретно к отдельному варианту осуществления или отдельному использованию изобретения, это предназначено только для пояснений, и не подразумевается как ограничивающее объем изобретения. Напротив, подразумевается охватить все альтернативы, модификации и эквиваленты, которые могут быть включены в объем изобретения, как задано прилагаемой формулой изобретения.

### ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Настоящее изобретение является способом для уменьшения времени вычислений, необходимого для итеративного инвертирования геофизических данных с помощью использования моделирования синхронно кодируемых источников.

Геофизическая инверсия делает попытку найти модель свойств упругости геологической среды, которая оптимально объясняет наблюдаемые геофизические данные. Пример сейсмических данных используется повсюду для иллюстрации изобретательского способа, но способ может преимущественно использоваться к любому способу геофизических поисков, включая, по меньшей мере, один источник, активируемый в многочисленных положениях, и, по меньшей мере, один приемник. Инверсия данных наиболее точно осуществляется, используя итеративные способы. К сожалению, итеративная инверсия часто чрезмерно дорога в вычислительном отношении. Большая часть времени вычислений в итеративной инверсии тратится, вычисляя прямую и/или обратную модели геофизических данных (здесь прямая означает "прямая во времени", и обратная означает "обратная во времени"). Высокие

затраты этих моделей возникают частично из-за обстоятельства, что каждый геофизический источник во входных данных должен вычисляться в отдельном прогоне вычислительной машины с программным обеспечением моделирования. Таким образом, затраты моделирования пропорциональны числу источников в геофизических данных (типично, порядка от 1000 до 10000 источников для геофизического исследования). В этом изобретении формы импульсов источников для группы источников кодируются, и эти закодированные источники моделируются в единственном запуске программного обеспечения, что приводит к ускорению вычислений, пропорциональному числу источников, вычисляемых синхронно.

Как рассмотрено выше в разделе предшествующего уровня техники, способы синхронных источников предложены в нескольких публикациях для снижения затрат различных процессов для инверсии геофизических данных [3, 6, 7, 8, 9]. В более ограниченном числе случаев методики синхронно закодированных источников раскрыты для определенных целей [10, 11]. Эти все способы показаны для предоставления повышенной эффективности, но всегда при значительных затратах при пониженном качестве, обычно в форме более низкого отношения сигнал-шум, когда используется большое число синхронных источников. Настоящее изобретение смягчает снижение качества инверсии, показывая, что моделирование синхронно закодированного источника может преимущественно использоваться в связи с итеративной инверсией. Итерация имеет поразительный эффект снижения нежелательного шума, к чему приводит использование синхронно кодируемых источников. Это считается неожиданным в свете общего представления, что инверсия требует входных данных наиболее высокого возможного качества. По сути, методика синхронно кодируемого источника создает моделированные данные, которые оказываются значительно ухудшенными относительно моделирования единственного источника (из-за кодирования данных и суммирования, которое имеет внешнее представление рандомизирования данных), и использует эти очевидно ухудшенные данные для создания инверсии, которая, как показано ниже, фактически того же самого качества, как и результат, который мог быть достигнут с помощью чрезмерно дорогого процесса инвертирования данных из отдельных источников. (Положение каждого источника в исследовании рассматривается отличным "источником" для целей инверсии).

Причина, по которой эти очевидно ухудшенные данные могут использоваться для осуществления итеративной инверсии высокого качества, в том, что с помощью кодирования данных до суммирования источников информационное содержание данных лишь слегка ухудшается. Так как существует только незначительная потеря информации, эти визуально ухудшенные данные ограничивают итеративную инверсию точно так же, как и данные традиционных последовательных источников. Так как синхронные источники используются в этапах моделирования инверсии, время вычисления значительно уменьшается относительно традиционной инверсии последовательных источников.

Двумя способами итеративной инверсии, обычно используемыми в геофизике, являются оптимизация функции затрат и способы рядов. Настоящее изобретение может использоваться к каждому из этих способов. Сперва рассматривается оптимизация функции затрат синхронно кодируемых источников.

#### **Оптимизация итеративной функции затрат**

Оптимизация функции затрат осуществляется с помощью минимизации значения в отношении модели  $M$  геологической среды, функции  $S(M)$  затрат (иногда

упоминаемой как целевая функция), которая является мерой несоответствия между наблюдаемыми (измеряемыми) геофизическими данными и соответствующими данными, вычисленными с помощью моделирования предполагаемой модели.

Простая функция  $S$  затрат часто используется в геофизической инверсии:

$$S(M) = \sum_{g=1}^{N_g} \sum_{r=1}^{N_r} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \psi_{calc}(M, g, r, t, w_g) - \psi_{obs}(g, r, t, w_g) \right|^N \quad (1),$$

где  $N$  - критерий для функции затрат (типично наименьшие квадраты, или используется критерий  $L_2$ , в случае которого  $N=2$ ),

$M$  - модель геологической среды,

$G$  - индекс сейсмограммы (для данных точечного источника это соответствует отдельным источникам),

$N_g$  - число сейсмограмм,

$R$  - индекс приемника в сейсмограмме,

$N_r$  - число приемников в сейсмограмме,

$t$  - индекс временной выборки в записи данных,

$N_t$  - число временных выборок,

$\psi_{calc}$  - расчетные геофизические данные из модели  $M$ ,

$\psi_{obs}$  - измеряемые геофизические данные, и

$w_g$  - форма импульса источника для сейсмограммы  $g$ , т.е. сигнал источника без эффектов фильтрации среды.

Сейсмограмма в уравнении 1 может быть любого типа сейсмограммы, которая может моделироваться в выполнении программы прямого моделирования. Для сейсмических данных сейсмограммы соответствуют сейсмическому взрыву, хотя взрывы могут быть более общими, чем точечные источники [6]. Для точечных источников индекс  $g$  сейсмограммы соответствует расположению отдельных точечных источников. Для источников плоских волн  $g$  соответствует различным направлениям распространения плоских волн. Эти обобщенные данные источника  $\psi_{obs}$  могут быть либо получены в поле, либо могут быть синтезированы из полученных данных, используя точечные источники. Расчетные данные  $\psi_{calc}$ , с другой стороны, могут быть вычислены, непосредственно используя функцию обобщенного источника во время прямого моделирования (например, для сейсмических данных прямое моделирование, как правило, означает решение уравнения распространения анизотропной вязкоупругой волны или ее некоторое приближение). Для многих типов прямого моделирования, включая моделирование конечных разниц, время вычислений, необходимое для обобщенного источника, приблизительно равно времени вычислений, необходимому для точечного источника. Модель  $M$  является моделью одного или более физических свойств области геологической среды. Сейсмическая волновая скорость является одним таким физическим свойством, но таковыми являются (например) скорость  $p$ -волны, скорость поперечных колебаний, несколько параметров анизотропии, параметры затухания ( $q$ ), пористость и проницаемость. Модель  $M$  может представлять собой единственное физическое свойство или может содержать много различных параметров в зависимости от уровня сложности инверсии. Как правило, область геологической среды разделена на дискретные ячейки, каждая ячейка характеризуется единственным значением каждого параметра.

Уравнение 1 может быть упрощено как:

$$S(M) = \sum_{g=1}^{N_g} \left| \delta(M, g, w_g) \right|^N \quad (2),$$

где теперь подразумевается сумма по приемникам и временным выборкам, и

$$\delta(M, g, w_g) = \psi_{calc}(M, g, w_g) - \psi_{obs}(g, w_g) \quad (3).$$

Одна основная проблема с итеративной инверсией в том, что вычисление  $\Psi_{calc}$  занимает большую величину времени вычислений, и, следовательно, вычисление функции S затрат очень продолжительно. Кроме того, в типичном проекте инверсии эта функция затрат должна быть вычислена для многих различных моделей M.

Время вычислений для  $\Psi_{calc}$  пропорционально числу сейсмограмм (для данных точечных источников это равняется числу источников)  $N_g$ , которое равно порядку от 10000 до 100000 для типичной сейморазведки. Настоящее изобретение значительно снижает время, необходимое для геофизической инверсии, показывая, что S(M) может быть достаточно аппроксимирована с помощью вычисления  $\Psi_{calc}$  для многих кодируемых обобщенных источников, которые активируются синхронно. Это уменьшает время, необходимое для вычисления  $\Psi_{calc}$  коэффициента, равного числу синхронных источников. Более подробная версия предшествующего описания технической проблемы, к которой обращаются, следует дальше.

Функция затрат в уравнении 2 заменяется следующим:

$$S_{sim}(M) = \sum_{G=1}^{N_G} \left| \sum_{g \in G} \delta(M, g, c_g \otimes w_g) \right|^N \quad (5),$$

где суммирование по приемникам и временным выборкам допускается как в уравнении 2, и:

$$\sum_{g=1}^{N_g} = \sum_{G=1}^{N_G} \sum_{g \in G}$$

$S_{sim}$  - функция затрат для данных синхронных источников,  
 G - группы синхронных обобщенных источников, и  
 $N_G$  - число групп,

$c_g$  - функции времени, которые свертываются ( $\otimes$ ) с каждой формой импульса источника сейсмограммы для кодирования сейсмограмм, эти функции кодирования выбираются отличными, т.е. неэквивалентными, для каждого индекса сейсмограммы (например, различные варианты осуществления функций со случайной фазой).

Внешнее суммирование в уравнении 5 по группам синхронных обобщенных источников соответствует типу сейсмограммы (например, точечные источники для сейсмограммы общего пункта взрыва). Внутреннее суммирование по g по сейсмограммам сгруппировано для синхронного вычисления. Для некоторых способов моделирования, например, моделирование конечных разниц, вычисление модели для суммируемых источников (внутренняя сумма по  $g \in G$ ) может осуществляться в течение той же величины времени, что и вычисление для единственного источника. Таким образом, уравнение 5 может быть вычислено в момент времени, который в  $N_g/N_G$  раз быстрее, чем уравнение 2. В этом ограничивающем случае все сейсмограммы вычисляются синхронно (т.е. G содержит все  $N_g$  источников, и  $N_G=1$ ), и достигается коэффициент  $N_g$  ускорения.

Это ускорение достигается той ценой, что  $S_{sim}(M)$  в уравнении 5 не является в целом соответствующей функцией затрат для инверсии, как S(M), определяемая в уравнении 2. Двумя требованиями для функции затрат высокого качества являются:

1) она имеет глобальный минимум, когда модель M близка к истинной модели

геологической среды,

2) она имеет локальный минимум, и они расположены далеко от истинной модели геологической среды.

5 Легко увидеть, что в случае без шумов глобальный минимум обеих  $S(M)$  и  $S_{sim}(M)$  произойдет, когда  $M$  соответствует действительной модели геологической среды, и что их значение в глобальном минимуме равно нулю. Опыт показал, что глобальный минимум  $S_{sim}(M)$  также близок к фактической модели геологической среды в случае, где данные с шумом. Таким образом,  $S_{sim}(M)$  удовлетворяет требованию пункта 1  
10 выше. Далее показано, как  $S_{sim}(M)$  может быть выполнена, чтобы удовлетворять второму перечисленному требованию.

Нельзя в общем разработать функцию затрат для инверсии данных, которая не имеет локального минимума. Поэтому было бы нецелесообразно ожидать, что  $S_{sim}(M)$   
15 не должна иметь локального минимума, как желательно по требованию 2 выше. Однако, по меньшей мере, желательно, чтобы  $S_{sim}(M)$  имела структуру локального минимума, не хуже чем  $S(M)$ . Согласно настоящему изобретению это может быть осуществлено с помощью соответствующего выбора форм импульса кодирования.

Когда функция затрат использует критерий L2, выбор формы импульса  
20 кодирования как функций со случайной фазой указывает функцию затрат синхронного источника, которая имеет структуру локального минимума, аналогичную функции затрат последовательных источников. Это может быть рассмотрено, разрабатывая связь между  $S_{sim}(M)$  с  $S(M)$  следующим образом. Сначала уравнение 5 уточняется для случая критерия L2:

$$25 \quad S_{sim}(M) = \sum_{G=1}^{N_G} \left| \sum_{g \in G} \delta(M, g, c_g \otimes w_g) \right|^2 \quad (6).$$

Площадь внутри суммы по группам может быть расширена следующим образом:

$$30 \quad S_{sim}(M) = \sum_{G=1}^{N_G} \left( \sum_{g \in G} |\delta(M, g, c_g \otimes w_g)|^2 + \sum_{\substack{g, g' \in G \\ g \neq g'}} |\delta(M, g, c_g \otimes w_g)| |\delta(M, g', c_{g'} \otimes w_{g'})| \right) \quad (7).$$

Выбирая  $c_g$  так, чтобы они имели спектр постоянной амплитуды, первый член в  
35 уравнении 7 является просто  $S(M)$ , что дает:

$$S_{sim}(M) = S(M) + \sum_{G=1}^{N_G} \sum_{\substack{g, g' \in G \\ g \neq g'}} |\delta(M, g, c_g \otimes w_g)| |\delta(M, g', c_{g'} \otimes w_{g'})| \quad (8).$$

40 Уравнение 8 раскрывает, что  $S_{sim}(M)$  равно  $S(M)$  плюс некоторые перекрестные члены. Следует заметить, что благодаря налагаемой сумме по временным выборкам перекрестные члены  $|\delta(M, g, c_g \otimes w_g)| |\delta(M, g', c_{g'} \otimes w_{g'})|$  являются действительными перекрестными связями остатка от двух различных сейсмограмм. Этот шум от  
45 перекрестной связи может быть распространен по модели с помощью выбора функций  $c_g$  кодирования из условия, что  $c_g$  и  $c_{g'}$  являются различными вариантами осуществления функций со случайной фазой. Другие типы форм импульсов кодирования могут также работать. Таким образом, с помощью этого выбора  $c_g$ ,  $S_{sim}(M)$  примерно равна  $S(M)$ . Следовательно, структура локального минимума  
50  $S_{sim}(M)$  примерно равна  $S(M)$ .

На практике настоящее изобретение может быть реализовано согласно блок-схемам последовательности операций, которые показаны на фиг.1 и 2. Можно рассмотреть блок-схему последовательности операций на фиг.1 для кодирования и

суммирования данных геофизического исследования, которые необходимо инвертировать для создания синхронных данных сейсмограмм. На этапе 20 входные данные 10 разделяются в группы сейсмограмм, которые кодируются и суммируются для создания синхронно кодируемых сейсмограмм. На этапе 40 кодируется каждая сейсмограмма в одной из групп сейсмограмм из этапа 20. Это кодирование осуществляется с помощью выбора сейсмограммы из группы сейсмограмм и выбора формы импульса кодирования из набора неэквивалентных форм 30 импульсов кодирования. Все трассы из сейсмограммы затем временно сворачиваются с помощью этой выбранной формы импульса кодирования. Каждая сейсмограмма в группе сейсмограмм кодируется тем же самым образом, выбирая различные формы импульсов кодирования из этапа 30 для каждой сейсмограммы. После того как все сейсмограммы закодированы на этапе 40, все сейсмограммы суммируются на этапе 50. Сейсмограммы суммируются суммированием всех трасс, соответствующих тому же приемнику от другой сейсмограммы. Это создает сейсмограмму синхронно кодируемого источника, которая затем сохраняется на этапе 60 для выходного набора моделируемых синхронно кодируемых сейсмограмм 70. На этапе 80 этапы 40-60 типично повторяются до тех пор, пока все группы сейсмограмм от этапа 20 не закодированы. Когда все группы сейсмограмм закодированы, этот процесс оканчивается, и файл, содержащий синхронно кодируемые сейсмограммы 70, содержит одну синхронно кодируемую сейсмограмму для каждой группы сейсмограмм, создаваемой на этапе 20. Как много сейсмограмм вставлять в одну группу, является предметом оценки. Включаемые вопросы включают в себя качество функции затрат по сравнению с ускорением во времени инверсии. Можно запустить тесты, подобные примерам раздела ниже, и удостовериться, что группировка приведет к функции затрат с высоким качеством. В некоторых примерах может быть предпочтительным суммировать все сейсмограммы в одну синхронную сейсмограмму, т.е. использовать единственную группу.

Фиг.1 описывает, как синхронно кодируемые сейсмограммы получены в некоторых вариантах осуществления изобретения. В других вариантах осуществления геофизические данные получены от синхронно кодируемых источников, исключая необходимость процесса на фиг.1. Следует заметить, что получение данных синхронно кодируемого источника в поле может значительно снизить затраты получения геофизических данных и также может увеличить отношение сигнал-шум относительно фонового шума. Таким образом, настоящее изобретение может преимущественно применяться для (используя исследование сейсмоисточника как пример) единственного вибратора на шасси грузовика, передвигаемого последовательно в многочисленные положения, или для исследования, в котором два или более вибратора на шасси грузовика действуют синхронно с различно кодируемыми свип-сигналами в тесной близости так, что запись приемников исследования сочетает ответы всех вибраторов. Только в последнем случае данные могут кодироваться в поле.

Фиг.2 является блок-схемой последовательности операций способа, которая показывает основные этапы в настоящем изобретательском способе для вычисления функции затрат инверсии данных для данных синхронно кодируемого источника. Синхронно кодируемые сейсмограммы 120 являются предпочтительно либо данными, создаваемыми на этапе 70 фиг.1, либо являются синхронно кодируемыми сейсмограммами, которые были получены в поле. На этапе 130 синхронно кодируемая сейсмограмма от этапа 120 далее моделируется, используя соответствующие формы



импульсов от набора форм 110 импульсов кодирования, которые использовались для создания синхронно кодируемых сейсмограмм 120. На этапе 140 вычисляется функция затрат для этой синхронно кодируемой сейсмограммы. Если функция затрат является функцией затрат с критерием L2, тогда этап 140 формирует суммирование по всем приемникам и всем временным выборкам, квадрат разницы между синхронно кодируемой сейсмограммой от этапа 120 и прямой моделируемой синхронно кодируемой сейсмограммой от этапа 130. Значение затрат, вычисленное на этапе 140, затем складывается в общие затраты на этапе 150. Этапы 130-150 типично повторяются для другой синхронно кодируемой сейсмограммы от этапа 120, и этот цикл повторяется до тех пор, пока все желаемые синхронно кодируемые сейсмограммы от этапа 120 не обработаны (160).

Существует много методик для инвертирования данных. Большинство из этих методик требуют вычисления функции затрат, и функции затрат, вычисляемые с помощью этого изобретения, предоставляют гораздо более эффективный способ осуществления этого вычисления. Многие типы функций  $c_g$  кодирования могут использоваться для гарантии, что  $S_{sim}(M)$  приблизительно равна  $S(M)$ , включая, но не ограничиваясь:

- линейное, случайное, радиоимпульсное и модифицированное радиоимпульсное частотнозависимое фазовое кодирование, как представлено у Romero и др. [12];
- частотнонезависимое фазовое кодирование, как представлено у Jing и др. [13];
- случайное кодирование с временным сдвигом.

Некоторые из этих методик кодирования работают лучше, чем другие, в зависимости от использования, и некоторые могут быть объединены. В частности, хорошие результаты достигаются, используя частотнозависимое случайное фазовое кодирование и также с помощью объединения частотнонезависимого кодирования соседних источников с частотнозависимым случайным фазовым кодированием для более широко отделенных источников. Указание относительных достоинств различных видов кодирования может быть получено с помощью выполнения тестовых инверсий с каждым набором функций кодирования для определения, какая сходится быстрее.

Следует заметить, что методика синхронно кодируемого источника может использоваться для многих типов инверсии функции затрат. В частности, может использоваться для функций затрат на основе других критериев, чем L2, рассмотренного выше. Она также может использоваться по более сложным функциям затрат, чем та, которая представлена в уравнении 2, включая упорядоченные функции затрат. В конечном итоге, способ синхронно кодируемого источника может использоваться с любым типом глобального или локального метода инверсии функции затрат, включая Монте-Карло, модельную "закалку", эволюционный алгоритм, линейный поиск градиента, сопряженные градиенты и метод Ньютона.

#### **Итеративная инверсия рядов**

Кроме оптимизации функции затрат геофизическая инверсия может быть также реализована, используя итеративные методы рядов. Общим методом для выполнения этого является итерация уравнения [3] Липмана - Швингера. Уравнение Липмана - Швингера описывает рассеивание волн в среде, представленной с помощью интересующей модели физических свойств, как отклонение более простой модели. Уравнение является базой для разложения в ряд, которое используется для определения рассеивания волн от интересующей модели с преимуществом, что ряды требуют осуществить только вычисления в более простой модели. Эти ряды могут

быть также инвертированы для создания итеративных рядов, которые допускают определение интересующей модели, от измеряемых данных, и снова требуя лишь осуществления вычислений в более простой модели. Уравнение Липмана - Швингера является общей формальной системой, которая может использоваться для всех типов геофизических данных и моделей, включая сейсмические волны. Этот способ начинается с двух уравнений:

$$LG=-I \quad (9)$$

$$L_0G_0=-I \quad (10),$$

где  $L$ ,  $L_0$  являются фактическими и ссылочными дифференциальными операторами,  $G$  и  $G_0$  являются фактическими и, соответственно, ссылочными операторами Грина, и  $I$  является единичным оператором. Следует заметить, что  $G$  является данными измеряемого точечного источника, и  $G_0$  является данными моделируемого точечного источника от первоначальной модели. Уравнение Липмана - Швингера для теории рассеивания:

$$G=G_0+G_0VG \quad (11),$$

где  $V=L-L_0$ , из которого может быть извлечена разница между истинной и первоначальной моделями.

Уравнение 11 решается итеративно для  $V$  с помощью первого разложения его на ряды (допуская  $G=G_0$  для первой аппроксимации  $G$  и так далее), чтобы получить:

$$G=G_0+G_0VG_0+G_0VG_0VG_0+\dots \quad (12).$$

Тогда  $V$  разлагается как ряды:

$$V=V^{(1)}+V^{(2)}+V^{(3)}+\dots \quad (13),$$

где  $V^{(n)}$  является частью  $V$ , которая является  $n$ -ого порядка в остатке данных (в данном документе остаток данных - это  $G-G_0$ , измеряемый в геологической среде). Замена уравнения 13 на уравнение 12 и группировка условий того же порядка приводит к следующему набору уравнений для первых 3 порядков:

$$G-G_0=G_0V^{(1)}G_0 \quad (14),$$

$$0=G_0V^{(2)}G_0+G_0V^{(1)}G_0V^{(1)}G_0 \quad (15),$$

$$0=G_0V^{(3)}G_0+G_0V^{(1)}G_0V^{(2)}G_0+G_0V^{(2)}G_0V^{(1)}G_0+G_0V^{(1)}G_0V^{(1)}G_0V^{(1)}G_0 \quad (16)$$

и аналогично для более высоких порядков в  $V$ . Эти уравнения могут быть решены итеративно с помощью первого решения уравнения 14 для  $V^{(1)}$ , инвертируя  $G_0$  по обеим сторонам  $V^{(1)}$ , чтобы привести к:

$$V^{(1)}=G_0^{-1}(G-G_0)G_0^{-1} \quad (17).$$

$V^{(1)}$  из уравнения 17 затем заменяется на уравнение 15, и это уравнение решается для  $V^{(2)}$ , чтобы привести к:

$$V^{(2)}=-G_0^{-1}G_0V^{(1)}G_0V^{(1)}G_0^{-1} \quad (18),$$

и так далее для более высоких порядков  $V$ .

Уравнение 17 включает в себя сумму по источникам и частоте, которое может быть выписано явно как:

$$V^{(1)} = \sum_{\omega} \sum_s G_0^{-1}(G_s - G_{0s})G_{0s}^{-1} \quad (17),$$

где  $G_s$  является измеряемыми данными для источника  $s$ ,  $G_{0s}$  является моделируемыми данными с помощью базовой модели для источника  $s$ , и  $G_{0s}^{-1}$  может быть интерпретировано как форма импульса нисходящего экстраполируемого источника от источника  $s$ . Уравнение 17 при реализации в частотной области может быть интерпретировано следующим образом: (1) нисходящая экстраполяция с

помощью базовой модели формы импульса источника для каждого источника (условие  $G_{0s}^{-1}$ ), (2) для каждого источника нисходящая экстраполяция приемников остаточных данных с помощью базовой модели (условие  $G_0^{-1}(G_s - G_{0s})$ ), (3) умножение

5 этих полей, затем суммирование по всем источникам и частотам. Нисходящая экстраполяция в этом наборе параметров может быть осуществлена, используя программное обеспечение геофизического моделирования, например, используя конечные разности.

Методика синхронно кодируемого источника может использоваться для

10 уравнения 17 следующим образом:

$$\tilde{V}^{(1)} = \sum_{\omega} G_0^{-1} \left[ \sum_s e^{i\phi_s(\omega)} G_s - \sum_s e^{i\phi_s(\omega)} G_{0s} \right] \sum_{s'} \left( e^{i\phi_{s'}(\omega)} G_{0s'} \right)^{-1} \quad (18),$$

где осуществлен выбор для кодирования с помощью использования функции  $\phi_s(\omega)$

15 фазы, которая зависит от источника и может зависеть от частоты  $\omega$ . Как в случае уравнения 17, уравнение 18 может быть реализовано с помощью: (1) кодирования и суммирования измеряемых данных (первое суммирование в прямых скобках), (2) прямого моделирования данных, которое получено от одновременно кодируемых

20 источников, используя то же самое кодирование, как и на этапе 1 (второе условие в квадратных скобках), (3) извлечения результата для этапа 2 из результата для этапа 1, (4) экстраполирования вниз данных, вычисленных на этапе 3 (первое условие  $G_0^{-1}$ , используемое в условии квадратных скобок), (5) экстраполирования вниз синхронно

25 кодируемых источников, кодируемых с помощью того же кодирования, как и на этапе 1, (6) умножения этих двух полей и суммирования по всем частотам. Следует заметить, что в этом наборе параметров все моделирование осуществляется только один раз для полного набора синхронно кодируемых источников, по сравнению с

одним разом для каждого источника, как в случае для уравнения 17.

30 Разделяя суммирование по  $s$  и  $s'$  на части, где  $s=s'$  и  $s \neq s'$ , в уравнении 18 получают:

$$\tilde{V}^{(1)} = \sum_{\omega} \sum_s G_0^{-1} (G_s - G_{0s}) G_{0s}^{-1} + \sum_{\omega} G_0^{-1} \sum_s \sum_{s' \neq s} e^{i\phi_s(\omega)} e^{-i\phi_{s'}(\omega)} (G_s - G_{0s}) G_{0s'}^{-1} \quad (19).$$

Первый член в уравнении 19 может быть выявлен как в уравнении 17 и, следовательно:

$$\tilde{V}^{(1)} = V^{(1)} + \text{скрещивающиеся члены} \quad (20).$$

35 Скрещивающиеся члены в уравнении 19 являются небольшими, если  $\phi_s \neq \phi_{s'}$ , когда  $s \neq s'$ . Таким образом, также как случай для оптимизации функции затрат, способ синхронно моделируемого источника ускоряет комбинирование первого члена рядов

40 и дает результат, который аналогичен намного более дорогому способу последовательных источников. Та же самая методика синхронно кодируемого источника может использоваться для членов более высокого порядка в рядах, например, членов второго и третьего порядка в уравнениях 15 и 16.

#### 45 **Дополнительные соображения**

Способ настоящего изобретения может также использоваться в связи с различными типами методик обобщенных источников, например, тех, которые предложены Berkhout [6]. В этом случае, отличном от кодирования различных форм импульса сейсмограммы точечных источников, можно кодировать формы импульсов

50 для различных синтезированных плоских волн.

Основным преимуществом настоящего изобретения является то, что оно позволяет вычислять синхронно большое число сейсмограмм. Кроме того, эта эффективность достигается без потери качества функции затрат. Изобретение является в меньшей

степени предметом для искусственных шумовых признаков, чем другие методики синхронных источников, так как инверсия, являясь итеративной, подразумевает, что искусственные шумовые признаки значительно блокируются, так как достигается глобальный минимум функции затрат.

Некоторые изменения по вариантам осуществления, описанным выше, включают в себя:

- Функции  $c_g$  кодирования могут изменяться для каждого вычисления функции затрат. По меньшей мере, в некоторых примерах использование различных вариантов кодирования со случайной фазой для каждого вычисления функции затрат дополнительно снижает эффект скрещивающихся членов в уравнении 8.

- В некоторых случаях (например, когда выборка источника более плотная, чем выборка приемника) может быть выгодно использовать обратимость, чтобы обрабатывать фактические приемники как вычислительные источники и кодировать приемники вместо источников.

- Это изобретение не ограничено приемниками точки с единственным компонентом. Например, приемники могут являться массивами приемников, или они могут быть многокомпонентными приемниками.

- Способ может быть улучшен, оптимизируя кодирования для достижения функции затрат наивысшего качества. Например, функции кодирования могут быть оптимизированы для снижения числа локальных минимумов в функции затрат. Функции кодирования могут быть оптимизированы либо с помощью физического исследования испытаний, осуществляемых с использованием различных функций кодирования или с использованием автоматизированной процедуры оптимизации.

- Получение данных синхронно кодируемого источника может привести к значительному снижению расходов получения геофизических данных.

- Для исследований с данными морской сейсмической разведки было бы очень эффективно получить данные кодированного источника от синхронно работающих морских вибраторов, которые продолжительно работают в движении.

- Другие определения для функции затрат могут использоваться, включая использование другого критерия (например, критерий L1 (абсолютная величина) вместо критерия L2) и дополнительных членов для упорядочивания и устойчивости инверсии (например, члены, которые выбраковывают модели, которые не являются сглаженными, или модели, которые не являются разреженными).

Несмотря на то, что изобретение включает в себя многие варианты осуществления, типичный вариант осуществления может включать в себя следующие признаки:

1. Входные сейсмограммы являются сейсмограммами источников общих точек.
2. Формы 30 и 110 импульсов кодирования изменяются между итерациями.
3. Формы 30 и 110 импульсов кодирования выбираются как формы импульсов со случайной фазой по Ромега и др. [12]. Подобная форма импульса может быть выполнена с помощью осуществления последовательности, которая состоит из временных выборок, которые являются стандартной псевдослучайной последовательностью.

4. На этапе 40 сейсмограммы кодируются, сворачивая каждую трассу в сейсмограмму с формой импульса кодирования этой сейсмограммы.

5. На этапе 130 прямое моделирование осуществляется с кодом моделирования конечных разниц в области пространства-времени.

6. На этапе 140 функция затрат вычисляется, используя критерий L2.

### **Примеры**

Фиг.3-8 представляют собой синтетический пример вычисления функции затрат, используя настоящее изобретение и сравнение с традиционным способом последовательных источников. Модель геофизических свойств в этом простом примере является только моделью скорости акустической волны. Фиг.3 является базовой моделью скорости (модель, которая будет инвертирована) для этого примера. Затенение указывает скорость на каждой глубине. Фоном этой модели является линейный градиент, начинающийся на 1500 м/с на вершине модели, который имеет градиент  $0,5 \text{ с}^{-1}$ . Тридцать два из 64 м толстых горизонтальных уровней (210), которые имеют скорость плюс или минус 100 м/с, добавлены к фоновому градиенту. Более темные горизонтальные диапазоны на фиг.3 представляют собой уровни, где 100 м/с добавлены к фону линейного градиента, и изменение более светлых горизонтальных диапазонов представляет собой уровни, где 100 м/с извлекаются из фона линейного градиента. В конечном итоге, прямоугольная аномалия (220), которая равна 256 м в высоту и 256 м в ширину и которая имеет отклонение скорости 500 м/с, добавляется к модели с горизонтальными уровнями.

Данные традиционных последовательных точечных источников (соответствуя элементу 10 на фиг.1) были смоделированы из модели на фиг.3. Были вычислены 256 сейсмограмм общих точечных источников, и фиг.4 показывает первые три из этих сейсмограмм. Эти сейсмограммы имеют длину в шесть вторых трассы и выбираются при 0,8 мс. Форма импульса источника (соответствуя  $w_s$  в уравнении 2) представляет собой 20 Гц импульс Рикера. Расстояние между источниками равно 16 м, и расстояние между приемниками равно 4 м. Источники и приемники покрывают полную поверхность модели, и приемники являются стационарными.

Поток, выделенный на фиг.1, используется для формирования данных синхронно кодированных источников из данных последовательных источников, показан на фиг.4. На этапе 20 фиг.1 все 256 смоделированных последовательных сейсмограмм были сформированы в одну группу. Эти сейсмограммы затем кодируются сворачиванием трасс от каждой сейсмограммы точечного источника с помощью стандартной псевдослучайной последовательности с выборкой 2048 (продолжительностью 1,6384 с). Другая случайная последовательность использовалась для каждой сейсмограммы точечного источника. Эти сейсмограммы были затем суммированы для создания единственной сейсмограммы синхронно кодируемого источника, показанной на фиг.5. Следует заметить, что этот процесс преобразовал 256 сейсмограмм последовательных источников в единственную сейсмограмму синхронно кодируемого источника.

Для того чтобы вычислить функцию затрат, базовая модель отклоняется, и сейсмические данные моделируются из этой искаженной модели. Для этого примера модель отклоняется с помощью изменения глубины прямоугольной аномалии. Глубина аномалии отклоняется по интервалу от -400 до +400 м относительно ее глубины в базовой модели. Одно отклонение этой модели показано на фиг.6 с аномалией, указанной на 310.

Для каждого отклонения от базовой модели единственная сейсмограмма данных синхронно кодируемого источника моделировалась для получения сейсмограммы или трасс, аналогичных базовым данным, показанным на фиг.5. Формы импульсов кодирования, используемые для моделирования этих искаженных сейсмограмм, были точно теми же, как и те, которые использовались для кодирования базовых данных на фиг.5. Функция затрат из уравнения 6 была вычислена для каждой искаженной модели с помощью извлечения искаженных данных из базовых данных и вычисления

критерия L2 результата. Фиг.7 является графом этой функции затрат синхронно кодируемых источников. Эта функция затрат может сравниться с функцией затрат традиционных последовательных источников для той же самой модели искажений, показанной на фиг.8 (вычисленной, используя данные на фиг.4 как базовые данные и затем моделирование данных последовательных источников из искаженных моделей). Фиг.8 соответствует функции затрат в уравнении 2 с  $N=2$ . Горизонтальная ось на фиг.7 и 8 является искажением глубины прямоугольной аномалии относительно ее глубины в базовой модели. Таким образом, искажение нуля соответствует базовой модели.

Важно отметить, что для этого примера функция затрат синхронно кодируемого источника была вычислена в 256 раз быстрее, чем функция затрат последовательных источников.

Два предмета непосредственно заметны при исследовании фиг.7 и 8. Один в том, что обе этих функции затрат имеют свой глобальный минимум (410 для данных синхронных источников и 510 для данных последовательных источников) при нулевом искажении, как должно быть в случае точной инверсии. Второй предмет, который следует отметить, это то, что обе функции затрат имеют то же самое число локальных минимумов (420 для данных синхронных источников и 520 для данных последовательных источников), и что эти локальные минимумы расположены примерно в тех же самых значениях искажения. Тогда как локальные минимумы не желательны в функции затрат, структура локальных минимумов функции затрат синхронно кодируемых источников аналогична функции затрат последовательных источников. Таким образом, функция затрат синхронно кодируемого источника (фиг.7) настолько же подходящая, как и функция затрат последовательного источника (фиг.8) для сейсмической инверсии.

Коэффициент снижения в 256 раз времени вычислений функции затрат синхронно кодируемых источников, вместе с аналогичным качеством двух функций затрат для сейсмической инверсии, приводит к заключению, что для этого примера функция затрат синхронно кодируемого источника настоятельно предпочтительна. Искаженные модели представляют собой различные предположения по модели, которые могут использоваться в реальном исполнении для того, чтобы определить, какая указывает ближайшее сходство, как измеряется функцией затрат для измеряемых данных.

В конечном счете, для того чтобы показать важность кодирования сейсмограмм до суммирования, фиг.9 показывает функцию затрат, которая происходит от использования предложений Мора [9] инвертирования суперкоротких сейсмограмм. Эта функция затрат была вычислена образом, аналогичным фиг.7, исключая то, что сейсмограммы источников не были кодированы до суммирования. Эта сумма нарушает предложение Мора о том, что источники должны быть широко разрежены (эти источники находятся на расстоянии 16 м). Однако это справедливое сравнение со способом синхронно кодируемых источников, предложенным в этом патенте, так как ускорение вычислений для функции затрат фиг.9 соответствует фиг.7, тогда как способ Мора широко разреженных источников приведет к гораздо меньшему ускорению. Следует заметить, что глобальный минимум для данных суперкоротких сейсмограмм существует при нулевом искажении (610), что является подходящим. С другой стороны, функция затрат, показанная на фиг.9, имеет намного больше локальных минимумов (620), чем даже функции затрат на фиг.7 или 8. Таким образом, тогда как эта функция затрат достигает того же самого ускорения вычислений, как и способ патента синхронного кодирования источников, он намного ниже по качеству

для инверсии.

Вышеупомянутое использование направлено к конкретным вариантам осуществления настоящего изобретения для цели его иллюстрации. Однако для специалиста в данной области техники является очевидным, что многие модификации и изменения к вариантам осуществления, описанным в данном документе, возможны. Все подобные модификации и изменения предназначены для того, чтобы быть включенными в область применения настоящего изобретения, как сформулированные прилагаемой формулой изобретения. Специалисты в данной области техники легко выявят, что в предпочтительных вариантах осуществления изобретения, по меньшей мере, некоторые из этапов в настоящем изобретательском способе осуществляются на вычислительной машине, т.е. изобретение является машинореализуемым. В таких случаях результирующая модель обновленных физических свойств может быть либо загружена, либо сохранена на запоминающее устройство вычислительной машины.

20

25

30

35

40

45

50

## ССЫЛКИ:

- 5 1. Tarantola, A., "Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation," *Geophysics* **49**, 1259-1266 (1984).
- 10 2. Sirgue, L., and Pratt G. "Efficient waveform inversion and imaging: A strategy for selecting temporal frequencies," *Geophysics* **69**, 231-248 (2004).
- 15 3. Weglein, A. B., Araujo, F. V., Carvalho, P. M., Stolt, R. H., Matson, K. H., Coates, R. T., Corrigan, D., Foster, D. J., Shaw, S. A., and Zhang, H., "Inverse scattering series and seismic exploration," *Inverse Problems* **19**, R27-R83 (2003).
- 20 4. 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).
- 25 5. 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).
- 30 6. Berkhout, A. J., "Areal shot record technology," *Journal of Seismic Exploration* **1**, 251-264 (1992).
- 35 7. Zhang, Y., Sun, J., Notfors, C., Gray, S. H., Cherris, L., Young, J., "Delayed-shot 3D depth migration," *Geophysics* **70**, E21-E28 (2005).
- 40 8. Van Riel, P., and Hendrik, W. J. D., "Method of estimating elastic and compositional parameters from seismic and echo-acoustic data," U.S. Patent No. 6,876,928 (2005).
- 45 9. Mora, P., "Nonlinear two-dimensional elastic inversion of multi-offset seismic data," *Geophysics* **52**, 1211-1228 (1987).
- 50 10. Ober, C. C., Romero, L. A., Ghiglia, D. C., "Method of Migrating Seismic Records," U.S. Patent No. 6,021,094 (2000).



11. Ikelle, L. T., "Multi-shooting approach to seismic modeling and acquisition," U.S. Patent No. 6,327,537 (2001).

12. 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).

13. Jing X., Finn, C. J., Dickens, T. A., Willen, D. E., "Encoding multiple shot gathers in prestack migration," *SEG International Exposition and 70<sup>th</sup> Annual Meeting Expanded Abstracts*, 786-789 (2000).

#### Формула изобретения

1. Машинореализуемый способ для инверсии измеряемых геофизических данных для определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащий этапы, на которых:

(a) получают группу из двух или более кодированных сейсмограмм измеряемых геофизических данных, при этом каждая сейсмограмма ассоциируется с единственным обобщаемым источником или, используя взаимность источника-приемника, с единственным приемником, и при этом каждая сейсмограмма кодируется с различной кодируемой формой импульса, выбираемой из набора неэквивалентных кодируемых форм импульса;

(b) суммируют кодируемые сейсмограммы в группе с помощью суммирования всех записей данных в каждой сейсмограмме, которые соответствуют единственному приемнику (или источнику, если используется взаимность), и повторяют для каждого отличного приемника, что приводит к синхронно кодируемой сейсмограмме;

(c) допускают модель физических свойств области геологической среды, упомянутая модель, предоставляющая значения, по меньшей мере, одного физического свойства в положениях по всей области геологической среды;

(d) вычисляют обновление для предполагаемой модели физических свойств, которая более совместима с синхронно кодируемой сейсмограммой от этапа (b), упомянутое вычисление, которое включает одну или более операций прямого (или обратного) моделирования кодированных синхронных источников, которые используют предполагаемую модель физических свойств и кодированные формы импульса источника, использующие те же самые функции кодирования, используемые для кодирования соответствующих сейсмограмм измеряемых данных, при этом полная синхронная кодированная сейсмограмма моделируется в единственной операции моделирования;

(e) повторяют этап (d), по меньшей мере, еще одной итерации, используя обновляемую модель физических свойств из предыдущей итерации этапа (d) как предполагаемой модели для создания дополнительной обновляемой модели физических свойств области геологической среды, которая больше согласуется с соответствующей синхронной кодированной сейсмограммой измеряемых данных, используя те же самые кодированные формы импульса для форм импульса источника в модели, которые использовались в формировании для соответствующей синхронной кодированной сейсмограммы измеряемых данных; и

(f) загружают дополнительно обновляемую модель физических свойств или

сохраняют ее на запоминающее устройство.

2. Способ по п.1, в котором функция затрат оптимизирована для обновления модели на этапе (d), упомянутая функция затрат, которая измеряет степень несоответствия между синхронно кодируемой сейсмограммой и моделируемой синхронно кодируемой сейсмограммой.

3. Способ по п.1, дополнительно содержащий после этапа (d) и до этапа (e): изменяют формы импульса кодирования, назначаемые на этапе (a), и повторяют этап (b) для получения отличной синхронно кодируемой сейсмограммы измеряемых данных, затем используют ее в осуществлении этапа (e).

4. Способ по п.1, дополнительно содержащий этап, на котором получают, по меньшей мере, одну дополнительную группу из двух или более кодированных сейсмограмм измеряемых геофизических данных как на этапе (a) и осуществляют этап (b) для каждой дополнительной группы, затем накапливают соответствующие обновления для модели физических свойств из этапа (d), при этом модель обновляемых физических свойств, которая должна использоваться на этапе (e), основана на накапливаемых обновлениях.

5. Способ по п.1, в котором упомянутые кодированные сейсмограммы измеряемых данных кодируются с помощью временного сворачивания всех трасс из сейсмограммы с помощью формы импульса кодирования, выбираемой для сейсмограммы.

6. Способ по п.1, в котором две или более кодированные сейсмограммы измеряемых данных получены с помощью получения сейсмограмм данных из геофизического исследования, в котором данные получены от множества синхронно действующих, уникально кодируемых устройств источников.

7. Способ по п.1, в котором измеряемыми геофизическими данными являются данные сейсморазведки.

8. Способ по п.7, в котором обобщенные сейсмические источники являются либо всеми точечными источниками, или всеми источниками с плоской волной.

9. Способ по п.5, в котором измеряемые геофизические данные включают в себя измеряемые или оцениваемые формы импульсов включения каждого источника и формы импульсов кодированных источников, используемых в операциях моделирования, являющиеся формами импульсов, осуществляемых с помощью временного сворачивания форм импульсов измеряемых или оцениваемых источников с теми же самыми функциями кодирования, используемыми для кодирования соответствующей измеряемой сейсмограммы в этапе (a).

10. Способ по п.5, в котором функции кодирования являются типом, выбираемым из группы, состоящей из линейного, со случайной фазой, радиоимпульсного, модифицированного радиоимпульсного, со случайным временным сдвигом и частотно-независимого фазового кодирования.

11. Способ по п.5, в котором функции кодирования являются одного типа для некоторых источников и другого типа для других источников.

12. Способ по п.2, в котором функции кодирования оптимизированы для улучшения качества выбранной функции затрат.

13. Способ по п.1, в котором операции прямого или обратного моделирования на этапе (d) осуществляются с помощью конечной разницы, конечного элемента или кода моделирования конечной величины.

14. Способ по п.7, в котором модели физических свойств являются моделями сейсмической волновой скорости, параметров сейсмической упругости, сейсмических

анизотропных параметров или параметров сейсмической неупругости.

15. Способ по п.2, в котором глобальный способ оптимизации функции затрат, например, Монте-Карло, модельный "отжиг", генетический или эволюционный алгоритм используются для обновления модели.

16. Способ по п.2, в котором локальный способ оптимизации функции затрат, например линейный поиск градиента, сопряженные градиенты или метод Ньютона используются для обновления модели.

17. Способ по п.2, в котором функция затрат является функцией затрат критерия L1 или функцией затрат критерия L2, и функция затрат может содержать члены регуляризации.

18. Способ по п.1, в котором этап (d) осуществляется с помощью этапов, на которых:

(i) выбирают решение с итеративными рядами для уравнения рассеивания, которое описывает волну, рассеивающую в упомянутой области геологической среды;

(ii) начинают с первых  $n$  членов упомянутых рядов, где  $n \geq 1$ , упомянутые первые  $n$  членов соответствуют допущенной модели физических свойств области геологической среды;

(iii) вычисляют следующий член в рядах, упомянутое вычисление включает в себя одну или более операций прямого (или обратного) моделирования кодированных синхронных источников, которые используют предполагаемую модель физических свойств и кодируемые формы импульса источников, используя те же самые функции кодирования, используемые для кодирования соответствующих сейсмограмм измеряемых данных, при этом полная синхронная кодированная сейсмограмма моделируется в единственной операции моделирования, и моделированная кодированная сейсмограмма и измеряемая кодированная сейсмограмма объединяются образом, совместимым с итеративными рядами, выбираемыми на этапе (i); и

(iv) обновляют модель с помощью добавления следующего члена в рядах, вычисленных на этапе (iii), к предполагаемой модели.

19. Способ по п.18, дополнительно содержащий этап, на котором повторяют этапы (iii) и (iv) для, по меньшей мере, одного члена в рядах.

20. Машинореализуемый способ для инверсии измеряемых геофизических данных для определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащий этапы, на которых:

(a) получают группу из двух или более кодированных сейсмограмм измеряемых геофизических данных, при этом каждая сейсмограмма ассоциируется с единственным обобщаемым источником или, используя взаимность источника-приемника, с единственным приемником, и при этом каждая сейсмограмма кодируется с различной кодируемой формой импульса, выбираемой из набора неэквивалентных кодируемых форм импульса;

(b) суммируют кодируемые сейсмограммы в группе с помощью суммирования всех записей данных в каждой сейсмограмме, которые соответствуют единственному приемнику (или источнику, если используется взаимность), и повторяют для каждого отличного приемника, что приводит к синхронно кодируемой сейсмограмме;

(c) допускают модель физических свойств области геологической среды, упомянутая модель, предоставляющая значения, по меньшей мере, одного физического свойства в положениях по всей области геологической среды;

(d) моделируют синтетическую синхронно кодируемую сейсмограмму для синхронной кодируемой сейсмограммы измеряемых данных, которые используют

предполагаемую модель физических свойств, при этом модель использует кодированные формы сигнала источника, используя те же самые функции кодирования, используемые для кодирования синхронно кодируемой сейсмограммы измеряемых данных, при этом полная синхронная кодированная сейсмограмма моделируется в единственной операции моделирования;

(e) вычисляют функцию затрат, измеряющую степень несоответствия между синхронно кодируемой сейсмограммой измеряемых данных и моделируемой синхронно кодируемой сейсмограммой;

(f) повторяют этапы (a), (b), (d) и (e) для, по меньшей мере, еще одного цикла, накапливая затраты от этапа (e);

(g) обновляют модель физических свойств с помощью оптимизации накопленных затрат;

(h) повторяют этапы (a)-(g), по меньшей мере, еще раз используя обновляемую модель физических свойств от предыдущей итерации как допускаемую модель физических свойств на этапе (c), при этом различные установленные кодируемые неэквивалентные формы импульса могут использоваться для каждой итерации, что приводит к дополнительно обновляемой модели физических свойств; и

(i) загружают дополнительно обновляемую модель физических свойств или сохраняют ее на запоминающее устройство.

21. Машинореализуемый способ для инверсии измеряемых геофизических данных для определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащий этапы, на которых:

(a) получают группу из двух или более кодированных сейсмограмм измеряемых геофизических данных, при этом каждая сейсмограмма ассоциируется с единственным обобщаемым источником или, используя взаимность источника-приемника, с единственным приемником, и при этом каждая сейсмограмма кодируется с различной кодируемой формой импульса, выбираемой из набора неэквивалентных кодируемых форм импульса;

(b) суммируют кодируемые сейсмограммы в группе с помощью суммирования всех записей данных в каждой сейсмограмме, которые соответствуют единственному приемнику (или источнику, если используется взаимность), и повторяют для каждого отличного приемника, что приводит к синхронно кодируемой сейсмограмме;

(c) допускают модель физических свойств области геологической среды, упомянутая модель, предоставляющая значения, по меньшей мере, одного физического свойства в положениях по всей области геологической среды;

(d) выбирают решение с итеративными рядами для уравнения рассеивания, которое описывает волну, рассеивающую в упомянутой области геологической среды;

(e) начинают с первых  $n$  членов упомянутых рядов, где  $n \geq 1$ , упомянутые  $n$  членов соответствуют допущенной модели физических свойств области геологической среды;

(f) вычисляют следующий член в рядах, упомянутое вычисление включает в себя одну или более кодированных операций прямого (или обратного) моделирования синхронных источников, которые используют предполагаемую модель физических свойств и кодируемые формы импульса источника, используя те же самые функции кодирования, используемые для кодирования соответствующих сейсмограмм

изменяемых данных, при этом полная синхронная кодированная сейсмограмма моделируется в единственной операции моделирования, и моделированная кодированная сейсмограмма и измеряемая кодированная сейсмограмма объединяются образом, совместимым с итеративными рядами, выбираемыми на этапе (d);

(g) обновляют модель с помощью добавления следующего члена в рядах, вычисленных на этапе (f), к предполагаемой модели;

(h) повторяют этапы (f) и (g), по меньшей мере, один раз для добавления, по меньшей мере, еще одного члена к рядам для дополнительного обновления модели физических свойств; и

(i) загружают дополнительно обновляемую модель физических свойств или сохраняют ее на запоминающее устройство.

22. Машинореализуемый способ для инверсии измеряемых геофизических данных для определения модели физических свойств для области геологической среды, содержащий этапы, на которых:

(a) получают измеряемые геофизические данные из геофизического исследования области геологической среды;

(b) инвертируют измеряемые данные с помощью итеративной инверсии, включающей в себя синхронное моделирование данных исследования, представляющих собой множество источников исследования (или приемников, если взаимность источник-приемник используется), при этом формы импульса источника в моделировании кодируются, что приводит к моделируемой синхронной кодируемой сейсмограмме геофизических данных, процесс инверсии, который включает в себя обновление допускаемой модели физических свойств для уменьшения несоответствия между моделируемой синхронной кодируемой сейсмограммой и соответствующей синхронной кодируемой сейсмограммой, создаваемой суммированием сейсмограмм измеряемых данных исследования, кодируемых с помощью тех же самых функций кодирования, используемых в моделировании; и

(c) загружают обновляемую модель физических свойств или сохраняют ее на запоминающее устройство.

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

(a) осуществляют сейсморазведку области геологической среды;

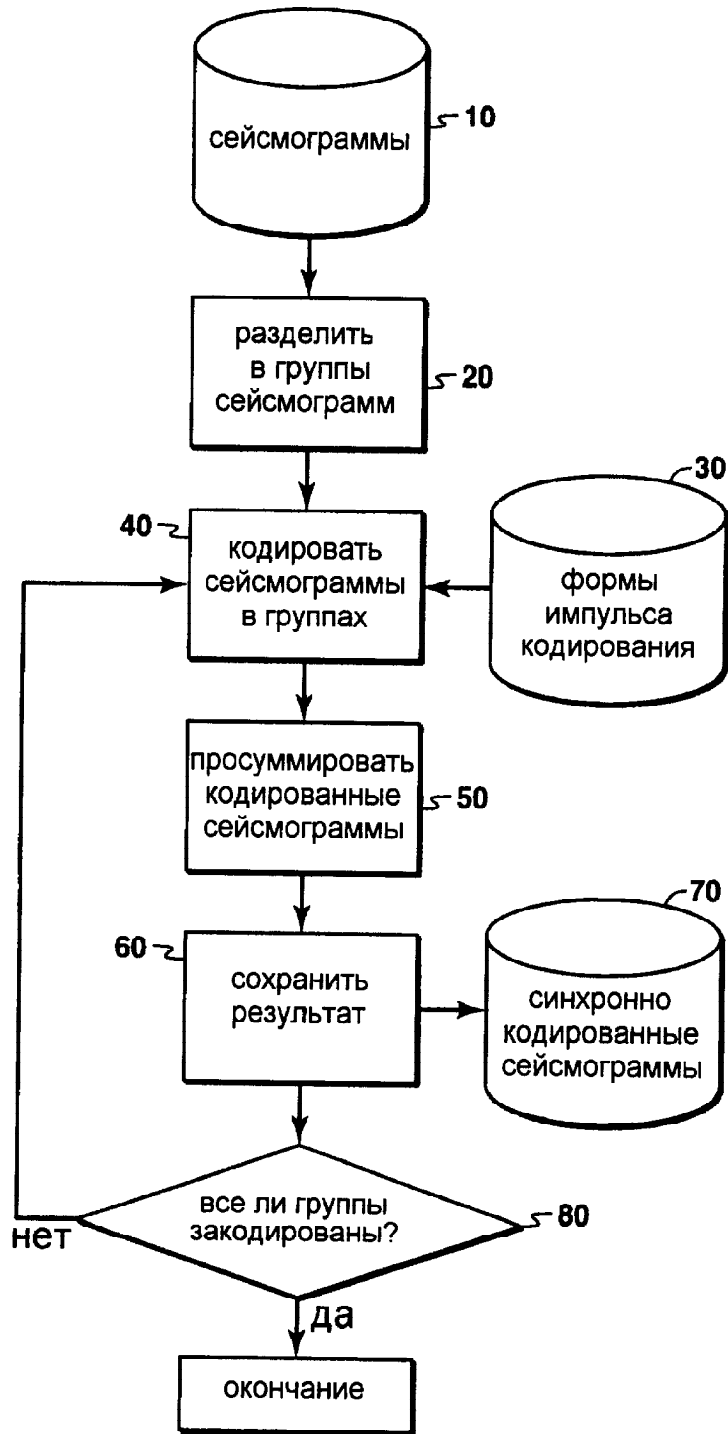
(b) получают модель скорости области геологической среды, определяемую с помощью способа, который содержит этапы, на которых:

инвертируют измеряемые данные исследования с помощью итеративной инверсии, включающей в себя синхронное моделирование данных сейсмического исследования, представляющих собой множество источников исследования (или приемников, если взаимность источник-приемник используется), при этом формы импульса источника в моделировании кодируются, что приводит к моделируемой синхронной кодируемой сейсмограмме геофизических данных, процесс инверсии, который включает в себя обновление допускаемой модели скорости для уменьшения несоответствия между моделируемой синхронной кодируемой сейсмограммой и соответствующей синхронной кодируемой сейсмограммой измеряемых данных исследования, кодируемых с помощью тех же самых функций кодирования, используемых в моделировании;

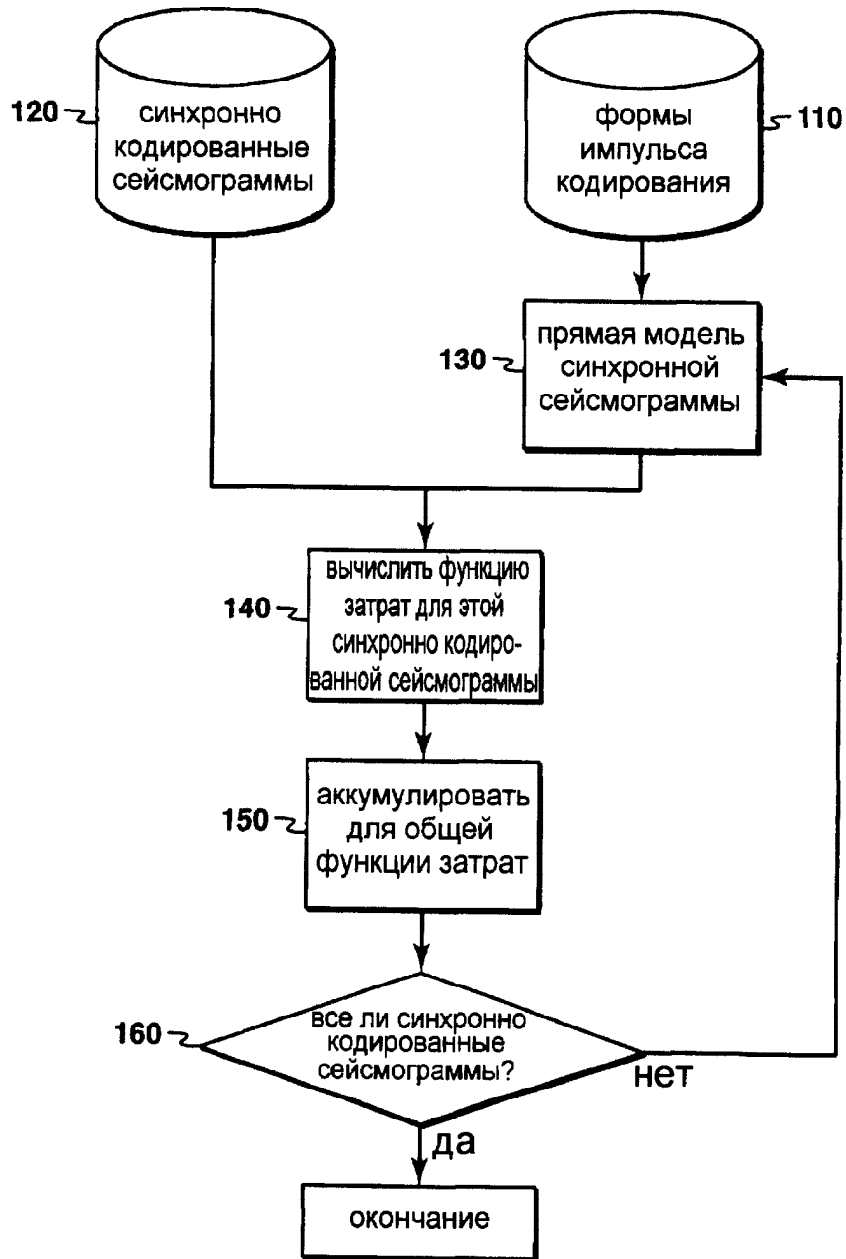
(c) интерпретируют структуру в области геологической среды, используя модель скорости;

(d) бурят скважину в уровне области геологической среды, определяемую, по меньшей мере, частично из интерпретируемой структуры; и

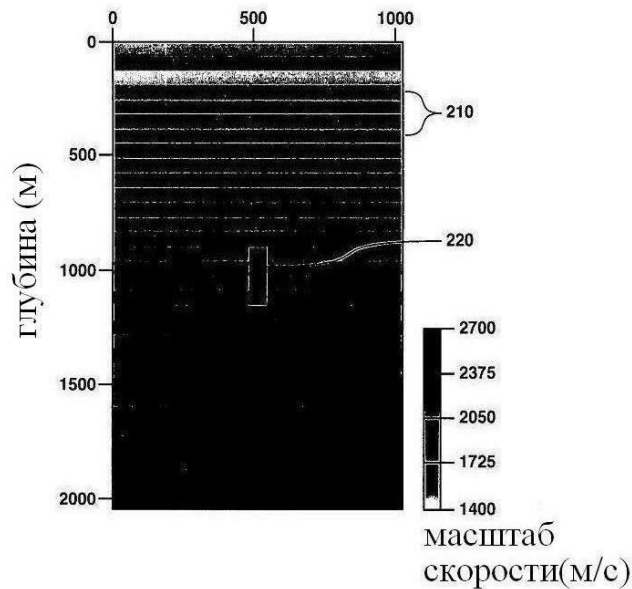
(e) добывают углеводороды из скважины.



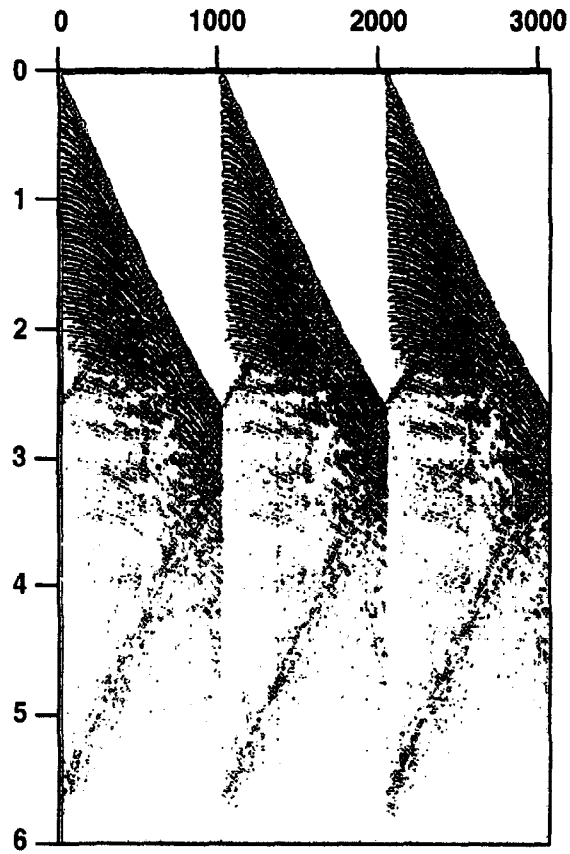
ФИГ.1



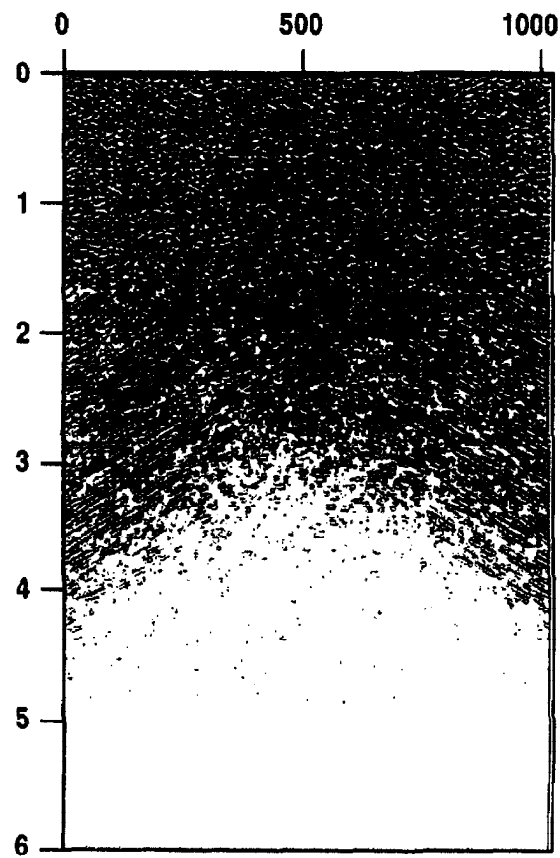
ФИГ.2



Фиг.3

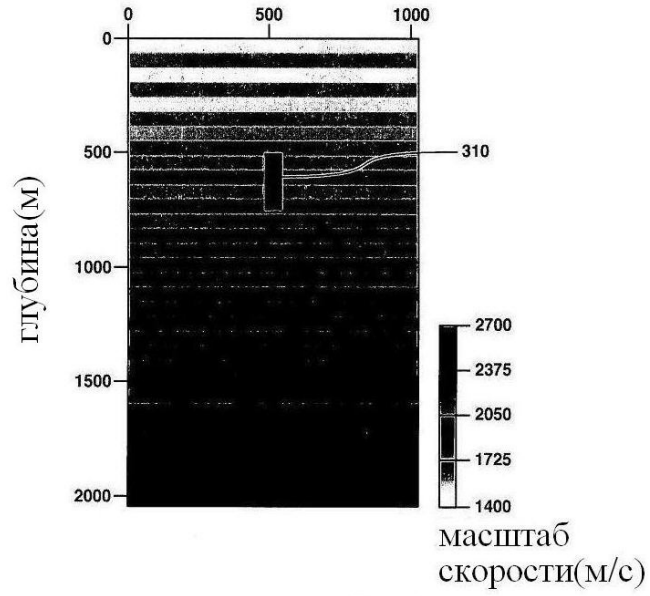


ФИГ.4

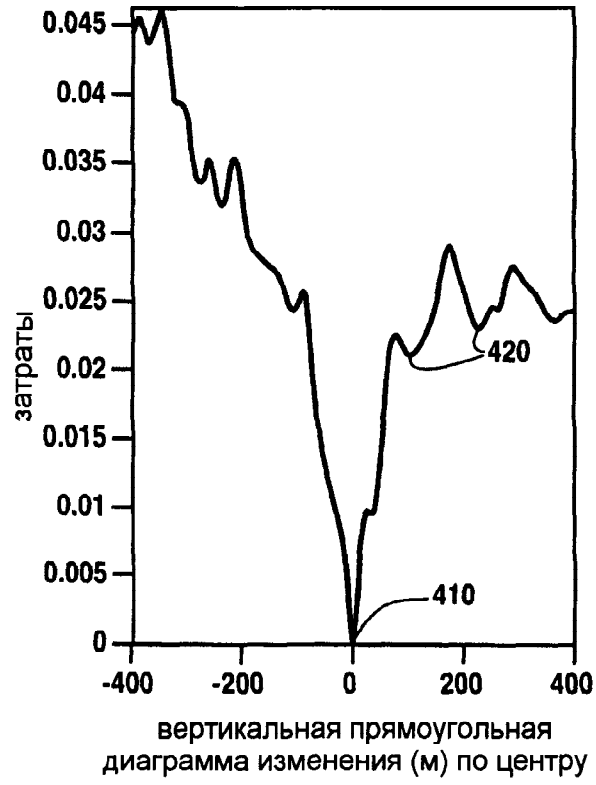


ФИГ.5

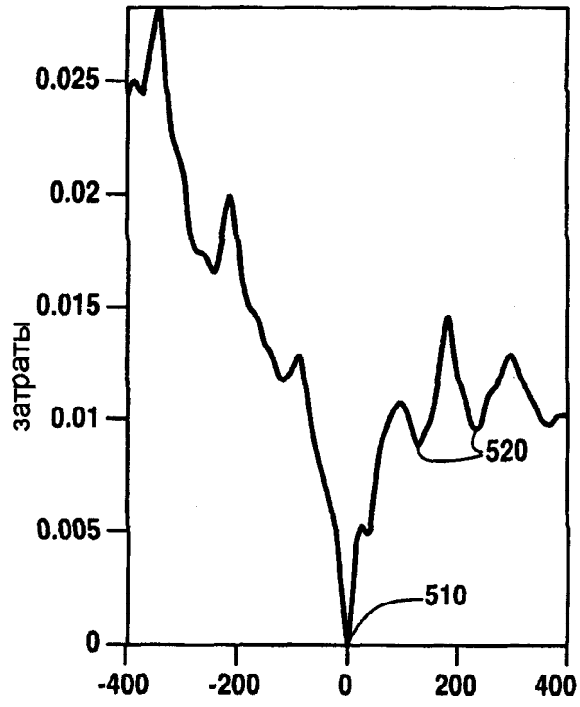




Фиг.6

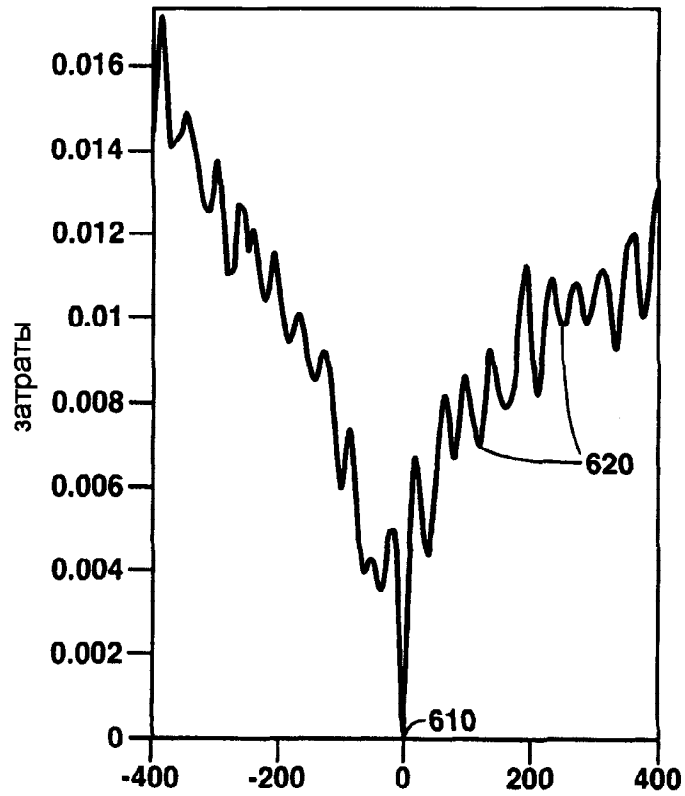


ФИГ.7



вертикальная прямоугольная  
диаграмма изменения (м) по центру

ФИГ.8



вертикальная прямоугольная  
диаграмма изменения (м) по центру

ФИГ.9