

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **035400**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.06.08

(21) Номер заявки
201792424

(22) Дата подачи заявки
2015.05.08

(51) Int. Cl. **G01V 3/08** (2006.01)
G01V 1/28 (2006.01)
G01V 99/00 (2009.01)

(54) СЖАТИЕ МОДЕЛИ

(43) **2018.06.29**

(86) **PCT/EP2015/060265**

(87) **WO 2016/180457 2016.11.17**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
СТАТОЙЛ ПЕТРОЛЕУМ АС (NO)

(72) Изобретатель:
**Виик Торгейр, Нордскаг Яннике
Ирен, Нгуен Анх Кьет, Кауссе
Эммануэль (NO)**

(74) Представитель:
**Хмара М.В., Рыбаков В.М., Липатова
И.И., Новоселова С.В., Дощечкина
В.В., Пантелеев А.С., Ильмер Е.Г.,
Осипов К.В. (RU)**

(56) ABUBAKAR A. ET AL.: "A model-compression scheme for nonlinear electromagnetic inversions", GEOPHYSICS, SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, US, vol. 77, no. 5, 1 September 2012 (2012-09-01), pages E379-E389, XP001578941, ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/GE02011-0494.1 [retrieved on 2012-08-24] abstract, page E379, right-hand column, last paragraph, page E380, left-hand column, line 36 - line 40, page E383, right-hand column - page E385, right-hand column
KREBS J.R. ET AL.: "Fast full-wavefield seismic inversion using encoded sources", GEOPHYSICS, SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, US, vol. 74, no. Suppl. of 6, 1 November 2009 (2009-11-01), pages wcc177-wcc188, XP001550489, ISSN: 0016-8033, DOI: 10.1190/1.3230502, figure 1b
US-A1-2011246140
US-A1-2015039231
US-A1-2014350859
US-A1-2013185033

(57) Способ оценки набора физических параметров, включающий в себя итеративное инвертирование уравнения с целью минимизации погрешности между данными моделирования и измеренными данными и обеспечения оцениваемого набора физических параметров, причем указанное итеративное инвертирование содержит, по меньшей мере, первый шаг инверсии и второй шаг инверсии, и при этом данные моделирования зависят от вектора модели, представляющего набор физических параметров, применение оператора сжатия к вектору модели, представляющему набор физических параметров, для уменьшения числа свободных переменных и получения сжатого вектора модели и изменение оператора сжатия между первым шагом инверсии и вторым шагом инверсии.

B1**035400****035400****B1**

Настоящее изобретение относится к линейной и нелинейной инверсии физических данных и более конкретно, но не ограничиваясь этим, к данным электромагнитной съемки с управляемым источником (CSEM) или сейсмическим данным.

Разработан целый ряд способов исследования земной геологической среды, которые основаны на передаче волн или сигналов в какую-либо область геологической среды. Передаваемый сигнал взаимодействует с геологической средой, при этом, как правило, часть сигнала распространяется обратно к поверхности, где она записывается и используется для получения информации о строении среды в зависимости от того, как сигнал взаимодействовал с геологической средой. В способе CSEM могут применяться, например, дипольный источник излучения, буксируемый над морским дном для передачи электромагнитного сигнала, и группа приемников, помещенных на морском дне для регистрации сигнала, прошедшего через формацию ниже морского дна. Зарегистрированный сигнал затем необходимо инвертировать для получения физических параметров. Физические параметры могут в некоторых случаях использоваться для оценивания наличия углеводородов или воды. Физическим параметром, получаемым чаще всего, является удельная проводимость формации. Удельная проводимость может использоваться в качестве параметра при моделировании, позволяющего моделировать записанные данные. Оптимальными значениями удельной проводимости являются те, которые оптимизируют соответствие между данными моделирования и данными CSEM.

Нелинейная инверсия данных CSEM включает в себя решение большой линейной системы уравнений для вычисления скорректированных значений удельной проводимости при каждой итерации способа итеративной оптимизации с целью минимизации расстояния между данными и данными моделирования. Число узлов пространственной трехмерной сетки, на которой основан вектор модели, как правило, превышает миллион, при этом решение большой системы уравнений на этой сетке становится неосуществимым или, по меньшей мере, дорогостоящим в отношении вычислительных ресурсов. Алгоритмы оптимизации, не требующие решения большой системы уравнений, решают ее лишь приблизительно или решают упрощенную версию исходной системы уравнений (например, может применяться алгоритм Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно с ограниченным использованием памяти), однако они требуют очень точных начальных векторов модели для достижения хороших результатов инверсии. Уменьшение числа параметров инверсии, также называемых свободными параметрами, представляет собой предпочтительный способ повышения эффективности алгоритма инверсии: при меньшем числе параметров линейная система уравнений становится намного меньше, при этом решение нормальных уравнений может стать осуществимым или потребует значительно меньшего объема вычислений/стоимости вычислительных ресурсов.

В источнике Abubakar A. et al.: "A model-compression scheme for nonlinear electromagnetic inversions", *Geophysics, Society of Exploration Geophysicists, Volume 77, Issue 5* (сентябрь-октябрь 2012) описана схема сжатия модели для повышения эффективности регуляризованного алгоритма инверсии Гаусса-Ньютона для подводных приложений с контролируемым источником электромагнитного излучения. Благодаря применению критерия обрезания такую модель можно аппроксимировать меньшим количеством базисных функций, которое обычно много меньше количества параметров модели.

Для уменьшения числа независимых свободных параметров могут применяться строгие геометрические ограничения. Например, значения удельной проводимости в геологически определяемых телах могут быть заданы постоянными, и эти постоянные значения затем инвертируют. Однако недостаток этих способов состоит в том, что они требуют большого объема априорной информации и непригодны, когда высокоомные (плохопроводящие) и проводящие тела простираются через определяемые геометрические структуры.

Сущность изобретения

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предлагается способ оценки набора физических параметров, включающий в себя итеративное инвертирование уравнения с целью минимизации штрафного члена в зависимости от данных моделирования и измеренных данных и обеспечения оцениваемого набора физических параметров, причем указанное итеративное инвертирование содержит, по меньшей мере, первый шаг инверсии и второй шаг инверсии, и при этом данные моделирования зависят от вектора модели, представляющего набор физических параметров, применение оператора сжатия к вектору модели, представляющему набор физических параметров, для уменьшения числа свободных переменных и получения сжатого вектора модели и изменение оператора сжатия между первым шагом инверсии и вторым шагом инверсии.

Способ может дополнительно включать в себя вычисление комбинации сжатого вектора модели, полученного на первом шаге инверсии, и сжатого вектора модели, полученного на втором шаге инверсии. В частности, вектор модели может быть определен на сетке, а оператор сжатия может быть предусмотрен с возможностью уменьшения числа свободных параметров, определяемых на сетке.

Оператор сжатия может представлять собой интерполятор методом ближайшего соседа, предусмотренный с возможностью интерполяции значений физических параметров на соседних ячейках сетки. Кроме того, для проинтерполированных значений может использоваться сглаживание.

Уравнение может представлять собой нормальное уравнение по методу Гаусса-Ньютона. Инверсия

может также быть основана на алгоритме Оккама, алгоритме Левенберга-Марквардта, квазиньютоновском алгоритме или градиентном алгоритме. Измеренные данные могут представлять собой данные CSEM или сейсмические данные. Сетка может быть регулярной или нерегулярной.

Физические параметры могут быть связаны с формацией, а сетка может зависеть от предварительных сведений о формации. Изменение оператора сжатия между первым шагом инверсии и вторым шагом инверсии позволяет сдвигать свободные параметры между первым шагом инверсии и вторым шагом инверсии.

Штрафной член может представлять собой одно из погрешности между данными моделирования и измеренными данными, целевой функции, зависящей от данных моделирования и измеренных данных, суммы или произведения (i) погрешности между данными моделирования и измеренными данными и (ii) данных моделирования, взвешенных в соответствии с заданным предпочтением.

Согласно второму аспекту настоящего изобретения предлагается компьютерная система, выполненная с возможностью реализации способа первого аспекта изобретения.

Согласно третьему аспекту настоящего изобретения предлагается компьютерное программное обеспечение, которое, будучи установленным на компьютерной системе согласно второму аспекту, выполнено с возможностью инициирования выполнения компьютерной системой способа согласно первому аспекту.

Чертежи

Некоторые варианты осуществления изобретения будут теперь раскрыты только в качестве примера со ссылкой на прилагаемые чертежи, на которых

- на фиг. 1 показана физическая характеристика формации;
- на фиг. 2 показана оценка физической характеристики формации;
- на фиг. 3 показана оценка физической характеристики формации;
- на фиг. 4 показана сетка, на которой определена модель;
- на фиг. 5 показана оценка физической характеристики формации;
- на фиг. 6 показана сетка, на которой определена модель;
- на фиг. 7 показан способ сдвига сетки;
- на фиг. 8 показана оценка физической характеристики формации;
- на фиг. 9 показана оценка физической характеристики формации;
- на фиг. 10 показано выполнение различных способов;
- на фиг. 11 представлена блок-схема.

Подробное раскрытие изобретения

Как показано на фиг. 11, предлагается способ оценки набора физических параметров, включающий в себя итеративное инвертирование уравнения с целью минимизации штрафного члена (S1) в зависимости от данных моделирования и измеренных данных и обеспечения оцениваемого набора физических параметров (S2), причем указанное итеративное инвертирование содержит, по меньшей мере, первый шаг инверсии и второй шаг инверсии, причем вектор модели уточняется (S3), при этом данные моделирования зависят от вектора модели, представляющего набор физических параметров, применение оператора сжатия к вектору модели (S4), представляющему набор физических параметров, для уменьшения числа свободных переменных и получения сжатого вектора модели и изменение оператора сжатия между первым шагом инверсии и вторым шагом инверсии.

Авторы изобретения пришли к заключению, что вектор модели может быть сжат, после чего применяется метод, называемый в настоящем документе "раскачиванием сетки". Определяют вектор m модели, который содержит значения горизонтальной и вертикальной удельной проводимости в ячейке сетки. Вектор m модели содержит свободные параметры, которые можно изменять в процессе инверсии для нахождения вектора m , который минимизирует расстояние между измеренными значениями и значениями моделирования, например амплитудами электрического поля. Сетка может быть определена на основе глубины и расстояния внутри географической формации при использовании двумерного представления или на основе трех размерностей пространства при использовании трехмерного представления. Предложенная модель содержит N параметров. В представленном ниже конкретном варианте осуществления изобретение иллюстрируется при помощи алгоритма Гаусса-Ньютона, но изобретение может также применяться и в других алгоритмах. Якобиан данных равен (уравнение 1):

$$J = \partial d / \partial m,$$

где d представляет данные CSEM, взвешенные по инверсии неопределенности данных. Размер вектора данных равен N_d . Для получения направления поиска P согласно методу Гаусса-Ньютона, необходимо решить нормальные уравнения (уравнение 2)

$$J^* J p = -g,$$

в котором градиент g задан (уравнением 3)

$$g = J^* \Delta d,$$

где Δd - невязки взвешенных данных, а звездочка (*) указывает на сопряженное транспонирование. Дополнительные члены регуляризации, которые часто включают в этот тип задачи инверсии, опущены

для простоты. В трех измерениях якобиан J становится очень большим для типичных наборов данных, что затрудняет решение уравнения 2 или хранение якобиана J .

Уточнение модели $\Delta m = \alpha p$ вычисляют при каждой итерации. Если задача линейна, то применяемое уточнение модели равно точно $\Delta m = p$, поскольку $\alpha = 1$. Для нелинейных задач якобиан J представляет линейную аппроксимацию моделирующего оператора. Поскольку эта аппроксимация не является точной, лучше использовать уточнение модели $\Delta m = \alpha p$, где α представляет собой скаляр. Поиск выполняется вдоль направления, заданного p , а скаляр α показывает, насколько далеко в этом направлении должно зайти уточнение. Для методов, называемых обычно линейным поиском, может отыскиваться оптимальное значение α , которое может сильно отличаться от 1 в нелинейных случаях.

Линейный поиск требует некоторых вариантов моделирования/построения численных моделей и нескольких итераций для окончательного нахождения подходящего значения для α , но эти "внутренние" итерации выполняются проще и быстрее, чем обычные итерации. После этого шага вычисляют уточнение модели, при этом мы получаем улучшенную модель $m + \Delta m$, так что целевая функция меньше для $m + \Delta m$, чем она была для m .

Размер вектора модели можно уменьшить, применяя сжатие модели. Интерполятор R может использоваться для сжатия размера вектора m до уменьшенного числа параметров N_c . Соотношение между сжатым вектором $\tilde{m}$, содержащим N_c параметров, и вектором m составляет (уравнение 4)

$$m = R\tilde{m}$$

причем $N_c \ll N$. Отношение N/N_c представляет собой коэффициент сжатия параметров. Авторы изобретения пришли к заключению, что интерполятор можно изменять в процессе инверсии, чтобы сочетать уменьшение сложности с увеличенным разрешением окончательной оценки. В пространстве сжатой модели якобиан становится (уравнение 5):

$$\tilde{J} = \frac{\partial d}{\partial \tilde{m}} = \left(\frac{\partial d}{\partial m} \right) \left(\frac{\partial m}{\partial \tilde{m}} \right) = JR$$

и сжатый градиент $\tilde{J}$ может быть получен из J при помощи уравнений, аналогичных уравнению 3. Новая система уравнений, значительно меньших, чем уравнение 2, может теперь быть решена для получения сжатого направления поиска $\tilde{p}$ и для получения уточнения сжатой модели $\Delta \tilde{m} = \alpha \tilde{p}$, где α оптимизируется линейным поиском.

Вектор модели при итерации k равен $m_k = R\tilde{m}_k$ и зависит только от N_c свободных параметров. Модель m_k по-прежнему содержит N различных значений, но число свободных параметров уменьшено. Таким образом, инверсия может выполняться быстрее. Однако окончательная модель будет в лучшем случае иметь разрешение, связанное со свойствами интерполятора, который, как правило, имеет низкое пространственное разрешение при небольшом N_c . Это ограничение разрешения будет также ограничивать степень сжатия, которую можно использовать при сохранении имеющего смысл результата работы алгоритма инверсии.

В качестве иллюстрации свободные от помех синтетические данные CSEM генерировались при помощи конечно-разностных методов, причем моделировали запись данных 10 приемниками, расположенными на морском дне с интервалом 1 км. Инверсию согласно методу Гаусса-Ньютона применяли ко всем записанным данным при частотах электрического поля 0,1, 0,25, 0,5, 1 и 2 Гц. Для каждой частоты данные подавлялись при удалении, на котором они достигали 10^{-15} В/Ам². На фиг. 1 показано удельное электрическое сопротивление формации, а на фиг. 2 показан результат инверсии без использования сжатия. В этой синтетической системе можно избежать использования сжатия, поскольку задача включает в себя только две размерности пространства, но невозможно избежать использования сжатия в большинстве трехмерных задач инверсии реальных данных из-за размера вектора m модели. Сетка имеет вертикальную дискретизацию 50 м и горизонтальную дискретизацию 100 м. Глубина формации составляет 4 км, тогда как горизонтальное расстояние формации - 20 км. Аномалии сопротивления в формации, свидетельствующие о наличии углеводородов, показаны вертикальными черными линиями. Результат инверсии, показанной на фиг. 2, правильно идентифицирует аномалии в формации.

На фиг. 3 показан результат инверсии при использовании коэффициента сжатия 4. Сетка, на которой выполняется инверсия, показана на фиг. 4. Коэффициент сжатия 4 достигается путем уменьшения разрешения как горизонтальной, так и вертикальной дискретизации в 2 раза. Как можно видеть на фиг. 3, результат инверсии имеет такое же разрешение с сжатием, как сама сетка, показанная на фиг. 4. Черная область наверху фиг. 4 представляет собой водный слой, где модель не уточняется. Фиг. 3 по-прежнему правильно идентифицирует аномалии в формации, несмотря на сжатие.

На фиг. 5 показан результат инверсии при использовании коэффициента сжатия 132, достигаемого путем уменьшения разрешения в горизонтальном направлении на 22 и уменьшения разрешения в вертикальном направлении на 6. На фиг. 6 показана сетка, на которой выполняется инверсия. На фиг. 5 показано, каким образом результат инверсии является таким же, как разрешение сетки, показанной на фиг. 6. На фиг. 5 показано также, что аномалии в формации больше не идентифицируются правильно, поэтому

результаты инверсии ненадежны, кроме того, разрешение уменьшено.

Авторы изобретения пришли к заключению, что вычислительные преимущества сетки с низким разрешением можно сочетать с результатами инверсии с более высоким разрешением, если изменять сжатие каждый раз при выборе новых значений для свободных параметров, что также называется уточнением модели. Оператор R может изменяться при каждой итерации с сохранением той же степени сжатия. Оператор R может изменяться случайным образом или с равными приращениями при каждой итерации. При итерации k инвертированная модель вектора m_k удельной проводимости на сетке с полным разрешением связана с вектором $\tilde{m}_k$ удельной проводимости, как показано уравнением 6:

$$m_k = m_1 + \sum_{i=1}^{k-1} R_i \Delta \tilde{m}_i$$

которое больше не имеет формы уравнения 4, рассмотренного выше. Суммирование множества модифицированных векторов удельной проводимости увеличивает разрешение сетки.

Процесс сдвига сетки, как может быть названо изменение оператора R , показан на фиг. 7А, В и С. На фиг. 7А показана первая пространственная сетка глубины в зависимости от расстояния, на которой определена модель удельной проводимости m_2 . На фиг. 7В изменения физических параметров, показанные в виде $\Delta m_2 = R_2 \Delta \tilde{m}_2$, выполняются на другой сетке, сдвинутой относительно первой сетки: первая сетка соответствует оператору интерполяции R_1 , тогда как вторая сетка соответствует оператору интерполяции R_2 , отличному от R_1 . На фиг. 7С следующая итерация модели удельной проводимости m_3 показана в виде $m_3 = m_2 + \Delta m_2$. Если предположить, что начальная модель m_1 является однородной, то $m_2 = m_1 + R_1 \Delta \tilde{m}_1$ имеет такое же разрешение, как первая сжатая сетка, но разрешение возрастает при второй итерации, поскольку $R_2 \neq R_1$ и во время итеративного процесса инверсии разрешение нарастает. Уточненная модель больше не может описываться сжатым числом свободных параметров N_c , например, как в примере на фиг. 5 и 6.

На фиг. 8 и 9 показаны окончательные модели удельных сопротивлений, полученные способом изменения оператора интерполяции. Коэффициент сжатия на фиг. 8 и 9 равен 132 и получен путем сжатия 22 в горизонтальном направлении и сжатия 6 в вертикальном направлении (по глубине). На фиг. 8 уточнения модели при любой итерации были постоянными в каждой ячейке сжатой сетки, как в способе, показанном на фиг. 3-6. Кроме того, уточнение модели равно для всех ячеек густой сетки, относящихся к одной и той же большой ячейке сжатой сетки. Различные сетки, используемые при итеративном процессе, являются видимыми. На фиг. 9 различные сетки больше не видны. Различие между способом, применяемым на фиг. 8, и способом, применяемым на фиг. 9, заключается в типе используемого оператора интерполяции R , т.е. типе соотношения между сжатым набором физических параметров $\tilde{m}$ и физическими параметрами m , определенными на "полной" сетке. На фиг. 8 соотношение между сжатым уточнением модели $\Delta \tilde{m}_2$ (определенным на сжатой сетке, содержащей большие ячейки) и уточнением модели $\Delta m_2 = R_2 \Delta \tilde{m}_2$ (определенным на сетке, содержащей малые ячейки) таково, что уточнение модели равно для всех малых ячеек, относящихся к одной и той же большой ячейке сжатой сетки. Это означает, что оператор R_k представляет собой интерполятор методом ближайшего соседа между узлами, расположенными в центрах больших ячеек сетки k -го сжатия. На фиг. 9 применяются интерполяторы, более гладкие, чем интерполяторы методом ближайшего соседа. Можно также сначала использовать интерполяцию методом ближайшего соседа с последующим сглаживанием полученного результата.

Результатом, как показано на фиг. 8 и 9, является правильная идентификация аномалий в формации. Результаты не слишком отличаются от инверсии "полной" модели, показанной на фиг. 2, хотя используется коэффициент сжатия 132. Инверсия полной модели не является приемлемым вариантом для реальных наборов данных CSEM, а компрессия в сочетании с изменением сеток, раскрытая в настоящем документе, обеспечивает практически возможный способ для достижения точных оценок удельной проводимости формации. При сравнении результатов на фиг. 8 и 9 с результатами на фиг. 5 следует отметить, что способ на фиг. 5 не является полезным, поскольку дает очень плохие результаты. Однако вычислительные затраты способа на фиг. 8 и 9 сходны с результатом на фиг. 5.

На фиг. 10 показана среднеквадратичная погрешность между данными CSEM и данными моделирования, основанными на расчетном удельном сопротивлении. На вертикальной оси показана погрешность, а на горизонтальной оси - число итераций инверсии. Погрешность уменьшается при увеличении числа итераций для всех способов. Наименее эффективным способом с наибольшей окончательной погрешностью является способ, в котором используется коэффициент сжатия 132 без изменения сетки. Вектор модели, использующей коэффициент сжатия 132 и дополнительно изменяющей сетку, имеет окончательную погрешность, намного лучшую, чем наименее эффективный способ. Дальнейшего улучшения можно достичь, используя также сглаживание при интерполяции. Слабое сжатие с коэффициентом 4 снова оказывается более эффективным, тогда как вектор "полной" модели без какого-либо сжатия дает лучшие результаты.

Способы, раскрытые в настоящем документе в качестве примера, касаются нелинейной инверсии данных CSEM, но заявленное изобретение может применяться также и к другим способам. Например, к

нелинейной инверсии других типов геофизических данных, таких как магнитотеллурические данные, сейсмические данные и акустические данные, собранные в скважинах, а также данные зондирования георадаром. Для сейсмических данных настоящее изобретение может быть применено к так называемой полноволновой инверсии. Способ может также применяться к комплексным инверсиям, где несколько типов данных используются одновременно.

Некоторые общие свойства геологической среды, которые могут быть инвертированы на основе геофизических данных, включают в себя скорость акустической волны, плотности пород формации и текучих сред, акустический импеданс, коэффициент Пуассона, коэффициент сжимаемости породы, жесткость при сдвиге, пористость и насыщенность текучей средой.

Детерминистские методы инверсии основаны на сравнении выходных данных модели геологической среды с наблюдаемыми полевыми данными и непрерывном уточнении параметров модели геологической среды с целью минимизации функции, которая обычно представляет собой некоторую форму разности между выходными данными модели и полевыми наблюдениями. Набор параметров модели, который минимизирует целевую функцию, формирует числовую сейсмограмму, которая наилучшим образом соотносится с собранными полевыми сейсмическими данными. Шаг уточнения также выполняется на сетке, которая может изменяться между итерациями. Стохастические методы инверсии могут также применяться для генерации моделей с ограничениями в том смысле, в каком они используются при моделировании потоков текучих сред в пласте, с применением геостатистических инструментов, таких как кригинг. В отличие от детерминистских методов инверсии, которые генерируют единственный набор параметров, стохастические методы генерируют семейство альтернативных параметров модели геологической среды, все из которых подчиняются ограничению модели.

Хотя настоящее изобретение раскрыто на примере предпочтительных вариантов осуществления, изложенных выше, следует понимать, что эти варианты осуществления являются лишь иллюстративными и что формула изобретения не ограничена этими вариантами. Специалисты в данной области техники смогут внести модификации и применить альтернативные варианты с учетом данного описания, которые рассматриваются в качестве входящих в объем притязаний формулы изобретения. Каждый признак, раскрытый или проиллюстрированный в настоящем описании, может быть включен в изобретение, самостоятельно или в любой соответствующей комбинации с любым другим признаком, раскрытым или проиллюстрированным в нем.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ оценки набора физических параметров, согласованного с сеткой, для создания модели области геологической среды, содержащий следующее:

выполняют операцию итеративного инвертирования, включающую минимизацию штрафного члена, в зависимости от:

а) данных моделирования, полученных с использованием вектора модели, представляющего набор физических параметров с набором переменных, и

б) измеренных данных,

для обеспечения оцениваемого набора физических параметров,

причем указанная операция итеративного инвертирования содержит, по меньшей мере, первый шаг инверсии и второй шаг инверсии, и на каждом шаге вектор модели обновляют посредством определения набора переменных, минимизирующего штрафной член, в зависимости от данных моделирования, сгенерированных с использованием обновленного вектора модели и измеренных данных;

на каждом шаге инверсии применяют оператор сжатия к вектору модели для уменьшения числа свободных переменных до количества меньшего, чем общее число переменных в указанном наборе переменных, и, таким образом, получения сжатого вектора модели;

изменяют оператор сжатия между первым шагом инверсии и вторым шагом инверсии с целью изменения свободных переменных между первым шагом инверсии и вторым шагом инверсии.

2. Способ по п.1, дополнительно содержащий следующее:

вычисляют комбинацию сжатого вектора модели, полученного на первом шаге инверсии, и сжатого вектора модели, полученного на втором шаге инверсии.

3. Способ по п.1 или 2, в котором вектор модели определен на указанной сетке, при этом оператор сжатия уменьшает число свободных параметров, определяемых на сетке.

4. Способ по п.3, в котором указанный оператор сжатия представляет собой интерполятор методом ближайшего соседа, предусмотренный с возможностью интерполяции значения физических параметров на соседних ячейках сетки.

5. Способ по п.4, дополнительно содержащий сглаживание проинтерполированных значений.

6. Способ по любому из пп.1-5, в котором указанное инвертирование основано на одном из метода Гаусса-Ньютона, алгоритма Оккама, алгоритма Левенберга-Марквардта, квазиньютоновского алгоритма или градиентного алгоритма.

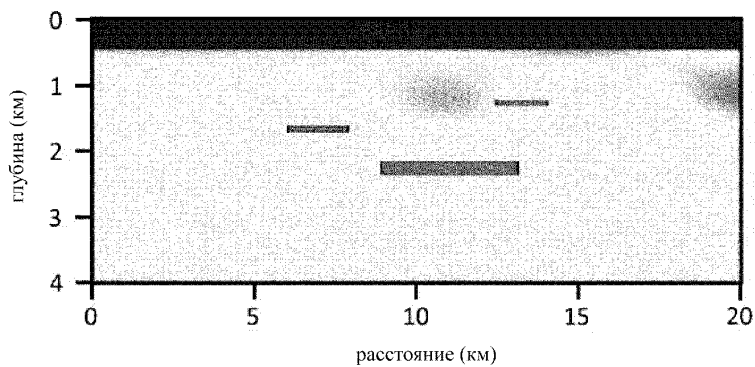
7. Способ по любому из пп.1-6, в котором указанные измеренные данные представляют собой дан-

ные CSEM или сейсмические данные.

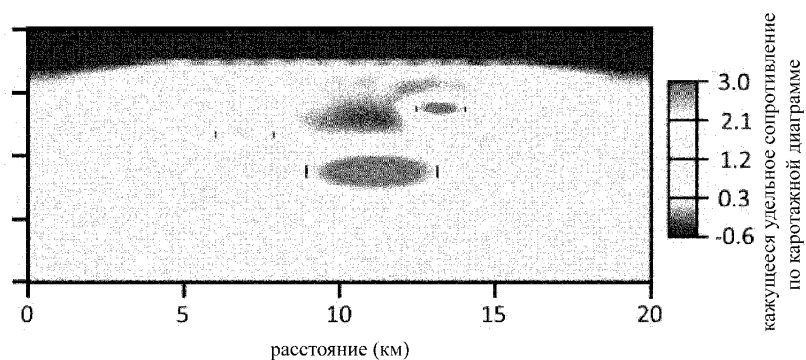
8. Способ по п.3, в котором сетка является равномерной или неравномерной.

9. Способ по п.3, в котором физические параметры связаны с формацией, при этом сетка зависит от предварительных сведений о формации.

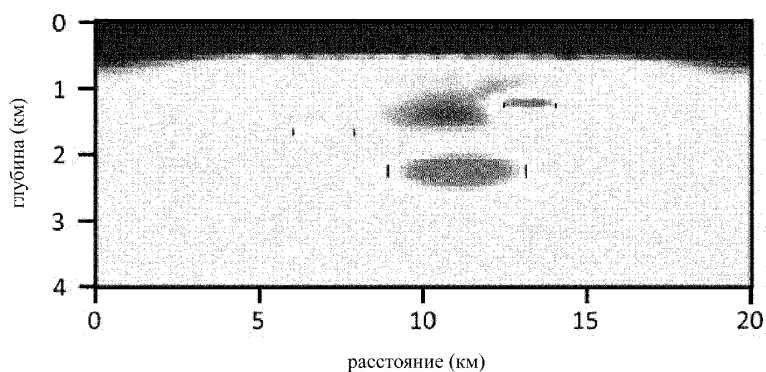
10. Способ по любому из пп.1-9, в котором штрафной член является одним из погрешности между данными моделирования и измеряемыми данными; целевой функции, зависящей от данных моделирования и измеряемых данных; суммы или произведения (i) погрешности между данными моделирования и измеренными данными и (ii) данных моделирования, взвешенных в соответствии с заданным предпочтением.



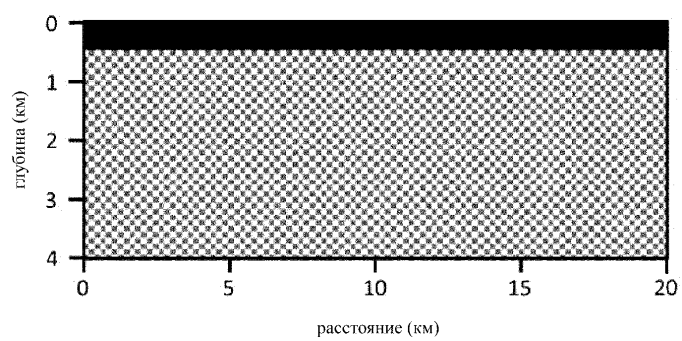
Фиг. 1



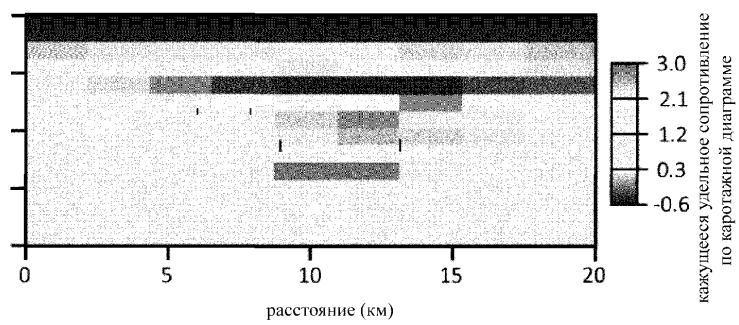
Фиг. 2



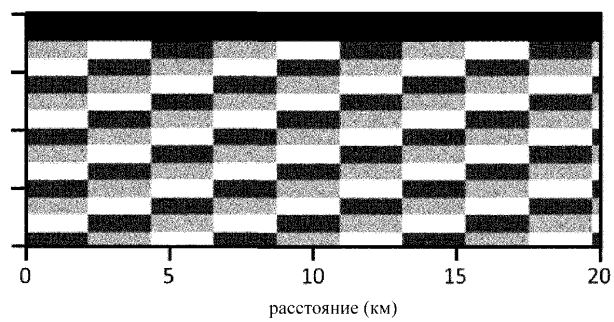
Фиг. 3



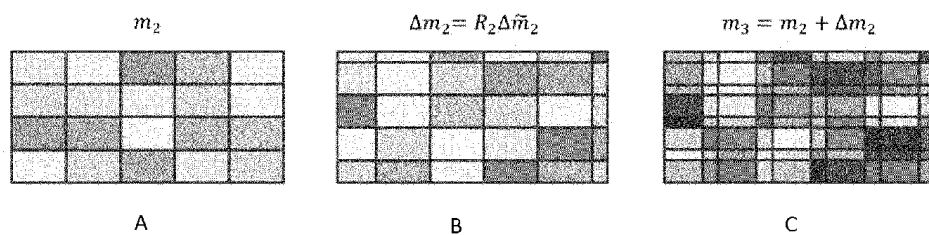
Фиг. 4



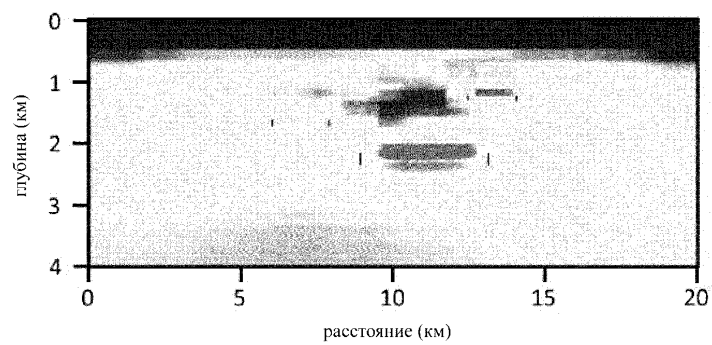
Фиг. 5



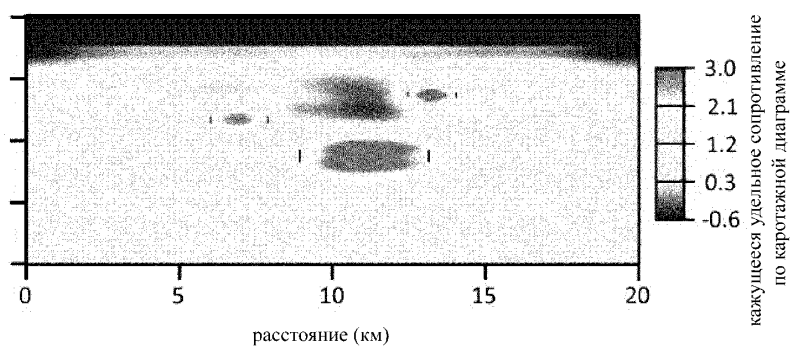
Фиг. 6



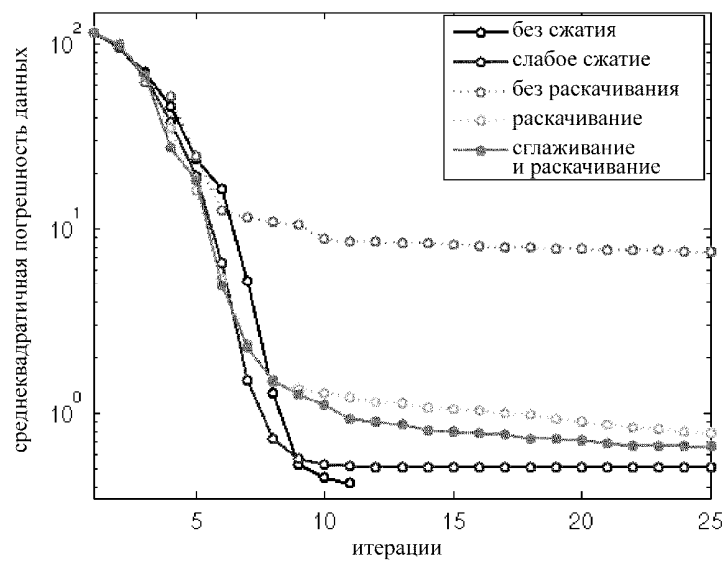
Фиг. 7



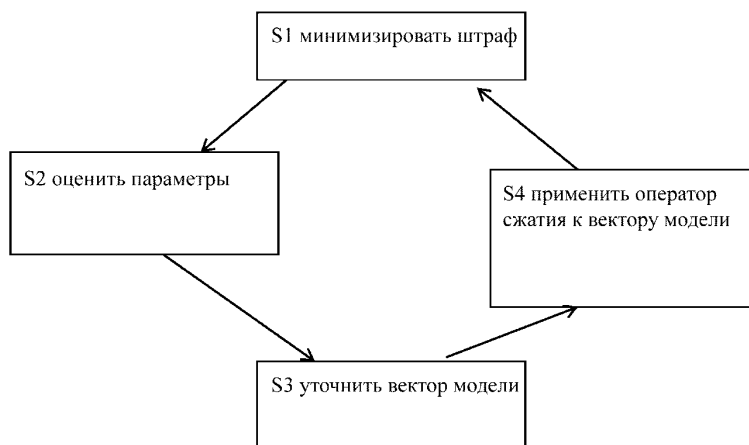
Фиг. 8



Фиг. 9



Фиг. 10



Фиг. 11



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2