

Настоящее изобретение относится к способу обработки сейсмических данных, в частности - к способу обработки многокомпонентных морских сейсмических данных для оценки свойств морского дна и фильтров калибровки датчиков. Оно также относится к устройству обработки сейсмических данных.

На фиг. 1 представлена схема известного устройства для морской сейсморазведки. В этом устройстве сейсмический источник 1 буксируют по водному слою (в данном случае морю) гидрографическим судном 2, и он излучает отдельные импульсы сейсмической энергии. Устройство разведки содержит сейсмический датчик 3, обычно известный как «приемник», для обнаружения сейсмической энергии, излучаемой источником 1. На фиг. 1 приемник 3 расположен на морском дне. Практически устройство сейсморазведки содержит группу, состоящую из более одного приемника, например, в разведке донной сейсмической косою множество приемников прикреплено к несущей сейсмической косою, а сейсмическая косою разворачивается на морском дне. Для упрощения устройство морской сейсморазведки описывается со ссылкой только на один приемник.

Сейсмическая энергия может распространяться от источника 1 к приемнику 3 различным образом. Например, сейсмическая энергия может распространяться от источника 1 прямо на приемник 3, и этот путь показан как путь 4 на фиг. 1. Путь 4 известен как «прямой путь», и сейсмическая энергия, которая распространяется по прямому пути 4, известна как «прямая волна».

Другой путь распространения сейсмической энергии от источника 1 на приемник 3 включает одно отражение от отражающего горизонта 7, расположенного в земле, и он показан как путь 5 на фиг. 1. Этот путь также включает в себя преломление на морском дне и на границах раздела между различными слоями в земле, но оно было опущено для ясности. Этот путь известен как «путь однократной волны», и сейсмическая энергия, принимаемая на приемнике 3 с этого пути, известна как «однократная отраженная волна». На фиг. 1 показан только один отражающий горизонт, но типичные сейсмические данные содержат однократные отраженные волны от многих различных отражающих горизонтов в земле.

Не вся распространяющаяся вниз сейсмическая энергия, которая падает на морское дно, проходит внутрь земли, часть отражается вверх обратно в море. Кроме того, источник 1 может излучать распространяющуюся вверх сейсмическую энергию, которая будет достигать приемника после отражения от поверхности моря. Эти эффекты приводят к другим путям распространения сейсмической энергии, например, таким как пути 6а и 6б. Эти пути известны как пути «кратной волны от морского дна».

Существование многих путей от источника 1 на приемник 3 в устройстве сейсморазведки общего типа осложняет анализ сейсмических данных, принимаемых приемником 3. При анализе сейсмических данных необходимо различать события, возникающие от однократной отраженной волны, события, возникающие от прямой волны, и события, возникающие от кратной волны от морского дна. На глубоководном участке обычно существует значительная временная задержка между событиями, возникающими от прямой волны, и событиями, возникающими от кратной волны от морского дна, но на мелководном участке событие, возникающее от кратной волны от морского дна, может происходить через очень малое время после события, возникающего от прямой волны.

Другим фактором, который осложняет анализ сейсмических данных, принимаемых приемником 3, является то, что свойства земли не являются равномерными. В частности, часто существует слой 8 на поверхности или около поверхности, свойства которого могут значительно отличаться от свойств нижележащей геологической структуры 9 (ниже упоминаемой как «фундамент»). Это может происходить, если, например, существует слой на поверхности земли или около нее, который менее затвердевший, чем фундамент. В частности, скорость распространения сейсмической энергии может быть значительно меньше в поверхностном или приповерхностном слое 8, чем в фундаменте 9, и такой поверхностный или приповерхностный слой называют «низкоскоростной слой» (или НСС). Различие в скорости создает сдвиг во времени распространения сейсмической энергии по сравнению с временем распространения, которое было бы зарегистрировано, если бы поверхностный или приповерхностный слой и фундамент имели идентичные сейсмические свойства, и эти сдвиги во времени распространения обычно известны как «статические сдвиги», или просто «статические поправки».

Статический сдвиг, создаваемый поверхностным или приповерхностным низкоскоростным слоем 8, зависит от толщины слоя и от скорости распространения сейсмической энергии через слой. Обычно имеют место поперечные изменения как по толщине низкоскоростного слоя 8, так и в скорости распространения через слой, так что статический сдвиг, наблюдаемый на сейсмоприемнике в одной позиции, вероятно, отличен от статического сдвига, наблюдаемого на приемнике в другой позиции. Для первой аппроксимации весь набор данных, регистрируемый на одном приемнике, будет с опережением или задержкой на статический временной сдвиг относительно данных, регистрируемых на другом приемнике.

Приемник 3 может измерять только одну компоненту принимаемой сейсмической энергии. Недавно стало стандартным регистрировать

более одной компоненты принимаемой сейсмической энергии. Например, приемник может регистрировать  $x$ -,  $y$ - и  $z$ -компоненты скорости смещения частиц и давления, которое является скалярной величиной. В значительной степени возрос интерес к получению многокомпонентных сейсмических данных морского дна. Так как многокомпонентные регистрации морского дна регистрируют поперечные  $S$ -волны, а также  $P$ -волны, то можно изобразить через последовательности, которые непрозрачны для  $P$ -волн, например, газовые облака. Кроме того, так как поперечные волны более отчетливо выявляют присутствие анизотропии, чем  $P$ -волны, многокомпонентные регистрации могут дать, например, дополнительную информацию о физических свойствах разреза или о присутствии и ориентации малых изломов.

Многокомпонентные сейсмические данные могут быть обработаны для получения информации о различных сейсмических параметрах, или могут быть разделены на восходящее волновое поле и падающее волновое поле. Одной проблемой, встречаемой при обработке многокомпонентных сейсмических данных, является то, что некорректная калибровка датчиков может привести к тому, что одна компонента регистрируемых данных будет регистрироваться менее точно, чем другие компоненты. Например, если приемники установлены на несущей сейсмической косе, компонента скорости смещения частиц по продольному направлению (параллельно сейсмической косе) может регистрироваться более точно, чем компонента скорости смещения частиц по поперечному направлению (перпендикулярно сейсмической косе). Эта проблема известна как «неточность определения вектора регистрируемых колебаний».

Известен ряд предложений для фильтров, которые позволяют выполнять разделение на компоненты многокомпонентных сейсмических данных морского дна, например: Amundsen, L. and Reitan, A., "Decomposition of multi-component sea-floor data into up-going and down-going P- and S-waves", *Geophysics*, т. 60, № 2, стр.563-572, 1995; Wapenaar, C.P.A et al, "Decomposition of multi-component seismic data into primary P-and S-wave responses", *Geophys. Prosp.*, т. 38, стр.633-661, 1990; и Amundsen, L. et al, "Multiple attenuation and P/S splitting of multi-component OBC data at a heterogeneous sea floor", *Wave Motion*, т. 32, стр.67-78, 2000 и "Decomposition of multi-component sea-floor data into up-going and down-going P- and S-waves", *Geophysics*, т. 60, № 2, стр. 563-572, 2000. Однако эти фильтры зависят от предположения, что ввод данных в схемы представляет собой векторное представление фактического сейсмического сигнала, получаемого на приемнике, и они также требуют знания упругих свойств морского дна. По этой причине вопросы разделения на компоненты волнового поля, оценки статиче-

ских поправок и точности определения вектора регистрируемых колебаний внутренне связаны.

Знание свойств поверхностного слоя 8 требуется на ряде этапов обработки многокомпонентных сейсмических данных морского дна. Они включают разделение волнового поля, оценку и устранение статических поправок, уменьшение шума и устранение реверберации в водном слое. Amundsen, L. и Reitan, A. предложили, в "Estimation of sea-floor wave velocities and density from pressure and particle velocity by AVO analysis", *Geophysics*, т. 60, № 5, стр.1575-1578, 1995, оценку скоростей  $P$ - и  $S$ -волн, а также плотности поверхностного слоя 8 посредством анализа зависимости амплитуды отражения от удаления коэффициента отражения морского дна. Скорость  $P$ -волн поверхностного слоя 8 дополнительно может быть получена из анализа преломленных волн. Способ не касается некорректной калибровки датчиков. Кроме того, точность оценки скорости  $S$ -волн ограничена и может быть получена только, если в инверсию включены данные, полученные на большом удалении. Альтернативно, скорость  $P$ -волн может быть получена из анализа преломленных волн.

Способ оценки скорости поперечной волны в поверхностном слое посредством инверсии фазовой скорости волн Шолте был разработан Muyzert E. в "Scholte wave inversion for a near-surface S-velocity model and PS-statics", 70<sup>th</sup> Ann. Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophys., стр.1197-1200, 2000. Для этого способа были представлены удовлетворительные результаты как для синтетических данных, так и для полевых данных. Его основное применение заключается в оценке  $PS$ -статических поправок, хотя оценка скорости  $S$ -волны могла бы быть использована также для разделения на компоненты волнового поля. Способ типично работает при временных частотах, которые значительно меньше, чем типичная полоса частот, используемая в сейсморазведке методом отраженных волн. Поэтому, не ясно, выдает ли этот метод оценки свойств поверхностного слоя, которые могут быть использованы непосредственно в качестве ввода для схем разделения на компоненты.

Одна возможная стратегия поиска решения вышеупомянутой проблемы была предложена Schalkwijk et al в "Application of two-step decomposition to multi-component ocean-bottom data, theory and case study", *Journ. of Seism. Expl.* 8, стр.261-278, 1999. Главный принцип этого способа, известного, в основном, как «Двухэтапная схема разделения на компоненты Делфта», заключается в делении процедуры разделения на компоненты на ряд меньших этапов. Требуемая информация (упругие свойства поверхностного слоя и калибровка датчиков) затем может быть получена посредством наложения геофизических ограничений на промежуточные результаты разделения на компоненты. Хотя этот подход

учитывает разделение на компоненты упругих волн без какой-либо априорной информации о разрезе, он требует предварительной значительной интерпретации регистрируемых данных - в частности он требует предварительной идентификации различных вступлений в сейсмических данных. Кроме того, идентификация вступлений полезной волны может быть очень затруднительной для некоторых данных, например данных, регистрируемых в мелководных морях. Этот подход, поэтому, довольно трудоемкий и не пригоден для применений с обработкой в реальном времени.

В патенте США № 5621700 раскрыто непосредственное сравнение регистрации давления и вертикальной компоненты скорости смещения частиц на каждом блоке датчиков. Восходящие волны затем могут быть идентифицированы идентичными полярностями, тогда как противоположные полярности характеризуют падающую энергию (прямая волна и реверберация в водном слое). Способ не пригоден для многих применений, но в некоторых случаях были получены хорошие изображения.

Задачей настоящего изобретения является создание способа оценки упругих свойств поверхностного слоя и операций по калибровке датчиков без предварительного этапа интерпретации данных.

Согласно настоящему изобретению предложен способ обработки многокомпонентных сейсмических данных, получаемых на приемнике, включающий следующие этапы:

- a) разделение первой части сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя первую схему разделения на компоненты,
- b) выбор первой и второй компоненты волнового поля, которые не приходят одновременно на приемник, и
- c) умножение первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля.

Так как первая и вторая компоненты волнового поля не приходят одновременно на приемник, то результатом этапа (c) должен быть ноль, если схема разделения на компоненты точная. Этап (c) служит, таким образом, для проверки точности используемой схемы разделения на компоненты. Альтернативно, изобретение может быть использовано для определения наиболее точной схемы разделения на компоненты посредством нахождения схемы разделения на компоненты, которая минимизирует абсолютную величину результата этапа (c).

В предпочтительном варианте выполнения способ дополнительно содержит этап (d) регулировки одного или нескольких параметров схемы разделения на компоненты на основе результата этапа (c). Если результат этапа (c) показывает, что первоначальная схема разделения на компоненты была неточная, то можно отрегулировать один или несколько параметров

схемы разделения на компоненты, которые относятся, например, к свойствам поверхностного слоя или к калибровке компонентов приемника. Отрегулированная схема разделения на компоненты затем может быть проверена на точность, и, если необходимо, могут быть сделаны дополнительные регулировки, пока не будет достигнута удовлетворительная схема разделения на компоненты, т. е. пока не будет найдена схема разделения на компоненты, которая минимизирует абсолютную величину результата этапа (c).

В альтернативном предпочтительном варианте выполнения способ дополнительно содержит этапы

- e) разделения первой части сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя вторую схему разделения на компоненты,
- f) умножения первой выбранной компоненты волнового поля, получаемой на этапе (e), на вторую выбранную компоненту волнового поля, получаемую на этапе (e), и
- g) сравнения результата этапа (c) с результатом этапа (f).

Первый вариант выполнения обеспечивает итеративный способ регулировки параметров первоначальной схемы разделения на компоненты, пока она не даст удовлетворительных результатов. Во втором варианте выполнения, напротив, сейсмические данные разделяются на компоненты с использованием двух или нескольких различных схем разделения на компоненты, и выбирается наиболее точная из схем.

Согласно второму аспекту изобретения предложено устройство обработки многокомпонентных сейсмических данных, получаемых на приемнике, содержащее

- a) средство для разделения первой части сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя первую схему разделения на компоненты;
- b) средство для выбора первой и второй компоненты волнового поля, которые не приходят одновременно на приемник, и
- c) средство для умножения первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля.

В дальнейшем изобретение поясняется описанием предпочтительных вариантов выполнения со ссылками на прилагаемые чертежи, на которых

фиг. 1 изображает схематично устройство морской сейсморазведки;

фиг. 2 - пары компонентов волнового поля, пригодных для использования в способе, согласно изобретению;

фиг. 3а - диаграммы падающего давления над морским дном и восходящей нормальной силы сцепления под морским дном;

фиг. 3b - диаграммы давления для одного моделирования при неточной калибровке датчиков;

фиг. 3c - диаграммы давления для другого варианта моделирования неточной калибровки датчиков;

фиг. 4a-4d - сечения энергетических функций, вычисленные заявленным способом, согласно изобретению;

фиг. 5 - блок-схема устройства обработки многокомпонентных сейсмических данных, согласно изобретению.

Двухэтапная схема разделения на компоненты Делфта, предложенная Schalkwijk et al (см. выше), делает попытку устранить необходимость априорной информации о калибровке датчиков и свойствах поверхностного слоя посредством применения геофизических ограничений к промежуточным результатам разделения на компоненты. Примеры соответствующих ограничений содержат

(1) отсутствие падающего давления над морским дном ( $P_d^{ab}=0$ ) для однократных отраженных волн;

(2) отсутствие восходящего нормального напряжения под морским дном ( $\tau_{zz,u}^{bel}=0$ ) для прямой волны и для кратных волн от морского дна;

(3) отсутствие восходящих или нисходящих напряжений сдвига под морским дном ( $\tau_{xz,u}^{bel}, \tau_{xz,d}^{bel}=0$ ) для прямой волны,

где  $P$  - давление,  $\tau_{zz}$  - нормальное напряжение,  $\tau_{xz}$  - напряжение сдвига, верхние индексы «ab» и «bel» - над морским дном и под ним, нижние индексы «u» и «d» - восходящий и падающий. Выражения частота-волновое число для фильтров, необходимые для вычисления компонентов волнового поля  $P_d^{ab}$ ,  $\tau_{zz,u}^{bel}$ ,  $\tau_{xz,u}^{bel}=0$  и  $\tau_{xz,d}^{bel}$ , могут быть найдены выше у Schalkwijk et al, 1999.

Для того чтобы применить вышеупомянутые ограничения, регистрируемые данные необходимо проанализировать перед обработкой, чтобы идентифицировать прямую волну, кратные волны от морского дна и однократные отраженные волны. Потом могут быть выбраны окна данных, по которым выполнять процедуру оптимизации по вышеуказанным критериям, таким образом превращая схему разделения на компоненты в итеративный процесс. Этот подход довольно успешный для данных, получаемых на глубоководном участке, так как такие данные типично имеют большой временной интервал между вступлением прямой волны и вступлением первой кратной волны от морского дна. Вся энергия во временном окне между вступлением прямой волны и вступлением первой кратной волны от морского дна затем может рассматриваться как восходящие сигналы, отраженные от структур разреза. В случае данных, получаемых на мелководном участке, однако,

кратные волны от морского дна приходят относительно быстро после прямой волны, тем самым осложняя классификацию вступлений в сейсмических данных на однократные отраженные волны и кратные волны от морского дна.

Принцип настоящего изобретения заключается в поиске комбинаций компонентов волнового поля, для которых энергия, в основном, не поступает одновременно на место расположения приемника. Если не существует прямой физической связи между двумя компонентами волнового поля, так что две компоненты волнового поля не приходят на место расположения приемника одновременно, то произведение двух компонентов в этом месте равно нулю. Точность схемы разделения на компоненты может быть проверена посредством разделения на компоненты получаемого волнового поля на его компоненты и перекрестного умножения двух компонентов волнового поля, получаемых в результате разделения на компоненты, которые не должны приходить на приемник одновременно (для краткости, две такие компоненты ниже упоминаются как «несвязанные компоненты волнового поля»). Если разделение на компоненты было выполнено точно, то результат перекрестного перемножения двух несвязанных компонентов волнового поля должен быть близок к нулю. Непосредственное перекрестное перемножение этих компонентов волнового поля обеспечивает показатель утечки энергии между компонентами вследствие несовершенного разделения на компоненты волнового поля и, таким образом, обеспечивает показатель точности разделения на компоненты волнового поля. Могут существовать пересекающиеся вступления, но их вклад в произведение двух несвязанных компонентов волнового поля может быть статистически сведен к выбору достаточно большого временно-пространственного окна.

Согласно настоящему изобретению предложен способ определения корректных упругих свойств морского дна и калибровки датчиков. Способ включает создание первоначальной схемы разделения на компоненты на основе оценочных упругих свойств поверхностного слоя и на основе первоначально предполагаемой калибровки датчиков. Сейсмические данные разделяются на компоненты с использованием этой первоначальной схемы разделения на компоненты, и выбираются и перекрестно перемножаются две компоненты разделенного на компоненты волнового поля, которыми должны быть несвязанные компоненты волнового поля. Результаты перекрестного перемножения обеспечивают указание на точность первоначальной схемы разделения на компоненты. Если результаты перекрестного перемножения показывают, что первоначальная схема разделения на компоненты была неточной, то регулируется один или несколько параметров схемы разделения на компоненты. Например, могут измениться упру-

гие свойства поверхностного слоя, используемые в схеме разделения на компоненты. Альтернативно или дополнительно, может измениться калибровка датчиков. Затем разделяются на компоненты данные, используя новую схему разделения на компоненты, и снова проверяется точность посредством выбора и перекрестного перемножения двух компонентов разделенного на компоненты волнового поля, которыми должны быть несвязанные компоненты волнового поля. Этот процесс может повторяться по необходимости, пока не будет получена приемлемая схема разделения на компоненты. Таким образом, изобретение позволяет производить точную оценку как параметров морского дна, так и операций по калибровке датчиков.

В принципе, процесс разделения на компоненты данных, выбора и перекрестного перемножения двух компонентов разделенного на компоненты волнового поля и изменение параметров схемы разделения на компоненты может выполняться на полном наборе сейсмических данных. Чтобы снизить требуемую вычислительную мощность, предпочтительно выполнять процесс на поднаборе, таком как выбранная тестовая часть сейсмических данных. Если была получена удовлетворительная схема разделения на компоненты в результате определенного выше итеративного процесса, то она может быть использована для обработки всех или части сейсмических данных. Способ изобретения может быть применен к вновь получаемым сейсмическим данным или к предварительно существующим сейсмическим данным.

Если была получена приемлемая схема разделения на компоненты, то параметры этой схемы разделения на компоненты могут быть сохранены для будущего использования. Альтернативно или дополнительно, параметры могут быть выведены оператору.

В другом предпочтительном варианте выполнения изобретения точность схемы разделения на компоненты проверяется, используя более одной пары несвязанных компонентов волнового поля. Создается объединенная функция двух или нескольких пар выбранных несвязанных компонентов волнового поля, и определяется приемлемая схема разделения на компоненты, т.е. схема, для которой объединенная функция близка к нулю.

Примеры возможных комбинаций компонентов волнового поля, которые не приходят на приемник одновременно, включают в себя падающее давление над морским дном  $P_d^{ab}$ , восходящее нормальное напряжение под морским дном  $\tau_{zz,u}^{bel}$ ,

падающее давление над морским дном  $P_d^{ab}$ , восходящее напряжение сдвига под морским дном  $\tau_{xz,u}^{bel}$ ,

восходящее нормальное напряжение под морским дном  $\tau_{zz,u}^{bel}$ , восходящее напряжение сдвига под морским дном  $\tau_{xz,u}^{bel}$ ,

восходящие Р-волны под морским дном  $\Phi_u^{bel}$ , восходящие S-волны под морским дном  $\Psi_u^{bel}$ ,

падающее давление над морским дном  $P_d^{ab}$ , восходящие Р-волны под морским дном  $\Phi_u^{bel}$ , и падающее давление над морским дном  $P_d^{ab}$ , восходящие S-волны под морским дном  $\Psi_u^{bel}$ .

Некоторые из этих пар независимых компонентов волнового поля показаны схематически на фиг. 2.

В предпочтительных вариантах выполнения изобретения этап перекрестного перемножения одной или нескольких пар компонентов волнового поля содержит определение одной или нескольких из следующих энергетических функций:

$$E_1 = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (P_d^{ab}(i, j) \cdot \tau_{zz,u}^{bel}(i, j))^2,$$

$$E_2 = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (P_d^{ab}(i, j) \cdot \tau_{xz,u}^{bel}(i, j))^2,$$

$$E_3 = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (\tau_{zz,u}^{bel}(i, j) \cdot \tau_{xz,u}^{bel}(i, j))^2,$$

$$E_4 = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (\Phi_u^{bel}(i, j) \cdot \Psi_u^{bel}(i, j))^2,$$

$$E_5 = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (\Phi_u^{bel}(i, j) \cdot P_d^{ab}(i, j))^2,$$

$$E_6 = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (\Psi_u^{bel}(i, j) \cdot P_d^{ab}(i, j))^2,$$

или в общем виде

$$E = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (\alpha(i, j) \cdot \beta(i, j))^2,$$

где  $\alpha(i, j)$  и  $\beta(i, j)$  представляют собой две несвязанные компоненты волнового поля.

В этих энергетических функциях сумма по  $i$  представляет собой сумму по временным выборкам, и  $Nt$  - количество временных выборок, используемых для инверсии. Сумма по  $j$  представляет собой сумму по трассам, дистанциям или приемникам, и  $Nx$  количество трасс, дистанций или приемников, используемых для инверсии.

Необходимо заметить, что эти энергетические функции используют одинаковые компоненты волнового поля, что и используемые в двухэтапной схеме разделения на компоненты Делфта, и выражения фильтров, необходимые для вычисления этих компонентов, могут быть найдены выше у Schalkwijk et al, 1999 г. Однако данные выше энергетические функции состоят только из непосредственных произведений различных компонентов волнового поля, так что исключается необходимость этапа предварительного анализа для идентификации вступлений в данных. Энергетические функции на-

стоящего изобретения могут быть вычислены для произвольных временных интервалов.

Ниже изобретение проиллюстрировано примером, в котором использованы синтетические сейсмические данные. Для этого примера был использован код отражательной способности для создания синтетических сейсмических данных для канонической одномерной модели строения земли. Синтетические сейсмические данные затем разделялись на компоненты для получения компонентов волнового поля  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$ . Эти компоненты волнового поля были получены с использованием фильтров, предложенных Schalkwijk et al.

На фиг. 3а показана диаграмма для  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$ , полученная в случае, когда используются корректная калибровка датчиков и корректные свойства морского дна для создания фильтров разделения на компоненты. На фиг. 3а показано временное окно, содержащее три вступления: прямой волны, однократной отраженной волны и кратной волны от морского дна. Можно видеть, что, в основном,  $\tau_{zz,u}^{bel}$  равно, по существу, нулю, когда  $P_d^{ab}$  не равно нулю, и наоборот. Также можно видеть, что, в основном, вполне выполняются вышеописанные критерии (1) и (2) оптимизации, где (1) - ( $P_d^{ab}=0$  для однократного отражения), (2) - ( $\tau_{zz,u}^{bel}=0$  для прямой волны и для кратной волны от морского дна).

На фиг. 3б показана диаграмма разделения на компоненты, полученная в случае, когда скорость Р-волны, используемая при разделении на компоненты, отклоняется на 10% от корректной величины. Это моделирует воздействие на разделение на компоненты использование некорректных упругих свойств для морского дна. Отмечается, что  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$  оба не равны нулю для прямой волны, так что, несомненно, не выполняется вышеуказанный критерий (2) оптимизации, т.е.  $\tau_{zz,u}^{bel}=0$  для прямой волны и для кратной волны от морского дна.

Наконец, на фиг. 3с показана диаграмма разделения на компоненты, полученная в случае, когда вертикальная компонента принимаемой скорости смещения частиц масштабируется с коэффициентом 1,2 перед выполнением разделения на компоненты. Это моделирует воздействие на разделение на компоненты некорректной калибровки датчиков. Отмечается, что  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$  не равны нулю для прямой волны и однократной отраженной волны, так что, несомненно, не выполняются вышеупомянутые критерии (1) и (2) оптимизации, т.е.  $P_d^{ab}=0$  для однократного отражения и  $\tau_{zz,u}^{bel}=0$  для прямой волны и для кратной волны от морского дна.

На фиг. 3а-3с показано, что разделение на компоненты упругих волн, выполняемое с некорректными свойствами морского дна или с неправильно откалиброванными датчиками, приводит к утечке энергии между различными компонентами волнового поля. Это явление

легко определяется на фиг. 3б и 3с, как одновременно поступающая энергия в падающем давлении над морским дном и восходящих нормальных напряжениях под морским дном. Согласно изобретению можно определить величину утечки энергии между различными компонентами волнового поля при предположении, что компоненты восходящего и падающего волнового поля, преимущественно, не поступают одновременно. Изобретение, следовательно, обеспечивает указание на то, является ли удовлетворительной схема разделения на компоненты. Ясно, что перекрестное перемножение  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$  на трассе на фиг. 3а приводит к величине, близкой к нулю, так как  $P_d^{ab}$ , в основном, не равно нулю только тогда, когда  $\tau_{zz,u}^{bel}$  близко к нулю, и наоборот. Однако перекрестное перемножение  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$  на трассе на фиг. 3б или фиг. 3с создает значительную большую величину, так как существуют моменты времени на трассе, где  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$ , по существу, оба не равны нулю.

Таким образом, перекрестное перемножение  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$  обеспечивает показатель точности разделения на компоненты на фиг. 3а-3с, и, следовательно, обеспечивает показатель точности предположений, лежащих в основе схемы разделения на компоненты. Наиболее точная схема разделения на компоненты может быть найдена посредством регулировки параметров, лежащих в основе схемы разделения на компоненты, пока результат перекрестного перемножения  $P_d^{ab}$  и  $\tau_{zz,u}^{bel}$  не станет минимальным.

На фиг. 4а показано сечение энергетической функции  $E_1$  как функции скорости Р-волны на морском дне ( $\alpha$ , по оси  $x$ ) и плотности поверхностного слоя морского дна ( $\rho$ , по оси  $y$ ). Величина энергетической функции  $E_1$  показана в логарифмическом масштабе, при этом более светлые области на фиг. 4а соответствуют меньшим величинам для  $E_1$ . На этом чертеже показано, что величины скоростей распространения сейсмических волн морского дна, в высшей степени, хорошо ограничены, особенно скорость Р-волны.

На фиг. 4б и 4с показана энергетическая функция  $E_1$  как функция других переменных. На фиг. 4б показано сечение энергетической функции  $E_1$  как функции скорости Р-волны на морском дне (ось  $x$ ) и скорости S-волны на морском дне ( $\beta$ , по оси  $y$ ). На фиг. 4с показано сечение энергетической функции  $E_1$  как функции скорости S-волны на морском дне ( $\beta$ , по оси  $x$ ) и плотности поверхностного слоя морского дна (ось  $y$ ).

На фиг. 4д показано сечение  $E_1$  как функции скорости Р-волны (ось  $x$ ) и скалярного множителя калибровки ( $SC_{VZ}$ , ось  $y$ ), примененного к вертикальной компоненте скорости смещения частиц. Энергетическая функция вычисляется с использованием вертикальной компо-

ненты  $v_z$  скорости, которая была умножена на скалярный множитель для моделирования неправильно откалиброванных датчиков.

Видно, что  $E_1$  демонстрирует минимум на каждой из фиг. 4a-4d. В случае фиг. 4d минимальная величина имеет место, как и ожидается, при  $SC_{Vz}=0$ .

Фиг. 4a-4d иллюстрируют влияние, которое изменяющиеся параметры, лежащие в основе схемы разделения на компоненты, оказывают на энергетическую функцию  $E_1$ . Подобные влияния наблюдаются для других энергетических функций, например, на вышеуказанные энергетические функции  $E_2$ - $E_6$ . В предпочтительном варианте выполнения изобретения, поэтому, выполняется одновременная минимизация более, чем одной энергетической функции. Например, две (или более) из энергетических функций  $E_1$ - $E_6$ , приведенных выше, могут быть просуммированы для получения объединенной энергетической функции вида:  $E_{tot} = E_m + E_n$  (где  $m \neq n$ ). Схема разделения на компоненты, которая минимизирует  $E_{tot}$ , затем может быть найдена аналогично той, которая описана выше для одной энергетической функции.

Объединенная энергетическая функция не ограничивается суммированием двух или более из энергетических функций  $E_1$ - $E_6$ , перечисленных выше, но может быть образована посредством суммирования любых двух (или более) соответствующих энергетических функций. Например,  $E_{tot}$  может быть альтернативно получена посредством суммирования двух (или более) энергетических функций, имеющих общую форму энергетической функции  $E'$ , данной ниже.

В другом варианте выполнения  $E_{tot}$  определяется с использованием взвешенного суммирования.

Для того чтобы получить более эффективное разделение на компоненты волнового поля, предусматривается, что способ изобретения позволяет осуществлять составление таблиц упругих свойств морского дна в реальном времени.

Настоящее изобретение не ограничивается энергетическими функциями общего вида  $E$ . В принципе, может быть использована любая функция, которая включает в себя произведение двух несвязанных компонентов волнового поля. Например, может быть использована энергетическая функция следующего общего вида:

$$E' = \sum_x \frac{\sum_i ((\alpha \cdot \beta)^{i^2})}{\sum_i (\alpha^{i^2}) \cdot \sum_i (\beta^{i^2})}$$

Числитель энергетической функции  $E'$  соответствует первой энергетической функции  $E$ . Знаменатель энергетической функции  $E'$  более или менее масштабирует энергией, присутствующей на трассе, и исключает ближние трассы, доминирующие при оптимизации. Большие углы падения требуются для того, чтобы оценить скорость Р-волны независимо от плотно-

сти, и чтобы оценить более точно скорость S-волны.

В варианте выполнения, описанном выше, точная схема разделения на компоненты достигается посредством итеративного процесса, начинающегося с первоначально оцененной схемы. В альтернативном варианте выполнения изобретения первоначально создаются две или более различные схемы разделения на компоненты, и тестовая часть сейсмических данных обрабатывается с использованием каждой из первоначальных схем разделения на компоненты. Результаты схем разделения на компоненты затем проверяются посредством определения результата вычисления, для каждой схемы разделения на компоненты, перекрестного перемножения двух выбранных несвязанных компонентов волнового поля (одинаковых двух для каждой схемы разделения на компоненты). Наиболее точной из схем разделения на компоненты является схема, для которой результат перекрестного перемножения двух выбранных несвязанных компонентов волнового поля наиболее близок к нулю.

Изобретение было описано в для временно-пространственной области. Изобретение не ограничивается временно-пространственной областью и может быть осуществлено в любой обычной области. В качестве примера, изобретение может быть осуществлено в области частота-волновое число ( $f$ - $k$ -области). Энергетические функции, такие как  $E_1$ , затем определяются как свертка по частоте.

На практике, может быть легче определить соответствующее окно для процесса оптимизации в  $f$ - $k$ -области, чем во временно-пространственной области. Кроме того, точность многих аппроксимаций фильтров, таких как расширенный фильтр Тейлора, уменьшается с волновым числом. Это можно компенсировать при оптимизации схемы разделения на компоненты в  $f$ - $k$ -области, так как можно применять весовые функции, которые зависят от  $k_x$  при суммировании для определения энергетической функции.

Изобретение выше было описано в отношении сейсмических данных донной косы, получаемых с использованием приемника, расположенного на морском дне. Изобретение может быть применено к сейсмическим данным, получаемым при наземной сейсморазведке, морской сейсморазведке с буксируемыми косами или скважинной сейсморазведке, т.е. вертикальном сейсмическом профилировании. Изобретение может быть применено к данным, получаемым при наземной сейсморазведке, используя восходящие Р-волны и восходящие S-волны в качестве несвязанных компонентов. Необходимо отметить, однако, что преобразование режима может происходить на нижней окаймляющей грани поверхностного слоя 8, если скорость распространения сейсмических волн в поверх-

ностном слое значительно отличается от скорости распространения сейсмических волн в фундаменте; в этом случае нельзя будет рассматривать восходящие Р-волны и восходящие S-волны как несвязанные компоненты волнового поля.

На фиг. 5 представлена блок-схема программируемого устройства 10 в соответствии с настоящим изобретением. Система содержит программируемый процессор 11 данных с памятью 12 программы, например в виде постоянной памяти ПЗУ, хранящей программу для управления процессором 11 данных для выполнения способа в соответствии с вышеописанным изобретением. Система дополнительно содержит энергонезависимую память 13 чтения-записи для хранения, например, любых данных, которые должны сохраняться при отсутствии питания. «Оперативная» или «сверхоперативная» память для процессора данных обеспечивается запоминающим устройством 14 с произвольной выборкой (ЗУПВ).

Предусмотрен интерфейс 15 ввода, например, для приема команд и данных. Предусмотрен интерфейс 16 вывода, например, для отображения информации, относящейся к ходу и результату способа. Определяемые пользователем данные могут быть переданы через интерфейс 15 ввода или, дополнительно, могут обеспечиваться машинно-считываемым запоминающим устройством 17. Программа для работы системы и выполнения любых способов, описанных выше, хранится в памяти 12 программы, которая может быть реализована в виде полупроводниковой памяти, например общеизвестного типа ПЗУ. Однако программа может храниться на любой другой подходящей запоминающей среде, такой как магнитный носитель 12а данных (такой как «дискета») или компакт-диск 12b.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обработки многокомпонентных сейсмических данных, получаемых приемником, заключающийся в том, что

а) разделяют первую часть сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя первую схему разделения на компоненты,

б) выбирают из компонентов волнового поля, получаемых на этапе (а), первую и вторую компоненты волнового поля, которые не одновременно поступают на приемник,

с) умножают первую компоненту волнового поля на вторую компоненту волнового поля,

д) регулируют по меньшей мере один параметр схемы разделения на компоненты на основе результата этапа (с).

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что на этапе (д) осуществляют регулировку по меньшей мере одного параметра схемы разделе-

ния на компоненты, если результат этапа (с) значительно отличается от нуля.

3. Способ по п.2, отличающийся тем, что дополнительно разделяют первую часть сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя отрегулированную схему разделения на компоненты.

4. Способ по п.3, отличающийся тем, что дополнительно повторяют этап (б) и этап (с).

5. Способ по любому из пп.1-4, отличающийся тем, что дополнительно

е) осуществляют выбор третьей и четвертой компоненты волнового поля, которые не одновременно поступают на приемник, и

ф) умножают третью компоненту волнового поля на четвертую компоненту волнового поля.

6. Способ по любому из пп.1-5, отличающийся тем, что дополнительно выводят параметры отрегулированной схемы разделения на компоненты.

7. Способ по п.2 или любому из пп.3-6, отличающийся тем, что на этапе (д) осуществляют регулировку параметра схемы разделения на компоненты, указывающую на сейсмические свойства слоя на поверхности земли или около нее.

8. Способ по п.2 или любому из пп.3-6, отличающийся тем, что на этапе (д) осуществляют регулировку параметра схемы разделения на компоненты, указывающего на калибровку приемника.

9. Способ по любому из пп.1-8, отличающийся тем, что дополнительно осуществляют обработку второй части сейсмических данных, используя отрегулированную схему разделения на компоненты.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что дополнительно

g) разделяют первую часть сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя вторую схему разделения на компоненты,

h) умножают первую выбранную компоненту волнового поля, полученную на этапе (g), на вторую выбранную компоненту волнового поля, полученную на этапе (g), и

i) сравнивают результат этапа (с) с результатом этапа (h).

11. Способ по п.10, отличающийся тем, что дополнительно осуществляют выбор либо первой схемы разделения на компоненты, либо второй схемы разделения на компоненты на основе результата этапа (i).

12. Способ по п.11, отличающийся тем, что дополнительно обрабатывают вторую часть сейсмических данных, используя выбранную схему разделения на компоненты.

13. Способ по любому из пп.1-12, отличающийся тем, что на этапе (с) или этапе (f) вычисляют

$$E = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nx} (\alpha(i, j) \cdot \beta(i, j))^2$$

где  $\alpha(i, j)$  и  $\beta(i, j)$  - первая и вторая компоненты волнового поля; сумма по (i) - это сумма по временным выборкам;  $Nt$  - количество временных выборок, используемых для инверсии, сумма по (j) - это сумма по трассам, дистанциям или приемникам,  $Nx$  - это количество трасс, дистанций или приемников, используемых для инверсии;  $E$  - энергия,  $i, j$  - целые числа,  $t$  - время.

14. Способ по любому из пп.1-13, отличающийся тем, что на этапе (с) или этапе (f) вычисляют

$$E' = \sum_{-t} \times \frac{\sum_{-t} \alpha(i, j) \cdot \beta(i, j)}{\sum_{-t} \alpha(i, j)^2 \sum_{-t} \beta(i, j)^2}$$

где  $\alpha(i, j)$  и  $\beta(i, j)$  - первая и вторая компоненты волнового поля;

$$\sum_{-t} = \sum_{i=1}^{Nt} ; \quad \sum_{-x} = \sum_{j=1}^{Nx} ;$$

сумма по (i) - это сумма по временным выборкам;  $Nt$  - количество временных выборок, используемых для инверсии, сумма по (j) - это сумма по трассам, дистанциям или приемникам,  $Nx$  - это количество трасс, дистанций или приемников, используемых для инверсии;  $E'$  - энергия,  $i, j$  - целые числа,  $t$  - время.

15. Способ по любому из пп.1-12, отличающийся тем, что его выполняют в области частота - волновое число.

16. Способ получения и обработки многокомпонентных сейсмических данных, заключающийся в том, что получают многокомпонентные сейсмические данные на приемнике и осуществляют обработку полученных сейсмических данных, для чего

а) разделяют первую часть сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя первую схему разделения на компоненты,

б) выбирают из компонентов волнового поля, получаемых на этапе (а), первую и вторую компоненты волнового поля, которые не одновременно поступают на приемник,

с) умножают первую компоненту волнового поля на вторую компоненту волнового поля,

д) регулируют по меньшей мере один параметр схемы разделения на компоненты на основе результата этапа (с).

17. Устройство обработки многокомпонентных сейсмических данных, получаемых на приемнике, содержащее

а) первое средство для разделения на компоненты первой части сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя первую схему разделения на компоненты,

б) средство выбора из компонентов волнового поля, получаемых на этапе (а), первой и второй компоненты волнового поля, которые не поступают одновременно на приемник,

с) средство для умножения первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля,

д) средство для регулирования по меньшей мере одного параметра схемы разделения на компоненты на основе результата умножения первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля.

18. Устройство по п.17, отличающееся тем, что средство для регулирования предназначено для регулирования по меньшей мере одного параметра схемы разделения на компоненты, если результат умножения первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля значительно отличается от нуля.

19. Устройство по п.18, отличающееся тем, что первое средство разделения на компоненты предназначено для разделения на компоненты первой части сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя отрегулированную схему разделения на компоненты.

20. Устройство по любому из пп.17-19, отличающееся тем, что содержит

е) средство для выбора третьей и четвертой компоненты волнового поля, которые не поступают одновременно на приемник, и

ф) средство для умножения третьей компоненты волнового поля на четвертую компоненту волнового поля.

21. Устройство по любому из пп.18-20, отличающееся тем, что дополнительно содержит средство для вывода параметров отрегулированной схемы разделения на компоненты.

22. Устройство по любому из пп.18-21, отличающееся тем, что дополнительно содержит средство для обработки второй части сейсмических данных, используя отрегулированную схему разделения на компоненты.

23. Устройство по п.17, отличающееся тем, что дополнительно содержит

г) второе средство для разделения на компоненты первой части сейсмических данных на множество компонентов волнового поля, используя вторую схему разделения на компоненты,

h) средство для умножения первой выбранной компоненты волнового поля, получаемой вторым средством разделения на компоненты, на вторую выбранную компоненту волнового поля, получаемую вторым средством разделения на компоненты, и

и) средство для сравнения результата умножения первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля с результатом умножения первой выбранной компоненты волнового поля, получаемой вторым средством разделения на компоненты, на вторую выбранную компоненту волнового поля, получаемую вторым средством разделения на компоненты.

24. Устройство по п.23, отличающееся тем, что дополнительно содержит средство для вы-

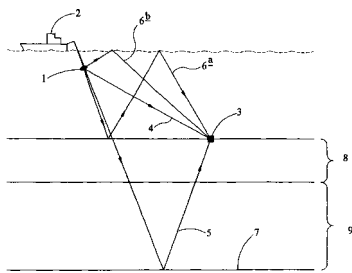
бора либо первой схемы разделения на компоненты, либо второй схемы разделения на компоненты на основе результата, полученного от средства сравнения.

25. Устройство по п.24, отличающееся тем, что дополнительно содержит средство для обработки второй части сейсмических данных, используя выбранную схему разделения на компоненты.

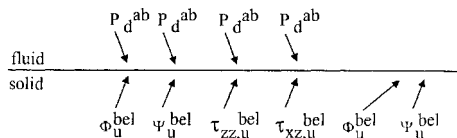
26. Устройство по любому из пп.17-25, отличающееся тем, что содержит программируемый процессор данных.

27. Запоминающая среда, содержащая программу для процессора данных устройства, которое содержит

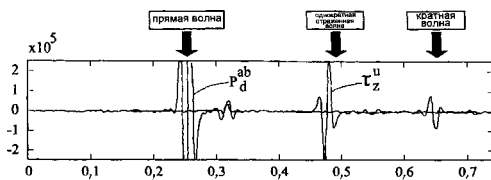
а) первое средство для разделения на компоненты первой части сейсмических данных на



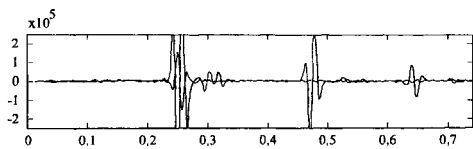
Фиг. 1



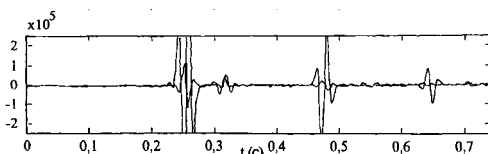
Фиг. 2



Фиг. 3а



Фиг. 3б



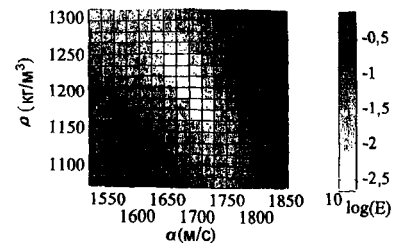
Фиг. 3с

множество компонентов волнового поля, используя первую схему разделения на компоненты,

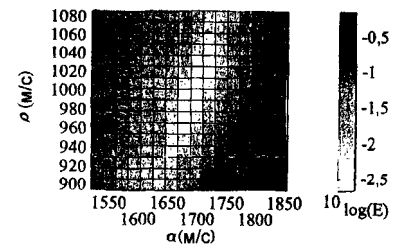
б) средство выбора из компонентов волнового поля, получаемых на этапе (а), первой и второй компоненты волнового поля, которые не поступают одновременно на приемник,

с) средство для умножения первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля,

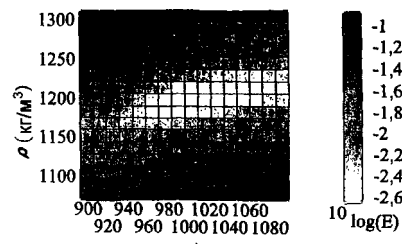
д) средство для регулирования по меньшей мере одного параметра схемы разделения на компоненты на основе результата умножения первой компоненты волнового поля на вторую компоненту волнового поля.



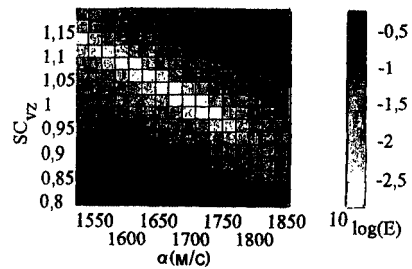
Фиг. 4а



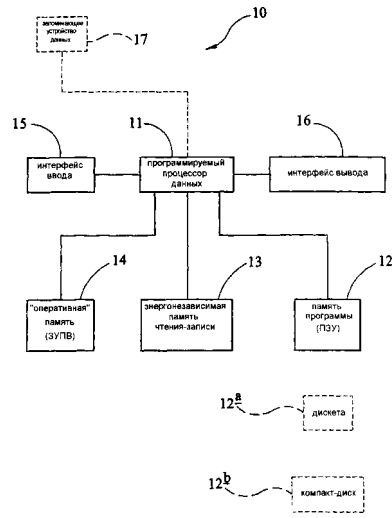
Фиг. 4б



Фиг. 4с



Фиг. 4д



Фиг. 5

