



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 272 556**

51 Int. Cl.:
G01V 1/36 (2006.01)
G01V 1/28 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Número de solicitud europea: **01985447 .0**
86 Fecha de presentación : **07.12.2001**
87 Número de publicación de la solicitud: **1340101**
87 Fecha de publicación de la solicitud: **03.09.2003**

54 Título: **Método y aparato de procesar unos datos sísmicos.**

30 Prioridad: **07.12.2000 GB 0029980**
04.07.2001 GB 0116313

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
01.05.2007

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
01.05.2007

73 Titular/es: **WesternGeco Seismic Holdings Limited**
Citco Building, P.O. Box 662
Road Town, Tortola, VG

72 Inventor/es: **Robertsson, Johan y**
Muijs, Remco

74 Agente: **Torner Lasalle, Elisabet**

ES 2 272 556 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

ES 2 272 556 T3

DESCRIPCIÓN

Método y aparato de procesar unos datos sísmicos.

5 La presente invención se refiere a un método de procesar unos datos sísmicos, en particular un método de procesar unos datos sísmicos marinos de varios componentes con el objeto de calcular las propiedades del fondo marino y filtros de calibración de sensores. La misma también se refiere a un aparato para procesar los datos sísmicos.

10 La figura 1 es una ilustración esquemática de una disposición de un reconocimiento sísmico marino. En esta disposición, un generador sísmico 1 es remolcado a través de una capa de agua (en este evento el mar) mediante un navío de reconocimiento 2, y se hace que emita unos pulsos discretos de energía sísmica. La disposición de reconocimiento incluye un sensor sísmico 3, conocido generalmente como un “receptor”, destinado a detectar la energía sísmica emitida por el generador 1. En la figura 1 el receptor 3 está dispuesto en el lecho marino. (Una disposición práctica de disposición de reconocimiento sísmico incluirá generalmente un conjunto de más de un receptor, por ejemplo, en un reconocimiento de Cable del Fondo del Océano se fijan una pluralidad de receptores a un cable de soporte y luego el cable se despliega sobre el lecho marino. Sin embargo, los principios de una disposición de reconocimiento sísmico marino se explicarán con referencia a un solo receptor, para facilitar la explicación).

20 La energía sísmica puede viajar desde el generador 1 al receptor 3 a lo largo de muchos caminos. Por ejemplo, la energía sísmica puede viajar directamente desde el generador 1 al receptor 3; este camino se ilustra como camino 4 en la figura 1. El camino 4 se conoce como el “camino directo”, y la energía sísmica que viaja a través del camino directo 4 es conocida como la “onda directa”.

25 Otro camino de energía sísmica desde el generador 1 al receptor 3 implica una simple reflexión en un reflector 7 dispuesto dentro de la tierra, y la misma se ilustra como camino 5 en la figura 1. (Este camino también implicará la refracción en el suelo marino y en unas interfaces entre diferentes capas dentro de la tierra, aunque esto se ha omitido en aras de la claridad.) Este camino se conoce como el “camino primario”, y la energía sísmica recibida en el receptor 3 a lo largo de este camino se conoce como la “reflexión primaria”. En la figura 1 sólo se muestra un reflector, aunque los datos sísmicos típicos contendrán reflexiones primarias desde muchos diferentes reflectores dentro de la tierra.

30 No toda la energía sísmica que se propaga hacia abajo que incide en el lecho marino pasará hacia el interior de la tierra, y una proporción será reflejada hacia arriba del mar. Por otra parte, el generador 1 puede emitir alguna energía sísmica propagada hacia arriba que alcanzará el receptor después de sufrir una reflexión en la superficie del mar. Esos efectos ocasionan unos caminos de energía sísmica, tales como por ejemplo como los caminos 6a y 6b de la figura 1, que complican más que pasan a través del agua. Esos caminos se conocen como caminos “múltiples de capa de agua”.

40 La existencia de muchos caminos desde el generador 1 al receptor 3 en una disposición de reconocimiento sísmico del tipo general ilustrado en la figura 1 complica el análisis de los datos sísmicos obtenidos por el receptor 3. Cuando los datos sísmicos obtenidos por el receptor 3 son analizados, es necesario distinguir los eventos que se producen a partir de una reflexión primaria, los eventos que se producen a partir de la onda directa y los eventos que se producen a partir de una múltiple capa de agua. En aguas profundas hay, por lo general, un importante retraso entre la producción de un evento a partir de la onda directa y un evento que se produce a partir de una múltiple de capa de agua, pero en aguas poco profundas un evento producido a partir de una múltiple capa de agua puede ocurrir muy pronto después de que se produzca un evento a partir de la onda directa.

45 Otro factor que complica el análisis de los datos sísmicos obtenidos por el receptor 3 es que las propiedades de la tierra no son uniformes. En particular, frecuentemente hay una capa 8 en o cerca de la superficie cuyas propiedades bien pueden ser significativamente diferentes de las propiedades de la estructura geológica subyacente 9 (referida aquí como el “basamento”). Esto puede ocurrir si, por ejemplo, hay una capa en o cerca de la superficie de tierra que está menos consolidada que el basamento. En particular, la velocidad de la energía sísmica puede ser significativamente más baja en la capa de superficie o cerca de la superficie 8 que en el basamento 9, y dicha capa de superficie o cerca de la superficie se conoce así como una “capa de baja velocidad” o (LVL). Esta diferencia de velocidad puede producir un cambio en el tiempo de propagación de la energía sísmica comparado con el tiempo de propagación que se registraría si la capa de superficie o cerca de la superficie y el basamento tuvieran idénticas propiedades sísmicas, y esos cambios en el tiempo de propagación se conocen generalmente como “cambios estáticos”, o simplemente “estáticos”.

60 El cambio estático generado por una capa de superficie o cerca de la superficie de baja velocidad 8 depende del espesor de la capa, y de la velocidad de propagación de la energía sísmica a través de la capa. Corrientemente ocurren unas variaciones laterales tanto en el espesor de una capa de baja velocidad 5 como en la velocidad de propagación a través de la capa, de modo que el cambio estático observado en un receptor sísmico en un punto va a ser probablemente diferente del cambio estático observado en un receptor de otro punto. Para una primera aproximación, la serie entera de datos registrados en un receptor se avanzará o retrasará por un cambio estático de tiempo con relación a los datos registrados en otro receptor.

65 El receptor 3 puede medir solamente un simple componente de la energía sísmica recibida. Recientemente, sin embargo, ha resultado común para el receptor 3 el registrar más de un componente de la energía sísmica recibida, por ejemplo, el receptor puede registrar los componentes x-,y- y z- de la velocidad corpuscular y la presión (que es una cantidad escalar). El interés en la obtención de datos sísmicos de múltiples componentes del lecho marino ha

5 aumentado de manera significativa. Dado que los registros de varios componentes del fondo marino registran las ondas transversales (ondas S), así como las ondas P, es posible producir una imagen a través de secuencias que son opacas a las ondas P (por ejemplo, nubes de gas). Además, dado que las ondas transversales revelan la presencia de anisotropía más claramente que las ondas P, los registros de varios componentes pueden dar una información adicional acerca de las propiedades físicas del subsuelo o acerca de la presencia y orientación de fracturas de escala pequeña, por ejemplo.

10 Los datos sísmicos de varios componentes se pueden procesar para dar información acerca de varios parámetros sísmicos, o se pueden separar en un campo de ondas creciente y un campo de ondas decreciente. Un problema encontrado en el proceso de datos sísmicos de varios componentes es que la calibración incorrecta del sensor puede llevar a que un componente de los datos registrados sea registrado con menos precisión que los otros componentes. Por ejemplo, cuando los receptores están montados en un cable de soporte, el componente de velocidad corpuscular en la dirección en línea (paralela al cable) puede ser registrado con más precisión que el componente de velocidad corpuscular en la dirección transversal (perpendicular al cable). Este problema se conoce como “infidelidad de vector”.

15 Ha habido un cierto número de propuestas para filtros que permitan la descomposición de los datos sísmicos de varios componentes del lecho marino, por ejemplo por parte de Amundsen, L. Y Reitan, A., en “Descomposición de datos sísmicos de varios componentes en ondas crecientes y decrecientes P y S”, *Geophysics*, Vol. 60, núm. 2.563-572 (1995), por Wapenaar, C.P.A. y otros en “Descomposición de datos sísmicos de varios componentes en respuestas de ondas primarias P y S”, *Geophys. Prosp.*, Vol. 38, 633-661 (1990), y por Amundsen; L y otros, en “Atenuación múltiple y división P/S de datos de varios componentes OBC en un suelo marino heterogéneo”, *Wave motion*, vol 20 32,67-78 (2002) y en “Descomposición de datos de varios componentes del fondo marino en ondas crecientes y decrecientes P y S”, *Geophysics*, Vol. 60, núm 2.563-572 (2000). Sin embargo, esos filtros se apoyan en la suposición que la entrada de datos de esos esquemas es una buena representación del vector de la señal sísmica real obtenida en el receptor, y los mismos también requieren el conocimiento de las propiedades elásticas del suelo marino. Por esta razón, las publicaciones de la descomposición del campo de ondas, el cálculo de los estáticos y la fidelidad de los vectores están intrínsecamente unidos.

25 El conocimiento de las propiedades de la capa superficial 8 se necesita en un cierto número de etapas de proceso para los datos sísmicos de varios componentes del lecho marino. Los mismos incluyen la separación del campo de ondas, el cálculo y supresión de los estáticos, la atenuación y supresión de ruido de las reverberaciones de las capas de agua. Amundsen, L. Y Reitan, A. han propuesto en “Cálculo de las velocidades de onda del suelo marino y densidad de la presión y velocidad corpuscular por análisis AVO”, *Geophysics*, Vol. 60, núm 5.1575-1578 (1995), el cálculo de las velocidades de ondas P y S así como la densidad de la capa superficial 8 a través del análisis AVO del coeficiente de reflexión del fondo marino. La velocidad de ondas P de la capa superficial 8 se puede obtener además, por ejemplo, del análisis de las ondas refractadas. Su técnica, sin embargo, no corrige la calibración incorrecta del sensor. Por otra parte, la precisión del cálculo de la velocidad de ondas S es limitada y sólo puede obtenerse si se incluyen datos muy desorbitados en la inversión. Alternativamente, la velocidad de las ondas P se puede obtener a partir del análisis de las ondas refractadas.

30 Un método de calcular la velocidad transversal de la capa superficial por medio de la inversión de fase-velocidad de las ondas Scholte ha sido desarrollado por Muzyert, E., en “Inversión de ondas Scholte para el modelo de velocidad S próxima a la superficie y estáticos PS”, 70° Aniv. Internat. Mtg. Soc. Espl. Geophys., 1197-1200 (2000). Se han dado informes de resultados satisfactorios sobre este método, tanto para datos simulados como datos de campo. Su principal aplicación es para el cálculo de los estáticos PS, aunque en principio el cálculo de la velocidad de ondas S se podría usar también para la descomposición de campo de ondas. Sin embargo, la técnica trabaja por lo general en frecuencias temporales que son mucho más bajas que la anchura de banda típica usada en un reconocimiento de reflexión sísmico. Por lo tanto, no está claro de si esta técnica aporta cálculos de las propiedades de la capa superficial que puedan ser usados directamente como una entrada para los esquemas de descomposición.

35 Una posible estrategia para abordar el problema citado más arriba ha sido anticipada por Schalkwijk y otros, en “Aplicación de descomposición en dos etapas a los datos de varios componentes del fondo oceánico, teoría y estudio de eventos reales”, *Journ. Of Seism. Expl.* 8.261-278(1999). El principio principal de este método, conocido generalmente como “esquema de la descomposición en dos etapas Delft”, es dividir el procedimiento de descomposición en un número de etapas menores. La información necesaria (propiedades elásticas de la capa superficial y calibración del sensor) se pueden obtener entonces mediante la imposición de condicionantes geofísicos en los resultados descompuestos intermedios. Aunque este enfoque permita una descomposición elástica sin ninguna información *a priori* acerca del subsuelo, el mismo requiere una interpretación considerable de los datos registrados por adelantado - en particular requiere la interpretación adelantada de diferentes eventos en los datos sísmicos. Además, la identificación de las llegadas deseadas puede ser particularmente engorrosa para algunos datos, por ejemplo los datos registrados en mares poco profundos. Este enfoque, por lo tanto, requiere más bien mucho tiempo y es inadecuado para unas aplicaciones de procesado en tiempo real.

40 La patente US núm 5621700 propone la comparación directa de registros de componentes de presión y verticales de velocidad corpuscular en cada paquete de sensores. Entonces unas ondas crecientes podrían ser identificadas por polaridades idénticas, mientras que las polaridades opuestas caracterizarían la energía decreciente (reverberaciones directas de ondas y capas de agua). Aunque el método pueda ser inadecuado para muchas aplicaciones, en algunos eventos se han obtenido buenas imágenes.

ES 2 272 556 T3

El documento EP-A-0400775 describe un método de reconocimiento sísmico marino en el que las reflexiones fantasmas están atenuadas en los datos sísmicos obtenidos. Los datos sísmicos se descomponen para dar la presión o velocidad corpuscular creciente en el sensor y la presión o velocidad corpuscular decreciente en el sensor. Los eventos deseados de reflexión son identificados en la presión o velocidad corpuscular creciente, mientras que las siguientes reflexiones fantasmas están contenidas en la presión o velocidad corpuscular decreciente.

La presente invención persigue el proporcionar un método para calcular las propiedades elásticas de la capa superficial y los operadores de calibración de sensor sin el requisito de una etapa previa de interpretación de los datos.

La presente invención aporta un método para procesar los datos sísmicos de varios componentes obtenidos en un receptor, cual método comprende las etapas de:

a) descomponer una primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando un primer esquema de descomposición;

b) seleccionar, a partir de los componentes de campo de ondas obtenidos en la etapa (a), un primer y segundo componentes del campo de ondas que no habrían llegado simultáneamente al receptor;

c) multiplicar el primer componente de campo de ondas por el segundo componente de campo de ondas para obtener con ello una medida de precisión del primer esquema de descomposición; y

d) determinar que el primer esquema de descomposición es exacto si el resultado de la etapa (c) es sustancialmente cero.

Dado que el primer y segundo componentes de campo de ondas no llegarían simultáneamente al receptor, el resultado de la etapa (c) debería ser cero si el esquema de descomposición es de precisión. La etapa (c) sirve así, para comprobar la precisión del esquema de descomposición empleado. Es posible determinar el esquema de descomposición más exacto, mediante la búsqueda del esquema de descomposición que minimice el valor absoluto del resultado de la etapa (c).

En una realización preferente el método comprende, además, la etapa (e) de ajuste de uno o más parámetros del esquema de descomposición sobre la base del resultado de dicha etapa (c). Si el resultado de esta etapa (c) muestra que el esquema de descomposición inicial fue inexacto, es posible ajustar uno o más parámetros del esquema de descomposición que se refiera, por ejemplo, a las propiedades de la capa superficial o a la calibración de los componentes del receptor. El esquema de descomposición ajustado puede ser comprobado entonces para la precisión y, si es necesario, se pueden hacer otros ajustes hasta que se alcance un esquema de descomposición satisfactorio (es decir, hasta encontrar un esquema de descomposición que minimice el valor absoluto del resultado de la etapa (c)).

En una realización alternativa preferente el método comprende, además, las etapas de:

h) descomponer la primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando un segundo esquema de descomposición;

i) multiplicar el primer componente de campo de ondas seleccionado obtenido en la etapa (h) por el segundo componente de campo de ondas seleccionado obtenido en la etapa (h); y

j) comparar el resultado de la etapa (c) con el resultado de la etapa (i).

La primera realización proporciona un método iterativo para ajustar los parámetros de un esquema de descomposición inicial hasta que el mismo dé unos resultados satisfactorios. En la segunda realización, como contraste, los datos sísmicos se descomponen usando dos (o más) esquemas diferentes de descomposición y se selecciona el más exacto de los esquemas.

Un segundo aspecto de la invención aporta un aparato para procesar los datos sísmicos de varios componentes obtenidos en un receptor, cual aparato comprende:

a) medios para descomponer una primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando un primer esquema de descomposición;

b) medios para seleccionar, a partir de los componentes de campo de ondas obtenidos en la etapa (a), un primer y segundo componentes de campo de ondas que no deberían llegar simultáneamente en el receptor;

c) medios para multiplicar el primer componente de campo de ondas por el segundo componente de campo de ondas para obtener con ello una medida de precisión del primer esquema de descomposición; y

d) medios para determinar que el primer esquema de descomposición sea de precisión si el resultado de la etapa (c) es sustancialmente cero.

ES 2 272 556 T3

A continuación se describirán unas realizaciones preferentes de los ejemplos a título ilustrativo, haciendo referencia a las figuras que se acompañan en las que;

La figura 1 es una vista esquemática de una disposición de reconocimiento sísmica marina;

la figura 2 ilustra unos pares de constituyentes de campo de ondas adecuados para usar en un método de la presente invención;

la figura 3(a) ilustra unos resultados típicos de la presión decreciente por encima del lecho del mar y la tracción normal creciente por debajo del lecho marino;

la figura 3(b) muestra unos resultados correspondientes a la fig. 3(a) pero para una simulación de calibración de sensor imprecisa;

la figura 3(c) muestra unos resultados correspondientes a la fig. 3(a) pero para otra simulación de calibración de sensor imprecisa;

las figuras 4(a) a 4(d) ilustran unas secciones transversales a través de funciones de energía calculadas por un método de la invención; y

la figura 5 representa un diagrama de bloques esquemático de un aparato de la invención.

Como se apuntó más arriba, el esquema de descomposición en dos etapas Delft propuesto por Schalkwijk y otros intenta eliminar la necesidad de una información a priori sobre la calibración de sensor y las propiedades de capa superficial mediante la aplicación de limitaciones geofísicas a resultados de descomposición intermedios. Los ejemplos de limitaciones adecuadas incluyen:

1. Ninguna presión decreciente por encima del suelo marino ($P_d^{ab} = 0$) para reflexiones primarias;

2. Ninguna tensión normal creciente por debajo del suelo marino ($\tau_{zz,u}^{bel} = 0$) para la onda directa y para las múltiples capas de agua;

3. Ninguna tensión cortante decreciente por debajo del suelo marino ($\tau_{xz,u}^{bel}, \tau_{xz,d}^{bel} = 0$) para la onda directa.

En la notación usada para esos símbolos, la P indica presión, τ_{zz} indica tensión normal, τ_{xz} indica tensión de cortadura, los índices superiores "ab" y "bel" denotan por encima y debajo del lecho marino, y los subíndices "u" y "d" indican creciente y decreciente. Las expresiones frecuencia-número de ondas para los filtros requeridas para calcular los constituyentes P_d^{ab} , $\tau_{zz,u}^{bel}$, $\tau_{xz,u}^{bel}$ y $\tau_{xz,d}^{bel}$ se pueden encontrar en Schalkwijk y otros, 1999, *supra*.

Con el objeto de aplicar las limitaciones arriba citadas, los datos registrados necesitan ser analizados antes de procesar a fin de identificar la onda directa, las múltiples capas de agua y las reflexiones primarias. Luego, las ventanas de datos se pueden seleccionar con respecto a ejecutar el procedimiento de optimización para el criterio citado más arriba, volviendo así el esquema de descomposición en un proceso iterativo. Este enfoque es razonablemente exitoso para los datos obtenidos en aguas profundas, dado que tales datos tienen por lo general un intervalo de tiempo largo entre la llegada de la onda directa y la llegada de la primera múltiple capa de agua. Toda la energía en la ventana de tiempo entre la llegada de la onda directa y la llegada del primer evento múltiple de capa de agua se puede entonces contemplar como unas señales crecientes reflejadas desde las estructuras de subsuelo. En el caso de datos obtenidos en aguas poco profundas, sin embargo, las múltiples capas de agua llegarán relativamente pronto después de la onda directa, complicando así una clasificación de eventos de los datos sísmicos en reflexiones primarias y múltiples capas de agua.

El principio de la presente invención es encontrar unas combinaciones de constituyentes de campo de ondas para los que la energía no llega simultáneamente en un punto receptor. Si no hay un acoplamiento físico directo entre dos componentes de campo de ondas, de modo que los dos componentes de campo de ondas no llegan a un punto receptor al mismo tiempo, el producto de los dos componentes en aquel punto será cero. La precisión de un esquema de descomposición se puede, por tanto, comprobar mediante la descomposición de un campo de ondas obtenido en sus componentes y multiplicando entre sí los dos componentes de campo de ondas, obtenidos por la descomposición, que no habrían llegado al receptor al mismo tiempo (para abreviar, dichos dos componentes se llamarán en adelante como "componentes de campo de ondas desacoplados"). Si la descomposición se efectuó con precisión, el resultado de multiplicar los dos componentes de campo de ondas desacoplados deberá ser próximo a cero. La multiplicación rápida y directa de dichos componentes de campo de ondas proporciona una medida de la pérdida de energía entre los componentes debido a una descomposición imperfecta del campo de ondas, proporcionando así una medida de la precisión de la descomposición del campo de ondas. Pueden existir eventos cruzados, pero su contribución al producto de los dos componentes de campo de ondas desacoplados se puede reducir estadísticamente escogiendo una ventana espacio-tiempo suficientemente grande.

En particular, la presente invención aporta un método para determinar las propiedades elásticas correctas del lecho marino y la calibración del sensor. El método implica el desarrollo de un esquema de descomposición inicial sobre la

base de las propiedades elásticas estimadas de la capa superficial sobre la base de una calibración de sensor supuesta inicial. Los datos sísmicos se descomponen usando este esquema de descomposición inicial, y dos componentes del campo de ondas descompuesto que deberían ser unos componentes de campo de ondas desacoplados se seleccionan y multiplican entre sí. Los resultados de la multiplicación proporcionan una indicación de la precisión del esquema de descomposición inicial. Si los resultados de la multiplicación muestran que el esquema de descomposición inicial fue inexacto, se ajustan uno o más parámetros del esquema de descomposición. Por ejemplo, las propiedades elásticas de la capa superficial usada en el esquema de descomposición se pueden cambiar. Alternativamente, o adicionalmente, se puede cambiar la calibración del sensor. Entonces los datos se descomponen usando el nuevo esquema de descomposición, y se comprueba nuevamente la precisión seleccionando y multiplicando entre sí dos componentes del campo de ondas descompuesto que deberían ser componentes de campo de ondas desacoplados. Este procedimiento se podrá repetir cuanto fuera necesario, hasta obtener un esquema de descomposición aceptable. Así pues, la invención posibilita un cálculo exacto tanto de los parámetros del fondo marino como de los operadores de calibración de sensor.

En principio, el procedimiento de descomponer los datos, seleccionar y multiplicar entre sí dos componentes de campo de ondas descompuesto, y variar los parámetros del esquema de la descomposición se puede llevar a cabo sobre la serie completa de datos sísmicos. Para reducir la energía computacional requerida, sin embargo, puede ser preferible llevar a cabo el procedimiento sobre una subserie, tal como una parte de prueba seleccionada, de los datos sísmicos. Una vez que se ha obtenido un esquema de descomposición satisfactorio por el procedimiento iterativo arriba apuntado, el mismo se puede usar entonces para procesar todos o parte de los datos sísmicos. El método de la invención se puede aplicar a los datos sísmicos obtenidos recientemente, o a los datos sísmicos ya existentes.

Una vez que se ha obtenido un esquema de descomposición aceptable, los parámetros de ese esquema de descomposición se pueden almacenar para un uso futuro. Alternativamente o adicionalmente los parámetros se pueden enviar a un operador.

En otra realización preferida de la invención, la precisión del esquema de descomposición se comprueba usando más de un par de componentes de campo de ondas desacoplados. Se genera una función combinada de dos o más pares de componentes de campo de ondas desacoplados seleccionados, y se determina un esquema de descomposición aceptable (es decir, un esquema para el que la función combinada es próxima a cero).

Ejemplos de posibles combinaciones de componentes de campo de ondas que no llegan al receptor al mismo tiempo incluyen:

- a) bajar la presión sobre el suelo marino, subir la tensión normal debajo del suelo marino;
- b) bajar la presión sobre el suelo marino, subir la tensión de cortadura debajo del suelo marino;
- c) subir la tensión normal debajo del suelo marino, subir la tensión de cortadura debajo del suelo marino;
- d) subir las ondas P debajo del suelo marino, subir las ondas S debajo del suelo marino;
- e) bajar la presión sobre el suelo marino, subir las ondas P debajo del suelo marino; y
- f) bajar la presión sobre el suelo marino, subir las ondas S debajo del suelo marino.

Algunos de esos pares de constituyentes de campo de ondas independientes se muestran esquemáticamente en la figura 2. En dicha figura 2, Φ_u^{bel} y Ψ_u^{bel} son las ondas crecientes P y S debajo del fondo marino.

En unas realizaciones preferidas de la invención, la etapa de multiplicar entre sí uno o más pares de componentes de campo de ondas comprende la determinación de una o más de las siguientes funciones de energía:

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

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

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

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

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

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

O, en términos generales

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

donde $\alpha(ij)$ y $\beta(ij)$ son dos componentes de campo de ondas desacoplados.

En estas funciones de energía, la suma extendida a i es una suma extendida a las muestras de tiempo, y Nt es el número de muestras de tiempo usado para la inversión. La suma extendida a j es una suma extendida a las trazas, decalajes o receptores, y Nx es el número de trazas, decalajes o receptores usados para la inversión.

Hay que notar que estas funciones de energía emplean los mismos constituyentes de campo de ondas que los usados en el esquema de descomposición en dos etapas Delft, y las expresiones de filtro requeridas para calcular estos constituyentes se pueden hallar en Schalkwijk y otros, 1999 (*supra*). Sin embargo, las funciones de energía dadas más arriba constan de productos rápidos y directos de diferentes campos de ondas solamente, de modo que se elimina la necesidad de una etapa previa de análisis para identificar las llegadas en los datos. Las funciones de energía de la presente invención se pueden calcular para intervalos arbitrarios de tiempo.

A continuación se ilustrará la invención mediante un ejemplo que emplea unos datos sísmicos simulados. Para este ejemplo, se empleó un código de reflectividad usado para generar unos datos sísmicos simulados para un modelo de tierra 1D canónico. Luego, los datos sísmicos simulados fueron descompuestos para dar los componentes de campo de ondas P_d^{ab} y $\tau_{zz,u}^{bel}$. Estos componentes de campo de ondas fueron obtenidos usando los filtros propuestos por Schalkwijk y otros.

La figura 3(a) muestra los resultados para P_d^{ab} y $\tau_{zz,u}^{bel}$ obtenidos cuando se emplearon la calibración correcta del sensor y las propiedades correctas del suelo marino para generar los filtros de descomposición. La figura 3(a) muestra una ventana de tiempo conteniendo tres llegadas: la onda directa, una reflexión primaria y un múltiplo de capa de agua. Se puede observar que, en general, $\tau_{zz,u}^{bel}$ es sustancialmente cero cuando P_d^{ab} no es cero, y viceversa. También se observará que el criterio de optimización (1) y (2) de más arriba, quedan en general, bien satisfechos.

La figura 3(b) muestra los resultados descompuestos obtenidos cuando la velocidad de onda P usada en la descomposición se desvía un 10% del valor correcto. Esto simula el efecto de la descomposición del uso de unas propiedades elásticas incorrectas para el lecho marino. Se notará que tanto P_d^{ab} como $\tau_{zz,u}^{bel}$ son cero para la onda directa, de modo que el criterio de optimización (2) de más arriba, claramente no queda satisfecho.

Finalmente, la figura 3c muestra los resultados descompuestos obtenidos cuando la componente vertical de la velocidad corpuscular recibida es evaluada con un factor 1,2 antes de efectuar la descomposición. Esto simula el efecto en la descomposición de una calibración de sensor incorrecta. Se observará que tanto P_d^{ab} y $\tau_{zz,y}^{bel}$ son cero para la onda directa y la reflexión primaria, de modo que el criterio de optimización (1) y (2) de más arriba, claramente no queda satisfecho.

Las figuras 3(a) a 3(c) ilustran que una descomposición elástica efectuada con propiedades de suelo marino incorrectas o con unos sensores impropriadamente calibrados dará como resultado una pérdida de energía entre los diferentes constituyentes de campo de ondas. Este fenómeno es fácilmente reconocible en las figuras 3(b) y 3(c) como que la energía llega simultáneamente en la presión descendente encima del suelo marino y las tensiones normales ascendentes debajo del suelo marino. La presente invención es capaz de cuantificar esta pérdida de energía entre los diferentes constituyentes de campo de ondas, bajo el supuesto que los constituyentes de campo de ondas descendentes no lleguen ampliamente al mismo tiempo. La invención, por lo tanto, proporciona una indicación en cuanto el esquema de descomposición es o no satisfactorio. Claramente, multiplicando entre sí P_d^{ab} y $\tau_{zz,u}^{bel}$ con respecto a la traza de la figura 3(a) se producirá un valor próximo a cero, dado que P_d^{ab} es generalmente no-cero sólo cuando $\tau_{zz,u}^{bel}$ es próximo a cero y viceversa. Sin embargo, al multiplicar entre sí P_d^{ab} y $\tau_{zz,u}^{bel}$ con respecto a la traza de la figura 3(b) ó figura 3(c) se producirá un valor mucho mayor, ya que hay veces en que las trazas donde tanto P_d^{ab} como $\tau_{zz,u}^{bel}$ son sustancialmente no-cero.

ES 2 272 556 T3

De esta forma, al multiplicar entre sí P_d^{ab} y $\tau_{zz,u}^{bel}$ proporciona una medida de la precisión de la descomposición de las figuras 3(a) a 3(c) y por lo tanto proporciona una medida de la precisión de los supuestos subyacentes en el esquema de descomposición. El esquema de descomposición más exacto se puede hallar mediante el ajuste del parámetro que subyace en el esquema de descomposición hasta que el resultado de multiplicar entre sí P_d^{ab} y $\tau_{zz,u}^{bel}$ se reduzca a un mínimo.

La figura 4(a) muestra una sección a través de la función de energía E_1 como una función de la velocidad de onda P en el lecho marino (α , a lo largo del eje x) y la densidad de la capa superficial del lecho marino (ρ , a lo largo del eje y). El valor de la función de energía E_1 se muestra sobre una escala logarítmica, con zonas más iluminadas de la figura 4(a) correspondientes a los valores más bajos de E_1 . Esta figura muestra que los valores de las velocidades sísmicas del suelo marino están marcadamente bien limitadas, particularmente la velocidad de la onda P.

La figura 4(b) y 4(c) muestran la función de energía E_1 como una función de otras variables. La figura 4(b) ilustra una sección a través de la función de energía E_1 como una función de velocidad de onda P en el lecho marino (eje x) y la velocidad de onda S en el lecho marino (β , a lo largo del eje y). La figura 4(c) muestra una sección a través de la función de energía E_1 como una función de velocidad de onda S en el lecho marino (β , a lo largo del eje x) y la densidad de la capa superficial del lecho marino (eje y).

La figura 4(d) muestra una sección a través de E_1 como una función de la velocidad de onda P (eje x) y un factor de calibración escalar (sc_{vz} , eje y) aplicado al componente vertical de la velocidad corpuscular. La función de energía se calcula usando un componente de velocidad vertical v_z que ha sido multiplicado por el factor escalar, para simular unos sensores calibrados impropiamente.

Se observará que E_1 muestra un mínimo en cada una de las figuras 4(a) a 4(d). En el caso de la figura 4(d), el valor mínimo tiene lugar, como se esperaba, en $sc_{vz} = 0$.

Las figuras 4(a) a 4(d) ilustran el efecto que variando los parámetros subyacentes en el esquema de descomposición tienen sobre la función de energía E_1 . Efectos similares se observarán para otras funciones de energía, por ejemplo sobre las funciones de energía E_{2a} a E_6 . En una realización preferente de la invención, por tanto, se hace una minimización simultánea de más de una función de energía. Por ejemplo, dos (o más) de las funciones de energía E_1 a E_6 dadas más arriba podrían sumarse para dar una función de energía combinada de la forma: $E_{tot} = E_m + E_n$ (donde $m \neq n$). Entonces se puede encontrar el esquema de descomposición que minimiza E_{tot} , de manera similar a la que se describió más arriba para una sola función de energía.

La función de energía combinada no se limita a la suma de dos o más de las funciones de energía E_1 a E_6 relacionadas más arriba, sino que se puede formar mediante la suma de cualesquiera dos (o más) funciones de energía adecuadas. Por ejemplo, E_{tot} puede producirse alternativamente por la suma de dos (o más) funciones de energía que tengan la forma general de la función de energía E' dada más abajo.

En otra realización, E_{tot} se determina usando una suma ponderada.

Con vistas al desarrollo de unas implementaciones computacionalmente más eficientes de los filtros de descomposición de campo de ondas, se anticipa que el método de la invención permite una tabulación en tiempo real de las propiedades elásticas del suelo marino.

La presente invención no se limita a las funciones de energía de la forma general E arriba indicada. Cualquier función que implique el producto de dos componentes separados de campo de ondas puede, en principio, ser usada. Por ejemplo, se podría usar una función de energía de la siguiente forma general:

$$E' = \sum_x \frac{\sum_t (\alpha * \beta)^2}{\sum_t (\alpha^2) * \sum_t (\beta^2)}$$

El numerador de la función de energía E' corresponde a la primera función de energía E. El denominador de la función de energía E' se gradúa más o menos por la energía presente en las trazas, y evita las trazas casi descentradas que dominan la optimización. Se requieren unos ángulos mayores de incidencia para calcular la velocidad de onda P independiente de la densidad y para calcular la velocidad de onda S con más precisión.

En la realización descrita anteriormente, se obtiene un esquema de descomposición exacto mediante un procedimiento iterativo empezando a partir de un esquema calculado inicial. En una realización alternativa de la invención se desarrollan inicialmente dos o más esquemas de descomposición diferentes, y se procesa una parte de comprobación de los datos sísmicos usando cada uno de los esquemas de descomposición iniciales. Entonces se comprueban los resultados de los esquemas de descomposición mediante la determinación del resultado de, para cada esquema de

ES 2 272 556 T3

descomposición, la multiplicación entre sí de dos componentes de campo de ondas desacoplados seleccionados (los mismos dos para cada esquema de descomposición). El más exacto de los esquemas de descomposición es el esquema para el cual el resultado de multiplicar entre sí los dos componentes de campo de ondas desacoplados seleccionados está más cerca de cero.

5

La invención se ha descrito más arriba con respecto al dominio de tiempo-espacio. Sin embargo, la invención no se limita a dicho dominio de tiempo-espacio, y puede llevarse a cabo en cualquier dominio conveniente. Como un ejemplo, la invención se podría llevar a cabo alternativamente en el dominio frecuencia-número de ondas (dominio f/k). Las funciones de energía tales como E_1 se definirían entonces como una convolución sobre la frecuencia.

10

En la práctica, podría ser más fácil definir una ventana adecuada para el procedimiento de optimización en el dominio f/k que en el dominio tiempo-espacio. Por otra parte, la precisión de muchas aproximaciones de filtros, tales como un filtro en serie Taylor, disminuye con el número de ondas. Es posible compensar esto cuando se optimiza el esquema de descomposición en el dominio f/k , dado que es posible aplicar unas funciones de ponderación que sean dependientes de k_x , en la suma para determinar una función de energía.

15

La invención se ha descrito más arriba con respecto a los datos sísmicos del Ocean Bottom obtenidos usando un receptor dispuesto en el lecho marino. Sin embargo, la invención no se limita a esto, y puede aplicarse también a datos sísmicos obtenidos en, por ejemplo, una reconecimiento sísmico terrestre, una investigación sísmica marina remolcada, o una investigación sísmica de sondeo (es decir, una investigación de perfil sísmico vertical). Por ejemplo, la invención se puede aplicar a datos obtenidos en una investigación sísmica terrestre, empleando unas ondas P crecientes y ondas S crecientes en función de componentes desacoplados. Hay que notar, sin embargo, que la conversión del modo puede ocurrir en la cara límite inferior de la capa superficial 8 si la velocidad sísmica de la capa superficial difiere significativamente de la velocidad sísmica en la base; en este caso puede que no sea posible tratar las ondas P crecientes y las ondas S crecientes como componentes de campo de ondas desacoplados.

20

25

La figura 5 es un diagrama de bloques esquemático de un aparato programable 10 de acuerdo con la presente invención. El sistema comprende un procesador de datos programable 11 con una memoria de programa 12, por ejemplo en forma de una memoria sólo lectura ROM, almacenando un programa para controlar el procesador de datos 11 para ejecutar un método según la invención como se describió más arriba. El sistema comprende, además, una memoria lectura/escritura no volátil 13 para almacenar, por ejemplo, cualquier dato que deba ser retenido en la ausencia de suministro de energía. Una memoria de "trabajo" o "circuito impreso" para cuando el procesador de datos esté provisto de una memoria de acceso aleatorio (RAM) 14. Una interfaz de entrada 15 está prevista, por ejemplo para recibir las órdenes y datos. Una interfaz de salida 16 está prevista, por ejemplo para visualizar la información relativa al progreso y resultados del método. Se pueden suministrar unos datos definidos de usuario por medio de la interfaz de entrada 15 o bien se pueden proveer opcionalmente mediante una memoria legible mecánicamente 17.

30

35

El programa para el funcionamiento del sistema y para ejecutar cualquiera de los métodos descritos aquí anteriormente se almacena en la memoria de programa 12, que puede estar incorporada como una memoria de semiconductor, por ejemplo del tipo bien conocido ROM. Sin embargo, el programa se podrá almacenar en cualquier otro medio de almacenaje adecuado, tal como un portador de datos magnético 12a (tal como un disco magnético flexible) o un CD-ROM 12b.

45

50

55

60

65

ES 2 272 556 T3

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un método para procesar datos sísmicos de varios componentes obtenidos en un receptor, cual método comprende las etapas de:
- a) descomponer una primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de onda usando un primer esquema de descomposición;
 - 10 b) seleccionar, a partir de los componentes de campo de ondas obtenidos en la etapa (a), un primer y segundo componentes de campo de ondas que no hubieran llegado simultáneamente al receptor;
 - c) multiplicar el primer componente de campo de ondas por el segundo componente de campo de ondas; y
 - 15 d) determinar que el primer esquema de descomposición es exacto si el resultado de la etapa (c) es sustancialmente cero.
2. Un método según se reivindica en la reivindicación 1 y que comprende, además, la etapa (e) de ajustar uno o más parámetros del esquema de descomposición sobre la base del resultado de la etapa (c).
- 20 3. Un método según se reivindica en la reivindicación 2 y en el que la etapa (e) comprende el ajuste de uno o más parámetros del esquema de descomposición si el resultado de la etapa (c) es notablemente diferente de cero.
4. Un método según se reivindica en la reivindicación 3 y que comprende, además, la descomposición de la primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando el esquema de descomposición ajustado.
- 25 5. Un método según se reivindica en la reivindicación 4 y que comprende, además, la repetición de la etapa (b) y etapa (c).
- 30 6. Un método según se reivindica en cualquier reivindicación precedente y que comprende las etapas adicionales de:
- f) seleccionar un tercer y cuarto componentes de campo de ondas que no hubieran llegado simultáneamente al receptor; y
 - 35 g) multiplicar el tercer componente de campo de ondas por el cuarto componente de campo de ondas.
7. Un método según se reivindica en la reivindicación 2 o en cualquiera de las reivindicaciones 3 a 6 cuando dependan directa o indirectamente de la reivindicación 2 y que comprende la etapa adicional de extraer los parámetros del esquema de descomposición ajustado.
- 40 8. Un método según se reivindica en la reivindicación 3 o en cualquiera de las reivindicaciones 4 a 7 cuando dependan directa o indirectamente de la reivindicación 3, en el que la etapa (e) comprende el ajuste de un parámetro del esquema de descomposición indicativo de las propiedades sísmicas de una capa en o cerca de la superficie terrestre.
- 45 9. Un método según se reivindica en la reivindicación 3 o en cualquiera de las reivindicaciones 4 a 7 cuando dependan directa o indirectamente de la reivindicación 3, en el que la etapa (e) comprende el ajuste de un parámetro del esquema de descomposición indicativo de la calibración del receptor.
- 50 10. Un método según se reivindica en la reivindicación 2 o en cualquiera de las reivindicaciones 3 a 9 cuando dependan directa o indirectamente de la reivindicación 2, y que comprende además, la etapa de procesar una segunda parte de los datos sísmicos usando el esquema de descomposición ajustado.
- 55 11. Un método según se reivindica en la reivindicación 1 y que comprende, además, las etapas de:
- h) descomponer la primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando un segundo esquema de descomposición;
 - 60 i) multiplicar el primer componente de campo de ondas seleccionado obtenido en la etapa (h) por el segundo componente de campo de ondas seleccionado obtenido en la etapa (h); y
 - j) comparar el resultado de la etapa (c) con el resultado de la etapa (i).
- 65 12. Un método según se reivindica en la reivindicación 11 y que comprende, además, la selección del primer esquema de descomposición o del segundo esquema de descomposición sobre la base del resultado de la etapa (j).

ES 2 272 556 T3

13. Un método según se reivindica en la reivindicación 12 que comprende, además, la etapa de procesar una segunda parte de los datos sísmicos usando el esquema de descomposición seleccionado.

14. Un método según se reivindica en cualquier reivindicación precedente, en el que la etapa (c) ó la etapa (g) comprende el cálculo de:

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

donde $\alpha(ij)$ y $\beta(ij)$ son el primer y segundo componentes de campo de ondas.

15. Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13, en el que la etapa (c) o la etapa (g) comprende el cálculo de:

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

donde $\alpha(ij)$ y $\beta(ij)$ son el primer y segundo componentes de campo de ondas.

16. Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13 y ejecutado en el dominio de frecuencia-número de ondas.

17. Un método de obtener y procesar datos sísmicos de varios componentes que comprende las etapas de obtener unos datos sísmicos de varios componentes en un receptor; y procesar los datos sísmicos mediante un método definido en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 16.

18. Un aparato para procesar unos datos sísmicos de varios componentes obtenidos en un receptor, comprendiendo dicho aparato:

a) unos primeros medios de descomposición destinados a descomponer una primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando un primer esquema de descomposición;

b) medios para seleccionar, a partir de los componentes de campo de ondas obtenidos en la etapa (a), un primer y segundo componentes de campo de ondas que no hubieran llegado simultáneamente al receptor;

c) medios para multiplicar el primer componente de campo de ondas por el segundo componente de campo de ondas; y

d) medios para determinar que el primer esquema de descomposición es exacto si el resultado de la etapa (c) es sustancialmente cero.

19. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 18 y que comprende, además, unos medios (e) destinados a ajustar uno o más parámetros del esquema de descomposición sobre la base del resultado de multiplicar el primer componente de campo de ondas por el segundo componente de campo de ondas.

20. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 19, en el que los medios de ajuste están adaptados para ajustar uno o más parámetros del esquema de descomposición si el resultado de multiplicar el primer componente de campo de ondas por el segundo componente de campo de ondas es notablemente diferente de cero.

21. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 20, en el que los primeros medios de descomposición están adaptados para descomponer la primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando el esquema de descomposición ajustado.

22. Un aparato según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones 18 a 21 y que comprende:

f) medios para seleccionar un tercer y cuarto componentes de campo de ondas que no hubieran llegado simultáneamente al receptor; y

g) medios para multiplicar el tercer componente de campo de ondas por el cuarto componente de campo de ondas.

ES 2 272 556 T3

23. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 19 o en cualquiera de las reivindicaciones 20 a 22 cuando dependan directa o indirectamente de la reivindicación 19 y que comprende, además, unos medios de salida para extraer los parámetros del esquema de descomposición ajustado.

5 24. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 19 o en cualquiera de las reivindicaciones 20 a 23 cuando dependan directa o indirectamente de la reivindicación 19 y que comprende, además, medios para procesar una segunda parte de los datos sísmicos usando el esquema de descomposición ajustado.

25. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 18 y que comprende, además:

10

h) unos segundos medios de descomposición para descomponer la primera parte de los datos sísmicos en una pluralidad de componentes de campo de ondas usando un segundo esquema de descomposición;

15

i) medios para multiplicar el primer componente de campo de ondas seleccionado obtenido por los segundos medios de descomposición por el segundo componente de campo de ondas seleccionado obtenido por los segundos medios de descomposición; y

20

j) medios para comparar el resultado de multiplicar el primer componente de campo de ondas por el segundo componente de campo de ondas con el resultado de multiplicar el primer componente de campo de ondas seleccionado obtenido por los segundos medios de descomposición por el segundo componente de campo de ondas seleccionado obtenido por los segundos medios de descomposición.

25

26. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 25 y que comprende, además, unos medios para seleccionar el primer esquema de descomposición o el segundo esquema de descomposición sobre la base del resultado de los medios de comparación.

27. Un aparato según se reivindica en la reivindicación 26 y que comprende, además, unos medios para procesar una segunda parte de los datos sísmicos usando el esquema de descomposición seleccionado.

30

28. Un aparato según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones 18 a 27 y que comprende una unidad de proceso de datos programable.

35

29. Un medio de almacenamiento que contiene un programa que, cuando es ejecutado por una unidad de proceso de datos, efectúa un método definido en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 16.

40

45

50

55

60

65

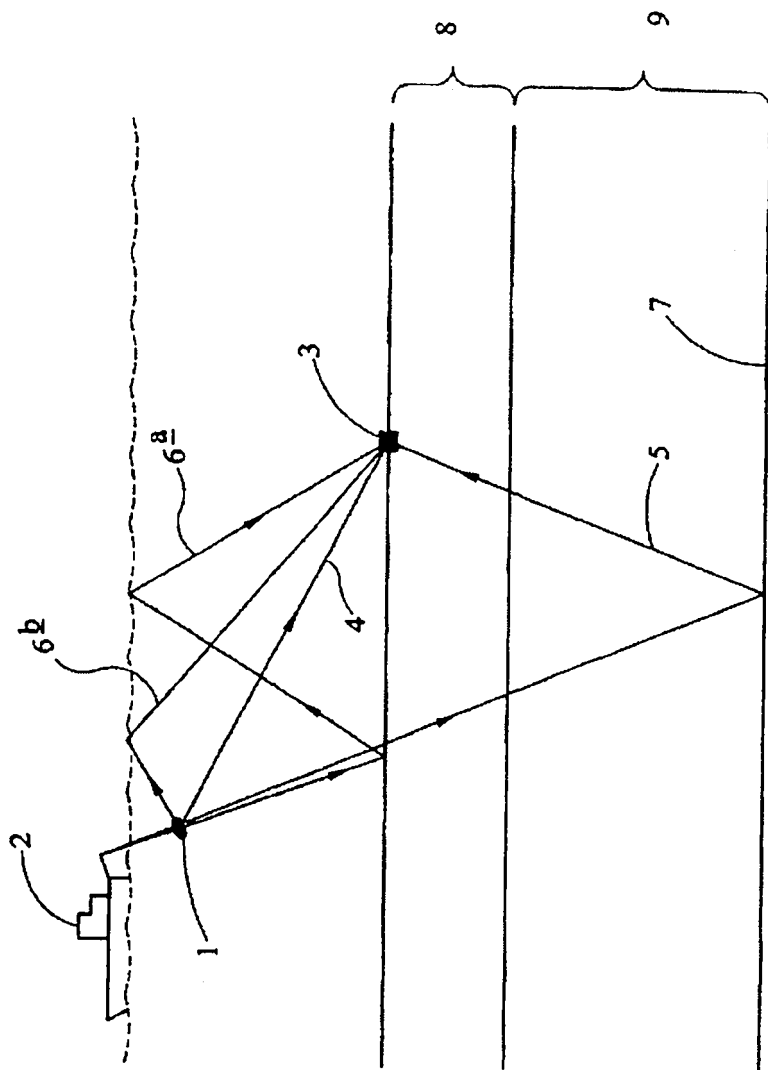


FIG 1

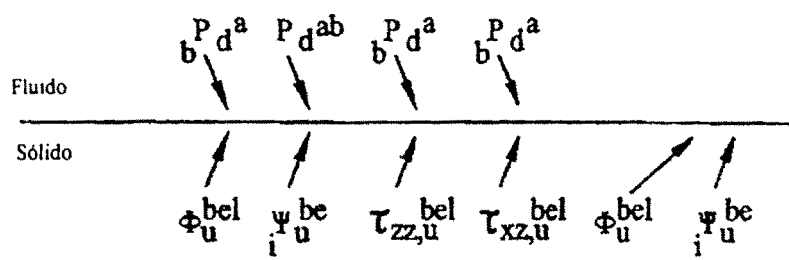
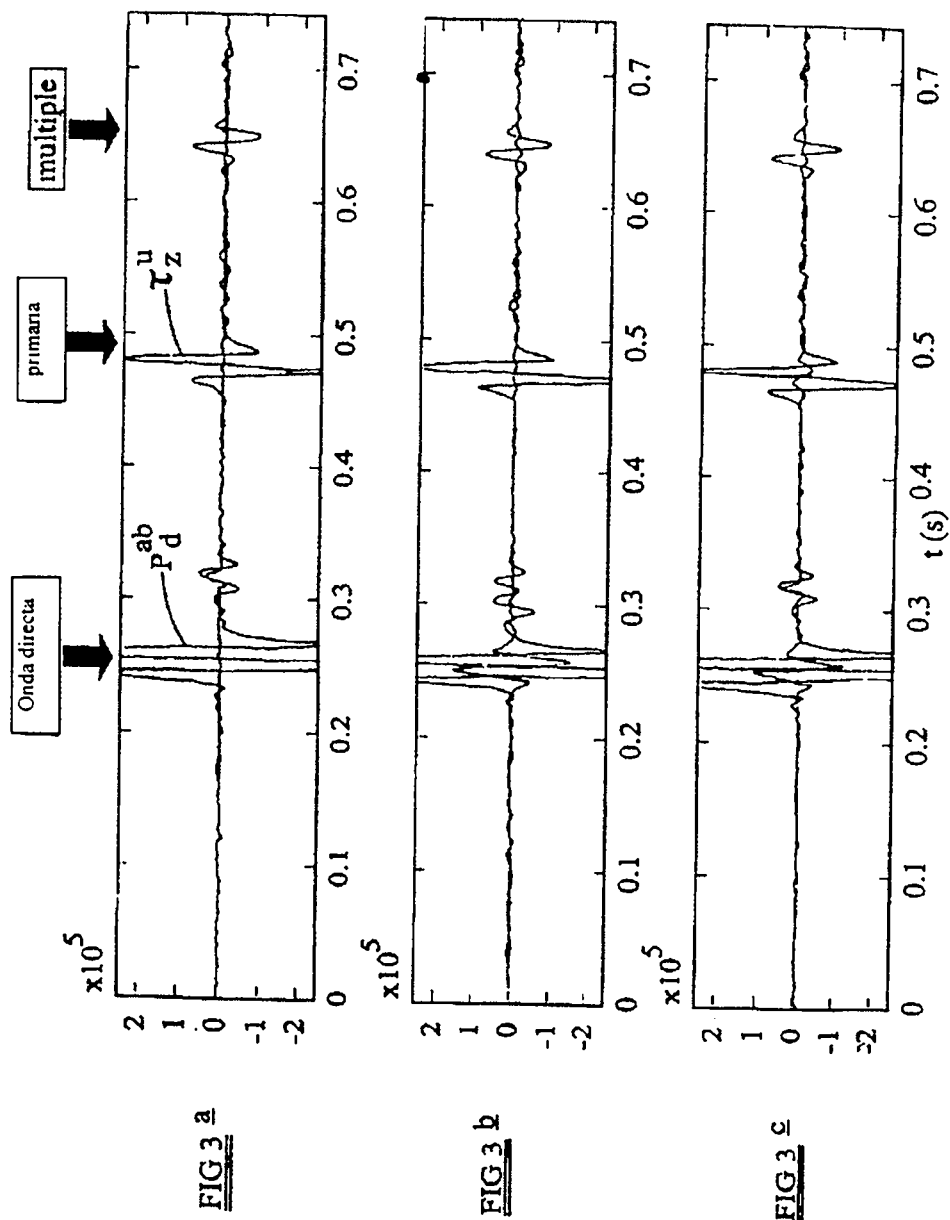


FIG 2



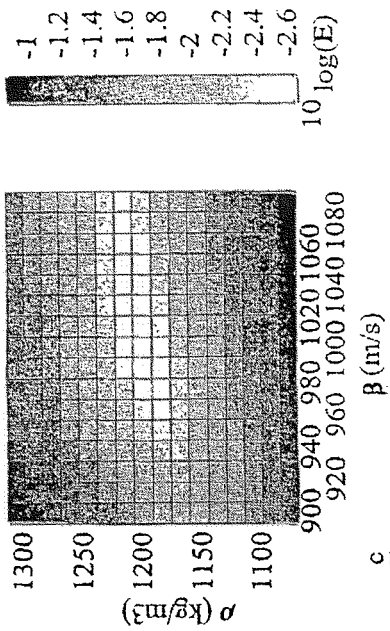


FIG 4c

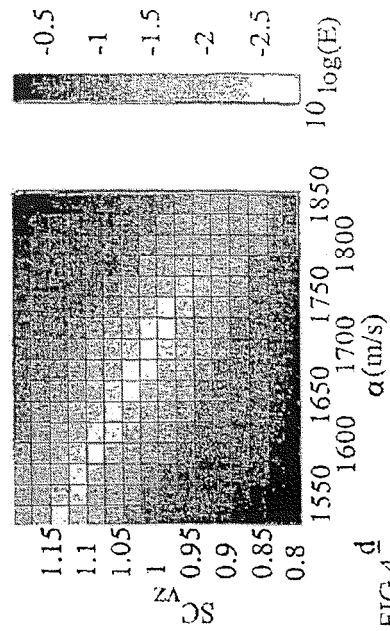


FIG 4d

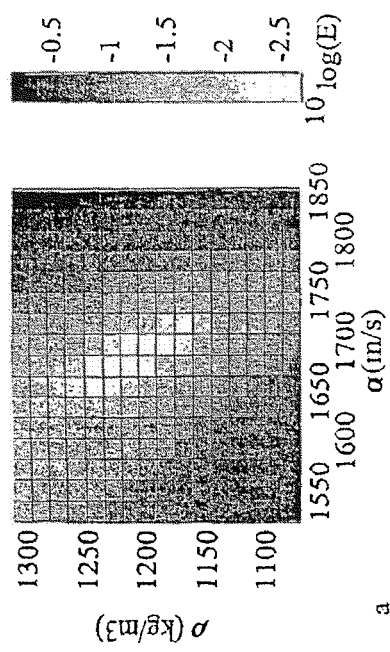


FIG 4a

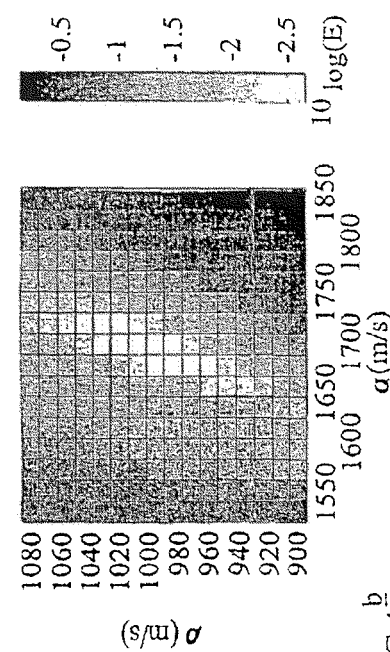


FIG 4b

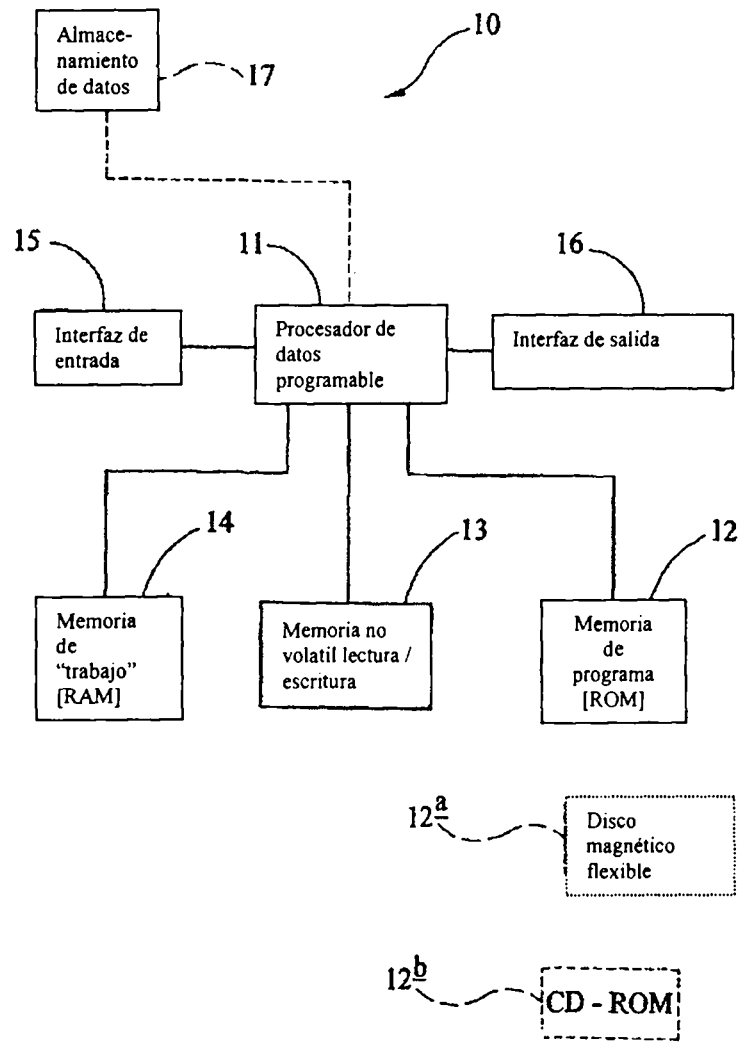


FIG 5