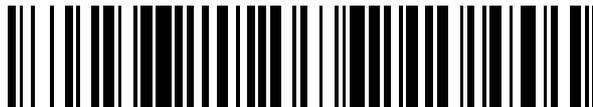


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 652 413**

51 Int. Cl.:

G01V 1/28 (2006.01)

G06F 17/50 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **11.09.2007 PCT/US2007/019724**

87 Fecha y número de publicación internacional: **10.04.2008 WO08042081**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **11.09.2007 E 07838026 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **18.10.2017 EP 2067112**

54 Título: **Inversión iterativa de datos a partir de fuentes geofísicas simultáneas**

30 Prioridad:

28.09.2006 US 847696 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

02.02.2018

73 Titular/es:

**EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH
COMPANY (100.0%)
22777 Springwoods Village Parkway
Spring TX 77389, US**

72 Inventor/es:

**KREBS, JEROME, R.;
ANDERSON, JOHN, E.;
NEELAMANI, RAMESH;
JING, CHARLIE;
HINKLEY, DAVID;
DICKENS, THOMAS, A.;
KROHN, CHRISTINE, E. y
TRAYNIN, PETER**

74 Agente/Representante:

LEHMANN NOVO, María Isabel

ES 2 652 413 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).

DESCRIPCIÓN

Inversión iterativa de datos a partir de fuentes geofísicas simultáneas

Esta solicitud reivindica el beneficio de la solicitud provisional de Estados Unidos 60/847.696 que se presentó el 28 de septiembre de 2006.

Campo de la invención

- 5 La invención se refiere en general al campo de la prospección geofísica, y más particularmente al procesamiento de datos geofísicos. Específicamente, la invención es un método para la inversión de los datos adquiridos a partir de múltiples fuentes geofísicas tales como las fuentes sísmicas, que comporta la simulación geofísica que calcula los datos a partir de muchas fuentes geofísicas activas simultáneamente en una ejecución de la simulación.

Antecedentes de la invención

- 10 La inversión geofísica [1, 2] intenta encontrar un modelo de propiedades subsuperficiales que explique de manera óptima los datos observados y satisfaga las restricciones geológicas y geofísicas. Existe un gran número de métodos bien conocidos de inversión geofísica. Estos métodos bien conocidos se dividen en una de dos categorías, inversión iterativa e inversión no-iterativa. Las siguientes son definiciones de lo que comúnmente se entiende por cada una de las dos categorías:

- 15 Inversión no-iterativa - inversión que se logra asumiendo algún modelo de base sencillo y actualizando el modelo en base a los datos de entrada. Este método no utiliza el modelo actualizado como entrada para otra etapa de la inversión. Para el caso de los datos sísmicos, estos métodos se denominan comúnmente como formación de imágenes, migración, tomografía de difracción o inversión Born.

- 20 Inversión iterativa: inversión que comporta una mejora repetitiva del modelo de propiedades subsuperficiales de manera que se encuentre un modelo que explique satisfactoriamente los datos observados. Si la inversión converge, entonces el modelo final explicará mejor los datos observados y se aproximará más a las propiedades reales subsuperficiales. La inversión iterativa generalmente produce un modelo más preciso que la inversión no-iterativa, pero es mucho más costosa de calcular.

- 25 Dos métodos de inversión iterativa comúnmente empleados en geofísica son la optimización de la función de costo y los métodos en serie. La optimización de la función de costo comporta la minimización o la maximización iterativa del valor, con respecto al modelo M , de una función de costo $S(M)$ que es una medida de la inadaptación entre los datos calculados y los datos observados (esto también se denomina a veces la función objetivo), donde los datos calculados se simulan con un ordenador que utiliza el modelo de propiedades geofísicas actual y la física que rige la propagación de la señal fuente en un medio representado por un modelo de propiedades geofísicas dado. Los cálculos de simulación se pueden realizar mediante cualquiera de los varios métodos numéricos, que incluyen, pero no se limitan a, diferencias finitas, elementos finitos o trazado de rayos. Los métodos en serie comportan la inversión mediante la solución en serie iterativa de la ecuación de dispersión (Weglein [3]). La solución está escrita en forma de serie, donde cada término de la serie corresponde a órdenes superiores de dispersión. Las iteraciones en este caso corresponden a agregar un término de orden superior de la serie a la solución.

- 35 Los métodos de optimización de la función de costo son tanto locales como globales [4]. Los métodos globales simplemente comportan calcular la función de costo $S(M)$ para una población de modelos $\{M_1, M_2, M_3, \dots\}$ y seleccionar un conjunto de uno o más modelos de esa población que minimicen aproximadamente $S(M)$. Si se desea una mejora adicional, este nuevo conjunto seleccionado de modelos se puede utilizar a continuación como base para generar una nueva población de modelos que se puedan volver a probar en relación con la función de costo $S(M)$. Para los métodos globales, cada modelo en la población de prueba se puede considerar como una iteración, o en un nivel más alto, cada conjunto de poblaciones evaluadas se puede considerar una iteración. Los métodos de inversión globales bien conocidos incluyen los algoritmos genéticos y de evolución, el templado simulado, Monte Carlo.

La optimización de la función de costo local comporta:

1. seleccionar un modelo inicial,
- 45 2. calcular el gradiente de la función de costo $S(M)$ con respecto a los parámetros que describen el modelo,
3. buscar un modelo actualizado que sea una perturbación del modelo inicial en la dirección del gradiente que mejor explique los datos observados.

- Este procedimiento se itera utilizando el nuevo modelo actualizado como modelo inicial para otra búsqueda de gradientes. El proceso continúa hasta que se encuentre un modelo actualizado que explique satisfactoriamente los datos observados. Los métodos de inversión de la función de costo local comúnmente utilizados incluyen la búsqueda de gradientes, gradientes conjugados y el método de Newton.

Según se describió anteriormente, se prefiere la inversión iterativa sobre la inversión no-iterativa, porque produce modelos de parámetros subsuperficiales más precisos. Desafortunadamente, la inversión iterativa es tan costosa desde el punto de vista del cálculo que no es práctico aplicarla a muchos problemas de interés. Este alto gasto de cálculo es el resultado del hecho de que todas las técnicas de inversión requieren muchas simulaciones de cálculo intensivo de avance y/o de retroceso. Simulación de avance significa el cálculo de los datos hacia delante en el tiempo y simulación de retroceso significa el cálculo de los datos hacia atrás en el tiempo. El tiempo de cálculo de cualquier simulación individual es proporcional al número de fuentes que se van a invertir y, normalmente, existen grandes números de fuentes de datos geofísicos. El problema se agrava para la inversión iterativa, porque el número de simulaciones que se deben calcular es proporcional al número de iteraciones en la inversión y el número de iteraciones requeridas es normalmente del orden de cientos a miles.

El costo del cálculo de todas las categorías de inversión se puede reducir invirtiendo los datos a partir de combinaciones de las fuentes, en lugar de invertir las fuentes de forma individual. Esto se puede llamar inversión de fuentes simultáneas. Se conocen varios tipos de combinación de fuentes que incluyen: sumar coherentemente las fuentes estrechamente separadas para producir una fuente efectiva que produzca un frente de onda de alguna forma deseada (por ejemplo, una onda plana), sumar las fuentes ampliamente separadas o apilar total o parcialmente los datos antes de la inversión.

La reducción del coste de cálculo obtenida invirtiendo las fuentes combinadas se compensa al menos parcialmente por el hecho de que la inversión de los datos combinados generalmente produce un modelo invertido menos preciso. Esta pérdida de precisión se debe al hecho de que la información se pierde cuando se suman las fuentes individuales y, por lo tanto, los datos sumados no restringen el modelo invertido tan fuertemente como los datos no sumados. Esta pérdida de información durante el sumatorio se puede minimizar codificando cada registro de impulso antes de sumar. La codificación antes de la combinación conserva significativamente más información en los datos de fuentes simultáneas y, por lo tanto, restringe mejor la inversión. La codificación también permite la combinación de fuentes estrechamente separadas, lo que permite por tanto combinar más fuentes para una región de cálculo dada. Se pueden utilizar varios esquemas de codificación con esta técnica que incluyen la codificación por desplazamiento de tiempo y la codificación de fase aleatoria. El resto de esta sección de Antecedentes revisa brevemente varias técnicas geofísicas de fuentes simultáneas publicadas, tanto codificadas como no codificadas.

Van Manen [5] sugiere utilizar el método de interferometría sísmica para acelerar la simulación de avance. La interferometría sísmica funciona colocando fuentes en todas partes en el límite de la región de interés. Estas fuentes se modelan individualmente y el campo de ondas se registra en todas las ubicaciones para las que se desea una función de Green. La función de Green entre dos ubicaciones registradas se puede calcular, a continuación, mediante la correlación cruzada de las trazas adquiridas en las dos ubicaciones registradas y sumando todas las fuentes del límite. Si los datos que se van a invertir tienen un gran número de fuentes y receptores que están dentro de la región de interés (en lugar de tener uno u el otro en el límite), entonces este es un método muy eficiente para calcular las funciones de Green deseadas. Sin embargo, para el caso de datos sísmicos es raro que tanto la fuente como el receptor para los datos que se van a invertir estén dentro de la región de interés. Por lo tanto, esta mejora tiene una aplicabilidad muy limitada al problema de la inversión sísmica.

Berkhout [6] y Zhang [7] sugieren que la inversión en general se puede mejorar invirtiendo fuentes no codificadas simultáneas que se suman coherentemente para producir algún frente de onda deseado dentro de alguna región de la subsuperficie. Por ejemplo, los datos de fuentes puntuales se podrían sumar con desplazamientos de tiempo que son una función lineal de la ubicación fuente para producir una onda plana descendente con un ángulo particular con respecto a la superficie. Esta técnica se podría aplicar a todas las categorías de inversión. Un problema con este método es que el sumatorio coherente de las colecciones de trazas fuentes necesariamente reduce la cantidad de información en los datos. Entonces, por ejemplo, el sumatorio para producir una onda plana elimina toda la información en los datos sísmicos relacionada con el tiempo de viaje versus la compensación receptor-fuente. Esta información es crítica para actualizar el modelo de velocidad de base que varía lentamente y, por lo tanto, el método de Berkhout no está bien restringido. Para superar este problema, se podrían invertir muchas sumas coherentes diferentes de los datos (por ejemplo, muchas ondas planas con diferentes direcciones de propagación), pero entonces se pierde eficiencia puesto que el coste de la inversión es proporcional al número de sumas diferentes invertidas. Llamamos a dichas fuentes coherentemente sumadas fuentes generalizadas. Por lo tanto, una fuente generalizada puede ser tanto una fuente puntual como una suma de fuentes puntuales que produce un frente de onda de alguna forma deseada.

Van Riel [8] sugiere la inversión mediante apilamiento no codificado o apilamiento parcial (con respecto a la compensación receptor-fuente) de los datos sísmicos de entrada y, a continuación, definir una función de costo con respecto a estos datos de apilamiento que estará optimizada. Por lo tanto, esta publicación sugiere la mejora de la función de costo basada en la inversión utilizando fuentes no codificadas simultáneas. Como sucedió con el método de inversión de fuentes simultáneas de Berkhout [6], el apilamiento sugerido por este método reduce la cantidad de información en los datos que se van a invertir y, por lo tanto, la inversión está menos bien restringida de lo que hubiera estado con los datos originales.

Mora [9] propone invertir datos que son la suma de fuentes ampliamente separadas. Por lo tanto, esta publicación sugiere mejorar la eficiencia de la inversión utilizando la simulación de fuentes no codificadas simultáneas. La suma

de fuentes ampliamente separadas tiene la ventaja de conservar mucha más información que la suma coherente propuesta por Berkhout. Sin embargo, el sumatorio de fuentes ampliamente separadas implica que la apertura (región modelo invertida) que se debe utilizar en la inversión se debe aumentar para alojar todas las fuentes ampliamente separadas. Puesto que el tiempo de cálculo es proporcional al área de esta apertura, el método de Mora no produce tanta ganancia de eficiencia como podría lograrse si las fuentes sumadas estuvieran cerca unas de otras.

Ober [10] sugiere acelerar la migración sísmica, un caso especial de inversión no-iterativa, mediante el uso de fuentes codificadas simultáneas. Después de probar varios métodos de codificación, Ober descubrió que las imágenes migradas resultantes tenían una relación señal/ruido significativamente reducida debido al hecho de que las funciones de codificación de banda ancha son necesariamente solo aproximadamente ortogonales. Por lo tanto, al sumar más de 16 impulsos, la calidad de la inversión no fue satisfactoria. Puesto que la inversión no-iterativa no es muy costosa para empezar, y puesto que se desea una alta inversión de la relación señal/ruido, esta técnica no se practica ampliamente en la industria geofísica.

Ikelle [11] sugiere un método para la simulación de avance rápido mediante la simulación simultánea de fuentes puntuales que se activan (en la simulación) en intervalos de tiempo variables. También se describe un método para decodificar estos datos simulados de fuentes simultáneas desplazadas en el tiempo de vuelta a las simulaciones separadas que se habrían obtenido de las fuentes puntuales individuales. Estos datos decodificados se podrían entonces utilizar como parte de cualquier procedimiento de inversión convencional. Un problema con el método de Ikelle es que el método de descodificación propuesto producirá datos separados que tienen niveles de ruido proporcionales a la diferencia entre los datos de las fuentes adyacentes. Este ruido se volverá significativo para los modelos subsuperficiales que no sean lateralmente constantes, por ejemplo, a partir de modelos que contengan reflectores con buzamiento. Además, este ruido crecerá en proporción al número de fuentes simultáneas. Debido a estas dificultades, el enfoque de fuentes simultáneas de Ikelle puede dar como resultado niveles inaceptables de ruido si se utiliza para invertir una subsuperficie que no sea lateralmente constante.

El documento EP 1094338 se refiere a un método para estimar parámetros elásticos y de composición mediante la inversión de pilas parciales o totales de múltiples datos sísmicos y ecoacústicos. El documento US6021094 proporciona un método de migrar registros sísmicos que conserva la información en los registros sísmicos y permite la migración con una reducción significativa en el costo de cálculo. El documento US5924049 se refiere a un método para adquirir y procesar datos de prospecciones sísmicas de dos o más fuentes sísmicas activadas simultáneamente o casi simultáneamente o para una sola fuente movida y disparada en diferentes ubicaciones.

Lo que se necesita es un método más eficiente de invertir iterativamente los datos, sin una reducción significativa en la precisión de la inversión resultante.

Resumen de la invención

Un modelo de propiedades físicas proporciona una o más propiedades subsuperficiales como una función de la ubicación en una región. La velocidad de las ondas sísmicas es una de dichas propiedades físicas, pero también lo son (por ejemplo) la velocidad de las ondas P, la velocidad de las ondas de corte, varios parámetros de anisotropía, los parámetros de atenuación (q), la porosidad, la permeabilidad y la resistividad. Con referencia al diagrama de flujo de la Fig. 10, en una forma de realización, la invención es un método implementado por ordenador para la inversión de datos geofísicos medidos para determinar un modelo de propiedades físicas para una región subsuperficial, que comprende:

(a) obtener un grupo de dos o más colecciones de trazas codificadas de los datos geofísicos medidos, en donde cada colección de trazas se asocia con una única fuente generalizada o, utilizar la reciprocidad fuente-receptor, con un único receptor, y en donde cada colección de trazas se codifica con una característica de codificación diferente seleccionada de un conjunto de características de codificación no equivalentes;

(b) sumar (4) las colecciones de trazas codificadas en el grupo sumando todos los registros de datos en cada colección de trazas que corresponden a un único receptor (o fuente si se utiliza reciprocidad) y repetir para cada receptor diferente, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas;

(c) suponer un modelo de propiedades físicas 5 de la región subsuperficial, proporcionando dicho modelo valores de al menos una propiedad física en ubicaciones a lo largo de la región subsuperficial;

(d) calcular una actualización 6 para el modelo de propiedades físicas supuesto que sea más consistente con la colección de trazas codificadas simultáneas de la etapa (b), comportando dicho cálculo una o más operaciones de simulación de avance (o retroceso) de fuentes codificadas simultáneas que utilizan el modelo de propiedades físicas supuestas y características de fuentes codificadas que utilizan las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar las colecciones de trazas correspondientes de los datos medidos, en donde una colección de trazas codificadas simultáneas completa se simula en una única operación de simulación;

(e) repetir la etapa (d) al menos una iteración más, utilizando el modelo de propiedades físicas actualizado de la iteración anterior de la etapa (d) como el modelo supuesto para producir un modelo de propiedades físicas 7 más

actualizado de la región subsuperficial que sea más consistente con una colección de trazas codificadas simultáneas correspondiente a los datos medidos, utilizando las mismas características de codificación para las características de las fuentes en la simulación que se utilizaron para formar la colección de trazas codificadas simultáneas correspondiente a los datos medidos; y

- 5 (f) descargar el modelo de propiedades físicas más actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador.

Puede ser deseable con el fin de mantener la calidad de inversión o por otras razones realizar las simulaciones de fuentes codificadas simultáneas en la etapa (b) en más de un grupo. En tal caso, las etapas (a)-(b) se repiten para cada grupo adicional, y los modelos de propiedades físicas invertidas de cada grupo se acumulan antes de realizar la actualización del modelo en la etapa (d). Si las colecciones de trazas codificadas no se obtienen ya codificadas de la prospección geofísica según se describe a continuación, entonces las colecciones de trazas de los datos geofísicos 1 se codifican aplicando las características de codificación 3 seleccionadas de un conjunto de características de codificación no equivalentes 2.

10

En otra forma de realización, la presente invención es un método implementado por ordenador para la inversión de datos geofísicos medidos para determinar un modelo de propiedades físicas para una región subsuperficial, que comprende:

15

(a) obtener un grupo de dos o más colecciones de trazas codificadas de los datos geofísicos medidos, en donde cada colección de trazas se asocia con una única fuente generalizada o, utilizar la reciprocidad fuente-receptor, con un único receptor, y en donde cada colección de trazas se codifica con una característica de codificación diferente seleccionada de un conjunto de características de codificación no equivalentes;

20 (b) sumar las colecciones de trazas codificadas en el grupo sumando todos los registros de datos en cada colección de trazas que corresponde a un único receptor (o fuente si se utiliza reciprocidad) y repetir para cada receptor diferente, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas;

(c) suponer un modelo de propiedades físicas de la región subsuperficial, proporcionando dicho modelo valores de al menos una propiedad física en ubicaciones a lo largo de la región subsuperficial;

25 (d) simular una colección de trazas codificadas simultáneas artificial correspondiente a la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos, utilizando el modelo de propiedades físicas supuesto, en donde la simulación utiliza características de fuentes codificadas que utilizan las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos, en donde una colección de trazas codificadas simultáneas completa se simula en una única operación de simulación;

30 (e) calcular una función de costo que mida el grado de inadaptación entre la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos y la colección de trazas codificadas simultáneas simulada;

(f) repetir las etapas (a), (b), (d) y (e) durante al menos un ciclo más, acumulando los costos de la etapa (e);

(g) actualizar el modelo de propiedades físicas optimizando los costos acumulados;

35 (h) iterar las etapas (a)-(g) al menos una vez más utilizando el modelo de propiedades físicas actualizado de la iteración anterior como el modelo de propiedades físicas supuesto en la etapa (c), en donde un conjunto diferente de características de codificación no equivalentes se puede utilizar para cada iteración, dando como resultado un modelo de propiedades físicas más actualizado; y

(i) descargar el modelo de propiedades físicas más actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador.

40 En otra forma de realización, la invención es un método implementado por ordenador para la inversión de datos geofísicos medidos para determinar un modelo de propiedades físicas para una región subsuperficial, que comprende:

45 (a) obtener un grupo de dos o más colecciones de trazas codificadas de los datos geofísicos medidos, en donde cada colección de trazas se asocia con una única fuente generalizada o, utilizar la reciprocidad fuente-receptor, con un único receptor, y en donde cada colección de trazas se codifica con una característica de codificación diferente seleccionada de un conjunto de características de codificación no equivalentes;

(b) sumar las colecciones de trazas codificadas en el grupo sumando todos los registros de datos en cada colección de trazas que corresponden a un único receptor (o fuente si se utiliza reciprocidad) y repetir para cada receptor diferente, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas;

50 (c) suponer un modelo de propiedades físicas de la región subsuperficial, proporcionando dicho modelo valores de al menos una propiedad física en ubicaciones a lo largo de la región subsuperficial;

(d) seleccionar una solución en serie iterativa para una ecuación de dispersión que describe la dispersión de ondas en dicha región subsuperficial;

(e) comenzar con los primeros n términos de dicha serie, donde $n \geq 1$, correspondiendo dichos primeros n términos al modelo de propiedades físicas supuesto de la región subsuperficial;

5 (f) calcular el siguiente término de la serie, comportando dicho cálculo una o más operaciones de simulación de avance (o retroceso) de fuentes codificadas simultáneas que utilizan el modelo de propiedades físicas supuesto y características de fuentes codificadas que utilizan las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar las colecciones de trazas correspondientes a los datos medidos, en donde una colección de trazas codificadas simultáneas completa se simula en una única operación de simulación y la colección de trazas codificadas simulada y la colección de trazas codificadas medida se combinan de una manera consistente con la serie iterativa seleccionada en la etapa (d);

10 (g) actualizar el modelo agregando el siguiente término de la serie calculado en la etapa (f) al modelo supuesto;

(h) repetir las etapas (f) y (g) durante al menos una vez para agregar al menos un término más a la serie para actualizar aún más el modelo de propiedades físicas; y

(i) descargar el modelo de propiedades físicas más actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador.

15 En otra forma de realización, la invención es un método implementado por ordenador para la inversión de datos geofísicos medidos para determinar un modelo de propiedades físicas para una región subsuperficial, que comprende:

(a) obtener datos geofísicos medidos a partir de una prospección geofísica de la región subsuperficial;

20 (b) suponer un modelo de propiedades físicas inicial e invertirlo mediante inversión iterativa que comporte la simulación simultánea de datos de prospección que representen varias fuentes de prospección (o receptores si se utiliza reciprocidad receptor-fuente) en donde las características de las fuentes se codifican en la simulación, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas simulada de los datos geofísicos, comportando el proceso de inversión actualizar el modelo de propiedades físicas para reducir la inadaptación entre la colección de trazas codificadas simultáneas simulada y una colección de trazas codificadas simultáneas correspondiente formada sumando las colecciones de trazas de los datos de prospección medidos codificados con las mismas funciones de codificación utilizadas en la simulación ; y

25 (c) descargar el modelo de propiedades físicas actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador.

Breve descripción de los dibujos

La presente invención y sus ventajas se comprenderán mejor haciendo referencia a la siguiente descripción detallada y los dibujos adjuntos en los que:

30 La Fig. 1 es un diagrama de flujo que muestra las etapas de un método para preparar los datos para la inversión de fuentes codificadas simultáneas.

La Fig. 2 es un diagrama de flujo que muestra las etapas de una forma de realización del presente método inventivo para el cálculo de las fuentes simultáneas de la función de costo de inversión de datos.

La Fig. 3 es un modelo de velocidad base para un ejemplo que demuestra el cálculo de la función de costo del campo de onda completa;

35 La Fig. 4 es una visualización de datos que muestra los primeros 3 de 256 registros de datos de fuentes secuenciales simulados en el ejemplo del modelo base de la Fig. 3;

La Fig. 5 muestra una única colección de trazas de fuentes codificadas simultáneas producida a partir de los 256 registros de datos de fuentes secuenciales, de los cuales los tres primeros se muestran en la Fig. 4;

40 La Fig. 6 ilustra una de las perturbaciones del modelo base de la Fig. 3 que se utiliza en el Ejemplo para demostrar el cálculo de la función de costo de inversión de onda completa utilizando fuentes simultáneas;

La Fig. 7 muestra la función de costo calculada para los datos de fuentes simultáneas de la presente invención mostrados en la Fig. 5;

La Fig.8 muestra la función de costo calculada para los datos de fuentes secuenciales mostrados en la Fig. 4, es decir, mediante inversión tradicional;

45 La Fig. 9 muestra la función de costo para una colección de trazas de "superimpulso" de la técnica anterior, formada simplemente sumando los datos de fuentes secuenciales mostrados en la Fig. 4; y

La Fig. 10 es un diagrama de flujo que muestra las etapas básicas en una forma de realización del presente método inventivo.

La invención se describirá en conexión con sus formas de realización preferidas. Sin embargo, en la medida en que la siguiente descripción detallada es específica para una forma de realización particular o un uso particular de la invención, se pretende que sea solamente ilustrativa y no debe interpretarse como que limita el alcance de la invención. Por el contrario, se destina a cubrir todas las alternativas, modificaciones y equivalentes que se puedan incluir dentro del alcance de la invención, según se define en las reivindicaciones adjuntas.

Descripción detallada de las formas de realización preferidas

La presente invención es un método para reducir el tiempo de cálculo necesario para invertir iterativamente datos geofísicos mediante la utilización de simulación de fuentes codificadas simultáneas.

La inversión geofísica intenta encontrar un modelo de propiedades elásticas subsuperficiales que explique de manera óptima los datos geofísicos observados. El ejemplo de los datos sísmicos se utiliza en su totalidad para ilustrar el método inventivo, pero el método se puede aplicar de forma ventajosa a cualquier método de prospección geofísica que comporte al menos una fuente, activada en múltiples ubicaciones, y al menos un receptor. La inversión de datos se realiza con mayor precisión utilizando métodos iterativos. Lamentablemente, la inversión iterativa suele ser prohibitivamente costosa desde el punto de vista de cálculo. La mayor parte del tiempo de cálculo en la inversión iterativa se consume calculando simulaciones de avance y/o retroceso de los datos geofísicos (aquí avance significa hacia adelante en el tiempo y retroceso significa hacia atrás en el tiempo). El alto coste de estas simulaciones se debe en parte al hecho de que cada fuente geofísica en los datos de entrada se debe calcular en una ejecución de ordenador por separado del software de simulación. Por lo tanto, el costo de la simulación es proporcional al número de fuentes en los datos geofísicos (por lo general, del orden de 1.000 a 10.000 fuentes para una prospección geofísica). En esta invención, se codifican las características de las fuentes para un grupo de fuentes y estas fuentes codificadas se simulan en una única ejecución del software, dando como resultado una aceleración de cálculo proporcional al número de fuentes calculadas simultáneamente.

Según se describió anteriormente en la sección de Antecedentes, se han propuesto métodos de fuentes simultáneas en varias publicaciones para reducir el costo de varios procesos para la inversión de datos geofísicos [3, 6, 7, 8, 9]. En un número más limitado de casos, las técnicas de fuentes codificadas simultáneas se dan a conocer para determinados fines [10, 11]. Se ha mostrado que todos estos métodos proporcionan una mayor eficacia, pero siempre con un costo significativo en reducción de calidad, normalmente en la forma de una menor relación señal/ruido que cuando se emplean grandes cantidades de fuentes simultáneas. La presente invención mitiga esta reducción de la calidad de la inversión mostrando que la simulación de fuentes codificadas simultáneas se puede utilizar de forma ventajosa en conexión con la inversión iterativa. La iteración tiene el efecto sorprendente de reducir el ruido indeseable que resulta de la utilización de fuentes codificadas simultáneas. Esto se considera inesperado a la luz de la creencia común de que la inversión requiere datos de entrada de la más alta calidad posible. En esencia, la técnica de fuentes codificadas simultáneas produce datos simulados que parecen estar significativamente degradados en relación con la simulación de fuente única (debido a la codificación y suma de datos que tiene la apariencia de aleatorizar los datos), y utiliza estos datos aparentemente degradados para producir una inversión que tiene, como se mostrará a continuación, prácticamente la misma calidad que el resultado que se hubiera obtenido con el proceso prohibitivamente costoso de invertir los datos a partir de fuentes individuales. (Cada posición de fuente en una prospección se considera una "fuente" diferente para los propósitos de inversión).

La razón por la que estos datos aparentemente degradados se pueden utilizar para realizar una inversión iterativa de alta calidad es que codificando los datos antes de la suma de las fuentes, el contenido de información de los datos se degrada solo ligeramente. Puesto que solo hay una pérdida de información insignificante, estos datos degradados visualmente restringen una inversión iterativa tan bien como los datos de fuentes secuenciales convencionales. Puesto que se utilizan fuentes simultáneas en las etapas de simulación de la inversión, el tiempo de cálculo se reduce significativamente, en relación con la inversión de fuentes secuenciales convencionales.

Dos métodos de inversión iterativa comúnmente empleados en geofísica son la optimización de la función de costo y los métodos en serie. La presente invención se puede aplicar a ambos de estos métodos. La optimización de la función de costo de fuentes codificadas simultáneas se describe en primer lugar.

Optimización de la función de costo iterativa

La optimización de la función de costo se realiza minimizando el valor, con respecto a un modelo subsuperficial M , de una función de costo $S(M)$ (a veces denominada función objetivo), que es una medida de la inadaptación entre los datos geofísicos observados (medidos) y los datos correspondientes calculados por simulación del modelo supuesto. Una función de costo S simple a menudo utilizada en la inversión geofísica es:

$$S(M) = \sum_{g=1}^{N_g} \sum_{r=1}^{N_r} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \psi_{calc}(M, g, r, t, w_g) - \psi_{obs}(g, r, t, w_g) \right|^2 \quad (1)$$

dónde

N = norma para la función de costo (normalmente se utilizan los mínimos cuadrados o la Norma L2, en cuyo caso $N = 2$),

M = modelo subsuperficial,

g = índice de colección de trazas (para datos de fuentes puntuales este correspondería a las fuentes individuales),

5 N_g = número de colecciones de trazas,

r = índice receptor dentro de la colección de trazas,

N_r = número de receptores en una colección de trazas,

t = índice de muestra de tiempo dentro de un registro de datos,

N_t = número de muestras de tiempo,

10 ψ_{calc} = datos geofísicos calculados a partir del modelo M ,

ψ_{obs} = datos geofísicos medidos, y

w_g = característica fuente para la colección de trazas g , es decir, señal fuente sin efectos del filtrado a tierra.

Las colecciones de trazas en la Ecuación 1 pueden ser cualquier tipo de colección de trazas que se pueda simular en una ejecución de un programa de modelado de avance. Para los datos sísmicos, las colecciones de trazas corresponden a un impulso sísmico, aunque los impulsos pueden ser más generales que las fuentes puntuales [6]. Para las fuentes puntuales, el índice de colección de trazas g se corresponde con la ubicación de las fuentes puntuales individuales. Para las fuentes de ondas planas g se correspondería con las diferentes direcciones de propagación de las ondas planas. Estos datos de fuentes generalizadas, ψ_{obs} , se pueden adquirir tanto en el campo como se pueden sintetizar a partir de los datos adquiridos utilizando fuentes puntuales. Por otro lado, los datos calculados ψ_{calc} se pueden, por lo general, calcular directamente utilizando una función de fuentes generalizadas cuando se modela hacia adelante (por ejemplo, para los datos sísmicos, modelar hacia adelante normalmente significa la solución de la ecuación de propagación de ondas viscoelásticas anisotrópicas o alguna aproximación de la misma). Para muchos tipos de modelado de avance, incluido el modelado por diferencias finitas, el tiempo de cálculo necesario para una fuente generalizada es aproximadamente igual al tiempo de cálculo necesario para una fuente puntual. El modelo M es un modelo de una o más propiedades físicas de la región subsuperficial. La velocidad de las ondas sísmicas es una de dichas propiedades físicas, pero también lo son (por ejemplo) la velocidad de las ondas P , la velocidad de las ondas de corte, varios parámetros de anisotropía, los parámetros de atenuación (q), la porosidad y la permeabilidad. El modelo M podría representar una única propiedad física o podría contener muchos parámetros diferentes dependiendo del nivel de sofisticación de la inversión. Normalmente, una región subsuperficial se subdivide en celdas distintas, estando cada celda caracterizada por un único valor de cada parámetro.

La Ecuación 1 se puede simplificar a:

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

donde la suma de receptores y muestras de tiempo ahora está implícita y,

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

35 Un problema importante con la inversión iterativa es que calcular ψ_{calc} toma una gran cantidad de tiempo de cálculo y, por lo tanto, el cálculo de la función de costo, S , consume mucho tiempo. Además, en un proyecto de inversión típico, esta función de costo se debe calcular para muchos modelos diferentes M .

El tiempo de cálculo para ψ_{calc} es proporcional al número de colecciones de trazas (para datos de fuentes puntuales este es igual al número de fuentes), N_g , que es del orden de 10.000 a 100.000 para una prospección sísmica típica. La presente invención reduce considerablemente el tiempo necesario para la inversión geofísica mostrando que $S(M)$ puede ser bien aproximada mediante el cálculo de ψ_{calc} para muchas fuentes generalizadas codificadas que se activan simultáneamente. Esto reduce el tiempo necesario para calcular ψ_{calc} por un factor igual al número de fuentes simultáneas. Una versión más detallada de la descripción precedente del problema técnico abordado se da a continuación.

La función de costo en la Ecuación 2 se sustituye por la siguiente:

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

donde un sumatorio sobre los receptores y muestras de tiempo está implícito como en la Ecuación 2 y:

define una suma sobre colecciones de trazas por subgrupos de colecciones de trazas,

S_{sim} = función de costo para datos de fuentes simultáneas,

5 G = los grupos de fuentes generalizadas simultáneas, y

N_G = el número de grupos,

$$\sum_{g=1}^{N_g} = \sum_{G=1}^{N_G} \sum_{g \in G} \quad c_g = \text{funciones de tiempo que se convolucionan } (\otimes) \text{ con la característica de la fuente de cada colección de trazas para codificar las colecciones de trazas, estas funciones de codificación se eligen para ser diferentes, es decir, no equivalentes, para cada índice } g \text{ de colección de trazas (por ejemplo, diferentes realizaciones de funciones de fase aleatoria).}$$

El sumatorio externo en la Ecuación 5 es sobre grupos de fuentes generalizadas simultáneas que corresponden al tipo de colección de trazas (por ejemplo, fuentes puntuales para colecciones de trazas de impulsos comunes). El sumatorio interno, sobre g , es sobre las colecciones de trazas que se agrupan para el cálculo simultáneo. Para algunos métodos de simulación, tal como el modelado por diferencias finitas, el cálculo del modelo para fuentes sumadas (la suma interna sobre $g \in G$) se puede realizar en la misma cantidad de tiempo que el cálculo para una única fuente. Por lo tanto, la ecuación 5 se puede calcular en un tiempo que es N_g/N_G veces más rápido que la Ecuación 2. En el caso límite, todas las colecciones de trazas se calculan simultáneamente (es decir, G contiene todas las fuentes N_g y $N_G = 1$) y se consigue un factor de aceleración N_g .

15

Esta aceleración se produce a costa de que $S_{sim}(M)$ en la Ecuación 5 no es, en general, tan adecuada como una función de costo para inversión como es $S(M)$ definida en la Ecuación 2. Dos requisitos para una función de costo de alta calidad son:

20

1. Tiene un mínimo global cuando el modelo M está cerca del modelo subsuperficial verdadero,
2. Tiene pocos mínimos locales y se sitúan lejos del modelo subsuperficial verdadero.

Es fácil ver que en el caso sin ruido el mínimo global de ambos $S(M)$ y $S_{sim}(M)$ se producirá cuando M es igual al modelo subsuperficial verdadero y que su valor en el mínimo global es cero. La experiencia ha mostrado que el mínimo global de $S_{sim}(M)$ también está cerca del modelo subsuperficial real en el caso en que los datos sean ruidosos. Por lo tanto, $S_{sim}(M)$ satisface el requisito número 1 anterior. A continuación, se mostrará cómo $S_{sim}(M)$ se puede crear para satisfacer el segundo requisito enumerado.

25

No se puede, en general, desarrollar una función de costo para la inversión de datos que no tenga mínimos locales. Por lo tanto, no sería razonable esperar que $S_{sim}(M)$ no tuviese mínimos locales según lo deseado por el requisito 2 anterior. Sin embargo, es al menos deseable que $S_{sim}(M)$ tenga una estructura de mínimos locales no mucho peor que $S(M)$. De acuerdo con la presente invención, esto se puede lograr mediante una elección apropiada de las características de codificación.

30

Cuando la función de costo utiliza una Norma L2, elegir las características de codificación para ser funciones de fase aleatoria da una función de costo de fuentes simultáneas que tiene una estructura de mínimos locales similar a la función de costo de fuentes secuenciales. Esto se puede ver mediante el desarrollo de una relación entre $S_{sim}(M)$ con $S(M)$ de la siguiente manera. En primer lugar, la Ecuación 5 se especializa para el caso Norma L2:

35

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

El cuadrado dentro del sumatorio de los grupos se puede ampliar de la siguiente manera:

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

40 Eligiendo las c_g de manera que tengan espectros de amplitud constante, el primer término de la Ecuación 7 es simplemente $S(M)$, produciendo:

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

La Ecuación 8 revela que $S_{sim}(M)$ es igual $S(M)$ más algunos términos cruzados. Obsérvese que debido a la suma implícita de las muestras de tiempo, los términos cruzados $|\delta(M, g, c_g \otimes w_g)| |\delta(M, g', c_{g'} \otimes w_{g'})|$ son verdaderas correlaciones cruzadas de los residuos de dos colecciones de trazas diferentes. Este ruido de correlación cruzada se puede dispersar sobre el modelo eligiendo las funciones de codificación de c_g tal que c_g y $c_{g'}$ sean diferentes realizaciones de funciones de fase aleatoria. Otros tipos de características de codificación también pueden funcionar. Por lo tanto, con esta elección de las c_g , $S_{sim}(M)$ es aproximadamente igual a $S(M)$. Por lo tanto, la estructura de los mínimos locales de $S_{sim}(M)$ es aproximadamente igual a $S(M)$.

En la práctica, la presente invención se puede implementar de acuerdo con los diagramas de flujo mostrados en las Figs. 1 y 2. El diagrama de flujo en la Fig. 1 se puede seguir para codificar y sumar los datos de prospección geofísicos que se van a invertir para formar los datos de las colecciones de trazas simultáneas. En la etapa 20, los datos de entrada 10 se separan en grupos de colecciones de trazas que se codificarán y se sumarán para formar colecciones de trazas codificadas simultáneas. En la etapa 40, se codifica cada colección de trazas en cada uno de los grupos de colecciones de trazas de la etapa 20. Esta codificación se realiza mediante la selección de una colección de trazas del grupo de colecciones de trazas y la selección de una característica de codificación del conjunto de características de codificación no equivalentes 30. Todas las trazas de la colección de trazas se convolucionan temporalmente, a continuación, con esa característica de codificación seleccionada. Cada colección de trazas en el grupo de colecciones de trazas se codifica de la misma manera, eligiendo una característica de codificación diferente de 30 para cada colección de trazas. Después de que todas las colecciones de trazas se han codificado en 40, todas las colecciones de trazas se suman en 50. Las colecciones de trazas se suman sumando todas las trazas correspondientes al mismo receptor de cada colección de trazas. Esto forma una colección de trazas de fuentes codificadas simultáneas que se guarda a continuación en la etapa 60 en el conjunto de salida de las colecciones de trazas codificadas simultáneas simuladas 70. En la etapa 80, se repiten las etapas 40-60 normalmente hasta que todos los grupos de colecciones de trazas de la etapa 20 se han codificado. Cuando todos los grupos de colecciones de trazas han sido codificados, este proceso se termina y el archivo que contiene las colecciones de trazas codificadas simultáneas 70 contendrá una colección de trazas codificadas simultáneas para cada grupo de grupos de colecciones de trazas formado en la etapa 20. Cuántas colecciones de trazas poner en un solo grupo es una cuestión de criterio. Las consideraciones implicadas incluyen la calidad de la función de costo frente a una aceleración del tiempo de inversión. Uno puede ejecutar pruebas como las de la sección de ejemplos a continuación y, asegurarse de que el agrupamiento produce una función de costo de alta calidad. En algunos casos, puede ser preferible sumar todas las colecciones de trazas en una colección de trazas simultáneas, es decir, utilizar un único grupo.

La Figura 1 describe cómo se obtienen las colecciones de trazas codificadas simultáneas en algunas formas de realización de la invención. En otras formas de realización, los datos geofísicos se adquieren a partir de fuentes codificadas simultáneas, eliminando la necesidad del proceso de la Fig. 1. Se puede observar que la adquisición de datos de fuentes codificadas simultáneas en el campo podría reducir significativamente el coste de adquisición de los datos geofísicos y también podría aumentar la relación señal-ruido con respecto al ruido ambiental. Por lo tanto, la presente invención se puede aplicar de forma ventajosa (utilizando una prospección con vibrador sísmico como el ejemplo) a un único camión vibrador que se mueve secuencialmente a múltiples ubicaciones o a una prospección en la que dos o más camiones vibradores se operan simultáneamente con diferentes barridos codificados en proximidad suficientemente estrecha para que los receptores de la prospección registren las combinadas respuestas de todos los vibradores. En sólo el último caso, los datos se podrían codificar en el campo.

La Figura 2 es un diagrama de flujo que muestra las etapas básicas en el presente método inventivo para calcular la función de costo de inversión de datos para los datos de fuentes codificadas simultáneas. Las colecciones de trazas codificadas simultáneas 120 son preferiblemente tanto los datos formados en 70 de la Figura 1 como son las colecciones de trazas codificadas simultáneas que fueron adquiridas en el campo. En la etapa 130, una colección de trazas codificadas simultáneas de 120 se modela hacia adelante utilizando las características apropiadas del conjunto de características de codificación 110 que se utilizaron para formar las colecciones de trazas codificadas simultáneas 120. En la etapa 140, se calcula la función de costo para esta colección de trazas codificadas simultáneas. Si la función de costo es la función de costo Norma L2, entonces la etapa 140 constituiría sumando, de todos los receptores y todas las muestras de tiempo, el cuadrado de la diferencia entre la colección de trazas codificadas simultáneas de 120 y la colección de trazas codificadas simultáneas modelada hacia adelante de 130. El valor de coste calculado en 140 se acumula a continuación en el coste total en la etapa 150. Las etapas 130-150 se repiten normalmente para otra colección de trazas codificadas simultáneas de 120 y ese ciclo se repite hasta que todas las colecciones de trazas codificadas simultáneas deseadas de 120 hayan sido procesadas (160).

Hay muchas técnicas para invertir datos. La mayoría de estas técnicas requieren el cálculo de una función de costo y las funciones de costo calculadas por esta invención proporcionan un método mucho más eficiente de realizar este cálculo. Se pueden utilizar muchos tipos de funciones de codificación c_g para asegurar que $S_{sim}(M)$ sea aproximadamente igual a $S(M)$ incluyendo, pero no limitadas a:

- Codificación de fase dependiente de la frecuencia lineal, aleatoria, modulada y modulada modificada según se presenta en Romero et al. [12];
- La codificación de fase independiente de la frecuencia según se presenta en Jing et al. [13];
- Codificación por desplazamiento de tiempo aleatorio.

5 Algunas de estas técnicas de codificación funcionarán mejor que otras dependiendo de la aplicación y algunas se pueden combinar. En particular, se han obtenido buenos resultados utilizando la codificación de fase aleatoria dependiente de la frecuencia y también combinando la codificación independiente de la frecuencia de fuentes cercanas con codificación de fase aleatoria dependiente de la frecuencia para fuentes más ampliamente separadas. Se puede obtener una indicación de los méritos relativos de diferentes codificaciones ejecutando inversiones de prueba con cada conjunto de funciones de codificación para determinar cuál converge más rápido.

10 Se debe señalar que la técnica de fuentes codificadas simultáneas se puede utilizar para muchos tipos de función de costo de inversión. En particular, se podría utilizar para funciones de costo basadas en otras normas que las L2 descritas anteriormente. También se podría utilizar en funciones de costo más sofisticadas que la presentada en la Ecuación 2, incluidas las funciones de costo regularizadas. Por último, el método de fuentes codificadas simultáneas se podría utilizar con cualquier tipo de método de inversión de la función de costo global o local incluyendo Monte Carlo, templado simulado, algoritmo genético, algoritmo de evolución, búsqueda de la línea de gradiente, gradientes conjugados y método de Newton.

Inversión en serie iterativa

20 Además de con la optimización de la función de costo, la inversión geofísica también se puede implementar utilizando métodos iterativos en serie. Un método común para hacer esto es iterar la ecuación de Lippmann-Schwinger [3]. La ecuación de Lippmann-Schwinger describe la dispersión de las ondas en un medio representado por un modelo de propiedades físicas de interés como una perturbación de un modelo más simple. La ecuación es la base para una expansión en serie que se utiliza para determinar la dispersión de las ondas a partir del modelo de interés, con la ventaja de que la serie sólo requiere que los cálculos se realicen en el modelo más simple. Esta serie también se puede invertir para formar una serie iterativa que permita la determinación del modelo de interés, a partir de los datos medidos y de nuevo sólo requiera que los cálculos se realicen en el modelo más simple. La ecuación Lippmann-Schwinger es un formalismo general que se puede aplicar a todos los tipos de datos y modelos geofísicos, incluyendo las ondas sísmicas. Este método comienza con las dos ecuaciones:

$$\mathbf{L}\mathbf{G} = -\mathbf{I} \quad (9)$$

$$30 \quad \mathbf{L}_0\mathbf{G}_0 = -\mathbf{I} \quad (10)$$

donde \mathbf{L} , \mathbf{L}_0 son los operadores diferenciales real y de referencia, \mathbf{G} y \mathbf{G}_0 son los operadores de Green real y de referencia, respectivamente e \mathbf{I} es el operador unidad. Obsérvese que \mathbf{G} son los datos de la fuente puntual medida y \mathbf{G}_0 son los datos de la fuente puntual simulada a partir del modelo inicial. La ecuación de Lippmann-Schwinger para la teoría de dispersión es:

$$35 \quad \mathbf{G} = \mathbf{G}_0 + \mathbf{G}_0\mathbf{V}\mathbf{G} \quad (11)$$

donde $\mathbf{V} = \mathbf{L} - \mathbf{L}_0$ de la cual se puede extraer la diferencia entre los modelos verdadero e inicial.

La Ecuación 11 se resuelve de forma iterativa para \mathbf{V} expandiéndola primero en una serie (suponiendo que $\mathbf{G} = \mathbf{G}_0$ para la primera aproximación de \mathbf{G} y así sucesivamente) para obtener:

$$\mathbf{G} = \mathbf{G}_0 + \mathbf{G}_0\mathbf{V}\mathbf{G}_0 + \mathbf{G}_0\mathbf{V}\mathbf{G}_0\mathbf{V}\mathbf{G}_0 + \dots \quad (12)$$

40 A continuación, se expande \mathbf{V} como una serie:

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

donde $\mathbf{V}^{(n)}$ es la parte de \mathbf{V} que es el n -ésimo orden en el residual de los datos (aquí el residual de los datos es $\mathbf{G} - \mathbf{G}_0$ medido en la superficie). Sustituyendo la Ecuación 13 en la Ecuación 12 y agrupando los términos del mismo orden se produce el siguiente conjunto de ecuaciones para los 3 primeros órdenes:

$$45 \quad \mathbf{G} - \mathbf{G}_0 = \mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0 \quad (14)$$

$$0 = \mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(2)}\mathbf{G}_0 + \mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0 \quad (15)$$

$$0 = \mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(3)}\mathbf{G}_0 + \mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(2)}\mathbf{G}_0 + \mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(2)}\mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0 + \mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0 \quad (16)$$

y de manera similar para los órdenes más altos en \mathbf{V} . Estas ecuaciones se pueden resolver de forma iterativa resolviendo primero la Ecuación 14 para $\mathbf{V}^{(1)}$ invirtiendo \mathbf{G}_0 en ambos lados de $\mathbf{V}^{(1)}$ para producir:

$$\mathbf{V}^{(1)} = \mathbf{G}_0^{-1}(\mathbf{G} - \mathbf{G}_0)\mathbf{G}_0^{-1} \quad (17)$$

5 $\mathbf{V}^{(1)}$ de la ecuación 17 se sustituye, a continuación, en la Ecuación 15 y esta ecuación se resuelve para $\mathbf{V}^{(2)}$ para producir:

$$\mathbf{V}^{(2)} = -\mathbf{G}_0^{-1}\mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0\mathbf{V}^{(1)}\mathbf{G}_0\mathbf{G}_0^{-1} \quad (18)$$

y así sucesivamente para los órdenes superiores de \mathbf{V} .

La ecuación 17 comporta una suma de fuentes y frecuencia que se puede escribir explícitamente como:

$$\mathbf{V}^{(1)} = \sum_{\omega} \sum_s \mathbf{G}_0^{-1}(\mathbf{G}_s - \mathbf{G}_{0s})\mathbf{G}_{0s}^{-1} \quad (17)$$

10 donde \mathbf{G}_s son los datos medidos para la fuente s , \mathbf{G}_{0s} son los datos simulados a través del modelo de referencia para la fuente s y \mathbf{G}_{0s}^{-1} se puede interpretar como la característica de la fuente extrapolada hacia abajo desde la fuente s . La Ecuación 17 cuando se implementa en el dominio de frecuencia se puede interpretar de la siguiente manera: (1) extrapolar hacia abajo a través del modelo de referencia la característica de la fuente para cada fuente (el término \mathbf{G}_{0s}^{-1}), (2) Para cada fuente, extrapolar hacia abajo los receptores de los datos residuales a través del modelo de referencia (el término $\mathbf{G}_0^{-1}(\mathbf{G}_s - \mathbf{G}_{0s})$), (3) multiplicar estos dos campos y, a continuación, sumar todas las fuentes y frecuencias. Las extrapolaciones hacia abajo en esta fórmula se pueden llevar a cabo utilizando software de simulación geofísica, por ejemplo, utilizando diferencias finitas.

La técnica de fuentes codificadas simultáneas se puede aplicar a la Ecuación 17 de la siguiente manera:

$$\tilde{\mathbf{V}}^{(1)} = \sum_{\omega} \mathbf{G}_0^{-1} \left[\sum_s e^{i\phi_s(\omega)} \mathbf{G}_s - \sum_s e^{i\phi_s(\omega)} \mathbf{G}_{0s} \right] \sum_{s'} \left(e^{i\phi_{s'}(\omega)} \mathbf{G}_{0s'} \right)^{-1} \quad (18)$$

20 donde se ha hecho una elección para codificar mediante la aplicación de la función de fase $\phi_s(\omega)$, que depende de la fuente y puede depender de la frecuencia ω . Como fue el caso para la Ecuación 17, la Ecuación 18 se puede implementar mediante: (1) codificar y sumar los datos medidos (el primer sumatorio entre paréntesis), (2) simular hacia adelante los datos que serían adquiridos de fuentes codificadas simultáneas utilizando la misma codificación que en la etapa 1 (el segundo término en los paréntesis), (3) restar el resultado de la etapa 2 del resultado de la etapa 1, (4) extrapolar hacia abajo los datos calculados en la etapa 3 (el primer término \mathbf{G}_0^{-1} aplicado al término entre paréntesis), (5) extrapolar hacia abajo las fuentes codificadas simultáneas con la misma codificación que en la etapa 1, (6) multiplicar estos dos campos y sumar todas las frecuencias. Obsérvese que en esta fórmula las simulaciones se realizaron todas sólo una vez para todo el conjunto de fuentes codificadas simultáneas, en oposición a una vez por cada fuente como fue el caso para la Ecuación 17. Por lo tanto, la Ecuación 18 requiere mucho menos tiempo de cálculo que la Ecuación 17.

Separar los sumatorios de s y s' en partes donde $s = s'$ y $s \neq s'$ da en la Ecuación 18:

$$\tilde{\mathbf{V}}^{(1)} = \sum_{\omega} \sum_s \mathbf{G}_0^{-1}(\mathbf{G}_s - \mathbf{G}_{0s})\mathbf{G}_{0s}^{-1} + \sum_{\omega} \mathbf{G}_0^{-1} \sum_s \sum_{s' \neq s} e^{i\phi_s(\omega)} e^{-i\phi_{s'}(\omega)} (\mathbf{G}_s - \mathbf{G}_{0s})\mathbf{G}_{0s'}^{-1} \quad (19)$$

El primer término en la Ecuación 19 se puede reconocer como la Ecuación 17 y por lo tanto:

$$\tilde{\mathbf{V}}^{(1)} = \mathbf{V}^{(1)} + \text{términos cruzados} \quad (20)$$

35 Los términos cruzados en la Ecuación 19 serán pequeños si $\phi_s \neq \phi_{s'}$ cuando $s \neq s'$. Por lo tanto, como fue el caso para la optimización de la función de costo, el método de fuentes codificadas simultáneas acelera el cálculo del primer término de la serie y da un resultado que es similar al método de fuentes secuenciales mucho más caro. La misma técnica de fuentes codificadas simultáneas se puede aplicar a los términos de orden superior de la serie, tales como los términos de segundo y tercer orden en las Ecuaciones 15 y 16.

40 **otras consideraciones**

El presente método inventivo también se puede utilizar en conjunción con varios tipos de técnicas de fuentes generalizadas, tales como las sugeridas por Berkhout [6]. En este caso, en lugar de codificar características de colecciones de trazas de fuentes puntuales diferentes, se podrían codificar las características para diferentes ondas planas sintetizadas.

Una ventaja principal de la presente invención es que permite que se calcule un mayor número de colecciones de trazas de forma simultánea. Además, esta eficiencia se logra sin sacrificar la calidad de la función de costo. La invención está menos sujeta a artefactos por ruido que otras técnicas de fuentes simultáneas porque el carácter iterativo de la inversión comporta que los artefactos por ruido serán suprimidos en gran medida cuando se aproxima el mínimo global de la función de costo.

Algunas variaciones en las formas de realización descritas anteriormente incluyen:

- Las funciones de codificación c_g se pueden cambiar para cada cálculo de la función de costo. Al menos en algunos casos, utilizando diferentes codificaciones de fase aleatoria para cada cálculo de la función de costo se reduce adicionalmente el efecto de los términos cruzados en la Ecuación 8.
- En algunos casos (por ejemplo, cuando el muestreo de fuentes es más denso que el muestreo de receptores) puede ser ventajoso utilizar reciprocidad para tratar los receptores reales como fuentes de cálculo y codificar los receptores en lugar de las fuentes.
- Esta invención no se limita a receptores puntuales de un único componente. Por ejemplo, los receptores podrían ser conjuntos de receptores o podrían ser receptores de múltiples componentes.
- El método se puede mejorar mediante la optimización de la codificación para producir la función de costo de más alta de calidad. Por ejemplo, las funciones de codificación se podrían optimizar para reducir el número de mínimos locales en la función de costo. Las funciones de codificación se podrían optimizar tanto por inspección manual de las pruebas realizadas utilizando diferentes funciones de codificación como por utilización de un procedimiento de optimización automatizado.
- La adquisición de datos de fuentes codificadas simultáneas podría dar como resultado un ahorro de costes de adquisición de datos geofísicos significativo.
- Para las prospecciones de datos sísmicos marinos, sería muy eficiente adquirir los datos de fuentes codificadas a partir de vibradores marinos funcionando simultáneamente que funcionan de forma continua mientras están en movimiento.
- Se pueden utilizar otras definiciones para la función de costo, incluyendo el uso de una norma diferente (por ejemplo, la norma L1 (valor absoluto) en lugar de la norma L2), y términos adicionales para regularizar y estabilizar la inversión (por ejemplo, términos que penalizarían los modelos que no son lisos o modelos que no son dispersos).

Mientras que la invención incluye muchas formas de realización, una forma de realización típica podría incluir las siguientes características:

1. Las colecciones de trazas de entrada son colecciones de trazas de fuentes puntuales comunes.
2. Las características de codificación 30 y 110 se cambian entre iteraciones.
3. Las características de codificación 30 y 110 se eligen para ser características de fase aleatoria de Romero et al. [12]. Una característica de este tipo se puede crear simplemente creando una secuencia que conste de muestras de tiempo que sean una secuencia pseudoaleatoria uniforme.
4. En la etapa 40, las colecciones de trazas se codifican mediante la convolución de cada traza de la colección de trazas con esa característica de codificación de la colección de trazas.
5. En la etapa 130, el modelado de avance se realiza con un código de modelado de diferencias finitas en el dominio espacio-tiempo.
6. En la etapa 140, la función de costo se calcula utilizando una norma L2.

Ejemplos

Las figuras 3-8 representan un ejemplo artificial de cálculo de la función de costo utilizando la presente invención y la comparación con el método de fuentes secuenciales convencional. El modelo de propiedades geofísicas en este ejemplo sencillo es sólo un modelo de la velocidad de las ondas acústicas. La Figura 3 es el modelo de velocidad base (el modelo que será invertido) para este ejemplo. El sombreado indica la velocidad en cada profundidad. La base de este modelo es un gradiente lineal que comienza en 1500 m/s en la parte superior del modelo y que tiene un gradiente de $0,5 \text{ seg}^{-1}$. Las treinta y dos capas horizontales de 64 m de espesor (210) con una velocidad de más o menos 100 m/s se añaden a la base del gradiente lineal. Las bandas horizontales más oscuras en la Figura 3 representan capas donde se añaden 100 m/s a la base del gradiente lineal, y las bandas horizontales más claras alternas representan capas donde se restan 100 m/s de la base del gradiente lineal. Por último, una anomalía rectangular (220) que es de 256 m de alto y 256 m de ancho y que tiene una perturbación de velocidad de 500 m/s se añade al modelo de capas horizontales.

Los datos de fuentes puntuales secuenciales convencionales (correspondientes al número 10 en la Figura 1) fueron simulados a partir del modelo en la Figura 3. Se calcularon 256 colecciones de trazas de fuentes puntuales comunes y la Fig. 4 muestra las primeras tres de estas colecciones de trazas. Estas colecciones de trazas tienen una longitud de traza de seis segundos y se muestrean a 0,8 ms. La característica fuente (correspondiente a w_s en la Ecuación 2)

es una ondícula Ricker de 20 Hz. La distancia entre las fuentes es de 16 m y la distancia entre los receptores es de 4 m. Las fuentes y los receptores cubren toda la superficie del modelo y los receptores son estacionarios.

El flujo descrito en la Fig. 1 se utiliza para generar datos de fuentes codificadas simultáneas a partir de los datos de fuentes secuenciales mostrados en la Fig. 4. En la etapa 20 de la Fig. 1, todas las 256 colecciones de trazas secuenciales simuladas se formaron en un grupo. Estas colecciones de trazas fueron codificadas, a continuación, mediante la convolución de las trazas de cada colección de trazas de fuentes puntuales con una secuencia pseudo-aleatoria uniforme de muestra 2048 (1,6384 s de duración). Una secuencia aleatoria diferente se utilizó para cada colección de trazas de fuentes puntuales. Estas colecciones de trazas fueron sumadas, a continuación, para producir la única colección de trazas de fuentes codificadas simultáneas mostrada en la Fig. 5. Se debe observar que este proceso ha convertido 256 colecciones de trazas de fuentes secuenciales a una única colección de trazas de fuentes codificadas simultáneas.

Para calcular una función de costo, el modelo base se perturba y los datos sísmicos se simulan a partir de este modelo perturbado. Para este ejemplo el modelo fue perturbado mediante el cambio de la profundidad de la anomalía rectangular. La profundidad de la anomalía fue perturbada en un intervalo de -400 a +400 m en relación con su profundidad en el modelo base. Una perturbación de ese modelo se muestra en la Fig. 6, con la anomalía indicada en 310.

Para cada perturbación del modelo base fue simulada una única colección de trazas de datos de fuentes codificadas simultáneas para producir una colección de trazas de trazas similares a los datos de base mostrados en la Fig. 5. Las características de codificación utilizadas para simular estas colecciones de trazas perturbadas fueron exactamente las mismas que las utilizadas para codificar los datos de base en la Fig. 5. La función de costo de la Ecuación 6 fue calculada para cada modelo perturbado restando los datos perturbados de los datos de base y calculando la norma L2 del resultado. La Figura 7 es un gráfico de esta función de costo de fuentes codificadas simultáneas. Esta función de costo se puede comparar con la función de costo de fuentes secuenciales convencional para el mismo modelo de perturbaciones mostradas en la Fig. 8 (calculadas utilizando los datos de la Fig. 4 como los datos de base y, a continuación, simulando los datos de fuentes secuenciales de los modelos perturbados). La Figura 8 corresponde a la función de costo de la ecuación 2 con $N = 2$. El eje horizontal en las Figs. 7 y 8 es la perturbación de la profundidad de la anomalía rectangular con relación a su profundidad en el modelo base. Por lo tanto, una perturbación de cero corresponde al modelo base. Es importante observar que para este ejemplo la función de costo de fuentes codificadas simultáneas fue calculada 256 veces más rápido que la función de costo de fuentes secuenciales.

Dos cosas son inmediatamente observables después de una inspección de las Fig. 7 y 8. Una es que estas dos funciones de costo tienen su mínimo global (410 para los datos de fuentes simultáneas y 510 para los datos de fuentes secuenciales) con cero perturbaciones como debería ser el caso de una inversión exacta. La segunda cosa a observar es que ambas funciones de costo tienen el mismo número de mínimos locales (420 para los datos de fuentes simultáneas y 520 para los datos de fuentes secuenciales), y que estos mínimos locales están situados en aproximadamente los mismos valores de perturbación. Aunque los mínimos locales no son deseables en una función de costo, la estructura de los mínimos locales de la función de costo de fuentes codificadas simultáneas es similar a la función de costo de fuentes secuenciales. Por lo tanto, la función de costo de fuentes codificadas simultáneas (Fig. 7) es casi tan buena como la función de costo de fuentes secuenciales (Fig. 8) para la inversión sísmica.

El factor de 256 de reducción del tiempo de cálculo de la función de costo de fuentes codificadas simultáneas, junto con la calidad similar de las dos funciones de costo para la inversión sísmica, conduce a la conclusión de que para este ejemplo se prefiere encarecidamente la función de costo de fuentes codificadas simultáneas. Los modelos perturbados representan las diversas conjeturas de modelos que se podrían utilizar en un ejercicio real con el fin de determinar cual da la adaptación más cercana, según se mide por la función de costo, a los datos medidos.

Por último, para demostrar la importancia de codificar las colecciones de trazas antes de sumar, la Fig. 9 muestra la función de costo que resultaría de utilizar la sugerencia de Mora [9] de invertir las colecciones de trazas de súper impulsos. Esta función de costo fue calculada de una manera similar a la de la Figura 7, excepto que las colecciones de trazas de las fuentes no fueron codificadas antes de sumar. Esta suma viola la sugerencia de Mora de que las fuentes se deben separar ampliamente (estas fuentes tienen una separación de 16 m). Sin embargo, esta es una comparación equitativa con el método de fuentes codificadas simultáneas sugerido en esta patente, porque la aceleración de cálculo para la función de costo de la Fig. 9 es igual a la de la Fig. 7, mientras que el método de fuentes ampliamente separadas de Mora daría como resultado mucha menos aceleración. Obsérvese que el mínimo global para los datos de la colección de trazas de súper impulsos está en cero perturbaciones (610), lo cual es bueno. Por otro lado, la función de costo mostrada en la Fig. 9 tiene muchos más mínimos locales (620) que cualquiera de las funciones de costo en la Fig. 7 o la Fig. 8. Por lo tanto, aunque esta función de costo logra la misma aceleración de cálculo que el método de fuentes codificadas simultáneas de esta patente, es de mucha menor calidad para la inversión.

La solicitud anterior se dirige a formas de realización particulares de la presente invención con el propósito de ilustrarla. Será evidente, sin embargo, para un experto en la técnica, que son posibles muchas modificaciones y

5 variaciones a las formas de realización descritas en la presente memoria. Todas dichas modificaciones y variaciones se pretende que estén dentro del alcance de la presente invención, según se define en las reivindicaciones adjuntas. Los expertos en la técnica reconocerán fácilmente que, en formas de realización preferidas de la invención, al menos algunas de las etapas en el presente método inventivo se realizan en un ordenador, es decir, la invención se implementa por ordenador. En dichos casos, el modelo de propiedades físicas actualizadas resultante se puede tanto descargar como guardar en el almacenamiento del ordenador.

Referencias

- 10 1. Tarantola, A., "Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation," *Geophysics* 49, 1259-1266 (1984).
2. Sirgue, L., and Pratt G. "Efficient waveform inversion and imaging: A strategy for selecting temporal frequencies," *Geophysics* 69, 231-248 (2004).
3. Weglein, AB, Araujo, FV, Carvalho, PM, Stolt, RH, Matson, KH, Coates, RT, Corrigan, D., Foster, DJ, Shaw, SA, y Zhang, H., "Inverse scattering series and seismic exploration," *Inverse Problems* 19, R27-R83 (2003).
- 15 4. Fallat, M. R., Dosso, S. E., "Geoacoustic inversion via local, global, and hybrid algorithms," *Journal of the Acoustical Society of America* 105, 3219-3230 (1999).
5. Van Manen, D. J., Robertsson, J.O.A., Curtis, A., "Making wave by time reversal," *SEG International Exposition and 75th Annual Meeting Expanded Abstracts*, 1763-1766 (2005).
6. Berkhout, A. J., "Areal shot record technology," *Journal of Seismic Exploration* 1, 251-264 (1992).
- 20 7. Zhang, Y., Sun, J., Nottfors, C., Gray, S. H., Cherris, L., Young, J., "Delayed-shot 3D depth migration," *Geophysics* 70, E21-E28 (2005).
8. Van Riel, P., and Hendrik, W. J. D., "Method of estimating elastic and compositional parameters from seismic and echo-acoustic data," *Documento patente de EE.UU. n.º 6,876,928* (2005).
- 25 9. Mora, P., "Nonlinear two-dimensional elastic inversion of multi-offset seismic data," *Geophysics* 52, 1211-1228 (1987).
10. Ober, C. C., Romero, L. A., Ghiglia, D. C., "Method of Migrating Seismic Records," *U.S. Patent No. 6,021,094* (2000).
11. Ikelle, L. T., "Multi-shooting approach to seismic modeling and acquisition," *Documento patente de EE.UU. n.º 6,327,537* (2001).
- 30 12. Romero, L. A., Ghiglia, D. C., Ober, C. C., Morton, S. A., "Phase encoding of shot records in prestack migration," *Geophysics* 65, 426-436 (2000).
13. Jing X., Finn, C. J., Dickens, T. A., Willen, D. E., "Encoding multiple shot gathers in prestack migration," *SEG International Exposition and 70th Annual Meeting Expanded Abstracts*, 786-789 (2000).

REIVINDICACIONES

1. Un método implementado por ordenador para la inversión de los datos geofísicos medidos para determinar un modelo de propiedades físicas para una región subsuperficial, que comprende:
 - 5 (a) obtener un grupo de dos o más colecciones de trazas codificadas (1) de los datos geofísicos medidos, en donde cada colección de trazas está asociada con una única fuente generalizada o, utilizar reciprocidad fuente-receptor, con un único receptor, y en donde cada colección de trazas se codifica con una característica de codificación diferente (3), seleccionada de un conjunto de características de codificación no equivalentes (2);
 - 10 (b) sumar (4) las colecciones de trazas codificadas en el grupo sumando todos los registros de datos en cada colección de trazas que corresponden a un único receptor (o fuente si se utiliza reciprocidad), y repetir para cada receptor diferente, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas;
 - (c) suponer un modelo de propiedades físicas (5) de la región subsuperficial, proporcionado dicho modelo valores de al menos una propiedad física en ubicaciones a lo largo de la región subsuperficial;
 - 15 (d) calcular una actualización (6) del modelo de propiedades físicas supuesto que sea más consistente con la colección de trazas codificadas simultáneas de la etapa (b), comportando dicho cálculo una o más operaciones de simulación de avance (o retroceso) de fuentes codificadas simultáneas que utilizan el modelo de propiedades físicas supuesto y características de fuentes codificadas que utilizan las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar las colecciones de trazas correspondientes de los datos medidos, en donde una colección de trazas codificadas simultáneas completa se simula en una única operación de simulación;
 - 20 (e) repetir la etapa (d) al menos una iteración más, utilizando el modelo de propiedades físicas actualizado a partir de la iteración anterior de la etapa (d) como el modelo supuesto para producir un modelo de propiedades físicas más actualizado (7) de la región subsuperficial que sea más consistente con una colección de trazas codificadas simultáneas correspondiente de los datos medidos, utilizando las mismas características de codificación para las características de las fuentes en la simulación que se utilizaron en la formación de la colección de trazas codificadas simultáneas correspondientes de los datos medidos; y
 - 25 (f) descargar el modelo de propiedades físicas más actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador.
2. El método de la reivindicación 1, en donde una función de costo se optimiza para actualizar el modelo de la etapa (d), midiendo dicha función de costo el grado de inadaptación entre la colección de trazas codificadas simultáneas y una colección de trazas codificadas simultáneas simulada.
- 30 3. El método de la reivindicación 1, que comprende además obtener al menos un grupo adicional de dos o más colecciones de trazas codificadas de los datos geofísicos medidos como en la etapa (a), y realizar la etapa (b) para cada grupo adicional, acumulando, a continuación, las actualizaciones correspondientes al modelo de propiedades físicas de la etapa (d), en donde el modelo de propiedades físicas actualizado que se va a utilizar en la etapa (e) se basa en las actualizaciones acumuladas.
- 35 4. El método de la reivindicación 1, en donde dichas colecciones de trazas codificadas de datos medidos se codifican mediante la convolución temporal de todas las trazas de la colección de trazas con la característica de codificación seleccionada para la colección de trazas.
5. El método de la reivindicación 1, en donde las dos o más colecciones de trazas codificadas de los datos medidos se obtienen mediante la obtención de las colecciones de trazas de datos de una prospección geofísica en la que los datos se adquieren de varios dispositivos fuente codificados de forma única que funcionan simultáneamente.
- 40 6. El método de la reivindicación 4, en donde los datos geofísicos medidos incluyen las características estimadas o medidas de cada activación de fuente y las características de las fuentes codificadas utilizadas en las operaciones de simulación son características hechas convolucionando temporalmente las características de las fuentes medidas o estimadas con las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar la colección de trazas medida correspondiente de la etapa (a).
- 45 7. El método de la reivindicación 2, en donde las funciones de codificación se optimizan para mejorar la calidad de la función de costo seleccionada.
8. El método de la reivindicación 2, en donde un método de optimización de la función de costo global tal como Monte Carlo, templado simulado, algoritmo genético o de evolución se utiliza para actualizar el modelo.
- 50 9. El método de la reivindicación 2, en donde un método de optimización de la función de costo local, tal como búsqueda de la línea de gradiente, gradientes conjugados o el método de Newton se utiliza para actualizar el modelo.
10. El método de la reivindicación 2, en donde la función de costo es la función de costo norma-L1 o la función de costo norma-L2 y la función de costo puede contener términos de regularización.

11. El método de la reivindicación 1, en donde la etapa (d) se realiza mediante:

(i) seleccionar una solución en serie iterativa para una ecuación de dispersión que describa la dispersión de las ondas en dicha región subsuperficial;

5 (ii) comenzar con los primeros n términos de dicha serie, donde $n \geq 1$, correspondiendo dichos primeros n términos al modelo de propiedades físicas supuesto de la región subsuperficial;

10 (iii) calcular el siguiente término de la serie, comportando dicho cálculo una o más operaciones de simulación de avance (retroceso) de fuentes codificadas simultáneas que utilizan el modelo de propiedades físicas supuesto y las características de las fuentes codificadas que utilizan las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar las colecciones de trazas correspondientes de los datos medidos, en donde una colección de trazas codificadas simultáneas completa se simula en una única operación de simulación y la colección de trazas codificadas simulada y la colección de trazas codificadas medida se combinan de una manera consistente con la serie iterativa seleccionada en la etapa (i); y

(iv) actualizar el modelo añadiendo el siguiente término de la serie calculado en la etapa (iii) al modelo supuesto.

15 12. El método de la reivindicación 11, que comprende además repetir las etapas (iii) y (iv) por lo menos un término más de la serie.

13. Un método implementado por ordenador para la inversión de datos geofísicos medidos para determinar un modelo propiedades físicas para una región subsuperficial, que comprende:

20 (a) obtener un grupo de dos o más colecciones de trazas codificadas (1) de los datos geofísicos medidos, en donde cada colección de trazas está asociada con una única fuente generalizada o, utilizar reciprocidad fuente-receptor, con un único receptor, y en donde cada colección de trazas se codifica con una característica de codificación diferente (3), seleccionada de un conjunto de características de codificación no equivalentes (2);

(b) sumar (4) las colecciones de trazas codificadas en el grupo sumando todos los registros de datos en cada colección de trazas que corresponden a un único receptor (o fuente si se utiliza reciprocidad), y repetir para cada receptor diferente, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas;

25 (c) suponer un modelo de propiedades físicas (5) de la región subsuperficial, proporcionado dicho modelo valores de al menos una propiedad física en ubicaciones a lo largo de la región subsuperficial;

30 (d) simular una colección de trazas codificadas simultáneas artificial correspondiente a la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos, utilizando el modelo de propiedades físicas supuesto (5), en donde la simulación utiliza características de fuentes codificadas que utilizan las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos, en donde una colección de trazas codificadas simultáneas completa se simula en una única operación de simulación;

(e) calcular un grado de medición de inadaptación de la función de costo entre la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos y la colección de trazas codificadas simultáneas simulada;

(f) repetir las etapas (a), (b), (d) y (e) por lo menos un ciclo más, acumulando los costos de la etapa (e);

35 (g) actualizar el modelo de propiedades físicas (7) mediante la optimización de los costos acumulados;

(h) iterar las etapas (a)-(g) al menos una vez más utilizando el modelo de propiedades físicas actualizado a partir de la iteración anterior como el modelo de propiedades físicas supuesto en la etapa (c), en donde se puede utilizar un conjunto diferente de características de codificación no equivalentes para cada iteración, dando como resultado un modelo de propiedades físicas más actualizado; y

40 (i) descargar el modelo de propiedades físicas más actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador.

14. Un método implementado por ordenador para la inversión de datos geofísicos medidos para determinar un modelo de propiedades físicas para una región subsuperficial, que comprende:

45 (a) obtener un grupo de dos o más colecciones de trazas codificadas (1) de los datos geofísicos medidos, en donde cada colección de trazas está asociada con una única fuente generalizada o, utilizar reciprocidad fuente-receptor, con un único receptor, y en donde cada colección de trazas se codifica con una característica de codificación diferente seleccionada de un conjunto de características de codificación no equivalentes;

(b) sumar (4) las colecciones de trazas codificadas en el grupo sumando todos los registros de datos en cada colección de trazas que corresponden a un único receptor (o fuente si se utiliza reciprocidad), y repetir para cada receptor diferente, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas;

- (c) suponer un modelo de propiedades físicas (5) de la región subsuperficial, proporcionado dicho modelo valores de al menos una propiedad física en ubicaciones a lo largo de la región subsuperficial;
- (d) seleccionar una solución en serie iterativa para una ecuación de dispersión que describe la dispersión de onda en dicha región subsuperficial;
- 5 (e) comenzar con los primeros n términos de dicha serie, donde $n \geq 1$, correspondiendo dichos primeros n términos al modelo de propiedades físicas supuesto de la región subsuperficial;
- (f) calcular el siguiente término de la serie, comportando dicho cálculo una o más operaciones de simulación de avance (o retroceso) de fuentes codificadas simultáneas que utilizan el modelo de propiedades físicas supuesto (5) y características de fuentes codificadas que utilizan las mismas funciones de codificación utilizadas para codificar las colecciones de trazas correspondientes a los datos medidos, en donde una colección de trazas codificadas simultáneas completa se simula en una única operación de simulación y la colección de trazas codificadas simulada y la colección de trazas codificadas medida se combinan de una manera consistente con la serie iterativa seleccionada en la etapa (d);
- 10
- (g) actualizar el modelo (6, 7) agregando el siguiente término de la serie calculado en la etapa (f) al modelo supuesto;
- 15
- (h) repetir las etapas (f) y (g) durante al menos una vez para agregar al menos un término más a la serie para actualizar aún más el modelo de propiedades físicas; y
- (i) descargar el modelo de propiedades físicas más actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador.
- 20 15. La utilización del método implementado por ordenador de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1-14 en el campo de la prospección geofísica.

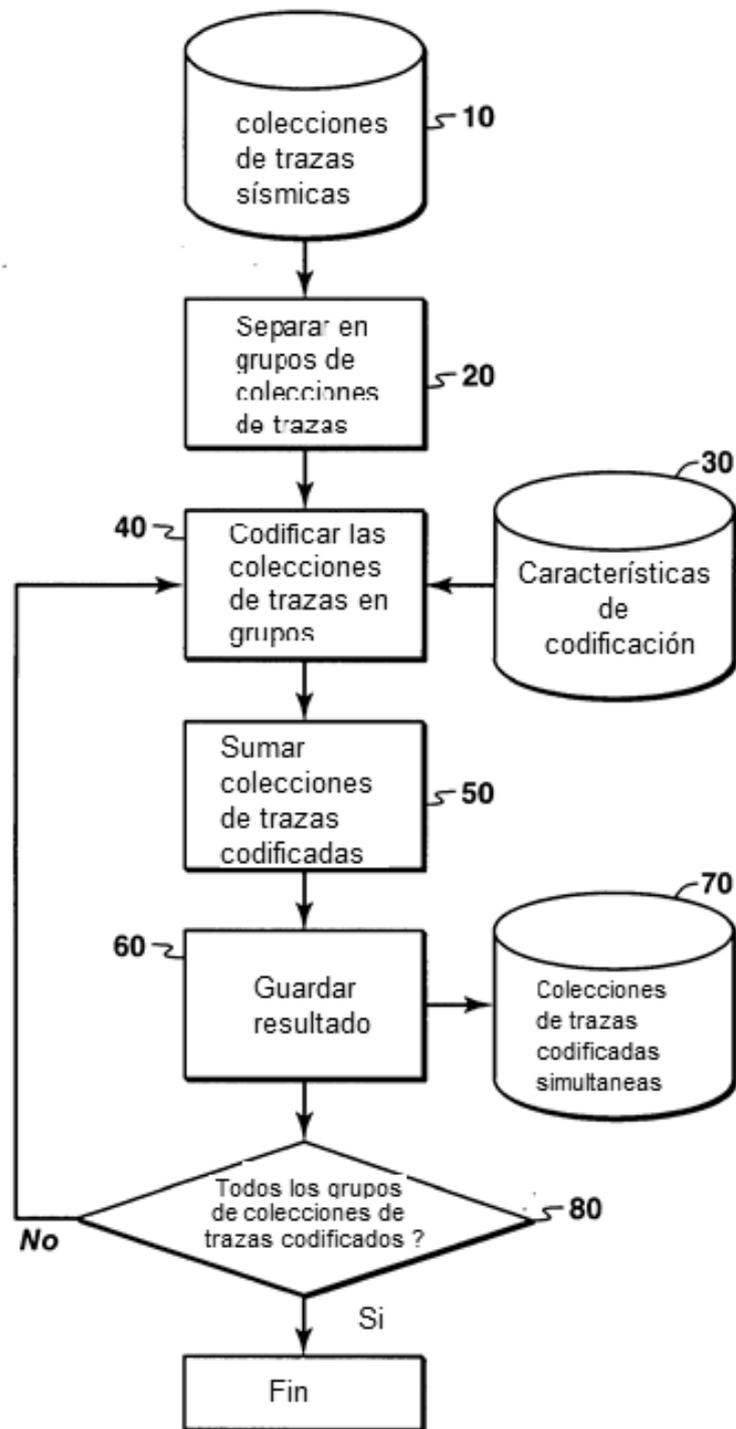


FIG. 1

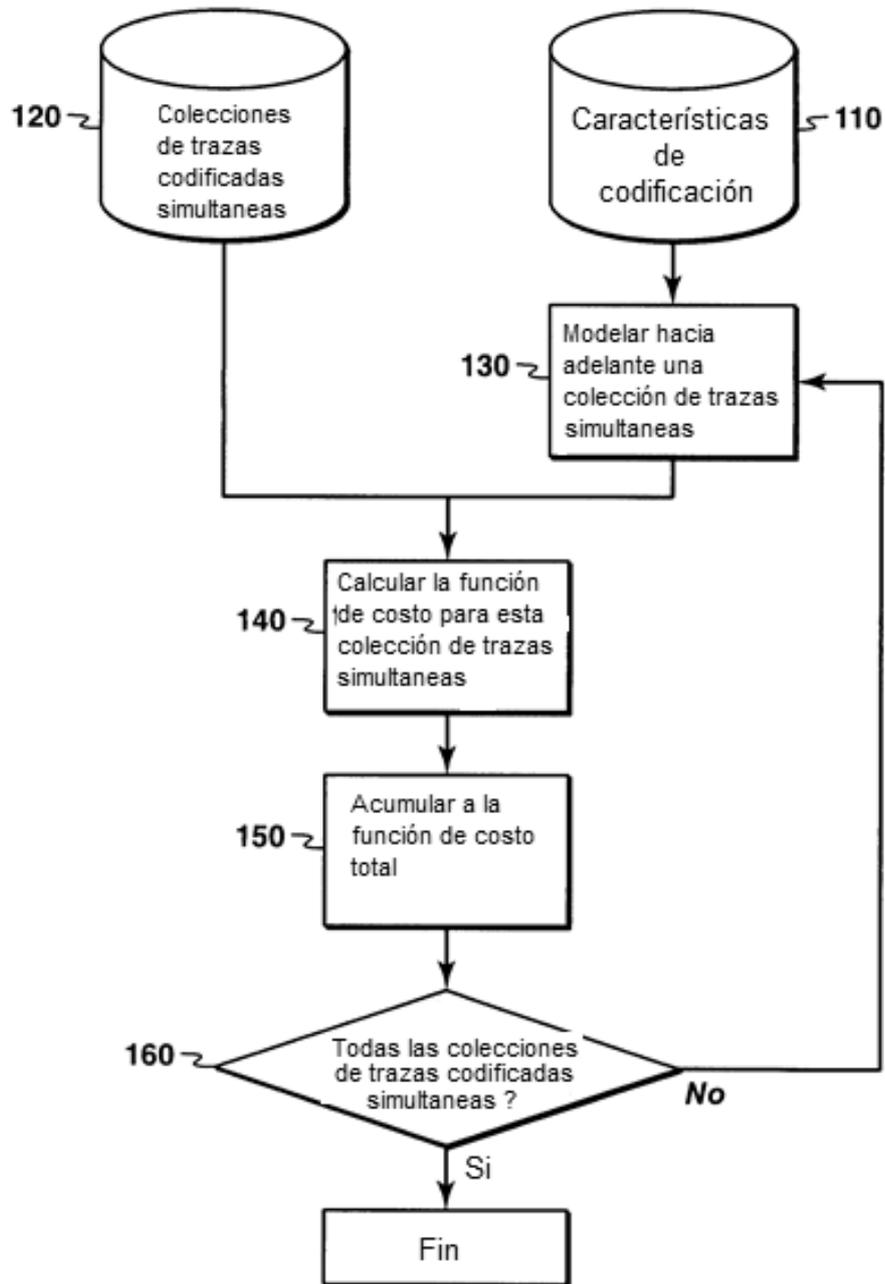


FIG. 2

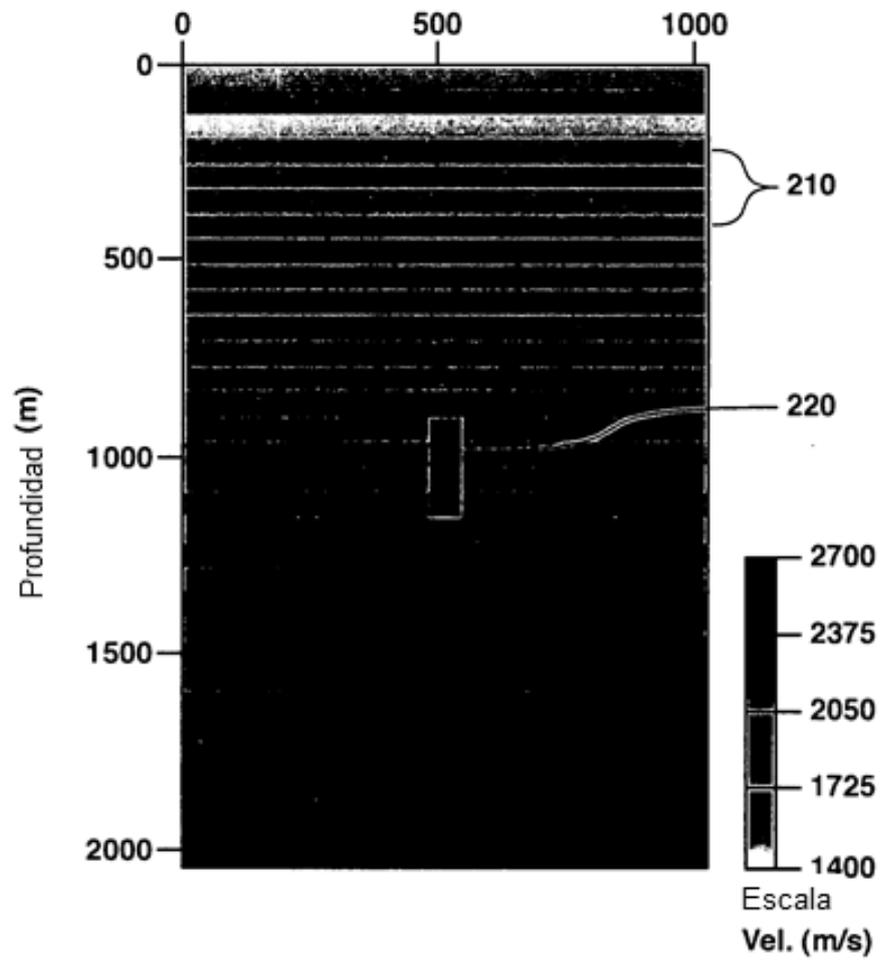


FIG. 3

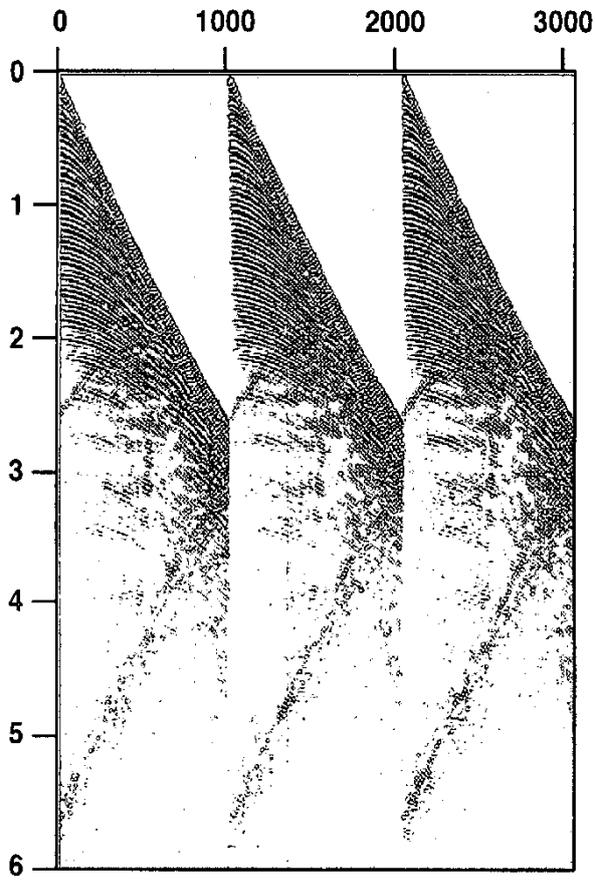


FIG. 4

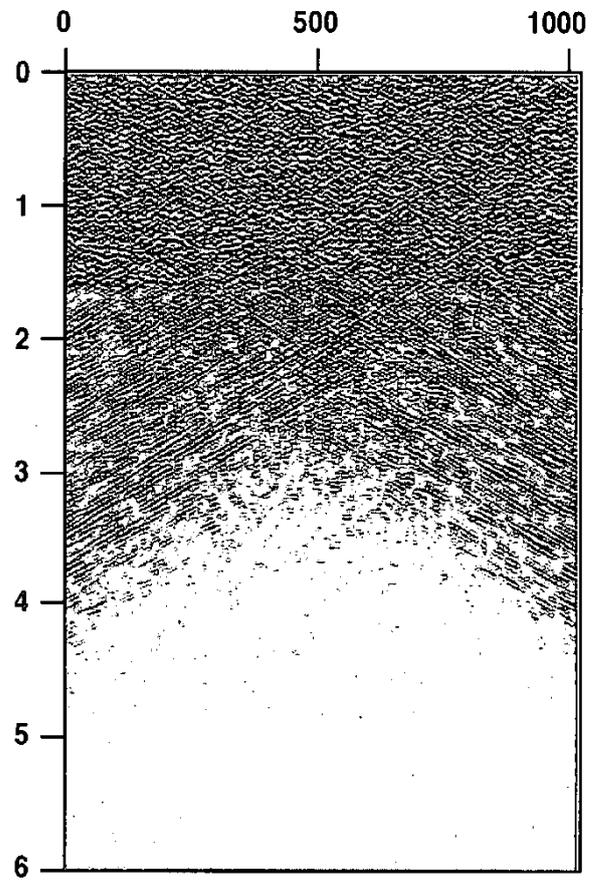


FIG. 5

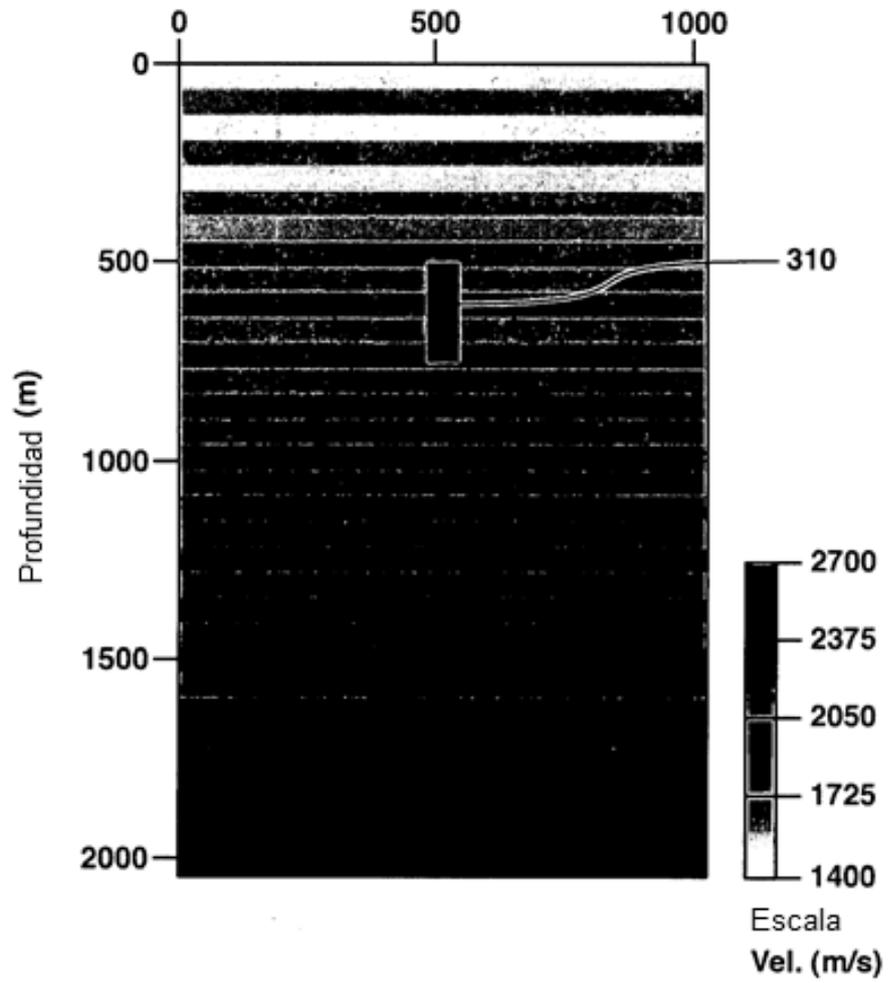


FIG. 6

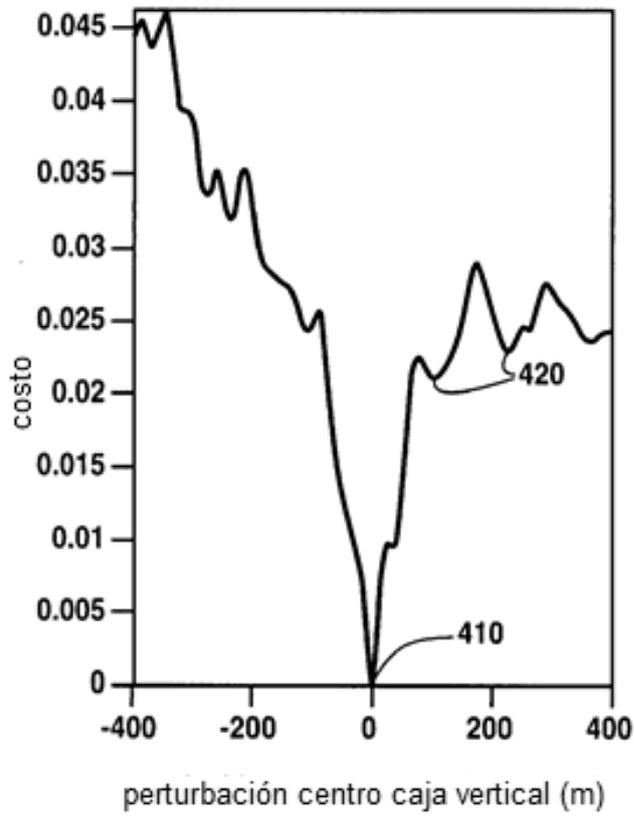


FIG. 7

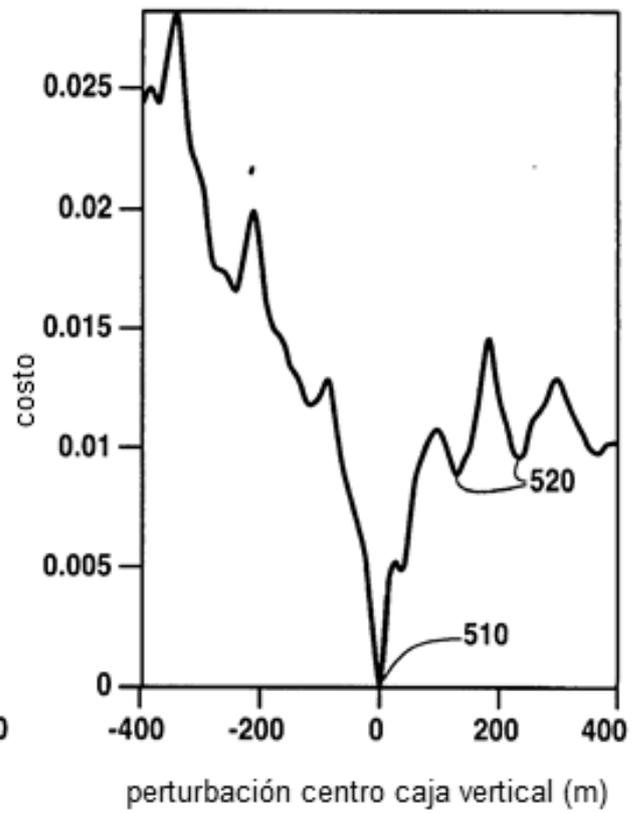


FIG. 8

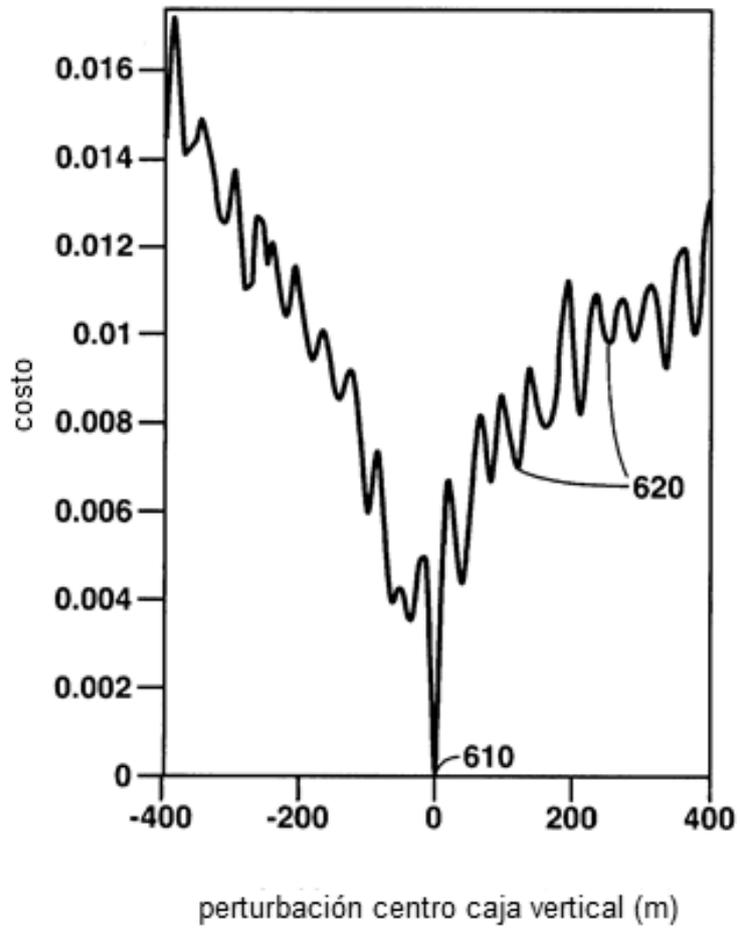


FIG. 9

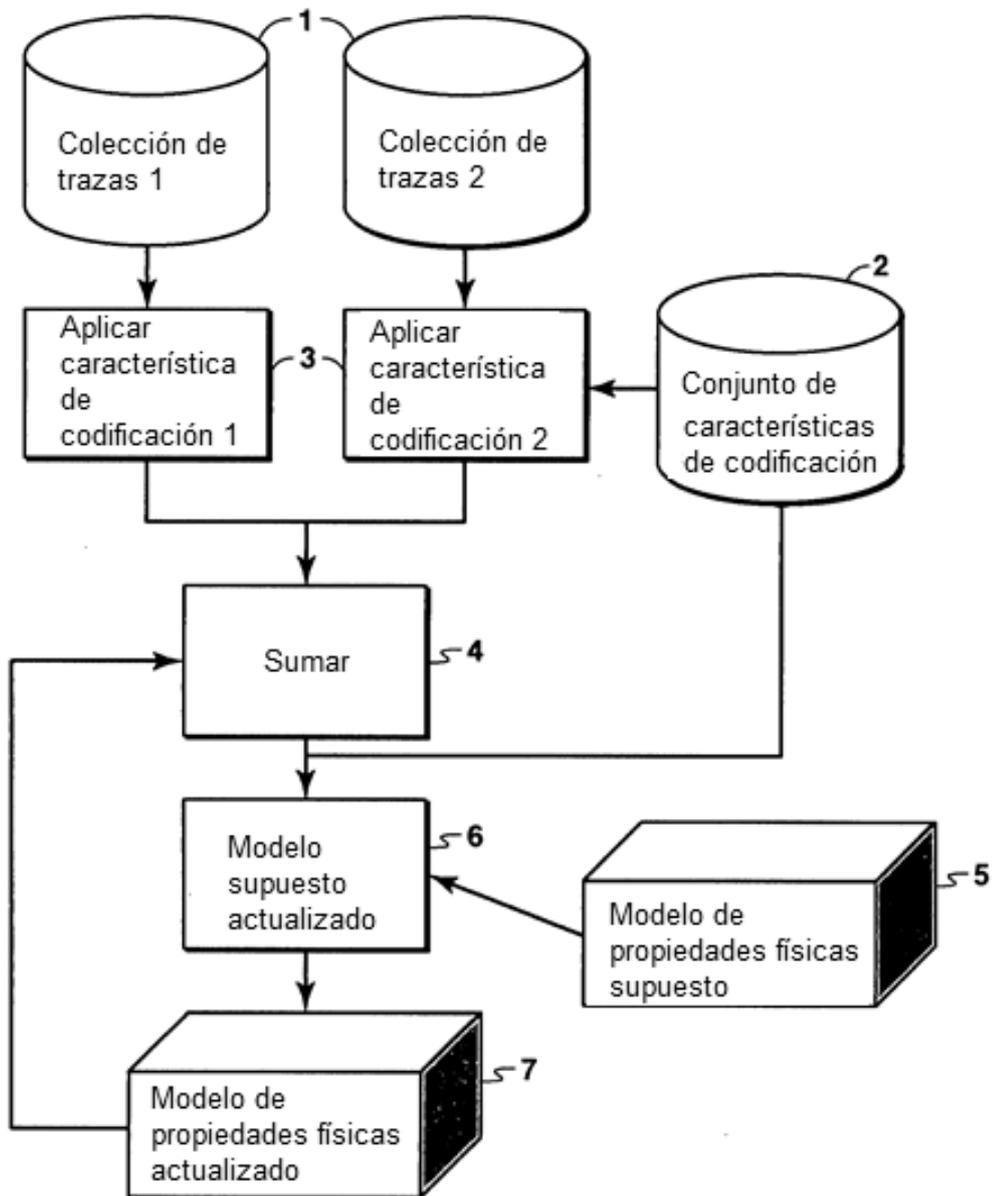


FIG. 10