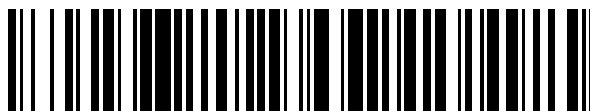


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 651 923**

51 Int. Cl.:

G01V 1/28 (2006.01)

G01V 1/30 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **26.01.2009 PCT/US2009/032010**

87 Fecha y número de publicación internacional: **24.09.2009 WO09117174**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.01.2009 E 09723513 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.10.2017 EP 2260331**

54 Título: **Un método eficiente para la inversión de datos geofísicos**

30 Prioridad:

21.03.2008 US 70297

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

30.01.2018

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**KREBS, JEROME, R. y
HINKLEY, DAVID, L.**

74 Agente/Representante:

LEHMANN NOVO, María Isabel

ES 2 651 923 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

Un método eficiente para la inversión de datos geofísicos.

Campo de la invención

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, comportando 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

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:

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.

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 costoso de calcular.

En general, se prefiere la inversión iterativa sobre la inversión no-iterativa, ya que 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. 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 método de inversión iterativa más comúnmente empleado en geofísica es la optimización de la función de costo. 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 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 cálculos de simulación se pueden realizar en el dominio de la frecuencia o del tiempo.

Los métodos de optimización de la función de costo son tanto locales como globales [3]. 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.

Desafortunadamente, los métodos de optimización global normalmente convergen de forma extremadamente lenta y, por lo tanto, la mayoría de las inversiones geofísicas se basan en la optimización de la función de costo local. El algoritmo 1 resume la optimización de la función de costo local.

1. seleccionar un modelo inicial,
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 negativo que mejor explique los datos observados.

Algoritmo 1 - Algoritmo para realizar la optimización de la función de costo local.

5 Este procedimiento se itera utilizando el nuevo modelo actualizado como el 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. A continuación, esta información de base se explicará con más detalle.

10 La optimización de la función de costo local de los datos sísmicos en la aproximación acústica es una tarea de inversión geofísica común y, generalmente es ilustrativa de otros tipos de inversión geofísica. Cuando se invierten datos sísmicos en la aproximación acústica, la función de costo se puede escribir como:

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

dónde:

S = función de costo,

15 M = vector de N parámetros, (m_1, m_2, \dots, m_N) que describe el modelo subsuperficial,

g = índice de colección de trazas,

w_g = función fuente para la colección de trazas g que es una función de las coordenadas espaciales y el tiempo, para una fuente puntual se trata de una función delta de las coordenadas espaciales,

N_g = número de colecciones de trazas,

20 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 una traza,

N_t = número de muestras de tiempo,

25 W = función de criterios de minimización (normalmente elegimos $W(x) = x^2$, que es el criterio de mínimos cuadrados (L2))

ψ_{calc} = datos de presión sísmica calculados a partir del modelo M,

ψ_{obs} = datos de presión sísmica medidos.

30 Las colecciones de trazas de datos sísmicos 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 sísmico. Por lo general, las colecciones de trazas corresponden a un impulso sísmico, aunque los impulsos pueden ser más generales que las fuentes puntuales. 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 utiliza el modelado de avance. 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.

La ecuación 1 se puede simplificar a:

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

40

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

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

El objetivo de la inversión por optimización de la función de costo es intentar actualizar el modelo M de manera que S(M) sea un mínimo. Esto se puede lograr optimizando la función de costo local que actualiza el modelo M^(k) dado de la siguiente manera:

$$M^{(k+1)} = M^{(k)} - \alpha^{(k)} \nabla_M S(M) \quad (4)$$

donde k es el número de iteración, α es el tamaño escalar de la actualización del modelo, y $\nabla_M S(M)$ es el gradiente de la función inadaptaada, tomada con respecto a los parámetros del modelo. Las perturbaciones del modelo o los valores mediante los cuales se actualiza el modelo, se calculan la multiplicación del gradiente de la función objetivo por una longitud de etapa α , que se debe calcular repetidamente.

10 De la Ecuación 2, se puede obtener la siguiente ecuación para el gradiente de la función de costo:

$$\nabla_M S(M) = \sum_{g=1}^{N_g} \nabla_M W(\delta(M, w_g)) \quad (5)$$

Entonces, para calcular el gradiente de la función de costo, es necesario calcular por separado el gradiente de la contribución de cada colección de trazas a la función de costo y, a continuación, sumar esas contribuciones. Por lo tanto, el esfuerzo de cálculo requerido para calcular $\nabla_M S(M)$ es N_g veces el esfuerzo de cálculo requerido para determinar la contribución de una única colección de trazas al gradiente. Para los problemas geofísicos N_g por lo general corresponde al número de fuentes geofísicas (siendo considerada cada ubicación de un aparato fuente como una fuente separada) y es del orden de 10.000 a 100.000, aumentando en gran medida el coste de calcular $\nabla_M S(M)$.

Se puede observar que el cálculo de $\nabla_M W(\delta)$ requiere el cálculo de la derivada de W(δ) con respecto a cada uno de los m_i parámetros modelo N. Dado que para los problemas geofísicos N suele ser muy grande (el número de parámetros diferentes multiplica el número de celdas de la cuadrícula modelo, donde los parámetros que deben ser asignados valores suele ser más de un millón), este cálculo puede llevar mucho tiempo si tuviera que ser realizado para cada parámetro modelo individual.

Lo que se necesita es un método más eficiente para calcular el gradiente de la función de costo, sin una reducción significativa en la precisión de la optimización de la función de costo local. La presente invención satisface esta necesidad.

Resumen de la invención

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:

30 (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 función de codificación diferente seleccionada de un conjunto de funciones de codificación no equivalentes;

35 (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;

(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; y

40 (d) invertir los datos geofísicos medidos, una colección de trazas codificadas simultáneas por vez, utilizando el modelo de propiedades físicas supuesto como modelo inicial, y actualizar iterativamente dicho modelo para minimizar una función de costo que mida el grado de inadaptación entre los datos simulados por el modelo y los datos geofísicos medidos para generar un modelo de propiedades físicas actualizado, en donde las adaptaciones del modelo se realizan utilizando un gradiente de la función de costo con respecto a al menos un parámetro modelo, cuyo gradiente se calcula a partir de una integración en el tiempo de un producto de datos de fuentes codificadas simultáneas simuladas hacia adelante en el tiempo y datos de fuentes simultáneas simuladas codificadas hacia atrás en el tiempo.

El modelo de propiedades físicas actualizado se descarga del ordenador o se guarda en el almacenamiento del ordenador y el método comprende además utilizar un conjunto diferente de funciones de codificación no equivalentes para al menos una iteración de la actualización iterativa del modelo. El modelo de propiedades físicas actualizado se utiliza en última instancia para inferir la presencia o ausencia de acumulaciones de hidrocarburos en la región subsuperficial.

El documento WO2008/033184 A2 da a conocer un método implementado por ordenador que comprende las etapas (a) a (d) anteriores con una actualización iterativa del modelo. Sin embargo, este documento no puede utilizar un conjunto diferente de funciones de codificación no equivalentes para al menos una iteración de la actualización iterativa del modelo.

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:

La Fig. 1 es un diagrama de flujo que muestra las etapas básicas en una forma de realización de la presente invención;

La Fig. 2 es un diagrama de flujo que muestra las etapas básicas en una forma de realización alternativa de la presente invención.

La Fig. 3 muestra el modelo de velocidad base utilizado para generar los datos medidos utilizados en el ejemplo presentado en la presente memoria, con la barra de escala de grises que muestra la velocidad en m/s;

La Fig. 4 muestra una colección de trazas fuente de datos de fuentes secuenciales del modelo mostrado en la Fig. 3;

La Fig. 5 muestra datos de fuentes codificadas simultáneas generados a partir de la etapa 260 de la Fig. 2;

La Fig. 6 muestra el modelo inicial (210 en la Fig. 2) para el ejemplo de inversión;

La Fig. 7 muestra una adaptación del modelo de norma L2 frente a la iteración de la fuente secuencial y las inversiones de fuentes codificadas simultáneas en el ejemplo;

La Fig. 8 muestra los resultados de la duodécima iteración de la inversión de fuentes secuenciales del ejemplo; y

La Fig. 9 muestra los resultados de la vigésima primera iteración de la inversión de fuentes codificadas simultáneas en el ejemplo.

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 de ejemplo

La presente invención incorpora la comprensión de que el tiempo de cálculo necesario para realizar la optimización de la función de costo local se puede reducir enormemente utilizando un método llamado método adjunto para calcular los gradientes de la función de costo necesarios para el proceso de optimización local y, a continuación, aplicar ese enfoque para invertir las colecciones de trazas codificadas de los datos de fuentes simultáneas, calculando de este modo el gradiente de una función de costo de fuentes codificadas simultáneas.

El método adjunto se puede utilizar para realizar de manera eficiente (ver la descripción que sigue a la Ecuación 5) el cálculo de la derivada de $W(\delta)$ con respecto a cada uno de los m_i parámetros modelo N , para todos los parámetros modelo a la vez [1]. El método adjunto para la función objetivo de mínimos cuadrados y una parametrización del modelo cuadrículado se pueden resumir mediante el siguiente algoritmo:

1. Calcular la simulación de avance de los datos utilizando el modelo actual y la característica de la colección de trazas w_g como la fuente para obtener $\psi_{\text{calc}}(M^{(k)}, w_g)$,

2. Restar los datos observados de los datos simulados dados $\delta(M^{(k)}, w_g)$,

3. Calcular la simulación inversa (es decir, hacia atrás en el tiempo) utilizando $\delta(M^{(k)}, w_g)$ como la fuente que produce $\psi_{\text{adjunto}}(M^{(k)}, w_g)$,

4. Calcular la integral a lo largo del tiempo del producto de $\psi_{\text{calc}}(M^{(k)}, w_g)$ y $\psi_{\text{adjunto}}(M^{(k)}, w_g)$ para obtener $\nabla_m W(\delta(M, w_g))$.

Algoritmo 2 - Algoritmo para calcular el gradiente de la función de costo de mínimos cuadrados de un modelo cuadriculado utilizando el método adjunto.

Aunque el cálculo de los gradientes utilizando el método adjunto es eficiente en relación con otros métodos, sigue siendo muy costoso. En particular, el método adjunto requiere dos simulaciones, una hacia adelante en el tiempo y otra hacia atrás en el tiempo, y para problemas geofísicos, estas simulaciones suelen ser muy intensas en cálculo. Además, según se describió anteriormente, este cálculo del método adjunto se debe realizar para cada colección de trazas de datos medidos individualmente, aumentando el coste del cálculo por un factor de N_g .

Según se indica en la referencia [4], 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 fuentes estrechamente separadas para producir una fuente efectiva que produzca un frente de onda de alguna forma deseada (por ejemplo, una onda plana), sumar 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 [4]. 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. A continuación, se presentan breves reseñas de varias técnicas publicadas de fuentes geofísicas simultáneas, 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 entonces 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 simultáneas no codificadas 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 inversión basada en la función de costo utilizando fuentes simultáneas no codificadas. 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 simultáneas no codificadas. 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.

5 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.

10 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.

25 Krebs et al. [4] muestran que la función de costo de fuentes codificadas simultáneas se puede calcular de manera más eficiente que las funciones de costo convencionales al tiempo que todavía proporciona inversiones precisas. La función de costo de fuentes simultáneas se define aquí como (compárese con la Ecuación 2 anterior):

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

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

$$\sum_{g=1}^{N_g} = \sum_{G=1}^{N_G} \sum_{g \in G} \quad \text{define una suma de colecciones de trazas por subgrupos de colecciones de trazas,}$$

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

G = los grupos de fuentes generalizadas simultáneas, y

N_G = el número de grupos,

35 c_g = funciones de tiempo que se convolucionan (\otimes) 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 (por ejemplo, sin limitación, aproximadamente ortogonales) para cada índice g de colección de trazas (por ejemplo, diferentes realizaciones de funciones de fase aleatoria).

40 El sumatorio externo en la Ecuación 6 es de 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, de g , es de las colecciones de trazas que se agrupan para el cálculo simultáneo. Para algunos métodos de modelado de avance, tal como el modelado por diferencias finitas, el cálculo del modelo de avance para fuentes generalizadas sumadas (la suma interna de $g \in G$) se puede realizar en la misma cantidad de tiempo que el cálculo para una sola fuente. Por lo tanto, según se muestra en Krebs et al. [4], $\delta(M, \sum_{c_g \otimes w_g})$ se puede calcular de manera muy eficiente utilizando un enfoque tal como el Algoritmo 3:

- 45
1. Simular $\psi_{calc}(M, \sum_{c_g \otimes w_g})$ utilizando una sola ejecución del simulador que utiliza $\sum_{c_g \otimes w_g}$ como la fuente,
 2. Convolucionar cada colección de trazas de los datos medidos con las funciones de codificación c_g , a continuación, sumar las colecciones de trazas codificadas resultantes (es decir, $\sum_{c_g \otimes \psi_{obs}(w_g)}$),
 3. Restar el resultado de la etapa 2 del resultado de la etapa 1.

Algoritmo 3 - Algoritmo para calcular la función de costo codificada de fuentes simultáneas.

De nuevo según se muestra en Krebs et al. [4], este algoritmo puede calcular $S_{sim}(M)$ un factor de N_g/N_G veces más rápido que $S(M)$ de la Ecuación 2

5 El algoritmo anterior, o variantes de él que se producirán para los expertos en el campo técnico, se pueden utilizar para calcular de manera muy eficiente $S_{sim}(M)$ y por lo tanto pueden acelerar enormemente las inversiones que sólo requieren el cálculo de la función de costo, tales como los métodos de inversión global. De hecho, el algoritmo anterior también puede acelerar el cálculo del gradiente de la función de costo para muchos métodos de evaluación del gradiente. Por ejemplo, el cálculo por diferencias finitas del gradiente implica el cálculo de la función de costo para un modelo M y un modelo cercano $M + \delta M$ que tiene uno de sus parámetros perturbados por una pequeña cantidad.

10 Sin embargo, el número extremadamente grande de parámetros del modelo típico de inversión geofísica implica que calcular el gradiente de $S_{sim}(M)$ seguirá siendo muy costoso si se emplean métodos convencionales de cálculo del gradiente, tales como las diferencias finitas. Este problema se resuelve en la presente invención calculando el gradiente de $S_{sim}(M)$ utilizando un método adjunto. Por lo tanto, un objetivo de esta invención es calcular $\nabla_M S_{sim}(M)$ que se define como sigue:

$$\nabla_M S_{sim}(M) = \sum_{G=1}^{N_G} \nabla_M W \left(\delta \left(M, \sum_{g \in G} c_g \otimes w_g \right) \right) \quad (7)$$

En esta invención, las cantidades $\nabla_M W(\delta(M, \Sigma c_g \otimes w_g))$ se pueden calcular de manera muy eficiente utilizando un método de estilo adjunto tal como se describe en el Algoritmo 4:

- 20 1. Calcular la simulación de avance de los datos de fuentes simultáneas, en una sola ejecución del simulador, utilizando el modelo actual y la característica de la colección de trazas de fuentes simultáneas $\Sigma c_g \otimes w_g$ como la fuente para obtener $\psi_{calc}(M^{(k)}, \Sigma c_g \otimes w_g)$,
2. Convolucionar cada colección de trazas de los datos medidos con las funciones de codificación c_g , a continuación, sumar las colecciones de trazas codificadas resultantes (es decir, $\Sigma c_g \otimes \psi_{obs}(w_g)$),
3. Restar el resultado de la etapa 2 del resultado de la etapa 1 produciendo $\delta(M^{(k)}, \Sigma c_g \otimes w_g)$,
- 25 4. Calcular la simulación inversa (es decir, hacia atrás en el tiempo) utilizando $\delta(M^{(k)}, \Sigma c_g \otimes w_g)$ como la fuente que produce $\psi_{adjunto}(M^{(k)}, \Sigma c_g \otimes w_g)$,
5. Calcular la integral a lo largo del tiempo del producto de $\psi_{calc}(M^{(k)}, \Sigma c_g \otimes w_g)$ y $\psi_{adjunto}(M^{(k)}, \Sigma c_g \otimes w_g)$ para obtener $\nabla_M W(\delta(M, \Sigma c_g \otimes w_g))$.

30 **Algoritmo 4** - Algoritmo para calcular el gradiente codificado de la función de costo de fuentes simultáneas utilizando un método de estilo adjunto.

En la práctica, la invención se puede utilizar normalmente para realizar la inversión de la función de costo local de acuerdo con el diagrama de flujo de una forma de realización de la invención mostrada en la Fig. 1. Como en la inversión iterativa convencional, el proceso comienza con la selección de un modelo inicial 10 que es una aproximación de las propiedades físicas reales subsuperficiales. (Un modelo actualizado 20 reemplaza el modelo inicial en iteraciones posteriores de la inversión.) En la siguiente etapa de la inversión (30), se construyen las funciones de codificación; estas se utilizarán para codificar los datos medidos 40 en la etapa 60 y las características de fuentes 50 en la etapa 70. Según se describe a continuación y en la referencia [4], se pueden realizar muchos tipos diferentes de funciones de codificación en la etapa 30. Las etapas 60 y 70 producen los datos medidos codificados (sumados en las ubicaciones fuente para cada receptor) 80 y las características de fuentes codificadas 90, ambas se codifican con el mismo conjunto de funciones de codificación producidas en la etapa 30, un proceso que se explica adicionalmente en la referencia [4] para los lectores no expertos en el campo. En la etapa 100, el gradiente se calcula utilizando la Ecuación 7 y el Algoritmo 4 anteriores o variaciones obvias de los mismos. En la etapa 110, el modelo inicial se actualiza en base al gradiente calculado en la etapa 100, usualmente sumando o restando una versión escalada del gradiente al modelo inicial. La etapa 120 es un control para la convergencia de la inversión. Esto se puede realizar calculando la función de costo de las fuentes codificadas simultáneas para el modelo actualizado utilizando la Ecuación 6 y el Algoritmo 3, y comparando el valor de la función de costo con el valor de la iteración anterior. Si se considera que la inversión no ha convergido, entonces el proceso itera de vuelta al paso 30, utilizando el modelo actualizado 20 de la etapa 110. Cuando el ensayo 120 muestra que la iteración ha convergido o se cumple otra condición de parada, el proceso se finaliza (130)

50 Se pueden utilizar muchos tipos de funciones de codificación c_g en la Ecuación 6 y la Ecuación 7 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 • Multiplexación por división de frecuencia (FDMA), multiplexación por división de tiempo (TDMA) y multiplexación por división de código (CDMA) utilizadas en telecomunicaciones.

10 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.

15 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. Finalmente, 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.

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

Algunas variaciones de la forma de realización descrita anteriormente incluyen:

- 25 • Las funciones de codificación c_g se pueden cambiar para cada iteración de la inversión. Por lo menos en algunos casos esto conduce a una convergencia más rápida de la inversión.
- En algunos casos (por ejemplo, cuando el muestreo de la fuente es más denso que el muestreo del receptor) puede ser ventajoso utilizar reciprocidad para tratar los receptores reales como fuentes de cálculo y codificar los receptores en lugar de las fuentes.
- 30 • Esta invención no se limita a receptores puntuales de un solo componente. Por ejemplo, los receptores podrían ser matrices de receptores o podrían ser receptores de múltiples componentes.
- El presente método de la invención se puede mejorar mediante la optimización de la codificación para producir la inversión de calidad más alta. 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 mediante la inspección manual de las pruebas realizadas utilizando diferentes funciones de codificación como utilizando un procedimiento de optimización automatizado.
- 35 • 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 para adquirir los datos de fuentes codificadas a partir de vibradores marinos funcionando simultáneamente que funcionan de forma continua mientras están en movimiento.
- 40 • 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 suaves o modelos que no son dispersos).

45 La Figura 2 es un diagrama de flujo de una forma de realización alternativa del presente método inventivo para la inversión de la función de costo local. Este diagrama de flujo es, en esencia, similar al de la Fig.1 (los números de referencia de las cajas correspondientes se incrementan en 200) a excepción de los siguientes cambios:

- En la etapa 230 las funciones de codificación se pueden cambiar entre iteraciones.
- 50 • Se añade la etapa 305. En la etapa 305, el gradiente de la etapa 300 se acondiciona utilizando cualquier método conocido, y para una mejor convergencia se utiliza el gradiente acondicionado para calcular el gradiente conjugado. En esquemas de optimización (locales), es bien sabido que la convergencia de un algoritmo se puede

mejorar mediante la elección de una dirección decente (el gradiente) como una combinación lineal de las direcciones decentes anteriores y actuales. Esto se conoce como el método del gradiente conjugado. Acondicionar (o pre-acondicionar) es una estrategia conocida clásicamente para mejorar la convergencia.

- 5 • En la etapa 310, se utiliza una búsqueda lineal en la dirección del gradiente conjugado para actualizar el modelo. Una búsqueda lineal es parte de las estrategias de optimización estándar y consiste en partir de un punto actual, elegir una dirección para evaluar los valores de la función de costo, moverse a lo largo de esa dirección elegida y reevaluar la función de costo en cada nueva ubicación y elegir el punto de que da el valor mínimo de dicha función de costo. La dirección (en este caso) es el gradiente o el gradiente conjugado.

Además, las siguientes elecciones se realizan durante la inversión en esta forma de realización ilustrativa particular del presente método inventivo:

1. Las colecciones de trazas de entrada de los datos medidos 240 son colecciones de trazas de fuentes puntuales comunes.
2. Las características de codificación 230 se eligen para ser características de fases aleatorias de Romero et al. Una característica de este tipo se puede crear simplemente creando una secuencia que conste de muestras de tiempo que sean una secuencia pseudoaleatoria uniforme.
3. En las etapas 260 y 270, las colecciones de trazas y características se codifican mediante la convolución de cada traza de la colección de trazas con esa característica de codificación de la colección de trazas.
4. En las etapas 300 y 320, las simulaciones se llevan a cabo con un código de modelado sísmico por diferencias finitas en el dominio espacio-tiempo.
- 20 5. En las etapas 300 y 320, la función de costo se calcula utilizando una norma L2.

Ejemplo

Las figuras 3 a 9 presentan un ejemplo artificial de inversión de datos sísmicos acústicos de densidad constante utilizando esta invención y para la comparación con el método de fuentes secuenciales convencional. Para este ejemplo se utilizó la forma de realización descrita en la Fig. 2 exceptuando que la etapa 305 fue eliminada. La inclusión de la etapa 305 mejora los resultados en relación con este ejemplo, por lo que este es un ejemplo conservador de las ventajas de esta invención.

La figura 3 es el modelo de velocidad base utilizado para generar los datos medidos (Fig. 4) para este ejemplo. Una inversión exitosa de los datos simulados medidos a partir de este modelo se debe ver como una versión de banda limitada de la Fig. 3.

La figura 4 muestra una colección de trazas fuente de los datos medidos simulada a partir del modelo de la Fig. 3. Se simularon un total de 128 fuentes (de los cuales la Fig. 4 es la primera) con las fuentes posicionadas cerca de la superficie del modelo y se dispersaron de manera uniforme a través del modelo. Se dispersaron también 1024 receptores sísmicos de manera uniforme a través del modelo. Se usó el mismo conjunto de receptores para cada ubicación de fuente (es decir, los receptores no se mueven con la fuente).

La figura 5 muestra los datos de las fuentes codificadas simultáneas generados desde la etapa 260 de la Fig. 2. La función de codificación era una función de fase aleatoria de 3 segundos de duración. Se codificaron todas las 128 fuentes con diferentes funciones de fase aleatoria, a continuación, se sumaron para producir esta fuente codificada simultánea. Obsérvese que los datos de fuentes codificadas simultáneas en la Fig. 5 parecen ruido aleatorio cuando se comparan con la Fig. 4.

La Figura 6 muestra el modelo que se utilizó como el modelo inicial (210 en la Fig. 2) para este ejemplo de inversión. Este modelo se generó suavizando fuertemente el modelo base mostrado en la Fig. 3. El suavizado fue elegido para ser lo suficientemente grande como para eliminar todas las reflexiones y anomalías de velocidad de pequeña escala, preservando al mismo tiempo la base suave del modelo.

Los datos en la Fig. 4 y la Fig. 5 fueron a continuación ambos invertidos. Por supuesto, la presente invención se utiliza para invertir los datos de fuentes codificadas simultáneas en la Fig. 5. Se puede observar que, puesto que existen 128 colecciones de trazas fuente en los datos de fuentes secuenciales, la inversión de estos datos debe llevar aproximadamente 128 veces más esfuerzo de cálculo por iteración de lo necesario para invertir los datos de fuentes codificadas simultáneas. Este factor de 128 es debido al hecho de que el gradiente se debe calcular para cada fuente secuencial por separado y, a continuación, estos gradientes se suman para producir el gradiente total de las fuentes secuenciales. Por otra parte, el gradiente de los datos de fuentes codificadas simultáneas se calcula a partir de sólo una colección de trazas.

La figura 7 muestra la adaptación del modelo frente al número de iteraciones de las dos inversiones. La inversión de fuentes secuenciales (cuadrados negros) converge en aproximadamente el doble de la velocidad de la inversión codificada de fuentes simultáneas (cuadrados blancos). (La adaptación del modelo para la iteración 21 de la

inversión codificada de fuentes simultáneas es aproximadamente igual a la adaptación del modelo para la iteración 12 de inversión de fuentes secuenciales). Sin embargo, puesto que cada iteración de la inversión de fuentes simultáneas utiliza sólo 1/128 de la cantidad de esfuerzo de cálculo, la inversión codificada de fuentes simultáneas es 64 veces más eficiente que la inversión de fuentes secuenciales.

- 5 La Fig. 8 y la Fig. 9 muestran ambas los resultados de inversión. Se eligieron para mostrar la 12.^a inversión de la fuente secuencial y las 21.^a inversiones codificadas de las fuentes simultáneas, porque tienen aproximadamente la misma adaptación del modelo. Obsérvese que ambas de estas inversiones parecen aproximadamente una versión limitada de banda del modelo base en la Fig. 3. Observe también que la inversión codificada de las fuentes simultáneas se parece mucho a la inversión de fuentes secuenciales, excepto por la adición de una pequeña
- 10 cantidad de ruido. Este ruido se podría eliminar fácilmente tanto procesando la imagen del resultado de inversión como aplicando acondicionamiento (etapa 305 de la Fig. 2) a la inversión.

- La solicitud anterior se dirige a formas de realización particulares de la presente invención para el propósito de ilustrarla. Será evidente, sin embargo, para un experto en la técnica, que son posibles muchas modificaciones y variaciones a las formas de realización descritas en la presente memoria. Se pretende que todas dichas
- 15 modificaciones y variaciones estén dentro del alcance de la presente invención, según se define en las reivindicaciones adjuntas. Los expertos en la técnica reconocerán fácilmente que, en las formas de realización preferidas de la invención, al menos algunas de las etapas en el método inventivo presente se llevan a cabo en un ordenador, es decir, la invención se implementa por ordenador. En dichos casos, el modelo resultante de las propiedades físicas actualizadas se puede tanto descargar como guardar en el almacenamiento del ordenador.

Referencias

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).
- 5 3. 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).
4. Krebs, J. R., Anderson, J. A., Neelamani, R., Hinkley, D., Jing, C., Dickens, T., Krohn, C., Traynin, P., "Iterative inversion of data from simultaneous geophysical sources," *Publicación PCT n. ° WO2008/042081*.
- 10 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).
7. Zhang, Y., Sun, J., Noffors, C., Gray, S. H., Cherris, L., Young, J., "Delayed-shot 3D depth migration," *Geophysics* 70, E21-E28 (2005).
- 15 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.° 6,876,928* (2005).
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).
- 20 11. Ikelle, L. T., "Multi-shooting approach to seismic modeling and acquisition," *Documento patente de EE.UU. n.° 6,327,537* (2001).
12. Romero, L. A., Ghiglia, D. C., Ober, C. C., Morton, S. A., "Phase encoding of shot records in prestack migration," *Geophysics* 65, 426-436 (2000).
- 25 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 (60, 70; 260, 270) de los datos geofísicos medidos (40, 50; 240, 250), 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 función de codificación diferente, seleccionada de un conjunto de funciones de codificación no equivalentes (30; 230);
 - 10 (b) sumar las colecciones de trazas codificadas en el grupo (80, 90; 280, 290) sumando todos los registros de datos en cada colección de trazas que corresponden a un único receptor o, utilizar reciprocidad, con una única fuente, y repetir para cada receptor diferente, dando como resultado una colección de trazas codificadas simultáneas;
 - (c) suponer un modelo de propiedades físicas (10; 210) 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) invertir los datos geofísicos medidos, una colección de trazas codificadas simultáneas por vez, utilizando el modelo de propiedades físicas supuesto como un modelo inicial y, de forma iterativa, actualizar (110; 310) dicho modelo para minimizar un grado de inadaptación que mide la función de costo entre los datos de modelos simulados y los datos geofísicos medidos para generar un modelo de propiedades físicas actualizado (20; 220), en donde las adaptaciones del modelo se crean utilizando un gradiente (100, 300) de la función de costo con respecto a al menos un parámetro del modelo, cuyo gradiente se calcula a partir de una integración en el tiempo de un producto de los datos de fuentes codificadas simultáneas simuladas hacia adelante en el tiempo y los datos de fuentes codificadas simultáneas simuladas hacia atrás en el tiempo; y
 - 20 (e) descargar el modelo de propiedades físicas actualizado o guardarlo en el almacenamiento del ordenador, en donde el método comprende además utilizar un conjunto diferente de funciones de codificación no equivalentes (30, 230) para al menos una iteración de la actualización iterativa del modelo.
- 25 2. El método de la reivindicación 1, en donde invertir una colección de trazas codificadas simultáneas de los datos geofísicos medidos comprende
 - (i) simular por ordenador una colección de trazas codificadas simultáneas que se corresponde con la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos, utilizando el modelo de propiedades físicas asumido, en donde la simulación utiliza características de fuentes codificadas con las mismas funciones de codificación utilizado 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 sola operación de simulación; y
 - 30 (ii) calcular un grado de medición de la inadaptación de la función de costo entre la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos medidos y la colección de trazas codificadas simultáneas simuladas.
3. El método de la reivindicación 1, en donde invertir los datos geofísicos medidos comprende:
 - 35 (i) calcular una simulación de avance de los datos de fuentes codificadas simultáneas, en una única ejecución de simulación, utilizando el modelo M de propiedades físicas actuales y utilizando como fuente una característica de colección de trazas de fuentes simultáneas codificada con las mismas funciones de codificación c_g utilizadas para codificar los datos medidos, para obtener ψ_{calc} ;
 - (ii) calcular la función de costo δ restando la colección de trazas codificadas simultáneas de los datos geofísicos medidos a partir del resultado de la etapa (i);
 - 40 (iii) calcular una simulación inversa (es decir, hacia atrás en el tiempo) utilizando δ como fuente de simulación, produciendo $\psi_{adjunto}$; y
 - (iv) calcular una integral a lo largo del tiempo del producto de ψ_{calc} y $\psi_{adjunto}$ para obtener el gradiente de la función de costo; y
 - 45 (V) utilizar el gradiente de la función de costo para ajustar y actualizar el modelo M.
4. El método de la reivindicación 1, en donde dichas colecciones de trazas codificadas de los datos medidos se codifican convolucionando temporalmente todas las trazas de la colección de trazas con una característica de fuente codificada correspondiente, siendo dicha característica de fuente codificada la convolución de una función fuente para la colección de trazas con la función 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 que los datos se adquieren de varios dispositivos fuente codificados de forma única que funcionan simultáneamente,
- 5 6. El método de la reivindicación 1, en donde los datos geofísicos medidos se obtienen de una fuente sísmica y las fuentes sísmicas son tanto todas fuentes puntuales como todas fuentes de ondas planas.
7. El método de la reivindicación 2, 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 medidas correspondientes en la etapa (a).
- 10 8. El método de la reivindicación 1, en donde las funciones de codificación son de un tipo seleccionado de un grupo que consiste en lineal, fase aleatoria, modulado, modulado modificado, desplazamiento de tiempo aleatorio y codificación de fase independiente de la frecuencia o en donde las funciones de codificación son de un tipo para algunas fuentes y de otro tipo para otras fuentes, siendo seleccionado cada tipo de un grupo que consiste en codificación lineal, de fase aleatoria, modulada, modulada modificada, desplazamiento de tiempo al azar y codificación de fase independiente de la frecuencia.
- 15 9. El método de la reivindicación 1, en donde las funciones de codificación se optimizan con respecto a la función de costo que se va a utilizar.
10. El método de la reivindicación 1, en donde los modelos de propiedades físicas son modelos de velocidad de las ondas sísmicas, parámetros elásticos sísmicos, parámetros de anisotropía sísmicos o parámetros de anelasticidad sísmicos.
- 20 11. El método de la reivindicación 1, en donde se utiliza un método de optimización de la función de costo local tal como la búsqueda de la línea de gradiente (310), los gradientes conjugados (305) o el método de Newton para actualizar el modelo.
- 25 12. El método de la reivindicación 1, 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.
13. El método de la reivindicación 1, en donde las funciones de codificación no equivalentes son esencialmente funciones ortogonales.
14. Un método para producir hidrocarburos a partir de una región subsuperficial, que comprende:
- 30 (a) realizar una prospección geofísica de la región subsuperficial;
- (b) obtener un modelo de propiedades físicas, habiendo sido construido dicho modelo de acuerdo con el método de la reivindicación 1;
- (c) utilizar el modelo de propiedades físicas para identificar una zona portadora de hidrocarburos en la región subsuperficial;
- 35 (d) perforar un pozo en la zona y la producción de hidrocarburos a partir del pozo.

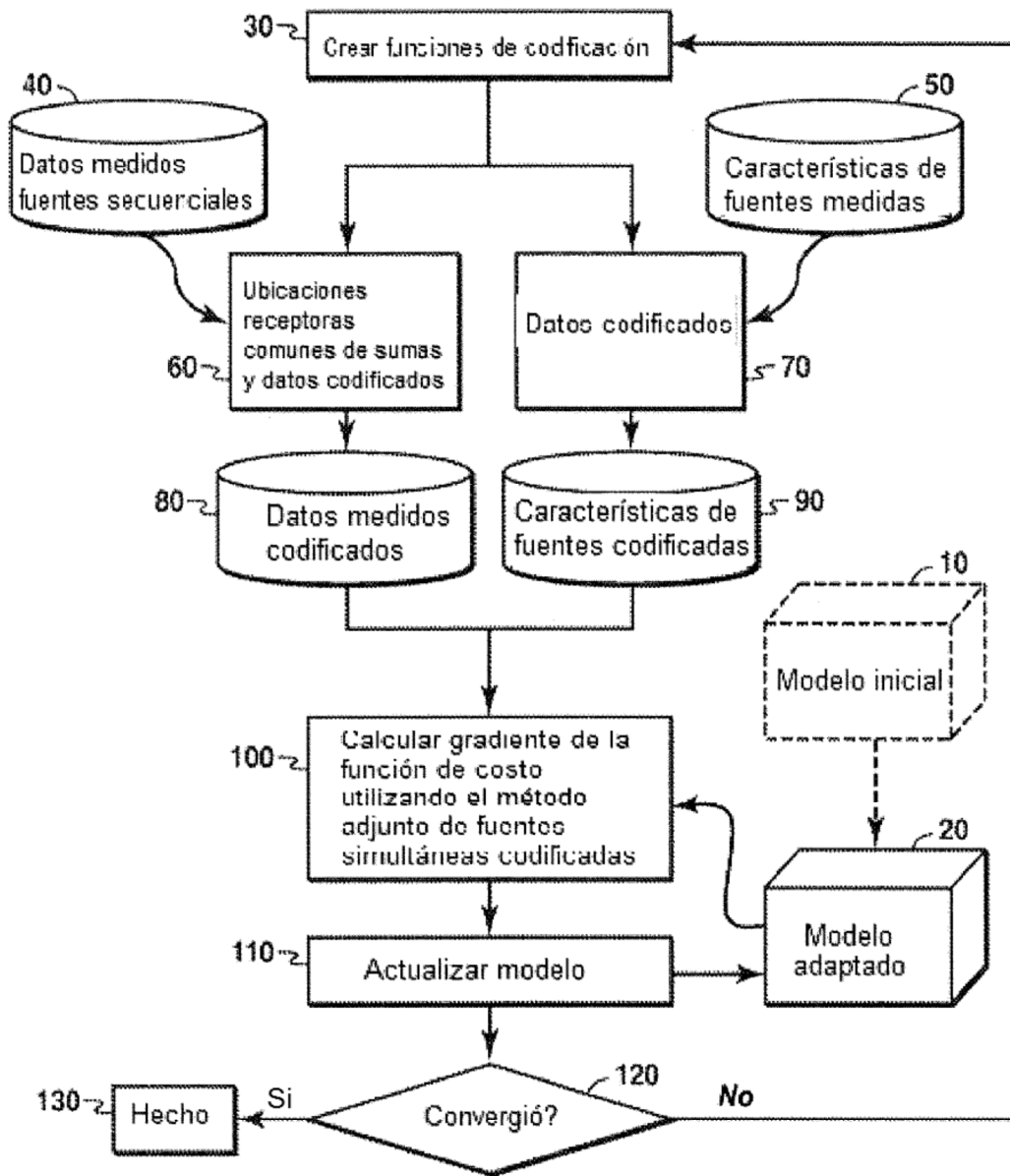


FIG. 1

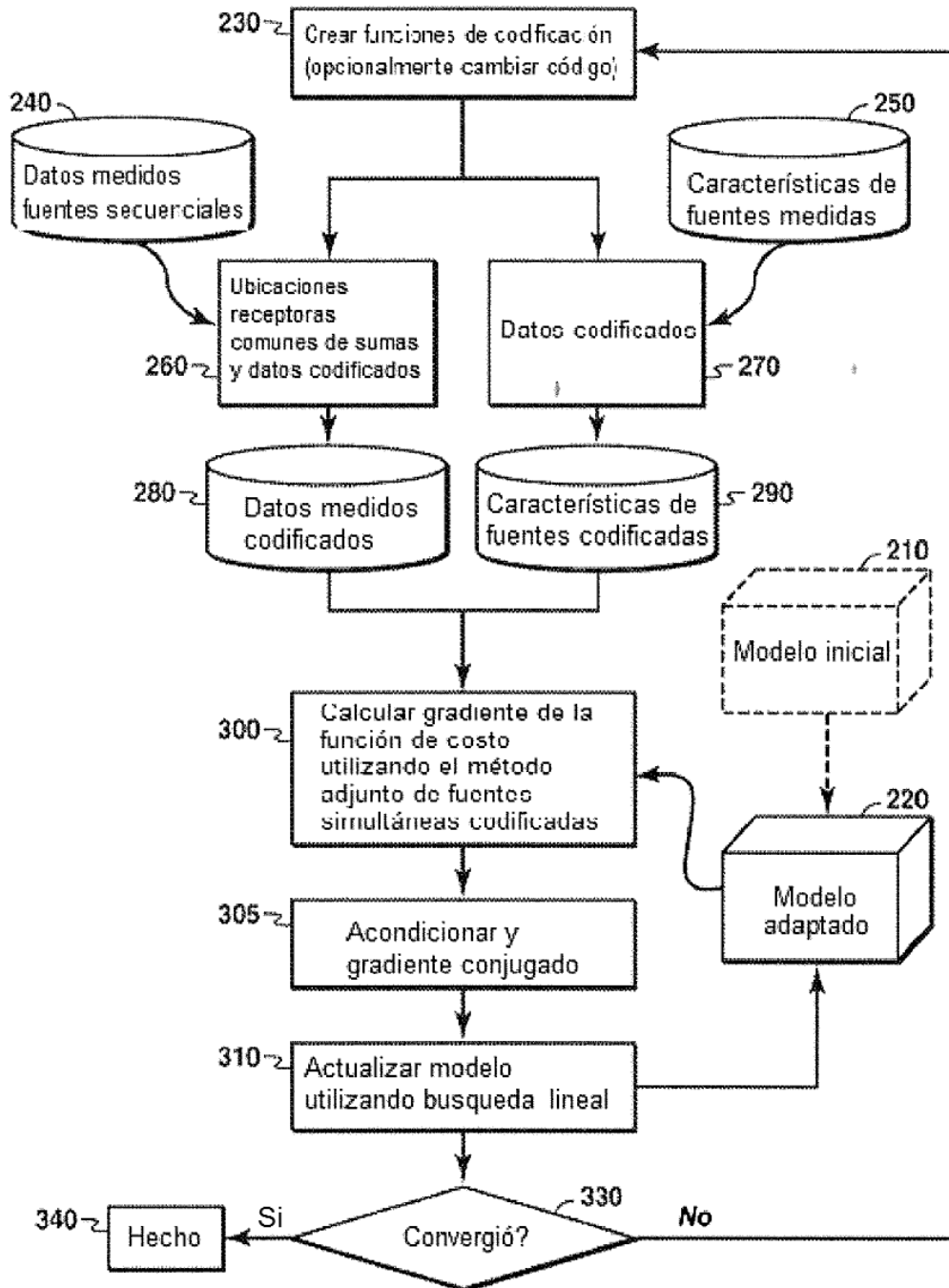


FIG. 2

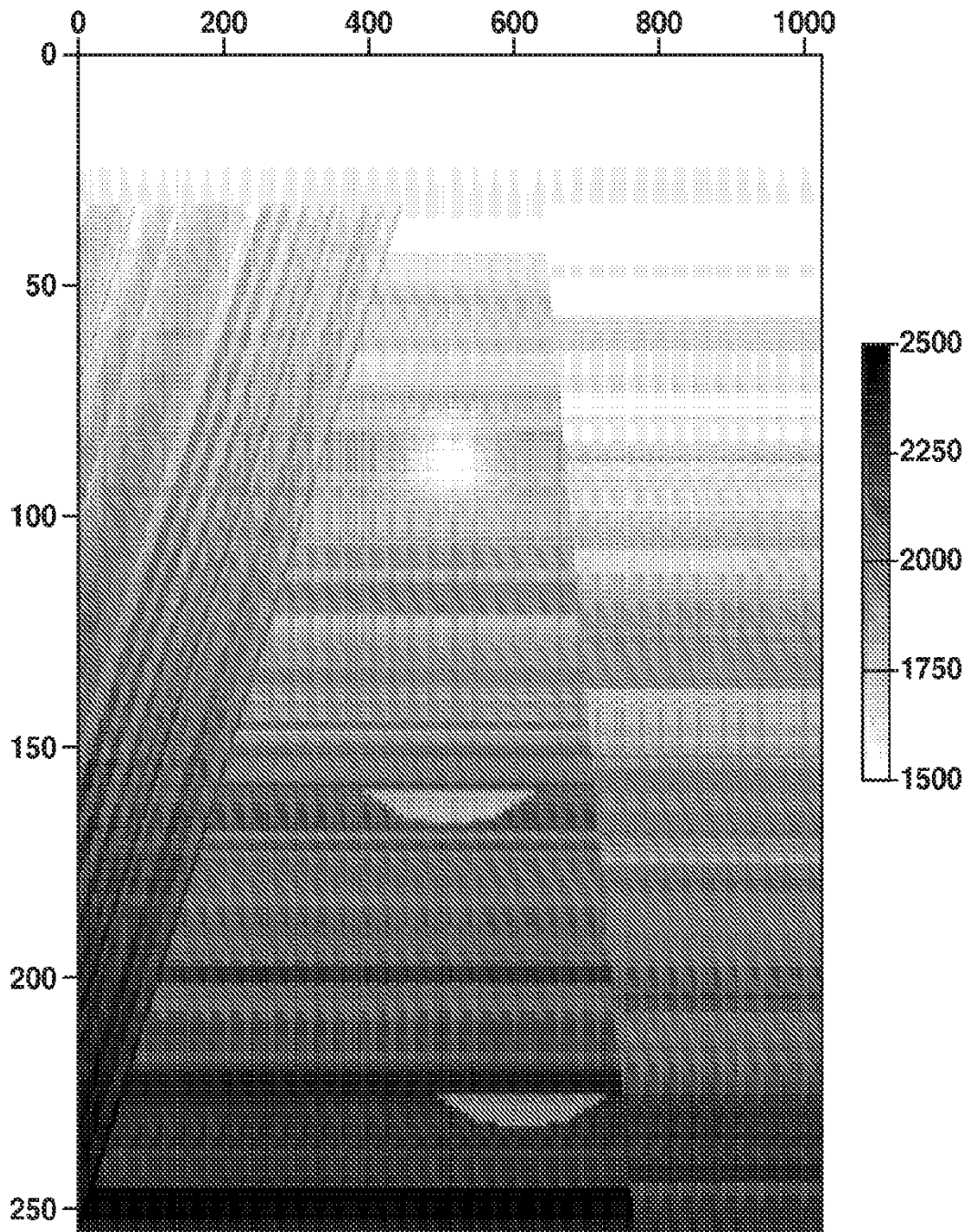


FIG. 3

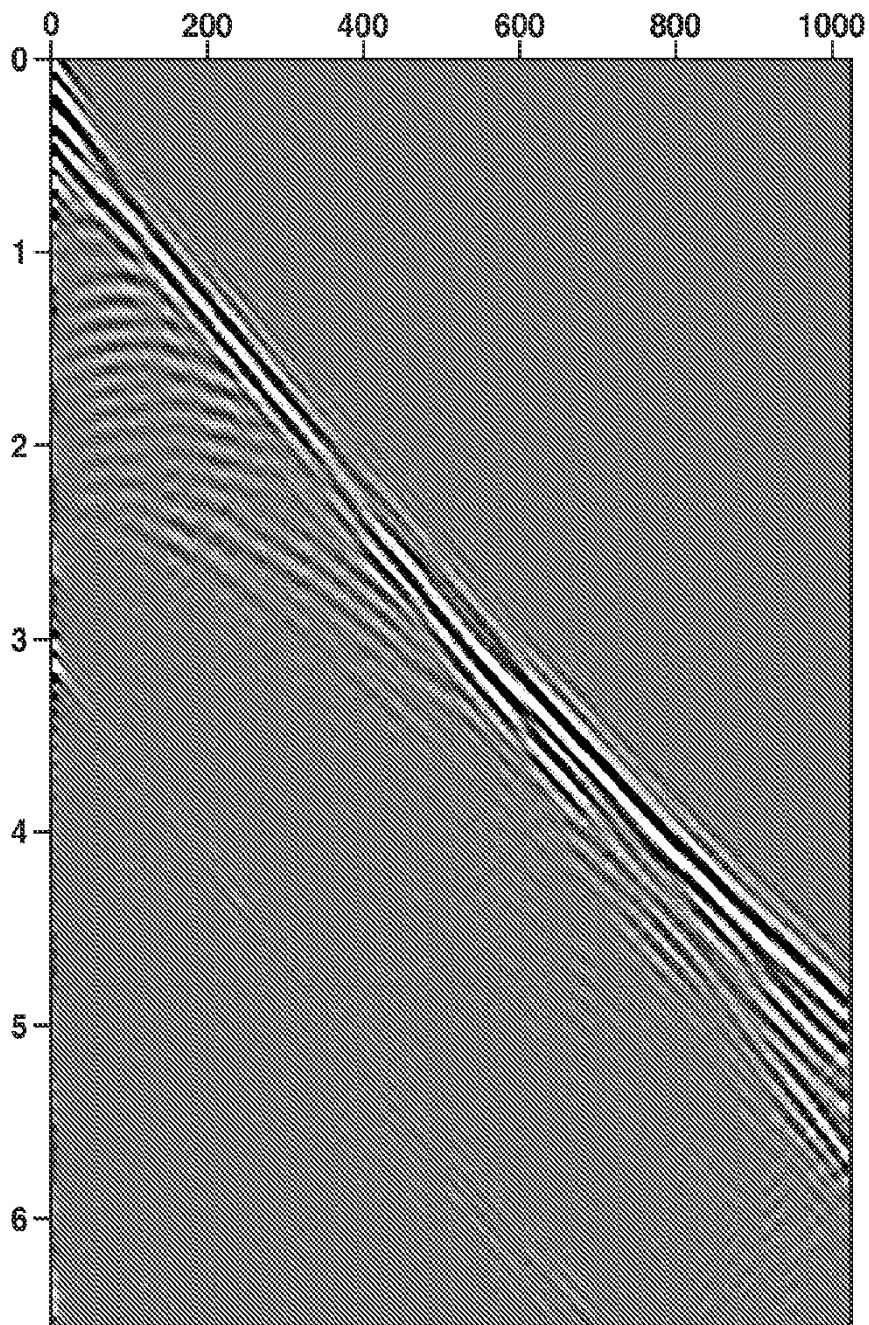


FIG. 4

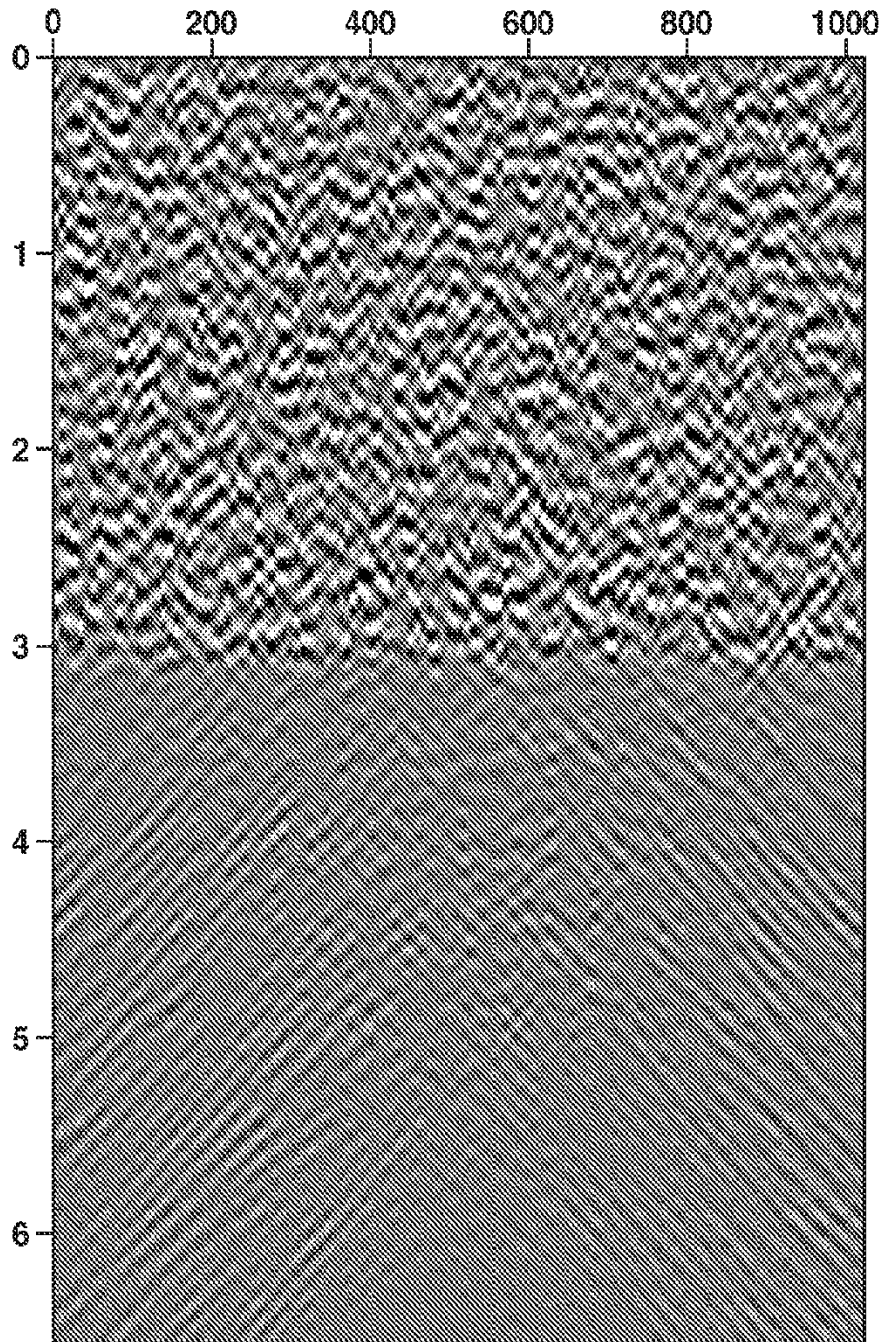


FIG. 5

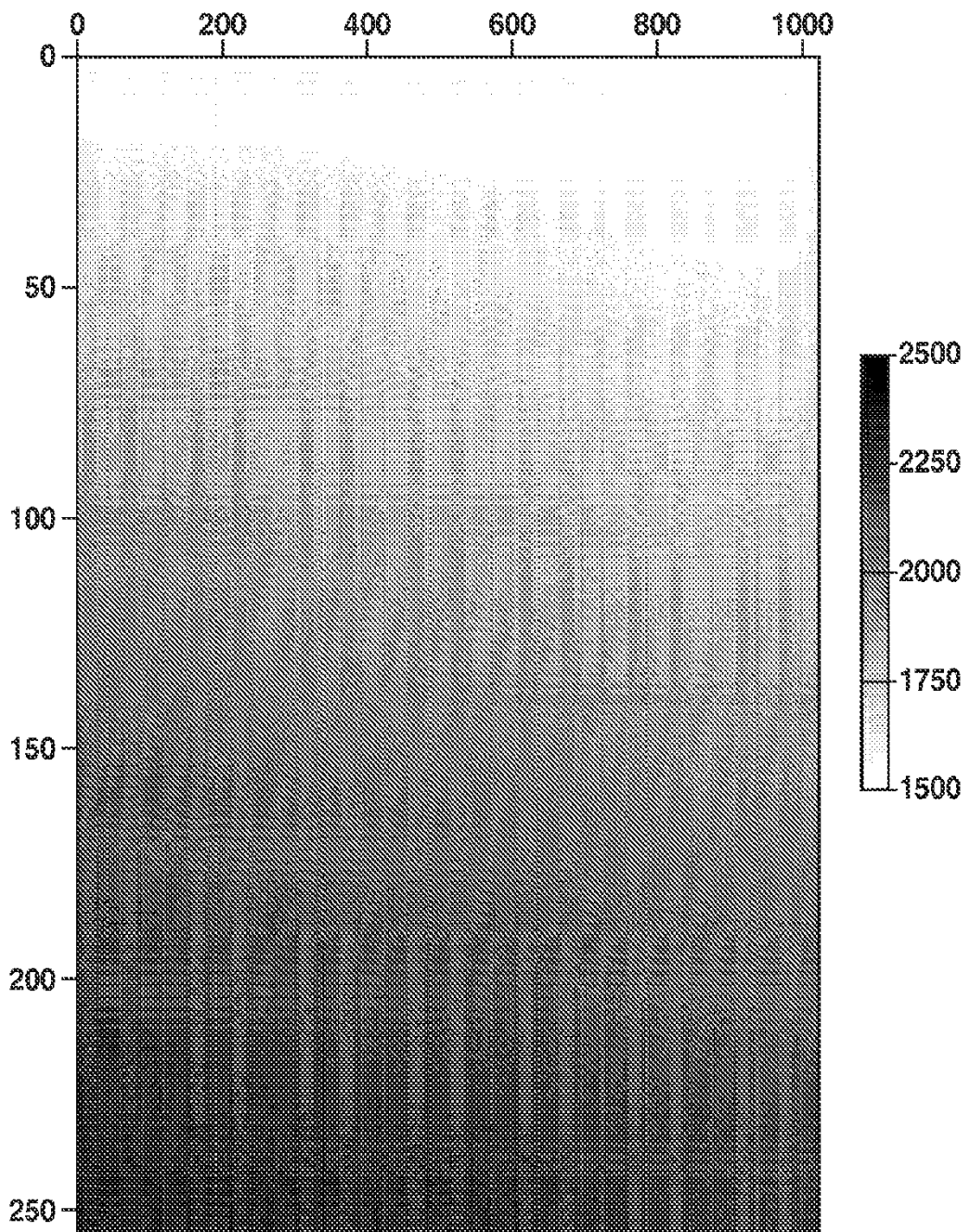


FIG. 6

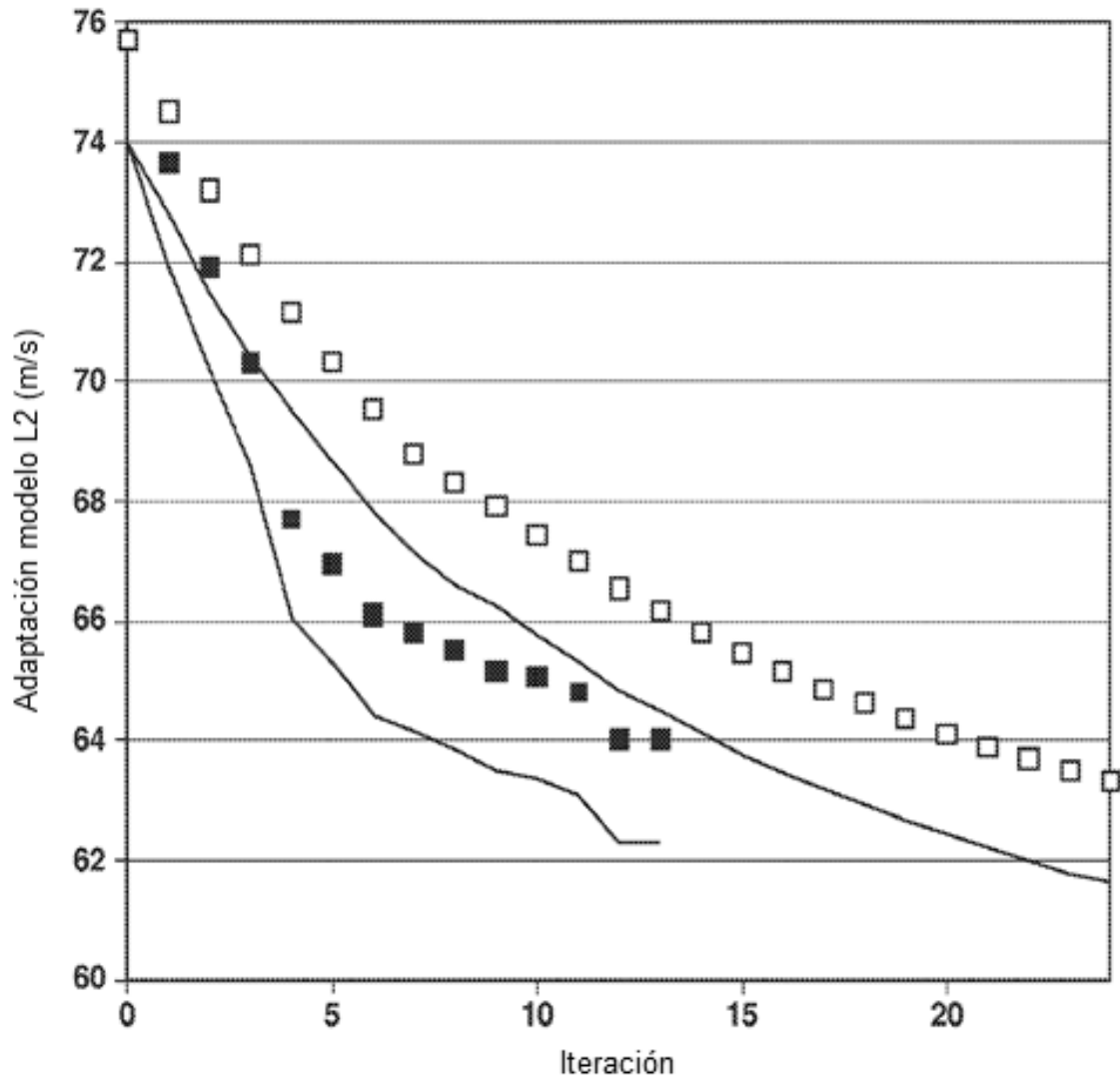


FIG. 7

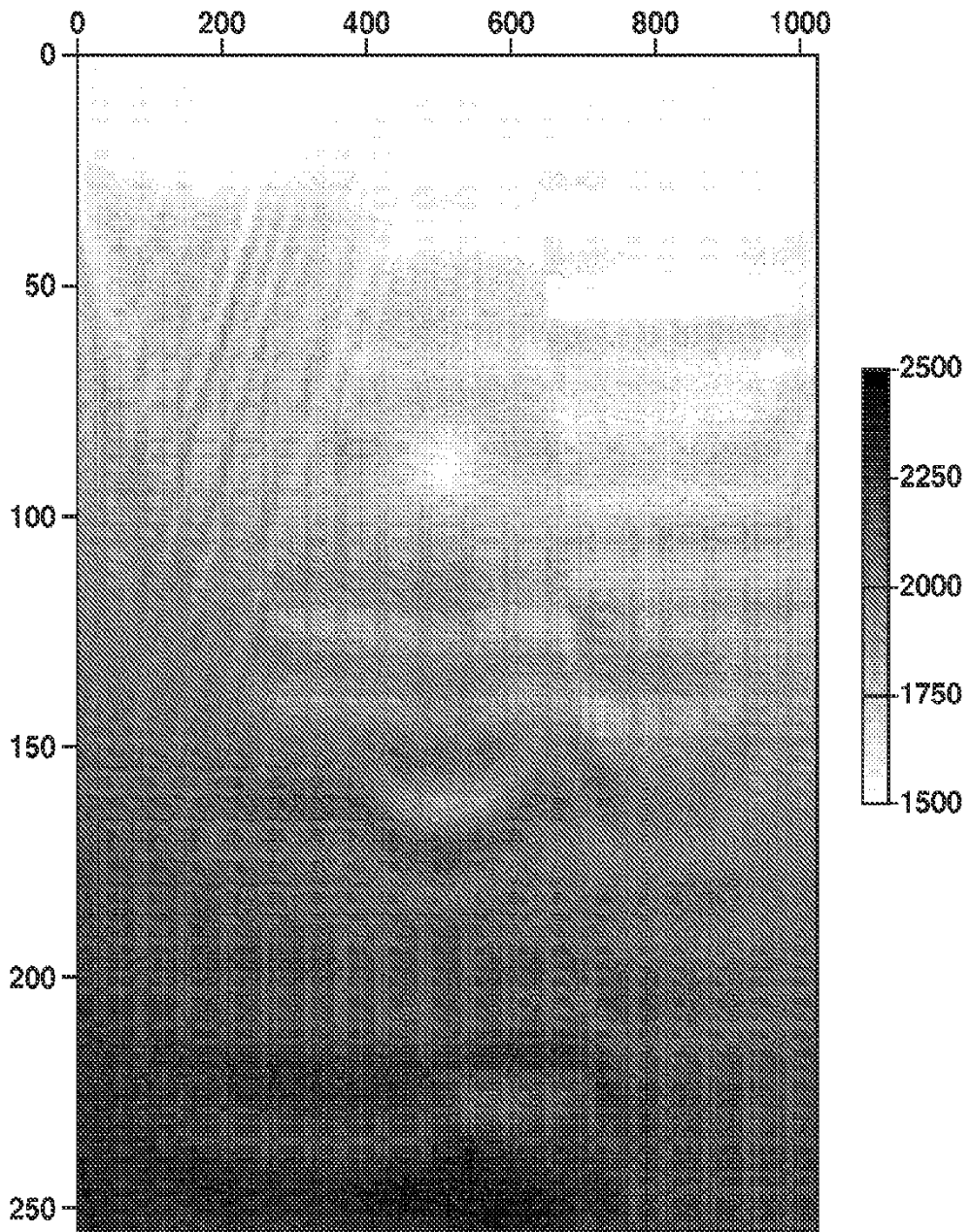


FIG. 8

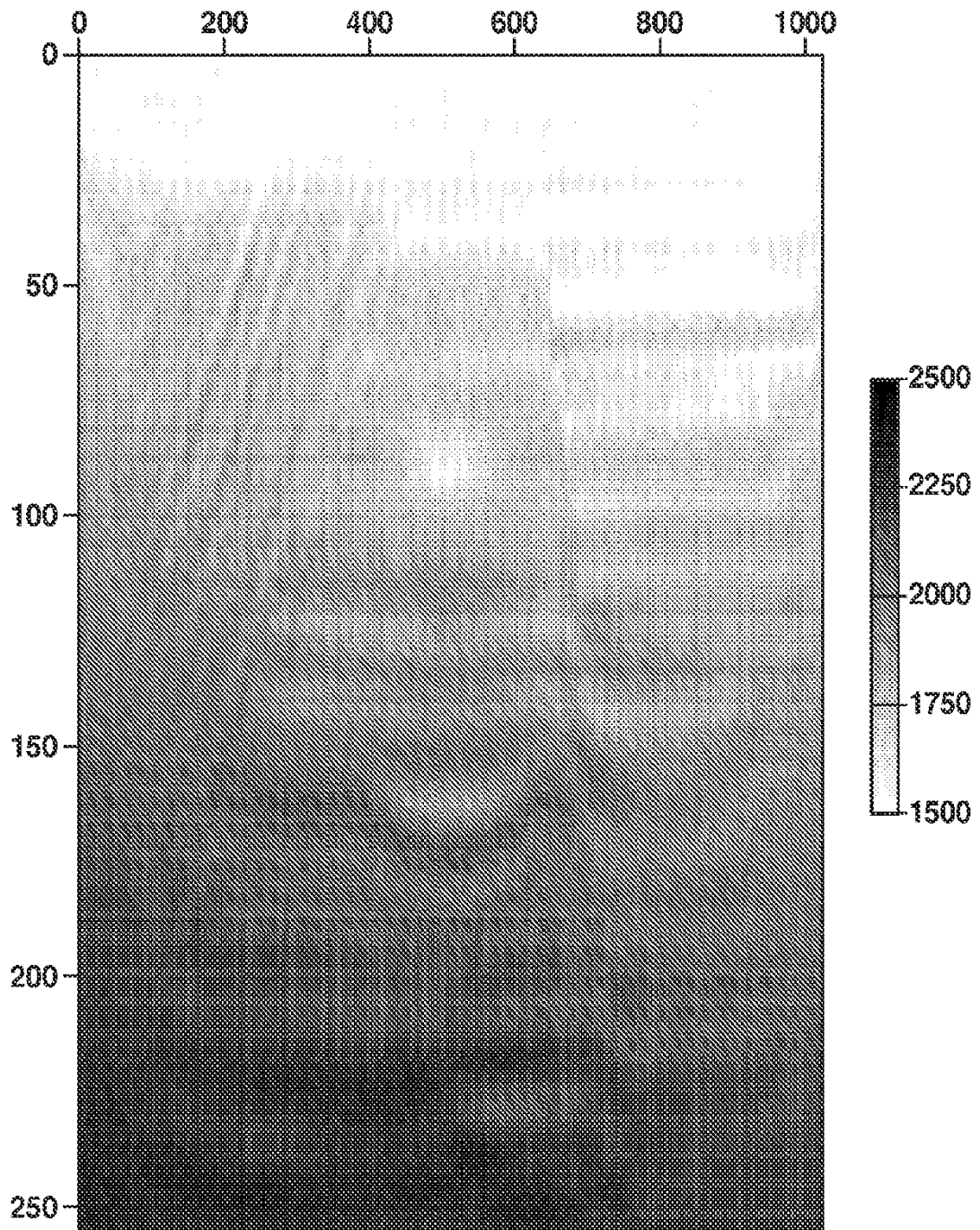


FIG. 9