

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 965 985**

51 Int. Cl.:

G01V 11/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.05.2019 E 19174494 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.09.2023 EP 3570075**

54 Título: **Método implementado por ordenador para generar un modelo de roca y/o fluido de subsuelo de un dominio determinado**

30 Prioridad:

18.05.2018 US 201815983452

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

17.04.2024

73 Titular/es:

REPSOL EXPLORACIÓN, S.A. (50.0%)

Méndez Álvaro 44

28045 Madrid, ES y

ROCK SOLID IMAGES, INC. (50.0%)

72 Inventor/es:

COBOS, CARLOS;

ZANZI, MARCO;

MACGREGOR, LUCY;

BOLIVAR, FRANCISCO;

ALVAREZ, PEDRO;

ANDREIS, DAVID y

GRANA, DARIO

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 965 985 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

Método implementado por ordenador para generar un modelo de roca y/o fluido de subsuelo de un dominio determinado

Campo de la invención

- 5 La presente invención se refiere a un método implementado por ordenador para generar un modelo de roca de subsuelo u, opcionalmente, un modelo de roca de subsuelo y un modelo de fluido de un dominio determinado. El modelo de roca de subsuelo u, opcionalmente, el modelo de roca y el modelo de fluido de subsuelo generado por la invención combina datos acústicos y datos obtenidos mediante un estudio electromagnético, de tal manera que el modelo resultante evita la necesidad de generar una imagen de la resistividad con la baja resolución impuesta por las técnicas conocidas para invertir datos de estudios electromagnéticos EM.

Técnica anterior

La obtención de imágenes sísmicas es uno de los campos técnicos más avanzados para determinar estructuras rocosas subterráneas y revelar posibles formaciones que contengan petróleo crudo o gas.

- 15 Las imágenes sísmicas se basan en el uso de hidrófonos o geófonos para registrar las ondas sonoras que resuenan dentro de la tierra. En un estudio de exploración sísmica, una fuente en la superficie emite campos de ondas y estos campos de ondas se propagan hacia el subsuelo. Los campos de ondas descendentes son reflejados/difractados/refractados por las interfaces de las estructuras encontradas, y luego se propagan hacia arriba hasta la superficie donde se instalan grupos de sensores a ciertas distancias limitadas de la fuente para adquirir los campos de ondas devueltos.

- 20 Las características del subsuelo se detectan analizando el tiempo que tardan las ondas sísmicas reflejadas en desplazarse a través de la materia del subsuelo de diferentes densidades y velocidades, y analizando la amplitud de los campos de ondas devueltos.

- 25 Los campos de ondas adquiridos en un experimento se migran primero a las estructuras del subsuelo de acuerdo con la teoría de la propagación de ondas, asumiendo que el modelo de velocidad del subsuelo se conoce o se puede calcular. El proceso de migración posiciona correctamente capas u objetos en la tierra que causan el campo de ondas de retorno. Después de este proceso, los datos pueden invertirse para determinar las propiedades acústicas y/o elásticas del subsuelo. Estas propiedades pueden ser (por ejemplo), impedancia acústica, impedancia elástica, densidad u otros atributos derivados de estas.

- 30 Los datos de la excitación sísmica implicados en el estudio sísmico, los datos registrados de los campos de ondas reflejados y los datos sísmicos migrados se identifican en lo sucesivo como datos de estudios sísmicos.

- 35 El dominio a explorar está representado por un modelo sobre un dominio discreto, que comprende vóxeles si el dominio es un espacio en 3D o píxeles si el dominio es un espacio en 2D, en el que cada vóxel/píxel representa la velocidad de propagación (ya sea onda P u onda S), la impedancia elástica, la impedancia acústica, la densidad u otros atributos derivados, por ejemplo, la relación de Poisson (PR) o la relación V_p/V_s (todos los valores escalares) de la roca en la ubicación de dicho vóxel/píxel. Si la imagen y el dominio son en 1D, el término píxel también se usará para representar un valor específico en cierta ubicación del dominio en 1D.

- 40 Este valor específico se interpretará de manera general. En muchos casos, los píxeles o vóxeles representan un valor escalar, pero, en el contexto de la invención, el mismo píxel o vóxel puede representar una pluralidad de valores en una determinada ubicación. En estos casos se pueden implementar estructuras de datos más complejas para almacenar dichos datos complejos tales como, solo como ejemplo clarificador, que se asignen una pluralidad de propiedades en la misma ubicación o aquellas propiedades anisotrópicas que se encuentran en cada ubicación.

Un experto en la técnica puede elegir, solo como ejemplo, una implementación de capas en las imágenes que comprenden píxeles o vóxeles o incluso implementaciones más complejas en las que cada píxel o vóxel representa un puntero a un registro de datos complejo.

- 45 Existe una estrecha relación entre las propiedades de la roca y los atributos acústicos y/o elásticos y, por lo tanto, el campo de atributos forma la base para describir e identificar el material rocoso en el dominio; sin embargo, muchos tipos de rocas pueden mostrar valores de atributos acústicos y/o elásticos iguales o muy similares.

- 50 Como los atributos acústicos y/o elásticos dependen de las propiedades de la roca, el modelo permite identificar la forma y la distribución de las propiedades de la roca, no las propiedades de la roca en sí debido a esta falta de unicidad. Lo mismo se aplica a las propiedades de los fluidos. Es decir, un valor específico de los atributos acústicos y/o eléctricos identifica una o más rocas o fluidos que muestran ese valor de propagación, pero, una vez identificada la roca y sus propiedades, se pueden determinar los atributos acústicos y/o elásticos.

El modelo sísmico revela las propiedades acústicas o elásticas del dominio y forma parte de un modelo numérico, identificado como modelo acústico o elástico, que representa la estructura geológica de una región del subsuelo. Este

modelo acústico o elástico puede comprender información adicional como la forma del dominio.

Otro modelo que se identificará en esta invención es el modelo de roca y/o fluido que comprende datos tales como las propiedades asignadas de la roca y/o del fluido, la forma del dominio u otras propiedades que pueden no derivarse únicamente de datos acústicos o elásticos.

- 5 Este modelo de roca y/o fluido comprende que las propiedades de la roca y/o fluido son compatibles con el modelo acústico o elástico.

Un modelo de roca y/o fluido puede comprender, según algunas realizaciones de la invención, otras propiedades asociadas al modelo de fluido tales como porosidad, conectividad de poros, saturación, permeabilidad, contenido de agua, litología, contenido de arcilla, etc.

- 10 Dicho modelo numérico permite en una etapa posterior la simulación de un proceso de perforación o explotación para llegar a un plan óptimo. Dichas simulaciones posteriores necesitan modelos numéricos precisos para reducir la incertidumbre.

- 15 Un modelo numérico que se determina únicamente a partir de datos de estudios sísmicos se puede utilizar para determinar un modelo de propiedades de la roca y fluido; sin embargo, estos pueden ser ambiguos cuando se basan únicamente en datos sísmicos. Incluir datos de un método geofísico alternativo puede reducir la incertidumbre en la determinación de las propiedades de las rocas y de los fluidos. Uno de esos enfoques es incluir datos de estudios electromagnéticos (EM) en el análisis. Esto podría ser en forma de estudios EM de fuente natural donde se utilizan campos EM generados naturalmente como fuente, o métodos EM de fuente controlada (CSEM) en los que la fuente se transmite mediante una antena (generalmente un dipolo eléctrico o magnético) que emite un campo electromagnético que se propaga según las propiedades electromagnéticas del material ubicado debajo de la antena.

- 20 Tanto los métodos de sondeo de fuentes naturales como los de CSEM se pueden emplear en tierra y mar adentro para identificar hidrocarburos, minerales, áreas geotérmicas u otras características de interés. Es bien conocido, por ejemplo, la aplicación de métodos CSEM en alta mar empleando tecnología de teledetección electromagnética para identificar acumulaciones de hidrocarburos debajo del lecho marino. De manera similar, es bien conocido aplicar métodos CSEM en tierra para identificar acumulaciones de minerales o hidrocarburos. También es bien conocido el empleo de métodos de sondeo EM entre pozos, donde se despliega una fuente EM en un pozo, y los campos EM resultantes se miden mediante receptores desplegados en pozos de perforación vecinos. En el contexto de esta patente, el método EM se interpreta en el sentido más amplio, en el que el estudio electromagnético puede realizarse en tierra o en alta mar utilizando métodos de fuente natural o de fuente controlada, y las fuentes y/o receptores pueden desplegarse en la superficie de la tierra, la superficie del mar, fondo marino o fondo de pozo.

- 25 Los datos de la excitación electromagnética involucrada en el estudio EM y los datos registrados de los campos electromagnéticos inducidos se identificarán en lo sucesivo como datos de estudios electromagnéticos o, en resumen, datos de estudios EM.

- 30 En la mayoría de los casos, la excitación electromagnética involucrada en un estudio CSEM es producida por una antena dipolo (ya sea un dipolo eléctrico o magnético) ubicada en o cerca de la superficie de la tierra o el fondo marino, o en un pozo de perforación.

- 35 En la mayoría de los casos, la detección electromagnética se registra desplegando una pluralidad de sensores electromagnéticos distribuidos en la superficie de la tierra o el fondo marino, o en un pozo de perforación. Una disposición preferida es según una cuadrícula regular, aunque el diseño exacto del estudio, tanto para los estudios EM de fuentes controladas como de fuentes naturales, se determina antes del estudio basándose en modelos y análisis de sensibilidad.

- 40 Los estudios sísmicos permiten identificar estructuras en el subsuelo que potencialmente podrían contener hidrocarburos. En ocasiones, un análisis cuidadoso puede permitir inferir la presencia de hidrocarburos; sin embargo, la incertidumbre al respecto puede ser grande y, a menudo, resulta difícil determinar su saturación y, por lo tanto, distinguir entre acumulaciones comerciales y no comerciales.

- 45 Por el contrario, los métodos EM miden la resistividad del subsuelo, que es extremadamente sensible a la presencia y saturación de fluidos, particularmente fluidos de hidrocarburos resistivos, en el subsuelo. Sin embargo, los métodos EM también pueden resultar ambiguos cuando se analizan de forma aislada.

- 50 En primer lugar, los métodos EM dan como resultado una imagen de resolución extremadamente baja de la resistividad del subsuelo y, por lo tanto, de sus propiedades. Esto se puede mejorar incluyendo información estructural derivada sísmicamente en el proceso de análisis.

- 55 En segundo lugar, una medición de alta resistividad no identifica de forma única la presencia de hidrocarburos. Muchas otras formaciones geológicas, como por ejemplo areniscas compactas, basaltos, carbones o carbonatos, también tienen una alta resistividad. No es posible vincular una medición de resistividad únicamente a su causa geológica cuando se considera solo un tipo de datos.

Estas ambigüedades pueden reducirse en gran medida (o, en algunos casos, eliminarse) cuando los datos sísmicos y electromagnéticos se analizan juntos. Para hacer esto, se requiere un marco sólido de física de rocas, generalmente calibrado utilizando datos de registros de pozos. Sin embargo, la integración de los métodos sísmicos y EM no es sencilla y debe superar una serie de desafíos:

- 5 Física: En primer lugar, las mediciones realizadas utilizando procesos físicos muy diferentes (eléctricos y elásticos en el caso de EM y sísmicos, respectivamente) deben combinarse y vincularse a las propiedades de la roca y el fluido subyacentes de manera consistente. Esto requiere que un marco de física de rocas se derive numéricamente o se calibre empíricamente en las ubicaciones de los pozos. En ambos casos, dichos modelos están sujetos a incertidumbre, lo que a su vez genera incertidumbre en la interpretación resultante.
- 10 Sensibilidad: En segundo lugar, para que un enfoque de interpretación integrada tenga éxito, tanto los métodos sísmicos como los EM deben ser sensibles al intervalo de interés y a los cambios en las propiedades dentro del mismo. Aunque esta sea quizás una afirmación obvia, es sin embargo una consideración clave para determinar dónde se pueden aplicar dichos enfoques y el flujo de trabajo óptimo a utilizar. En general, la sensibilidad depende en gran medida del modelo, por lo que debe evaluarse y modificarse los flujos de trabajo en consecuencia, caso por caso.
- 15 Escala: Finalmente, las técnicas sísmicas, EM y de registros de pozos toman muestras de la tierra a escalas muy diferentes, que varían desde unos pocos centímetros en el caso de los registros de pozos hasta cientos de metros para EM. Estas diferentes escalas deben conciliarse en una interpretación integrada o en un enfoque de inversión conjunta. Este puede resultar uno de los aspectos más desafiantes del análisis multifísico.

20 Se han desarrollado varios enfoques para abordar estos problemas, específicamente las muy diferentes escalas del modelo sísmico y el modelo EM. La mayoría de los enfoques divulgados en la técnica anterior abordan este problema invirtiendo conjuntamente datos de estudios sísmicos y datos de estudios EM, o invirtiendo estos tipos de datos por separado y luego integrando los atributos eléctricos, acústicos y/o elásticos resultantes. Sin embargo, las diferentes escalas de resolución de los datos sísmicos y de los estudios EM son difíciles de conciliar en estos enfoques.

25 El documento US 2014/0297187 A1 describe un método para determinar la presencia de depósitos de hidrocarburos. El método recibe atributos sísmicos y eléctricos con respecto a una región de interés en un subsuelo de la tierra, así como una selección de un modelo de física de roca para dicha región. Luego, el método calcula los valores de los parámetros de la roca para el modelo físico de bastidor seleccionado utilizando una relación no lineal que vincula las propiedades cruzadas entre los atributos sísmicos y los atributos eléctricos para la región de interés.

30 El artículo "Joint petrophysical inversion of electromagnetic and full-waveform seismic data" a nombre de GUOZHONG GAO ET AL y publicado en GEOPHYSICS, SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, US, vol. 77, n.º 3, de 1 de mayo de 2012; describe un enfoque de inversión conjunta para la estimación directa de parámetros petrofísicos del depósito in situ, como la porosidad y las saturaciones de fluidos, mediante la inversión conjunta de mediciones sísmicas electromagnéticas y de forma de onda completa.

35 El propósito de la presente invención es superar estos desafíos utilizando un enfoque novedoso para la inversión conjunta de atributos acústicos y/o elásticos derivados de datos sísmicos y respuestas de datos EM mientras se mantiene la alta resolución de un modelo sísmico.

Descripción de la invención

40 La presente invención es un método implementado por ordenador para analizar un conjunto de datos de estudios sísmicos y un conjunto de datos de estudios electromagnéticos para generar un modelo de roca de subsuelo según la reivindicación 1 u, opcionalmente, un modelo de roca de subsuelo y un modelo de fluido.

45 El modelo acústico o elástico del dominio del subsuelo se genera para un dominio preespecificado que se ha explorado sísmicamente previamente mediante la recuperación o el registro de los datos de estudios sísmicos. Estos datos de estudios sísmicos se pueden migrar para producir una imagen del subsuelo. Los datos migrados se pueden invertir aún más para determinar una propiedad elástica en cada punto del dominio de acuerdo con una resolución preespecificada, siendo la resolución permitida por un estudio sísmico, que es alta en comparación con la resolución permitida por un estudio EM. La definición del dominio y los atributos acústicos y/o elásticos son la información mínima de un modelo acústico y/o elástico. Un método de migración sísmica predeterminado, por ejemplo, un método integral de Kirchhoff, permite migrar los datos. Los datos migrados pueden luego invertirse (ya sea antes o después del apilamiento) utilizando cualquiera de los métodos conocidos actualmente disponibles para generar dicho modelo

50 acústico y/o elástico del subsuelo. El modelo acústico y/o elástico puede comprender uno o varios atributos acústicos o elásticos. Ejemplos de tales propiedades incluyen la impedancia P, la impedancia S, la densidad, la relación de Poisson, λ -rho, μ -rho o cualquier combinación de las mismas.

Una vez generado el modelo acústico y/o elástico, el método no necesita generar nuevamente dicho modelo.

55 Luego, un modelo a la misma escala que el modelo acústico y/o elástico se completa con propiedades de la roca u, opcionalmente, propiedades de la roca y del fluido, dependiendo del modelo elástico o del modelo acústico, lo que da como resultado un modelo de roca, u, opcionalmente, en un modelo de roca y en un modelo de fluido, a la resolución

del modelo acústico o del modelo elástico. El modelo de roca u, opcionalmente, el modelo de roca y el modelo de fluido, comprende al menos una propiedad de la roca, u, opcionalmente, al menos una propiedad de roca y fluido. Ejemplos de tales propiedades son la porosidad, el contenido de arcilla o la saturación.

5 Estas propiedades, las propiedades acústicas y/o elásticas y las propiedades de la roca, u opcionalmente, las propiedades de la roca y el fluido, pueden representarse mediante modelos en los que los vóxeles/píxeles del modelo representan el atributo acústico/elástico o la propiedad de la roca, u, opcionalmente, la propiedad de la roca y del fluido. También se puede construir un modelo que comprenda una pluralidad de capas en las que cada capa represente el atributo acústico/elástico o propiedad de la roca, u opcionalmente, propiedades de la roca y del fluido. Cada vóxel, pixel o capa del modelo puede contener una pluralidad de valores para describir completamente el modelo acústico/elástico o el modelo de roca/fluido.

Este primer modelo de roca generado, u opcionalmente, modelos de roca y fluidos, comprende propiedades de la roca u, opcionalmente, propiedades de la roca y fluidos que son compatibles con los datos sísmicos, pero que pueden no ser correctos, ya que muchas propiedades no están determinadas exclusivamente por los datos de estudios sísmicos únicamente.

15 El método comprende adicionalmente las etapas c) y d) según la reivindicación 1, u, opcionalmente, según la reivindicación 2.

El método iterativo c) basado en la combinación de las etapas i), ii) o iii) permite obtener la información proporcionada por los datos de estudios sísmicos, mediante el modelo acústico y/o elástico generado, y la información proporcionada por los datos de estudios electromagnéticos para combinarse de tal manera que la resolución del modelo sísmico se mantenga en el proceso, lo que lleva a un modelo a escala sísmica de las propiedades de la roca y fluido, condicionado por los datos de estudios electromagnéticos sin la necesidad de correlacionar propiedades entre un modelo de baja resolución de propiedades eléctricas derivadas de un estudio EM y una imagen de mayor resolución de propiedades acústicas y/o elásticas derivadas de datos de un estudio sísmico, como enseña la técnica anterior, por ejemplo, interpolando un modelo de baja resolución en un modelo de alta resolución que permite que se actualice el modelo de propiedades de la roca y fluido.

El método implica determinar la respuesta acústica o elástica del modelo de roca, u opcionalmente, modelos de roca y fluido, por ejemplo, mediante correlaciones estadísticas entre una o más propiedades acústicas y/o elásticas y las de la roca y el fluido de interés determinadas a partir de datos de registros de pozo, o mediante una simulación numérica basada en modelos conocidos de física de roca (por ejemplo, el modo de arena blanda, el modelo de arena rígida o modelos híbridos). La respuesta acústica o elástica del modelo de roca y fluido coincidirá con el modelo acústico o elástico después de la convergencia.

Esta respuesta acústica y/o elástica del modelo de roca, u opcionalmente, de los modelos de roca y fluido, permite determinar un primer desajuste entre la respuesta acústica y/o elástica y el modelo acústico y/o elástico a partir de los datos de estudios sísmicos. Si el modelo sísmico comprende un modelo acústico, entonces el primer desajuste se calcula comparando la respuesta acústica y dicho modelo acústico. Si el modelo sísmico comprende un modelo elástico entonces el primer desajuste se calcula comparando la respuesta elástica y dicho modelo elástico.

Se determina un primer valor umbral de manera que, si el primer desajuste está por debajo de dicho valor umbral, se considera que las propiedades de la roca y del fluido utilizadas para poblar el modelo de roca, u opcionalmente, los modelos de roca y fluido, son de acuerdo con los datos de estudios sísmicos.

40 El método también implica determinar la respuesta EM del modelo de roca, u opcionalmente, del modelo de roca y de fluido, por ejemplo, calculando atributos eléctricos (por ejemplo, resistividad anisotrópica) a partir del modelo de roca y de fluido, por ejemplo, usando correlaciones estadísticas entre las propiedades eléctricas y las propiedades de la roca y el fluido de interés basadas en datos de registros de pozos, o mediante simulación numérica basada en modelos de física de roca bien conocidos (por ejemplo, Archie, Simandoux o la ecuación de Indonesia). A continuación, se lleva a cabo una simulación numérica basada en estas propiedades eléctricas según una fuente electromagnética que reproduce los campos electromagnéticos del estudio electromagnético. Según la invención, las propiedades eléctricas se calculan a partir del modelo de roca, u opcionalmente, del modelo de roca y de fluido, y se utilizan en la simulación, estando pobladas dichas propiedades eléctricas, como las propiedades de la roca, u opcionalmente, las propiedades de la roca y del fluido, a la escala del modelo acústico o elástico.

50 Esta respuesta electromagnética del modelo eléctrico bajo una simulación de un estudio electromagnético EM proporciona valores electromagnéticos obtenidos en la ubicación de los sensores electromagnéticos del estudio electromagnético. Estos valores pueden ser compatibles con los valores proporcionados por los sensores del estudio electromagnético EM.

La simulación de los datos de estudios electromagnéticos EM que comprende la excitación electromagnética, la tipología de los sensores y la disposición de dichos sensores se realiza sobre el modelo de roca u, opcionalmente, sobre el modelo de roca y el modelo de fluido, donde las propiedades acústicas y/o elásticas, y las propiedades eléctricas o electromagnéticas están a la resolución sísmica. La respuesta en los sensores se compara con los datos de estudios electromagnéticos determinando un segundo desajuste entre dicha respuesta electromagnética y los datos

de estudios electromagnéticos.

Se determina un segundo valor umbral de manera que, si el segundo desajuste está por debajo de dicho valor umbral, las propiedades de la roca y el fluido utilizadas para poblar el modelo de roca u, opcionalmente, el modelo de roca y el modelo de fluido, se considera que están de acuerdo con los datos de estudios electromagnéticos EM.

- 5 Algunas realizaciones del método proponen diferentes estrategias combinando el orden de ejecución de la etapa i), ii) o la etapa iii) calculando ambos desajustes, el primer desajuste y el segundo desajuste, y la convergencia resultante para algunas variables relevantes se divulgará cuando se divulgan realizaciones detalladas de la invención.

10 Específicamente, la etapa c) permite la iteración primero usando solo la etapa i) reduciendo el primer desajuste asociado a los datos sísmicos y luego iterando solo la etapa ii) reduciendo el segundo desajuste asociado a los datos de estudios electromagnéticos CSEM.

La invención requiere que la información de los datos de estudios electromagnéticos EM se use al menos una vez convergiendo a un modelo de roca u, opcionalmente, a un modelo de roca y un modelo de fluido, que tenga propiedades de la roca y/o fluido compatibles con el modelo acústico/elástico derivado, de los datos de estudios sísmicos y compatible con la respuesta de los datos de estudios electromagnéticos CSEM.

- 15 Después de determinar el primer desajuste, el segundo desajuste o ambos, el método actualiza las propiedades del modelo de roca, u opcionalmente, del modelo de roca y del modelo de fluido, manteniendo la resolución a la resolución del modelo acústico y/o del modelo elástico para ambos tipos de propiedades, propiedades de la roca y fluido y propiedades eléctricas o electromagnéticas.

20 El proceso de actualización puede implicar un proceso de inversión conocido. Algunos ejemplos de métodos para actualizar propiedades pueden utilizar un algoritmo de inversión de gradiente estándar, un algoritmo de gradiente conjugado no lineal y una actualización bayesiana, un enfoque de algoritmo genético, un método de Monte Carlo de cadena múltiple (MCMC), un método de Nelder Mead o un método de Levenberg Marquardt, enumerados solo como meros ejemplos.

Después de la convergencia, la etapa f) pone a disposición el resultado.

25 Descripción de los dibujos

Estas y otras características y ventajas de la invención se verán más claramente a partir de la siguiente descripción detallada de una realización preferida proporcionada únicamente a modo de ejemplo ilustrativo y no limitativo en referencia a los dibujos adjuntos.

Figura 1: Esta figura muestra un sistema de procesamiento de datos para llevar a cabo un método según la invención.

- 30 Figura 2: Esta figura muestra una representación esquemática del método según una primera realización de la invención, y un ejemplo que no forma parte de la invención, donde solo se genera un modelo de fluido.

Figura 3: Esta figura muestra una segunda realización de la invención en la que la iteración elástica y la iteración eléctrica se llevan a cabo por separado.

- 35 Figuras 4a: Estas figuras muestran una pluralidad de propiedades de la roca y fluido de un modelo en 1D simple de roca y fluido como ejemplo de la segunda realización.

Figura 4b: Estas figuras muestran una pluralidad de propiedades acústicas (impedancia acústica, I_p) y propiedades elásticas (relación de Poisson, PR) en un modelo en 1D simple como ejemplo de la segunda realización.

Figuras 5a-5d: Estas figuras muestran la evolución de la porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua del ejemplo en 1D de las figuras 4a y 4b según el proceso iterativo según la segunda realización.

- 40 Figura 6: Esta figura muestra la evolución del primer desajuste (o desajuste elástico) y del segundo desajuste (o desajuste eléctrico) para la secuencia de iteraciones.

45 Figuras 7a, 7b: Estas figuras muestran un esquema de una tercera realización de la invención en la que la inversión conjunta de las propiedades de la roca y el fluido (litología de la roca y facies) y los datos de estudios electromagnéticos se lleva a cabo utilizando un método de conjunto que representa estadísticamente el modelo de roca y fluido por medio de una pluralidad de modelos individuales de roca y fluido.

Figura 8a: Esta figura muestra un conjunto de datos sintéticos de amplitud y fase de CSEM marino (como ejemplo) generado mediante modelado directo a partir de un modelo de resistividad basado en registros de pozo. En adelante, cualquier dato sintético se tratará como datos de estudios recopilados de un estudio sísmico, un estudio CSEM o de ambos.

- 50 Figura 8b: Esta figura muestra la impedancia P y la relación de Poisson generadas como propiedades elásticas

5 sintéticas a partir del mismo pozo que los datos electromagnéticos CSEM.

Figuras 9a, 9b: Estas figuras muestran los resultados del método según la tercera realización.

Figura 10: Esta figura muestra una representación esquemática de las etapas de una cuarta realización del método de la invención.

5 Figuras 11a, 11b: Estas figuras muestran la porosidad, la saturación de agua y el contenido de arcilla determinados por un modelo de roca y fluido que comprende una gran cantidad de modelos individuales de roca y fluido tomados de datos sísmicos y una selección de dichos modelos individuales de roca y fluido que muestran una respuesta compatible con los datos electromagnéticos CSEM sintéticos que resultan en el segundo desajuste más bajo.

Figura 12a: Esta figura muestra la respuesta de fase y amplitud del modelo de roca y fluido según la cuarta realización.

10 Figura 12b: Esta figura muestra el desajuste entre la respuesta CSEM observada y la respuesta calculada a partir de 100 realizaciones del modelo.

Descripción detallada de la invención

15 Como apreciará un experto en la técnica, aspectos de la presente invención pueden realizarse como un sistema, un método o un producto de programa informático. En consecuencia, los aspectos de la presente invención pueden tomar la forma de una realización completamente de hardware, una realización completamente de software (incluyendo firmware, software residente, microcódigo, etc.) o una realización que combina aspectos de software y hardware que, en general, pueden denominarse en este documento como "circuito", "módulo" o "sistema". Además, los aspectos de la presente invención pueden tomar la forma de un producto de programa informático incorporado en uno o más medios legibles por ordenador que tienen incorporado un código de programa legible por ordenador.

20 Cualquier combinación de uno o más medio(s) legible(s) por ordenador. El medio legible por ordenador puede ser un medio de señales legible por ordenador o un medio de almacenamiento legible por ordenador. Un medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser, por ejemplo, pero no limitado a, un sistema electrónico, magnético, óptico, electromagnético, infrarrojo, o semiconductor, aparato o dispositivo, o cualquier combinación adecuada de lo anterior. Ejemplos más específicos (una lista no exhaustiva) del medio de almacenamiento legible por ordenador
25 incluirían los siguientes: una conexión eléctrica que tiene uno o más cables, un disquete de ordenador portátil, un disco duro, una memoria de acceso aleatorio (RAM), una memoria de sólo lectura (ROM), una memoria de sólo lectura programable y borrable (EPROM, o memoria flash), una fibra óptica, y un disco compacto portátil de sólo lectura memoria (CD-ROM), un dispositivo de almacenamiento óptico, un dispositivo de almacenamiento magnético, o cualquier combinación adecuada de lo anterior. En el contexto de este documento, un medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser cualquier medio tangible que pueda contener o almacenar un programa para su uso
30 por o en conexión con un sistema de ejecución de instrucciones, aparato o dispositivo.

Un medio de señal legible por ordenador puede incluir una señal de datos propagada con un código de programa legible por ordenador incorporado en la misma, por ejemplo, en banda base o como parte de una onda portadora. Dicha señal propagada puede adoptar cualquiera de diversas formas, incluidas, entre otras, electromagnética, óptica
35 o cualquier combinación adecuada de las mismas. Un medio de señal legible por ordenador puede ser cualquier medio legible por ordenador que no sea un medio de almacenamiento legible por ordenador y que pueda comunicar, propagar o transportar un programa para su uso por o en conexión con un sistema, aparato o dispositivo de ejecución de instrucciones.

El código de programa incorporado en un medio legible por ordenador puede transmitirse utilizando cualquier medio apropiado, incluyendo, pero no limitado a, inalámbrico, alámbrico, cable de fibra óptica, RF, etc., o cualquier
40 combinación adecuada de los anteriores.

El código de programa informático para llevar a cabo operaciones para aspectos de la presente invención se puede escribir en cualquier combinación de uno o más lenguajes de programación, incluido un lenguaje de programación orientado a objetos como Java, Smalltalk, C o similares y lenguajes de programación de procedimientos
45 convencionales, como el lenguaje de programación "C", Fortran o lenguajes de programación similares. El código del programa puede ejecutarse completamente en el ordenador del usuario, en parte en el ordenador del usuario, como un paquete de software independiente, en parte en el ordenador del usuario y en parte en un ordenador remoto o completamente en el ordenador o servidor remoto. En el último escenario, la ordenador remota puede conectarse al ordenador del usuario a través de cualquier tipo de red, incluida una red de área local (LAN) o una red de área amplia (WAN), o la conexión puede realizarse a una ordenador externa (por ejemplo, a través de Internet utilizando un
50 proveedor de servicios de Internet).

Aspectos de la presente invención se describen a continuación con referencia a ilustraciones y/o diagramas de métodos, aparatos (sistemas) y productos de programas informáticos según realizaciones de la invención. Se entenderá que cada ilustración puede implementarse mediante instrucciones de un programa informático. Estas
55 instrucciones de programa de ordenador se pueden proporcionar a un procesador de un ordenador de propósito general, ordenador de propósito especial u otro aparato de procesamiento de datos programable para producir una

máquina, de modo que las instrucciones, que se ejecutan a través del procesador del ordenador u otro aparato de procesamiento de datos programable, cree medios para implementar las funciones/actos especificados en el diagrama de flujo y/o bloque o bloques del diagrama de bloques.

5 Estas instrucciones del programa de ordenador también pueden almacenarse en un medio legible por ordenador que puede dirigir un ordenador, otro aparato de procesamiento de datos programable u otros dispositivos para funcionar de una manera particular, de modo que las instrucciones almacenadas en el medio legible por ordenador produzcan un artículo de fabricación que incluya instrucciones que implementan la función/acto especificado en el diagrama de flujo y/o bloque o bloques del diagrama de bloques.

10 Las instrucciones del programa de ordenador también pueden cargarse en un ordenador, otro aparato programable de procesamiento de datos u otros dispositivos para provocar una serie de pasos operativos que se ejecutarán en el ordenador, otro aparato programable u otros dispositivos para producir un proceso implementado por ordenador de tal manera que las instrucciones que se ejecutan en el ordenador u otro aparato programable proporcionan procesos para implementar las funciones/actos especificados en el diagrama de flujo y/o bloque o bloques del diagrama de bloques.

15 Volviendo ahora a los dibujos y más particularmente, la figura 1 muestra un ejemplo de un sistema 100 para generar un modelo de roca de subsuelo u, opcionalmente un modelo de roca y un modelo de fluido, de un dominio determinado a partir de datos de campo acústico (AD) que comprende un modelo de atributos acústicos derivados de datos de estudios sísmicos, y datos electromagnéticos EM, ambos datos recopilados de estudios separados en la misma área geográfica, según una realización preferida de la presente invención. La condición de que los dos datos se recopilen de estudios separados en la misma área geográfica se aplica a todas las realizaciones.

20 Un sistema informático 100 preferido incluye uno o más ordenadores 102, 104, 106 (3 en este ejemplo), acoplados entre sí, por ejemplo, por cable o de forma inalámbrica a través de una red 108. La red 108 puede ser, por ejemplo, una red de área local (LAN), Internet, una intranet o una combinación de las mismas. Normalmente, los ordenadores 102, 104, 106 incluyen uno o más procesadores, por ejemplo, unidad central de procesamiento (CPU) 110, memoria 112, almacenamiento local 114 y alguna forma de dispositivo de entrada/salida 116 que proporciona una interfaz de usuario. El almacenamiento local 114 puede almacenar los datos acústicos y los datos electromagnéticos EM, siendo accesibles por la pluralidad de ordenadores 102, 104, 106, procesando en paralelo una pluralidad de modelos individuales de roca y fluido, siendo procesado cada proceso individual por cada ordenador 102, 104, 106, de tal manera que la combinación de la pluralidad de modelos individuales de roca y fluido proporcione una estimación de la incertidumbre como se divulgará en una realización específica.

30 La presente invención proporciona un método para generar un modelo de roca y/o fluido del subsuelo de un dominio determinado. En esta realización el dominio está situado bajo la superficie del fondo marino y el método parte de datos recuperados de dos estudios:

35 - un primer estudio sísmico realizado utilizando vibradores, pistolas de aire comprimido u otra fuente acústica y sensores acústicos tales como geófonos o hidrófonos distribuidos sobre el fondo marino o en la columna de agua que se encuentra encima del mismo y,

40 - un segundo estudio electromagnético CSEM realizado utilizando una pluralidad de sensores electromagnéticos, en esta realización específica distribuidos según una cuadrícula regular, sobre la superficie de un fondo marino para leer el campo electromagnético generado por una antena dipolo eléctrica horizontal que vuela sobre el fondo marino a una altura de 30 a 50 m en general; en el que el campo electromagnético desplegado por la antena se elige en función de la estructura estimada de roca y fluido ubicada debajo del lecho marino, y es registrado por los sensores del fondo marino.

La figura 2 ofrece una descripción general del método propuesto. Los números de serie entre paréntesis identificarán las etapas representadas en figuras con el mismo número dentro de un círculo; es decir, estos números no son números de referencia a elementos, solo indican el orden de ejecución de las etapas del método.

45 Los datos sísmicos recopilados durante el estudio sísmico se invierten primero utilizando uno de los muchos métodos conocidos disponibles (1). Preferiblemente se utilizan datos previos al apilamiento para que se calculen los atributos elásticos (impedancia P e impedancia S y atributos derivados). Los datos posteriores al apilamiento podrían usarse para la inversión, produciendo solo propiedades o atributos acústicos. En esta realización, los datos se convierten luego de tiempo a profundidad, nuevamente utilizando algoritmos bien conocidos (2). El resultado es un modelo elástico que comprende un modelo con propiedades o atributos elásticos, definidos en profundidad, con resolución sísmica, para utilizarse como entrada al método propuesto (3).

55 La segunda entrada al flujo de trabajo propuesto en esta realización son datos electromagnéticos CSEM en el dominio de frecuencia procesados recopilados del estudio electromagnético CSEM, que comprende, en esta realización, amplitud y fase del campo eléctrico y (en algunos casos) magnético, como una función de la separación de la fuente-receptor, geometría y frecuencia de la señal (4). Esto podría obtenerse a partir de métodos CSEM nodales de arrastre profundo, métodos CSEM de serpentín remolcado o uno de los otros métodos de adquisición de CSEM que son bien conocidos. Aunque en esta realización se emplean datos en el dominio de la frecuencia, el método podría aplicarse igualmente a datos en el dominio de tiempo, en cuyo caso los datos del estudio CSEM comprenderían curvas de caída

del campo eléctrico o magnético con el tiempo medido en cada uno de los sensores. De manera similar, el método podría aplicarse a datos de fuentes naturales recopilados en alta mar, o a datos de fuentes naturales o CSEM recopilados en tierra o en un pozo de perforación.

- 5 La siguiente entrada al método iterativo propuesto es un modelo de roca inicial u , opcionalmente, un modelo de roca inicial y un modelo de fluido inicial, que en esta realización comprende litología y propiedades del fluido (por ejemplo, porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua S_w) y facies sísmicamente definidas (5).

- 10 El modelo de roca u , opcionalmente, el modelo de roca y el modelo de fluido, podrá ser un perfil de profundidad en 1D, una sección en 2D o un volumen en 3D. Este modelo de roca u , opcionalmente, el modelo de roca y el modelo de fluido, pueden derivarse de procesos de interpretación cuantitativa sísmica tales como el esquema de rotación de atributos múltiples (MARS), enfoques de física estadística de rocas o inversión petrofísica de propiedades elásticas únicamente, u otros enfoques conocidos para la interpretación cuantitativa sísmica.

El núcleo del método iterativo se representa en el cuadro discontinuo y se etiqueta como (6) en la figura 1, que representa la inversión conjunta de atributos elásticos derivados sísmicamente y datos de fase y amplitud CSEM según la invención. También se divulgarán varias realizaciones de esta inversión.

- 15 En una primera realización, mostrada en la figura 2, el modelo de roca y fluido (7) que comprende (por ejemplo) porosidad, $V_{arcilla}$ (contenido de arcilla) y S_w (saturación de agua) se utiliza para calcular las propiedades geofísicas equivalentes. Esto se hace utilizando relaciones de física de rocas que vinculan las propiedades de la roca y el fluido del modelo de roca y fluido con propiedades o atributos elásticos (velocidad P y velocidad S, densidad e impedancia) (8) del modelo elástico y también propiedades eléctricas del modelo de roca y fluido (resistividad anisotrópica) (9).

- 20 Se puede completar el modelo de roca y fluido con propiedades de la roca y fluido utilizando relaciones deterministas, tal como las correlaciones de arena blanda o arena rígida (para el caso elástico) y la ecuación de Archie o la ecuación de Simandoux para el caso eléctrico.

- 25 La correlación que proporciona las relaciones utilizadas debe calibrarse para datos de registros de pozos. Alternativamente, los modelos de física de rocas podrían ser relaciones estadísticas entre las propiedades de las rocas y los fluidos y los atributos geofísicos, nuevamente basados en datos de registros de pozos.

Preferiblemente, las relaciones físicas de las rocas deberían tener en cuenta la anisotropía eléctrica y elástica en el subsuelo.

Las correlaciones de la física de las rocas según otra realización también pueden depender de las facies y, por tanto, variables dentro del pozo, sección o volumen en estudio, según las facies sísmicamente definidas que se observan.

- 30 En el lado eléctrico, las propiedades de resistividad derivadas se utilizan luego para calcular la amplitud CSEM equivalente y la respuesta de fase a través de un proceso de modelado directo del modelo de resistividad en 1D, 2D o 3D que se ha derivado (10). Los algoritmos de modelado directo para realizar esta tarea son bien conocidos.

En la etapa (11), las propiedades elásticas derivadas del modelo de roca y/o fluido se comparan con los datos de entrada, el modelo elástico y se calcula el desajuste entre los datos y los atributos modelados.

- 35 De manera similar, la respuesta CSEM del modelo de roca y/o fluido se compara con los datos CSEM de entrada (12) y se calcula el desajuste entre los dos.

Si el desajuste (ya sea elástico o CSEM o una combinación de ambos) es mayor que un nivel definido por el usuario, el modelo de roca y/o fluido se actualiza (13) y se repite el proceso.

- 40 La actualización y comparación iterativa se repite hasta que el desajuste entre los datos de entrada y los modelados a partir del modelo de roca y/o fluido sea menor que un valor definido por el usuario, o se alcance el número máximo de iteraciones. El resultado es un modelo final de roca y/o fluido (14).

Surgen varias realizaciones dependiendo del orden de iteración sobre las propiedades sísmicas o las propiedades electromagnéticas.

- 45 En la segunda realización, el proceso de inversión identificado dentro de la línea discontinua como (6) en la figura 3 se ejecuta utilizando un enfoque en cascada en el que los procesos elástico y eléctrico se ejecutan secuencialmente en lugar de simultáneamente dentro del bucle iterativo general. Esto se ilustra en la figura 3, en la que ahora los números comienzan nuevamente desde 1.

Como en la primera realización, la entrada al proceso de inversión son atributos elásticos en profundidad almacenados en un modelo elástico derivado de la inversión de datos sísmicos y datos de fase y amplitud CSEM procesados.

- 50 En la primera iteración elástica, partiendo de un modelo de roca inicial u , opcionalmente, un modelo de roca inicial y un modelo de fluido inicial, ya poblados con una primera propuesta de propiedades, se calculan las propiedades elásticas utilizando correlaciones de física de rocas elásticas o modelos deterministas de física de rocas como

anteriormente (1), y dichas propiedades calculan en comparación con el modelo elástico. Si el desajuste calculado es alto, el modelo de roca y/o fluido se actualiza y se repite la comparación, hasta que se alcance un desajuste mínimo entre las propiedades elásticas calculadas a partir del modelo de roca u, opcionalmente, del modelo de roca y el modelo de fluido, y el modelo elástico obtenido a partir de los datos del estudio.

5 Según un ejemplo específico, las propiedades de la roca y fluido que se actualizan podrían ser únicamente aquellas que están mejor limitadas por los datos sísmicos (por ejemplo, porosidad y contenido de arcilla) o preferiblemente comprenden el conjunto completo que se determinará mediante la inversión en cascada (por ejemplo, porosidad y contenido de arcilla), contenido de arcilla, $V_{arcilla}$ y saturación de agua, S_w).

10 Una vez que se ha encontrado un modelo de roca y fluido que minimice el desajuste de los datos elásticos, este modelo de roca y fluido se pasa al componente iterativo eléctrico del método, el bucle iterativo eléctrico.

15 Se utilizan correlaciones de física de rocas eléctricas o modelos deterministas de física de rocas (3) para calcular un modelo de resistividad (que es anisotrópico en esta realización) (4), a partir del cual se calculan datos CSEM sintéticos utilizando un enfoque de modelado directo (5). Estos datos se comparan con los datos de amplitud y fase del CSEM de entrada. Luego, el modelo de roca u, opcionalmente, el modelo de roca y el modelo de fluido, se actualiza iterativamente hasta que se encuentre un modelo que minimice el desajuste entre los datos medidos y modelados por CSEM. Al igual que en la iteración eléctrica, la actualización de las propiedades de la roca u, opcionalmente, de las propiedades de la roca y los fluidos, podría incluir todas las propiedades de interés o limitarse a aquellas a las que los datos CSEM son principalmente sensibles (por ejemplo, la saturación de agua).

Al final de cada par de iteraciones elásticas y eléctricas, se evalúa la convergencia del flujo de trabajo (6).

20 El criterio de convergencia podría basarse en que el desajuste eléctrico y elástico combinado caiga por debajo de un nivel definido por el usuario, el cambio en el desajuste entre pares de pares eléctricos/elásticos sucesivos que caigan por debajo de un nivel definido por el usuario, o que se exceda un número máximo de iteraciones definido por el usuario.

25 Las figuras 4 (que comprenden las figuras 4a y 4b) a 6 muestran una ilustración según un caso específico de la segunda realización.

La figura 4a muestra un modelo en 1D simple de porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua (S_w) en el que el valor de cada variable se representa en el eje de abscisas y la coordenada de profundidad se representa en el eje de ordenadas.

30 A partir de esto se generaron propiedades elásticas sintéticas y datos CSEM. Las propiedades elásticas se generaron utilizando el modelo de arena rígida y la sustitución de fluidos de Gassman, un enfoque de física de rocas bien conocido (por ejemplo, descrito en "The Handbook of Rock Physics" de Mavko *et al.*) que vincula las propiedades elásticas con las propiedades subyacentes de la roca y del fluido. La impedancia acústica resultante y el índice de Poisson para el modelo inicial se muestran en la figura 4b.

35 En este ejemplo se consideraron la impedancia P (I_p) y el índice de Poisson (PR). Los parámetros en el modelo de arena rígida fueron los siguientes: Presión = 1,0, porosidad crítica = 0,4, número de coordinación = 8, módulo volumétrico de la salmuera, $K_{salmuera} = 2,29$, densidad de la salmuera = 1,0, densidad del hidrocarburo = 0,065.

De manera similar la conocida relación de Simandoux (con parámetros $a = 1,0$, $m = 1,7$, $n = 1,7$, resistividad de la arcilla, $R_{arcilla} = 5,0$ y resistividad del agua intersticial, $R_w = 0,18$) se utilizó para calcular la resistividad del intervalo del depósito:

40
$$\frac{1}{R} = \frac{\phi_e S_w^n}{a R_w} + \frac{V_{arcilla} S_w}{R_{arcilla}}$$

donde R es la resistividad efectiva del medio, ϕ_e es la porosidad efectiva definida como $\phi_{total} (1 - V_{arcilla})$ siendo ϕ_{total} la porosidad total, $V_{arcilla}$ es el contenido de arcilla, y S_w es la saturación de agua.

Este modelo de propiedades del depósito se incorporó en un fondo anisotrópico en 1D simple y, a partir del modelo resultante, se calculó la amplitud y la respuesta de fase del CSEM utilizando un enfoque de modelado directo en 1D.

45 Se ha añadido una pequeña cantidad de ruido a los datos de la prueba. Los datos de amplitud y fase de CSEM, y las propiedades elásticas calculadas de esta manera forman la entrada al flujo de trabajo propuesto aquí.

La figura 5 muestra el enfoque en cascada para la inversión conjunta. En este ejemplo se realizaron cuatro iteraciones: dos iteraciones eléctricas identificadas como la etapa ii) de la invención y dos iteraciones elásticas identificadas como la etapa i) de la invención.

50 En cada panel de la figura 5, la línea negra continua es el verdadero modelo de roca y fluido (la solución del problema

que debe aproximarse después de la convergencia del método), y los puntos representan el modelo actual de roca y fluido en cada etapa de la cascada de inversión. Porosidad y $V_{arcilla}$ se suponen constantes en el intervalo del depósito en el modelo inicial de roca y fluido (1), y se supone que el depósito está húmedo por agua. Nuevamente, los números simplemente identifican la secuencia de etapas.

5 La primera iteración es una iteración elástica (2), y para el ejemplo que se muestra solo se muestran la porosidad y $V_{arcilla}$ se actualizan en esta etapa.

Se encuentra un modelo de roca y fluido que minimiza el desajuste entre la impedancia P modelada y la relación de Poisson, y los datos sintéticos de entrada calculados simulando la respuesta del dominio utilizando un enfoque de búsqueda global. Aunque el modelo de roca y fluido se actualiza, todavía no se acerca al verdadero modelo de roca y fluido.

10 La segunda iteración es una iteración eléctrica (3), y en este ejemplo solo S_w (saturación de agua) se actualiza en esta iteración.

Se encuentra un modelo de roca y fluido que minimiza la diferencia entre los datos de amplitud y fase CSEM modelados y la amplitud y fase sintéticas de entrada obtenidas simulando la respuesta del dominio cuando se excita con la antena dipolo, nuevamente usando un enfoque de búsqueda global. El S_w actualizado ahora es menor que 1 (mojado por agua), lo que indica la presencia de hidrocarburos en el depósito.

15 La tercera iteración es nuevamente una iteración elástica y en este paso, con la actualización S_w más cerca de la realidad, encontramos porosidad y $V_{arcilla}$, que son variados en esta etapa, ahora están mucho más cerca de sus verdaderos valores.

20 La cuarta iteración es nuevamente una iteración eléctrica (4), y este paso nuevamente actualiza solo el S_w propiedad, refinando el valor para que ahora esté muy cerca del valor promedio del verdadero S_w en el depósito.

La figura 6 muestra la evolución del desajuste de las propiedades elásticas y las propiedades CSEM a lo largo del proceso iterativo hasta la convergencia. Esto muestra 6 iteraciones de la inversión descrita anteriormente, y está claro que en la iteración 4 la inversión ha convergido y hay pocos cambios adicionales en el modelo de roca y fluido. El modelo final de roca y fluido recupera con precisión la porosidad, $V_{arcilla}$ y la saturación de agua promedio en el intervalo del depósito.

En la tercera realización, la inversión conjunta se lleva a cabo utilizando un método basado en conjuntos para la inversión conjunta de los datos electromagnéticos y las propiedades sísmicas según la invención para estimar las propiedades de las rocas y los fluidos, por ejemplo, porosidad, litología y saturación. El método según esta realización se ilustra en la figura 7a que termina en la figura 7b.

Las etapas a) y b) se llevan a cabo comúnmente en cualquier realización descrita y, por lo tanto, las nuevas realizaciones enfatizan la manera específica de generar el modelo de roca y/o fluido y las etapas que se repiten en el mismo. En este caso específico el modelo de roca y fluido comprende un conjunto de N_e modelos individuales de roca y fluido $m_{i,j}$, $j = 1..N_e$ (en lugar de solo uno) descrito por las estadísticas de las propiedades de la roca y el fluido en el dominio.

Como el modelo de roca y fluido comprende una pluralidad de modelos individuales de roca y fluido, cada uno con diferentes atributos de propiedades de la roca y fluido, cada modelo de roca y fluido individual m_i se genera con la resolución del modelo acústico o del modelo elástico y cae dentro del rango de posibles propiedades de la roca y el fluido consistentes con el modelo acústico y/o elástico. Se genera un conjunto inicial (el conjunto anterior) de modelos de roca y fluido (en nuestro caso, modelos de porosidad, litología y saturación) poblando el modelo acústico o elástico ya generado como en cualquiera de las realizaciones anteriores, proporcionando modelos individuales de roca y fluido que tienen diferentes propiedades de la roca y fluido.

El método iterativo también calcula la respuesta física (en nuestro caso, los datos elásticos y electromagnéticos según las etapas i) y ii) respectivamente), y todos los modelos individuales de roca y fluido se actualizan utilizando un enfoque de actualización bayesiano minimizando el desajuste entre los datos medidos y la respuesta prevista.

Los datos de entrada al bucle iterativo son como en realizaciones anteriores: las propiedades acústicas o elásticas recopiladas en el modelo acústico o elástico derivadas de datos sísmicos, y los datos de fase y amplitud CSEM procesados obtenidos en el estudio electromagnético CSEM.

El método funciona de la siguiente manera con referencia a las figuras 7a y 7b, en las que los números en círculos identifican nuevamente el orden de las etapas:

1) Si la inversión se realiza asumiendo un pequeño error en los datos poblados, el riesgo es que se fuerce al modelo de roca y fluido a coincidir con los datos asumiendo valores irrazonables (la solución es un mínimo local pero no tiene un significado físico). Si el modelo de roca y fluido se actualiza asumiendo un gran error en los datos, el riesgo es que los modelos iniciales no se alteren lo suficiente (la solución es cercana al

modelo inicial, pero la coincidencia de los datos es deficiente). Por lo tanto, el proceso de actualización se repite varias veces (número de actualizaciones o asimilaciones, N_a , suele ser entre 4 y 8, y lo elige el usuario en la etapa (1)), comenzando con errores grandes y reduciendo el error en cada asimilación (5). Por lo tanto, se repite la actualización bayesiana N_a veces, como un bucle de optimización estocástico. La optimización está controlada por parámetros definidos por el usuario α_i , que varían con la asimilación, i , para $i = 1..N_a$

2) Luego se genera un conjunto de realizaciones iniciales de la propiedad o propiedades de interés (por ejemplo, resistividad, porosidad y/o saturación). El conjunto contiene N_e modelos individuales de roca y fluido (por ejemplo, $N_e = 100$) (2)

3) Para cada uno de estos N_e modelos individuales de roca y fluido, los modelos o correlaciones de física eléctrica y elástica de rocas se utilizan como se describió anteriormente para calcular la resistividad y las propiedades elásticas (por ejemplo, impedancia) (3)

4) La resistividad calculada a partir de cada modelo individual de roca y fluido permite una simulación electromagnética para generar datos de amplitud y fase CSEM (4).

5) Con base en el desajuste entre las propiedades elásticas observadas y calculadas y los datos electromagnéticos CSEM, se realiza una actualización bayesiana para cada modelo de roca y fluido individual que comprende el conjunto (5) [identificado de forma general como el modelo de roca y fluido]. La actualización bayesiana requiere la matriz de covarianza de los datos y la matriz de covarianza cruzada del modelo y los datos de roca y fluido. Estas matrices no se pueden calcular analíticamente debido a la no linealidad del modelo físico. Por lo tanto, dichas matrices se aproximan utilizando el conjunto de los modelos individuales de roca y fluido. La actualización del modelo de roca y fluido individual se realiza de la siguiente manera:

a. Para cada modelo individual de roca y fluido, el vector de datos observados se perturba de la siguiente manera:

$$d_{uc} = d_{obs} + \sqrt{\alpha_i} C_D^{1/2} z_d \text{ donde } z_d \sim N(0, I_{N_d})$$

en el que

- d_{uc} es el vector actualizado de datos observados,
- d_{obs} la propiedad observada, es decir, las propiedades elásticas/acústicas determinadas a partir de los datos de estudios sísmicos y los datos electromagnéticos observados en los datos de estudios electromagnéticos CSEM,
- α_i una serie de actualizaciones de perturbaciones $\alpha_i \in [1, N_a]$ y,
- C_D la matriz de covarianza,
- Z_d un valor muestreado de una distribución gaussiana.

y luego

b. Las actualizaciones de todos los modelos individuales de roca y fluido m_j que comprende el conjunto de modelos, se realiza utilizando la siguiente relación todos los:

$$m_j^p := m_j^f + C_{MD}^f (C_{DD}^f + \alpha_i C_d)^{-1} (d_{uc,j} - d_j^f)$$

en el que

- "p" indica el proceso de actualización como una actualización de los valores anteriores,
- el superíndice "p" indica el valor actualizado de la propiedad,
- el superíndice "f" indica el valor del modelo anterior de la propiedad,
- C_{MD}^f es la matriz de covarianza cruzada entre el vector anterior de parámetros del modelo m^f y el vector de datos predichos d^f ,

- C_{DD}^f es la matriz de autocovarianza de los datos predichos,
- α_i un número de actualizaciones que son $\alpha_i \in [1, N_a]$ con la restricción $\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_i = 1$ y,
- d_j^f es la respuesta prevista por el m_j modelo individual de roca y fluido,
- y d_{uc} es como se indica arriba

6) Repetir las etapas 3-5 para cada uno de las N_a etapas de asimilación (6).

7) El modelo final de roca y fluido pronosticado es el promedio de los modelos individuales de roca y fluido actualizados en el conjunto final. La incertidumbre en el resultado también se obtiene de la distribución de los modelos individuales de roca y fluido en el conjunto final.

La ventaja de este enfoque en comparación con los métodos de optimización estocástica más convencionales (por ejemplo, los métodos de cadena de Markov Monte Carlo (McMC), que han sido empleados para la inversión CSEM, por ejemplo, por Buland y Kolbjornsen (2012)) es su relativa eficiencia computacional.

El coste computacional de los métodos McMC es generalmente relativamente alto y el método no es altamente paralelizable, ya que la solución del modelo en cada iteración depende del modelo de solución en la iteración anterior; por lo tanto, la aplicabilidad del método McMC al problema de inversión conjunta en 2D o 3D es inviable por el momento.

En el método según esta realización, en cada iteración se ejecuta un conjunto de modelos individuales de roca y fluido; por lo tanto, cada etapa de iteración se puede paralelizar para lograr eficiencia computacional. Una ventaja adicional de esta realización de la invención es que se obtiene una estimación de la incertidumbre del modelo.

En las figuras 8a, 8b y 9a y 9b se muestra un ejemplo sencillo de las etapas del método. La figura 8a muestra un conjunto de datos sintéticos de amplitud y fase de CSEM, generado mediante modelado directo a partir de un modelo de resistividad basado en registros de pozo (cruces), siendo dicho conjunto de datos sintéticos de amplitud y fase de CSEM interpretado como datos obtenidos de un estudio CSEM que permite comparar el método según esta realización con dichos datos sintéticos. Los círculos sólidos muestran la respuesta del modelo final de roca y fluido después de alcanzar la convergencia.

La amplitud y la fase en tres frecuencias (0,2, 0,5 y 1 Hz) se trazan frente a la separación fuente-receptor del estudio CSEM.

La figura 8b muestra las propiedades elásticas sintéticas, en este caso la impedancia P y el índice de Poisson, en el intervalo de interés del depósito, generadas a partir del mismo pozo que los datos electromagnéticos CSEM utilizando una correlación del modelo de física de roca elástica (curva sólida). En este caso, las propiedades elásticas sintéticas también se generan mediante un ordenador que identifica dichas propiedades elásticas sintéticas con aquellas propiedades elásticas que se obtendrían de la inversión de los datos de estudios sísmicos. Estos datos sintéticos permiten validar la convergencia del método según esta realización. La figura 8b muestra las propiedades elásticas sintéticas usando una línea continua y la respuesta del modelo final de roca y fluido al alcanzar los criterios de convergencia usando cruces.

El objetivo es invertir estos dos conjuntos de datos utilizando el método según la tercera realización, para recuperar la porosidad subyacente, el contenido de arcilla y la saturación de agua.

En este ejemplo, el conjunto constaba de 1000 modelos individuales de roca y fluido ($N_e=1000$), el número de asimilaciones o actualizaciones, N_a , era 4, y los parámetros de optimización, es decir, los elementos de la matriz C_D , se establecieron para que fueran iguales a 0 fuera de la diagonal y 1/10 de la varianza de los datos en la diagonal.

Las figuras 9a y 9b muestran los resultados del método según esta tercera realización. La figura 9a muestra la media del conjunto final del modelo de roca y fluido, el obtenido después de la convergencia del método (curva gris), en comparación con el modelo verdadero (curva negra).

La respuesta CSEM del modelo final de roca y fluido se compara con los datos (círculos sólidos) en la figura 8a. De manera similar, la respuesta elástica del modelo final de roca y fluido se muestra en la figura 8b (cruces).

La figura 9b muestra el conjunto completo actualizado de 1000 modelos individuales de roca y fluido junto con el modelo verdadero (curva negra sólida y gruesa), con la dispersión de los valores indicativa de la incertidumbre en la estimación de la porosidad, el contenido de arcilla y la saturación de agua (utilizando un pluralidad de líneas finas, una por modelo individual de roca y fluido).

Se logra una buena concordancia entre la porosidad invertida, el contenido de arcilla y la saturación y los valores reales.

La cuarta realización de la invención utiliza muestreo estocástico de propiedades del depósito derivadas de datos sísmicos, seguido de muestreo de rechazo.

- 5 Las etapas a), b) y c) se llevan a cabo proporcionando el modelo elástico y luego, se generan una pluralidad de modelos individuales de roca y fluido con la resolución del modelo sísmico poblando la porosidad, litología y S_w sobre la base del modelo sísmico.

10 El método según esta realización selecciona un subconjunto entre estos modelos individuales de roca y fluido haciendo coincidir su respuesta CSEM con los datos medidos en el estudio electromagnético CSEM, reteniendo solo aquellos modelos individuales de roca y fluido con un desajuste menor que una tolerancia definida por el usuario.

Este enfoque tiene dos ventajas principales: en primer lugar, la resolución de la sísmica se conserva durante todo el proceso y, en segundo lugar, este método proporciona una indicación de la incertidumbre en el resultado.

Las etapas principales según esta realización se ilustran en la figura 10.

- 15 En la primera etapa del método, los datos sísmicos, preferiblemente datos sísmicos previos al apilamiento, se invierten para producir propiedades de impedancia elástica; es decir, el modelo elástico (1). Como en realizaciones anteriores, los números solo muestran el orden del método según este ejemplo.

20 Se podría aplicar un algoritmo de inversión determinista (como en la primera y segunda realización) o estocástico (tal como en la tercera y cuarta realizaciones). Si aún no está en profundidad, las propiedades elásticas resultantes deben convertirse de vez en cuando a profundidad (2), para producir propiedades elásticas del modelo elástico en el dominio de profundidad (3).

Luego, las propiedades elásticas se utilizan para calcular las propiedades de la roca y el fluido (4) generando el modelo de roca y fluido, por ejemplo, porosidad, contenido de arcilla, saturación de agua (5).

- 25 El modelo de roca y fluido resultante puede ser en 1D, 2D o 3D. En esta etapa también se pueden definir facies sísmicas. Para ello podrían utilizarse métodos como el esquema de rotación de atributos múltiples (MARS) o la física estadística de rocas. Además, se deben calcular funciones de densidad de probabilidad (PDF) para las propiedades derivadas de roca y fluido del modelo de roca y fluido (6).

Si se aplicó un proceso de inversión sísmica estocástica en la etapa 1 al generar el modelo elástico, entonces estos se pueden derivar de la salida de la inversión. De lo contrario, las PDF pueden derivarse de enfoques estadísticos de física de rocas o asumirse basándose en el conocimiento previo de las distribuciones probables.

- 30 La siguiente etapa es muestrear el modelo de roca y fluido utilizando un enfoque estocástico (7). Debe tenerse en cuenta que es posible que las PDF definidas en diferentes puntos del modelo elástico no se muestreen de forma independiente, ya que los modelos resultantes serían excesivamente aproximados y no representativos de la geología real. Por lo tanto, las realizaciones deben estar correlacionadas espacialmente. Las realizaciones pueden generarse, por ejemplo, utilizando el método de simulación de campo de probabilidad de Srivastava (1992).

35
$$x_i^s(u) = x_i^{media}(u) + \sigma_i(u)\epsilon_i(u)$$

donde x es la propiedad que se va a muestrear (por ejemplo, porosidad, contenido de arcilla o saturación), $u(i,j,k)$ es la ubicación de la celda de la cuadrícula (por ejemplo, en un caso en 3D) en el modelo numérico, $x_i^s(u)$ es el valor simulado en la posición u , x_i^{media} es el valor medio, σ_i es la desviación estándar de la propiedad que se va a muestrear, y ϵ_i es un campo de error correlacionado espacialmente.

- 40 La tendencia de la media se puede obtener a partir de los resultados de la inversión sísmicamente derivados, y la desviación estándar se puede asumir o calcular a partir del resultado de la inversión sísmica (1) o del modelo de roca y fluido (4).

El número de modelos individuales de roca y fluido muestreados, N_e , lo define el usuario y podría ser, por ejemplo, 1000.

- 45 Para cada uno de los N_e modelos individuales de roca y fluido que comprenden litología y propiedades de los fluidos, N_e modelos individuales de roca y fluido también se generan con propiedades de física eléctrica de rocas en el modelo de roca y fluido para calcular N_e modelos equivalentes de resistividad (8).

50 Preferiblemente, estos modelos individuales de roca y fluido con propiedades físicas eléctricas de rocas deberían tener en cuenta la anisotropía eléctrica en la tierra de modo que los modelos de resistividad resultantes también sean anisotrópicos.

Para cada uno de los N_0 modelos individuales de resistividad de roca y fluido se utiliza un enfoque de modelado directo en 1D, 2D o 3D (dependiendo de la dimensionalidad de los modelos) para calcular la amplitud CSEM equivalente y la respuesta de fase (9) mediante simulación.

5 En la etapa final se calcula el desajuste entre las respuestas observadas y calculadas (10). El desajuste podría definirse como (por ejemplo) la \mathcal{L}^2 -norma entre los valores calculados y observados.

Cualquier modelo con un desajuste mayor que la tolerancia definida por el usuario es rechazado, dejando una población de N^{aceptado} modelos finales. Alternativamente, el usuario podría definir N^{aceptado} , y aceptar los N^{aceptado} modelos con menor desajuste (11).

Las figuras 11a, 11b y 12a y 12b muestran un ejemplo sintético simple del método propuesto.

10 La figura 11a muestra la porosidad, la saturación y el contenido de arcilla dentro de un depósito (líneas continuas negras y gruesas). En el método propuesto, estos se estimarían utilizando datos sísmicos.

En este ejemplo se supone que se conocen la porosidad y el contenido de arcilla. Por lo tanto, se han generado 100 realizaciones de la saturación de agua (figura 11a, líneas finas).

15 Las simulaciones se generan utilizando un intervalo de correlación vertical (50 metros) y asumiendo una saturación promedio de 0,5 en todo el intervalo.

20 Luego se utilizó el modelo de Simandoux, que vincula la resistividad eléctrica con la porosidad subyacente, el contenido de arcilla y la saturación de agua, para generar 100 modelos de resistividad equivalentes, y la amplitud CSEM y la respuesta de fase de cada uno de los modelos se calcularon utilizando un algoritmo de modelado directo en 1D. Las respuestas resultantes se muestran usando líneas finas en la figura 12a. En esta figura, la amplitud y fase CSEM del modelo verdadero (los datos observados recopilados en el estudio electromagnético CSEM) se muestran mediante círculos sólidos, para frecuencias de señal de 0,2, 0,5 y 1 Hz.

25 La figura 12b muestra el desajuste entre la respuesta CSEM observada y la respuesta calculada a partir de las 100 realizaciones del modelo. En este ejemplo se aceptaron las 10 realizaciones con el menor desajuste: se trazan en la figura 11b. Aunque todavía hay cierta variabilidad en las respuestas, la saturación promedio en el intervalo del depósito (que está bien limitada por el método CSEM) se recupera con precisión.

REIVINDICACIONES

1. Método implementado por ordenador para analizar un conjunto de datos de estudios sísmicos y un conjunto de datos de estudios electromagnéticos para generar un modelo de roca de subsuelo de un dominio específico, comprendiendo dicho método:
 - 5 a) generar un modelo acústico y/o elástico del dominio del subsuelo dependiendo de los datos de un estudio sísmico;
 - b) generar un modelo de roca poblado con propiedades de la roca que dependen del modelo elástico o del modelo acústico y, en el que el modelo de roca tiene la resolución del modelo acústico o del modelo elástico; caracterizado porque el método incluye, además:
 - 10 c) de forma iterativa, realizar las siguientes etapas:
 - determinar un desajuste según:
 - i. determinar la respuesta acústica o elástica del modelo de roca y determinar un primer desajuste entre dicha respuesta acústica o elástica y el modelo acústico y/o elástico; o,
 - 15 ii. determinar las propiedades eléctricas del modelo de roca en el que las propiedades eléctricas están a la escala del modelo acústico o elástico y, determinar además la respuesta electromagnética del modelo de roca de acuerdo con las propiedades eléctricas bajo una simulación de respuesta electromagnética correspondiente al conjunto de datos de estudios electromagnéticos, siendo la simulación una simulación numérica de las propiedades eléctricas derivadas del modelo de roca para determinar la respuesta electromagnética según las propiedades de la roca de dicho modelo y a una fuente electromagnética que reproduce los campos electromagnéticos del estudio electromagnético y, determinar un segundo desajuste entre dicha respuesta electromagnética y el conjunto de datos de estudios electromagnéticos en las ubicaciones de un conjunto de sensores electromagnéticos del estudio electromagnético; o
 - 20 iii. determinar ambos, el primer desajuste y el segundo desajuste según la etapa i) y la etapa ii) respectivamente;
 - 25 - actualizar las propiedades del modelo de roca;

hasta que el primer desajuste, si se determina, esté bajo un primer valor predeterminado y el segundo desajuste, si se determina, esté bajo un segundo valor predeterminado;

en el que se ejecutan las subetapas i) y ii) o iii) al menos una vez,
 - d) poner a disposición el modelo de roca.
- 30 2. El método implementado por ordenador según la reivindicación 1, en el que un modelo de roca de subsuelo y un modelo de fluido de un dominio específico se generan mediante el análisis de un conjunto de datos de estudios sísmicos y un conjunto de datos de estudios electromagnéticos.
3. Un método según la reivindicación 1 o 2, en el que determinar la respuesta acústica o elástica del modelo de roca y/o fluido de la etapa i) comprende una simulación numérica del modelo de roca y fluido para determinar la respuesta acústica y/o elástica según las propiedades de la roca y/o fluido de dicho modelo.
- 35 4. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las propiedades de la roca son porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua.
5. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las propiedades elásticas del modelo acústico/elástico son la impedancia P, la impedancia S, la densidad, la relación de Poisson, λ -rho, μ -rho, la relación V_p/V_s o cualquier combinación de las mismas.
- 40 6. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la respuesta elástica está:
 - generada utilizando el modelo de arena rígida o,
 - generada utilizando el modelo de arena blanda o,
 - generada mediante el uso de un modelo de física de rocas bien conocido que vincula las propiedades elásticas y las propiedades de las rocas y los fluidos o,
 - 45 - generada estadísticamente a partir de la relación entre la respuesta elástica/acústica y las propiedades de la roca y el fluido medidas en datos de registros de pozos o,

- generada por cualquier combinación de los mismos.
- 7. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que determinar la respuesta electromagnética del modelo de roca o el modelo de roca y el modelo de fluido de la etapa ii) comprende una simulación numérica de las propiedades eléctricas derivadas del modelo de roca y/o fluido para determinar la respuesta electromagnética según las propiedades de la roca y/o fluido de dicho modelo.
- 8. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las propiedades eléctricas son resistividad horizontal, resistividad vertical, resistividad del lecho paralelo, resistividad del lecho perpendicular, relación de anisotropía o cualquier combinación de las mismas.
- 9. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la respuesta elástica está:
 - generada utilizando el modelo de Archie o,
 - generada utilizando el modelo de Simandoux o,
 - generada mediante el uso de un modelo de física de rocas bien conocido que vincula las propiedades eléctricas y las propiedades de las rocas y los fluidos o,
 - generada estadísticamente a partir de la relación entre la respuesta eléctrica y las propiedades de la roca y el fluido observadas en los datos de registros de pozos o,
 - generada por cualquier combinación de los mismos.
- 10. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa iterativa c) es según la subetapa iii) y en el que las propiedades del modelo de roca y/o fluido que se actualizan son al menos una de las propiedades de la roca y/o fluido.
- 11. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en el que el modelo es un modelo de roca y fluido que comprende propiedades de la roca y propiedades del fluido y, en el que la etapa iterativa c) combina un proceso secuencial con un primer grupo de iteraciones de acuerdo con la subetapa i) de actualizar al menos una de las propiedades del modelo de roca y fluido para minimizar el primer desajuste y un segundo grupo de iteraciones de acuerdo con la subetapa ii) de actualizar al menos una de las propiedades del fluido de la roca y modelo fluido para minimizar el segundo desajuste.
- 12. Un método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que
 - el modelo es un modelo de roca y fluido que comprende propiedades de la roca y propiedades del fluido y, en el que el modelo de roca y fluido comprende una pluralidad N_e de modelos individuales de roca y fluido m_j , $j = 1..N_e$, cada uno con roca y atributos de propiedades de los fluidos diferentes, estando cada modelo individual de roca y fluido m_j a la resolución del modelo acústico o del modelo elástico y, siendo cada atributo de propiedad de roca y fluido dependiente del modelo elástico o del modelo acústico;
 - actualizar las propiedades de cada uno de los modelos individuales de roca y fluido m_j utilizando un proceso de actualización bayesiano de modo que se minimicen el primer desajuste, el segundo desajuste o ambos; y,
 - la etapa c) comprende:
 - calcular el promedio de la pluralidad de modelos individuales de roca y fluido m_j , $j = 1..N_e$,
 - calcular la incertidumbre sobre la pluralidad de modelos individuales, preferiblemente la desviación estándar, para proporcionar una estimación de la incertidumbre del modelo y;
 - poner a disposición ambos valores en el conjunto del modelo, el modelo promedio y la incertidumbre del modelo.
- 13. Un método según la reivindicación 12, en el que el proceso de actualización perturba las propiedades del modelo de roca y fluido que comprende un número N_a predeterminado de subetapas de actualización, donde el error de las actualizaciones disminuye desde la primera subetapa de actualización hasta la última subetapa de actualización.
- 14. Un método según la reivindicación 13, en el que las actualizaciones en el modelo individual de roca y fluido m_j se realizan utilizando la siguiente relación:

$$m_j^p := m_j^f + C_{MD}^f (C_{DD}^f + \alpha_i C_d)^{-1} (d_{uc,j} - d_j^f)$$

en el que

- "i=" indica el proceso de actualización como una actualización de los valores anteriores,
- el superíndice "p" indica el valor actualizado de la propiedad,
- el superíndice "f" indica el valor del modelo anterior de la propiedad,

5 - C_{MD}^f es la matriz de covarianza cruzada entre el vector anterior de parámetros del modelo m^f y el vector de datos predichos d^f ,

- C_{DD}^f es la matriz de autocovarianza de los datos predichos,

- α_i una serie de actualizaciones siendo $\alpha_i \in [1, N_a]$ y,

- d_j^f es la respuesta predicha del modelo de fluido y roca individual m_j ,

10 - y d_{uc} está dado por

$$d_{uc} = d_{obs} + \sqrt{\alpha_i} C_D^{1/2} z_d \text{ donde } z_d \sim N(0, I_{N_d})$$

en el que

- d_{uc} es el vector actualizado de datos observados,

15 - d_{obs} la propiedad observada, es decir, las propiedades elásticas/acústicas determinadas a partir de los datos de estudios sísmicos y los datos electromagnéticos observados en los datos de estudios electromagnéticos CSEM,

- α_i una serie de actualizaciones perturbadoras siendo $\alpha_i \in [1, N_a]$ y,

- C_D la matriz de covarianza,

- Z_d un valor muestreado de una distribución gaussiana.

20 15. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en el que la pluralidad de modelos individuales de roca y fluido se genera de la siguiente manera:

- la etapa b) comprende generar una pluralidad de modelos individuales de roca y fluido mediante muestreo estocástico de las propiedades del depósito que dependen únicamente del modelo acústico o elástico;

25 - las etapas c.i-c.iii se llevan a cabo para la pluralidad de modelos individuales de roca y fluido y en el que la etapa c) comprende además seleccionar el subconjunto de los modelos individuales de roca y fluido generados para los cuales la respuesta electromagnética bajo una simulación del estudio electromagnético EM coincide con los datos de estudios electromagnéticos dentro de una tolerancia definida por el usuario.

30 16. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 12 a 15, en el que la iteración sobre la pluralidad de modelos individuales de roca y fluido se calcula de manera paralela agrupando el cálculo de uno o más modelos individuales de roca y fluido en un procesador separado.

17. Un producto de programa informático que comprende instrucciones que, cuando el programa es ejecutado por un ordenador, hacen que el ordenador realice un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 16.

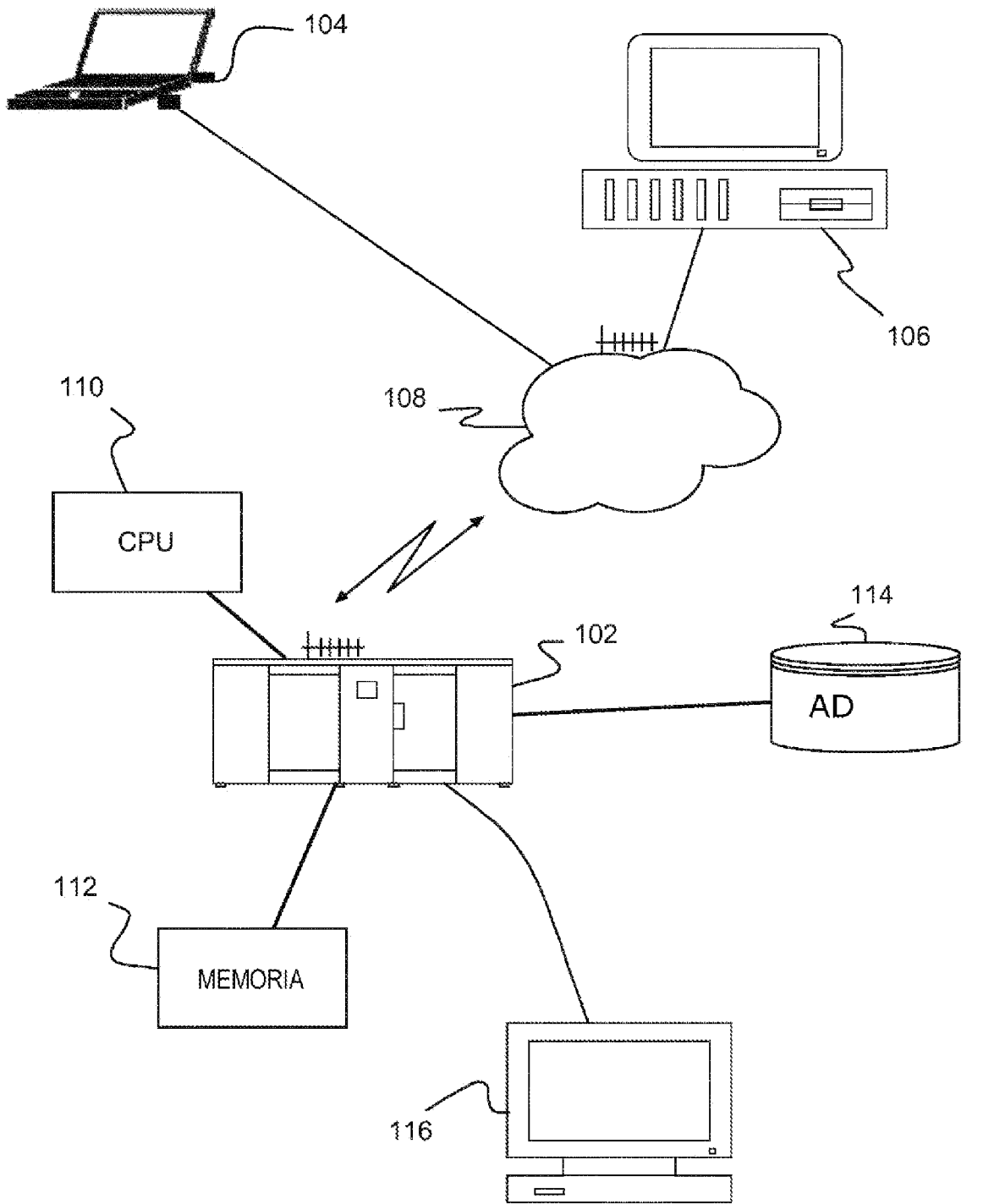
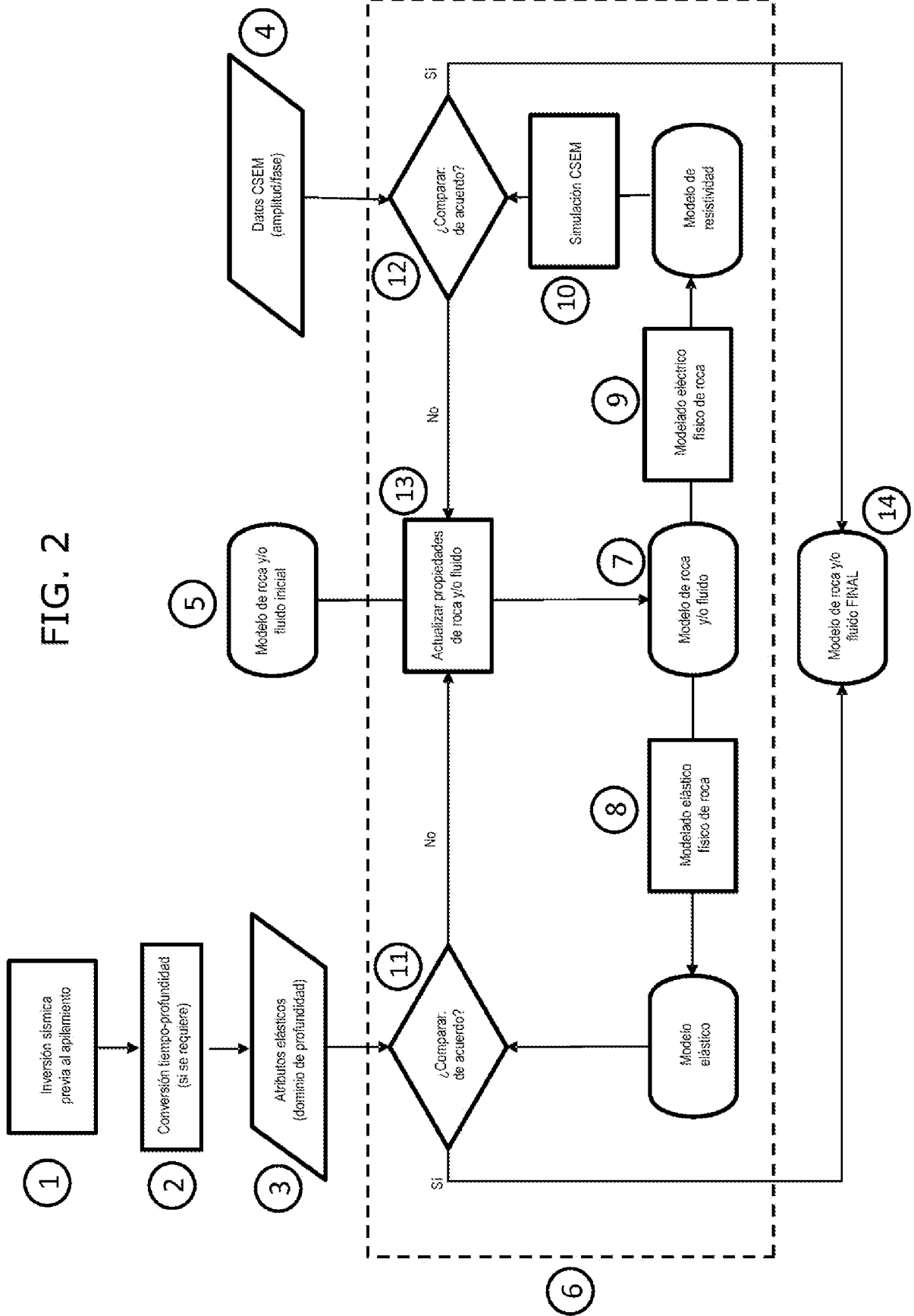


FIG. 1

100

FIG. 2



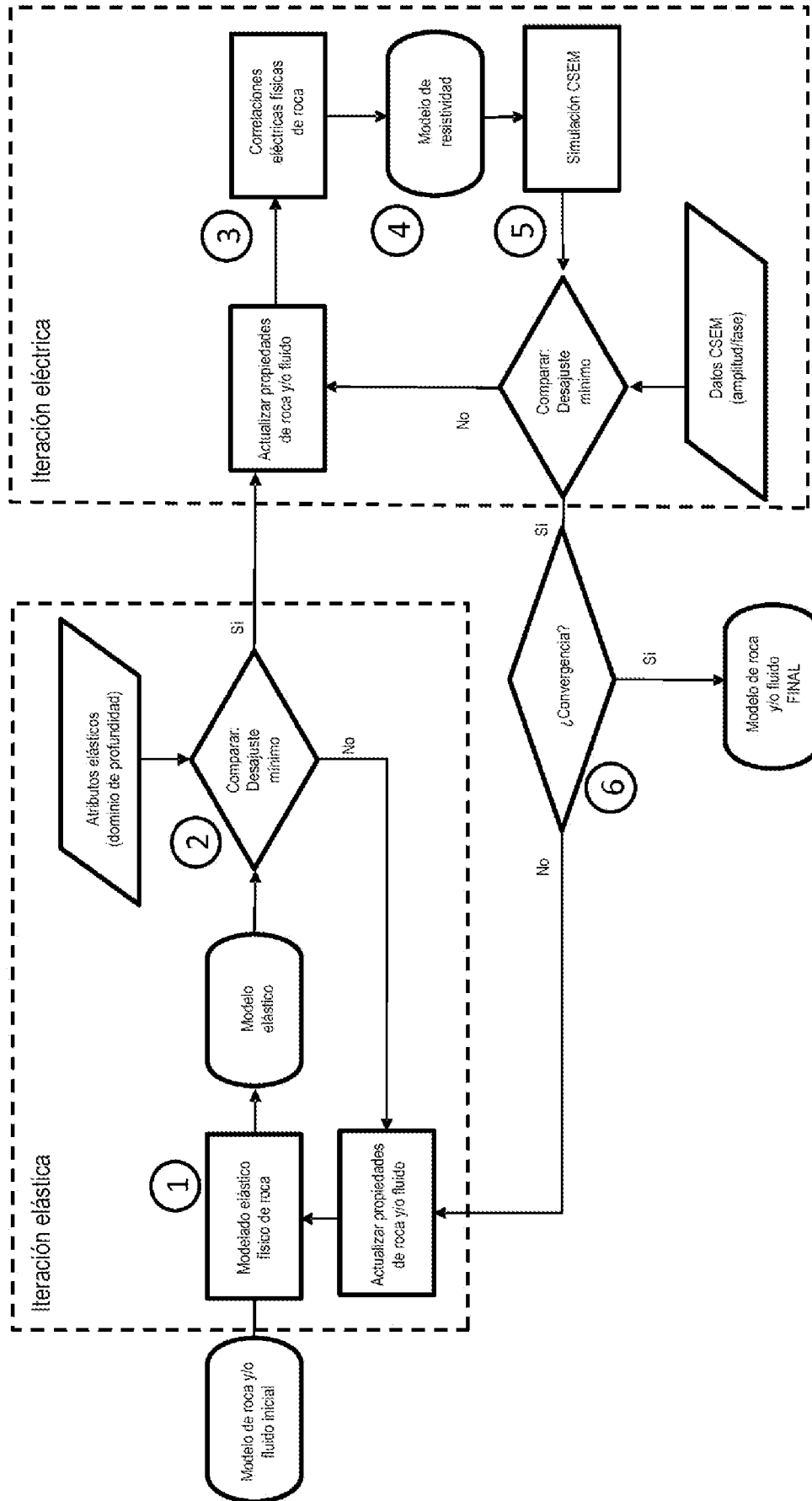


FIG. 3

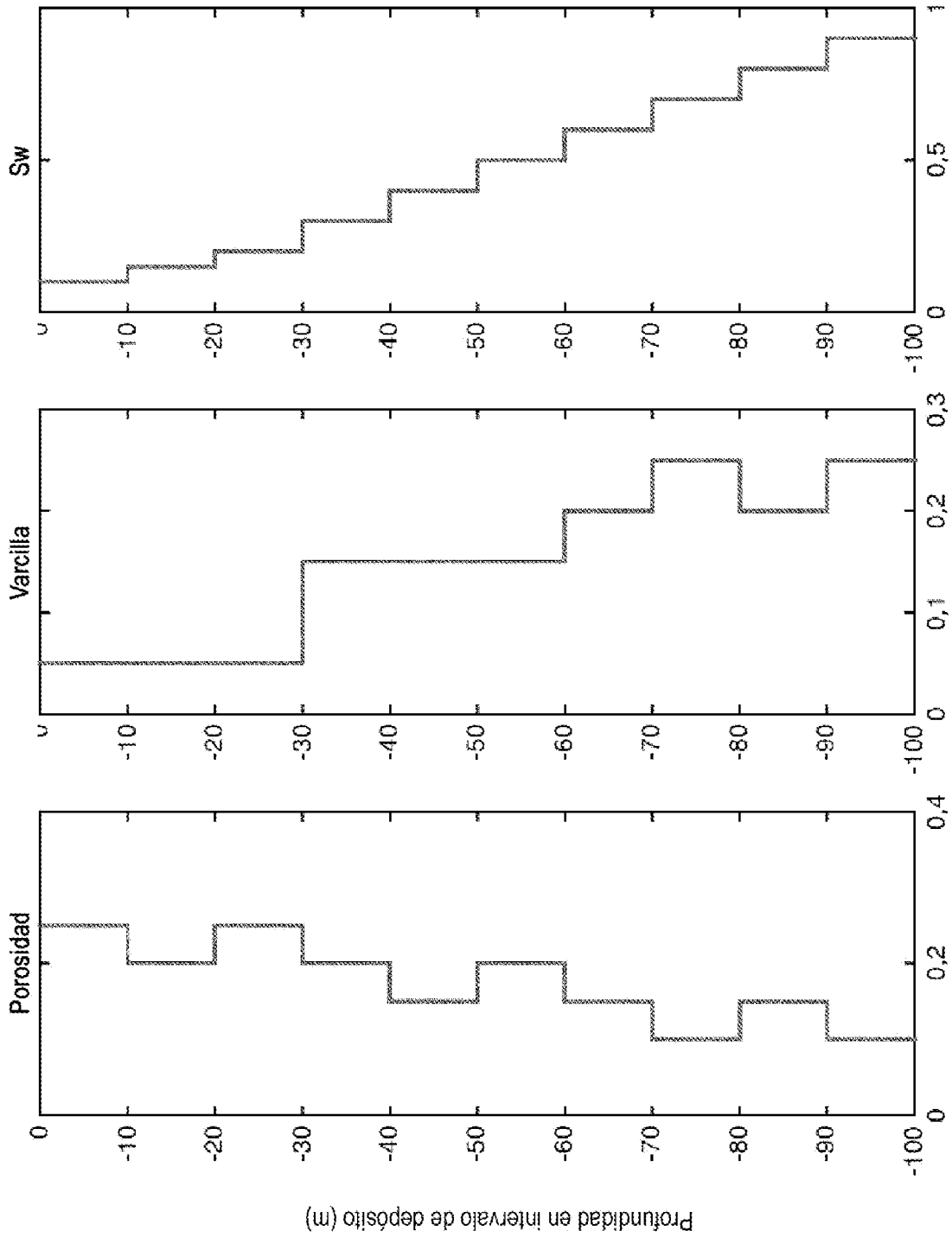


FIG. 4a

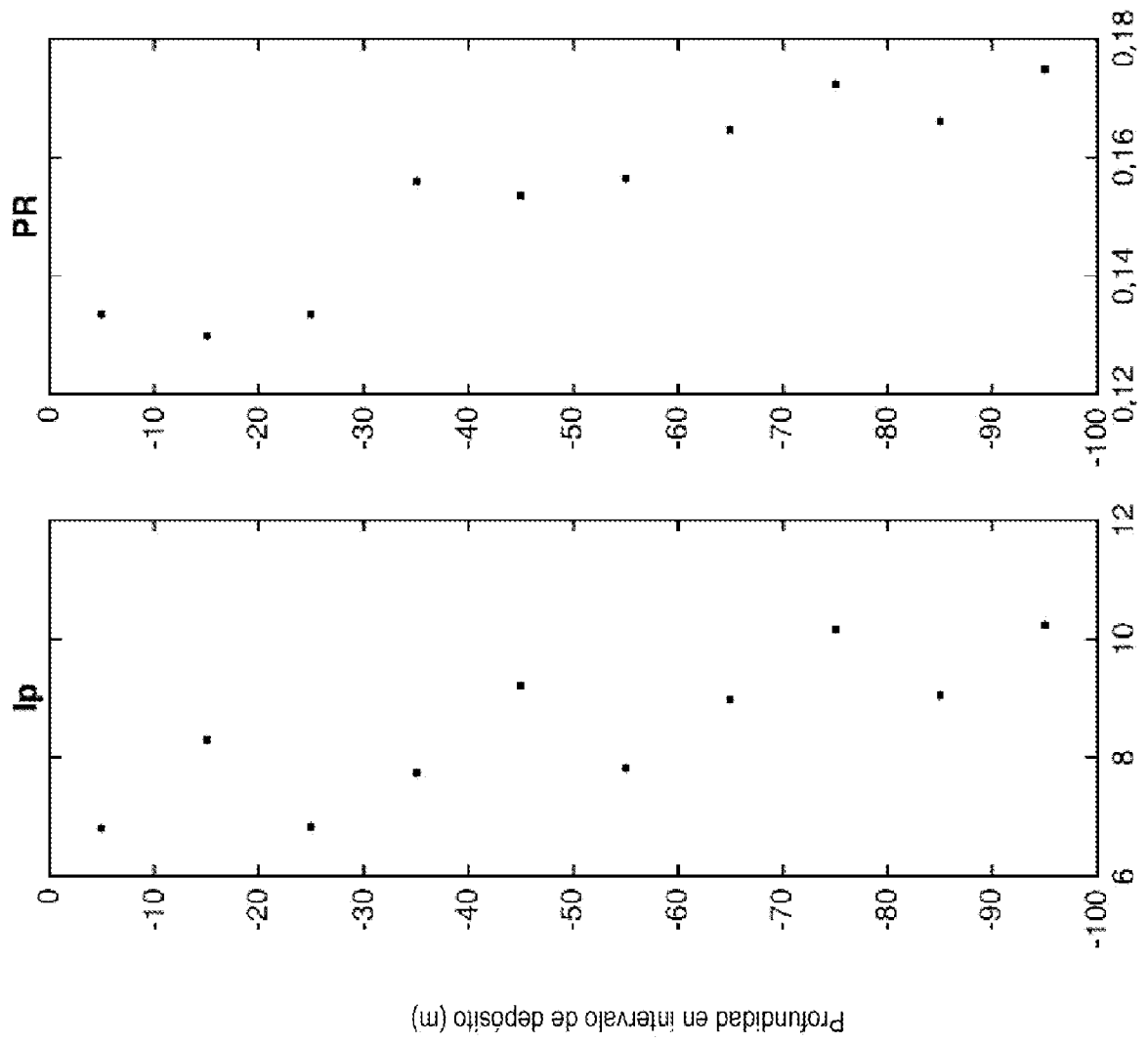


FIG. 4b

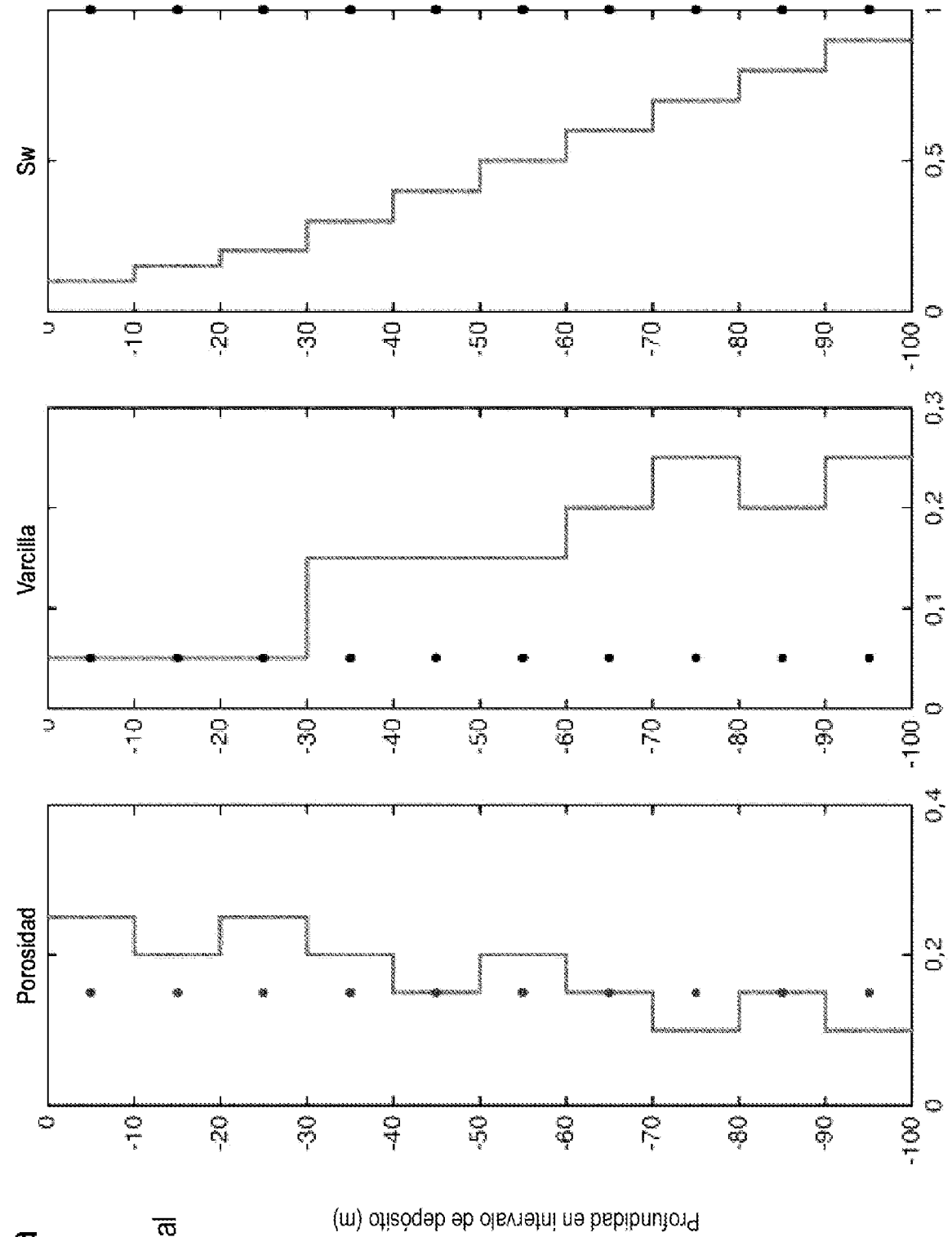


FIG. 5a

1

Modelo inicial

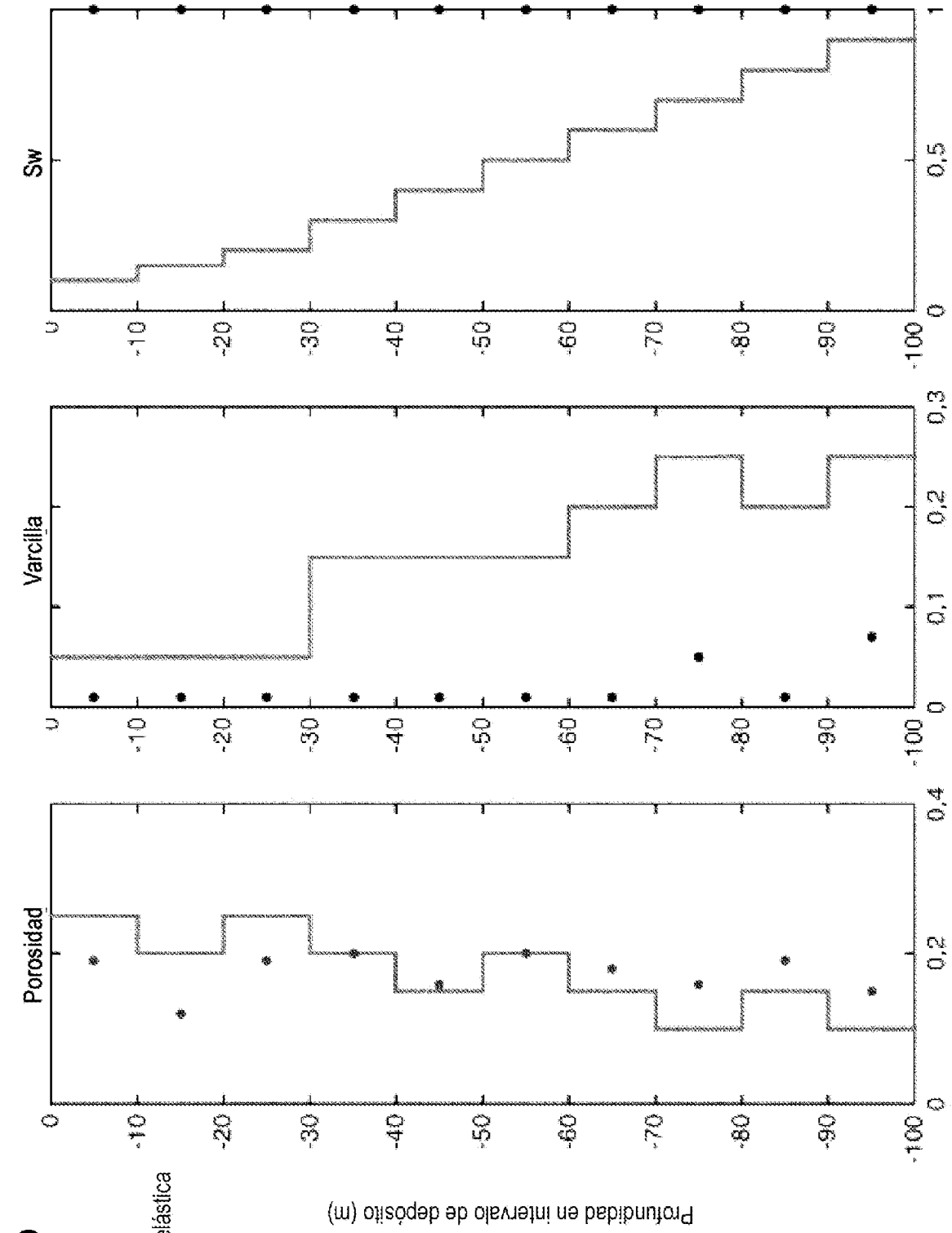


FIG. 5b

2

Primera iteración elástica

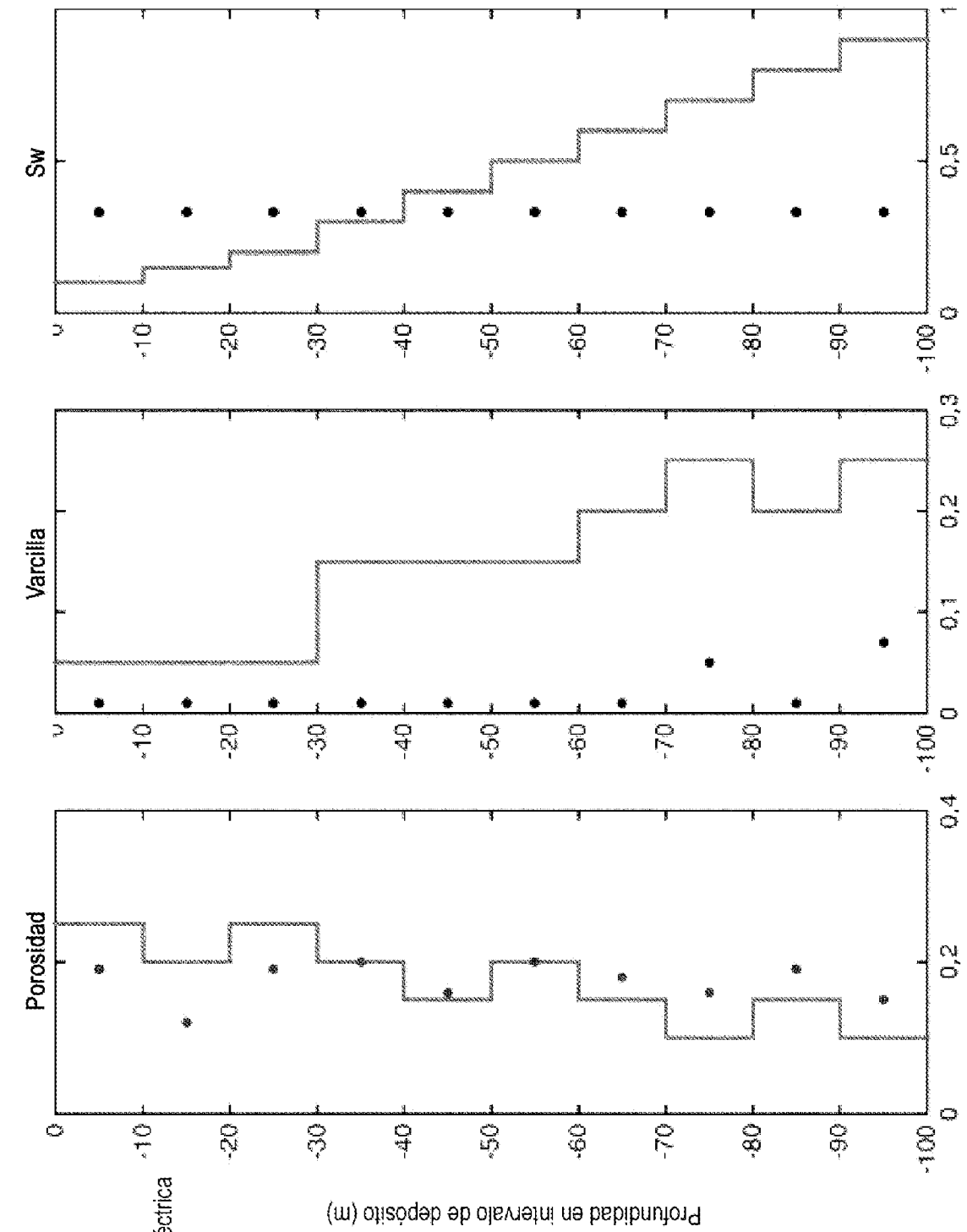


FIG. 5C

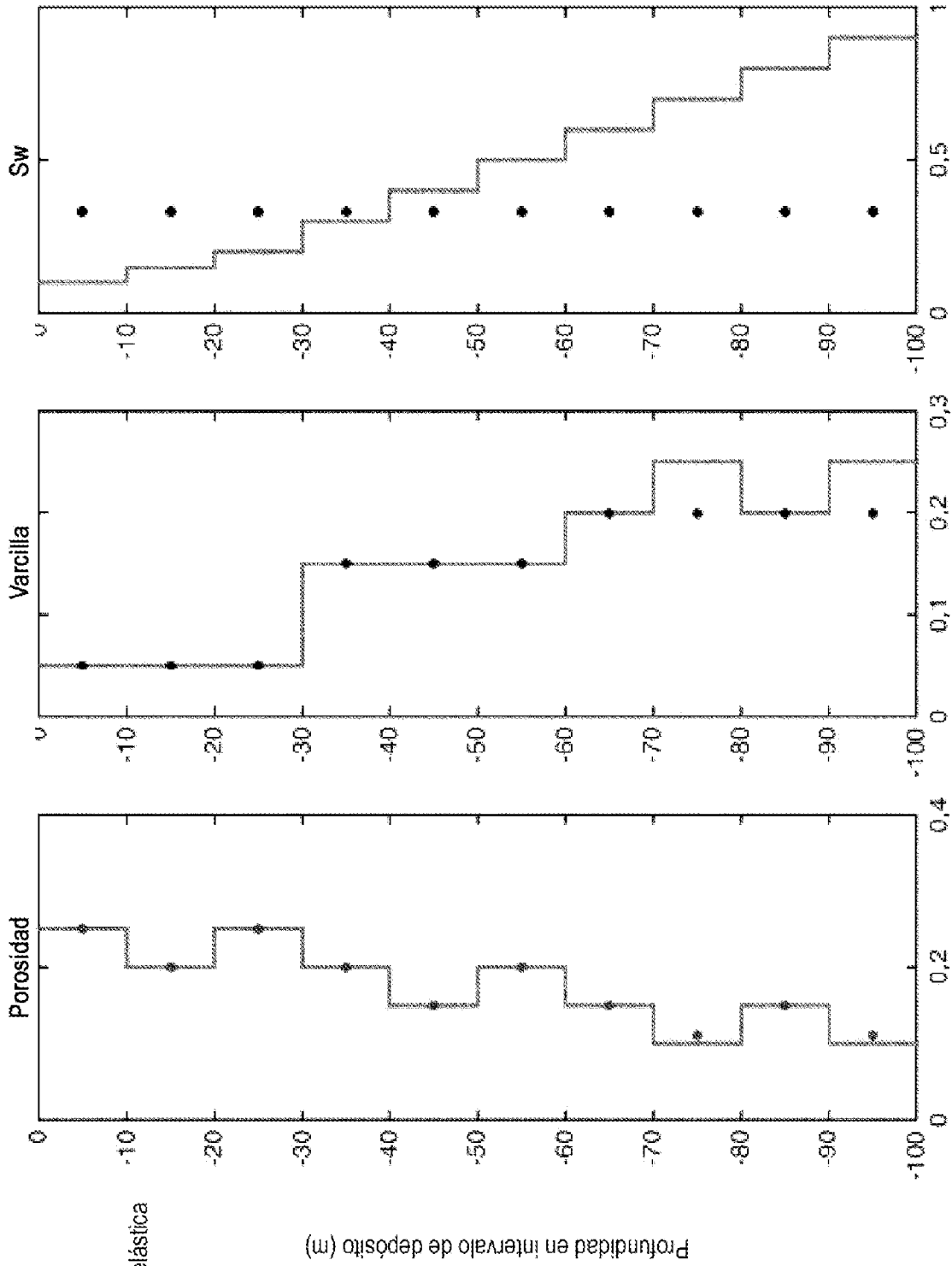
3

Primera iteración eléctrica

FIG. 5d

4

Segunda iteración elástica



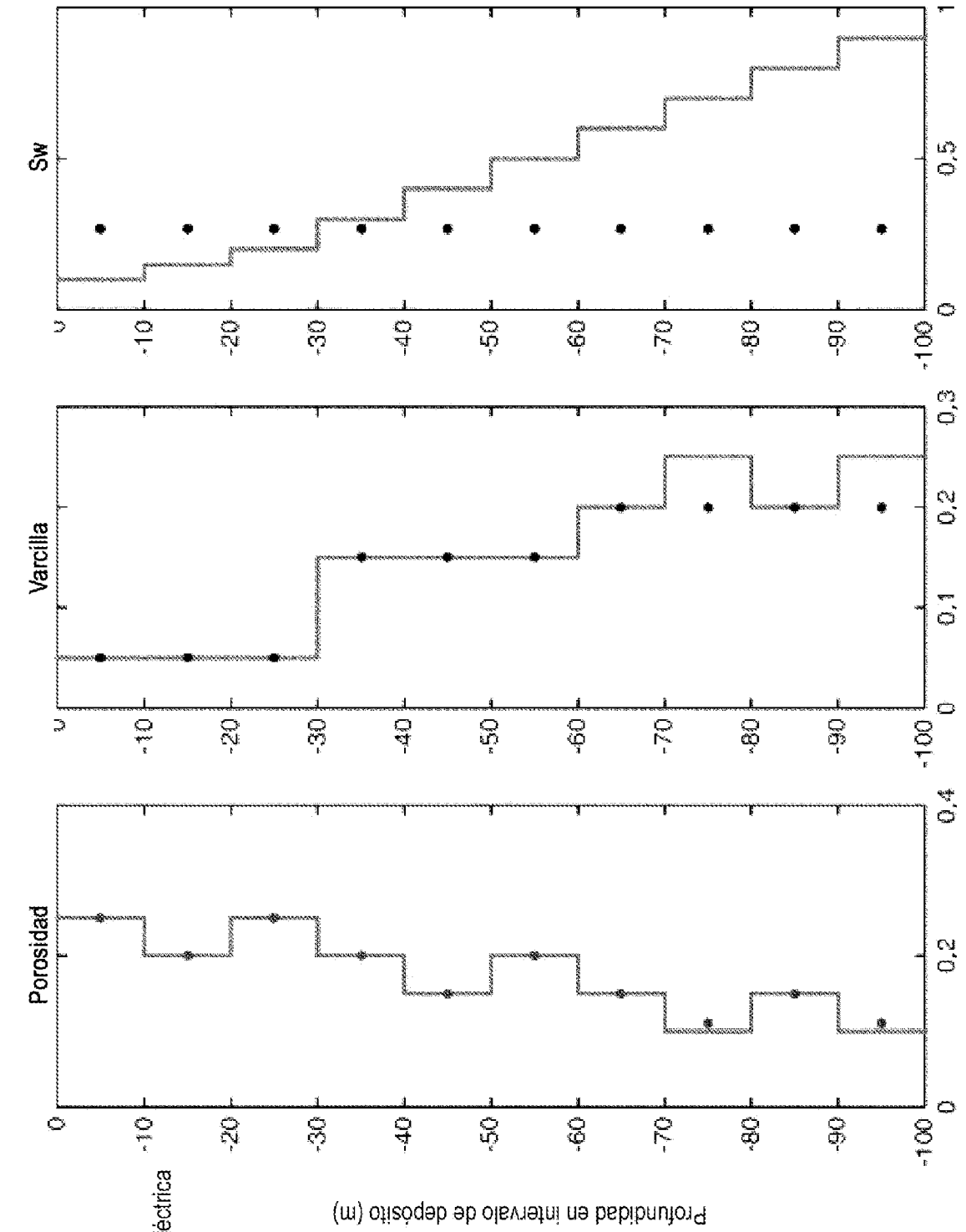


FIG. 5e

5

Segunda iteración eléctrica

FIG. 6

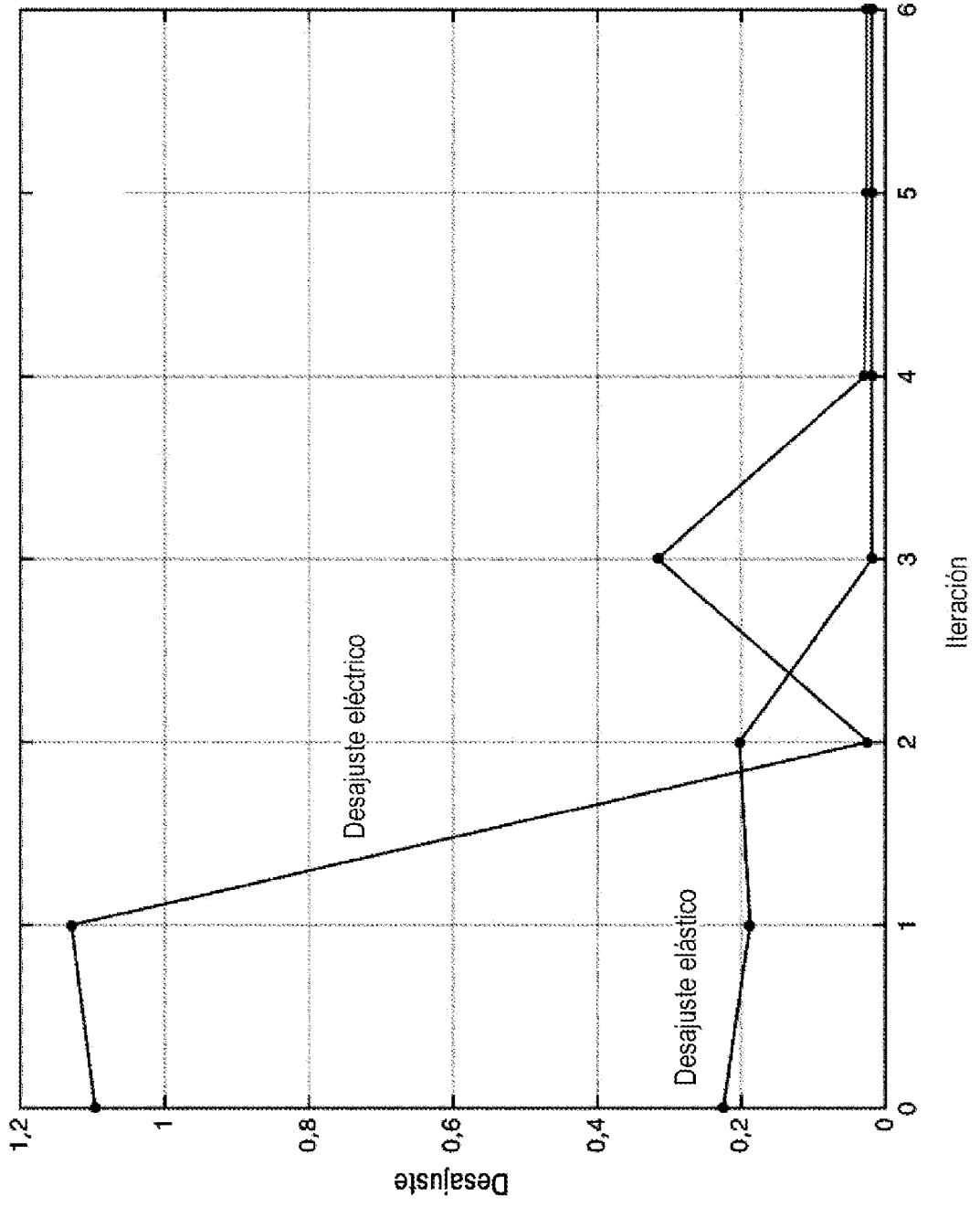


FIG. 7a

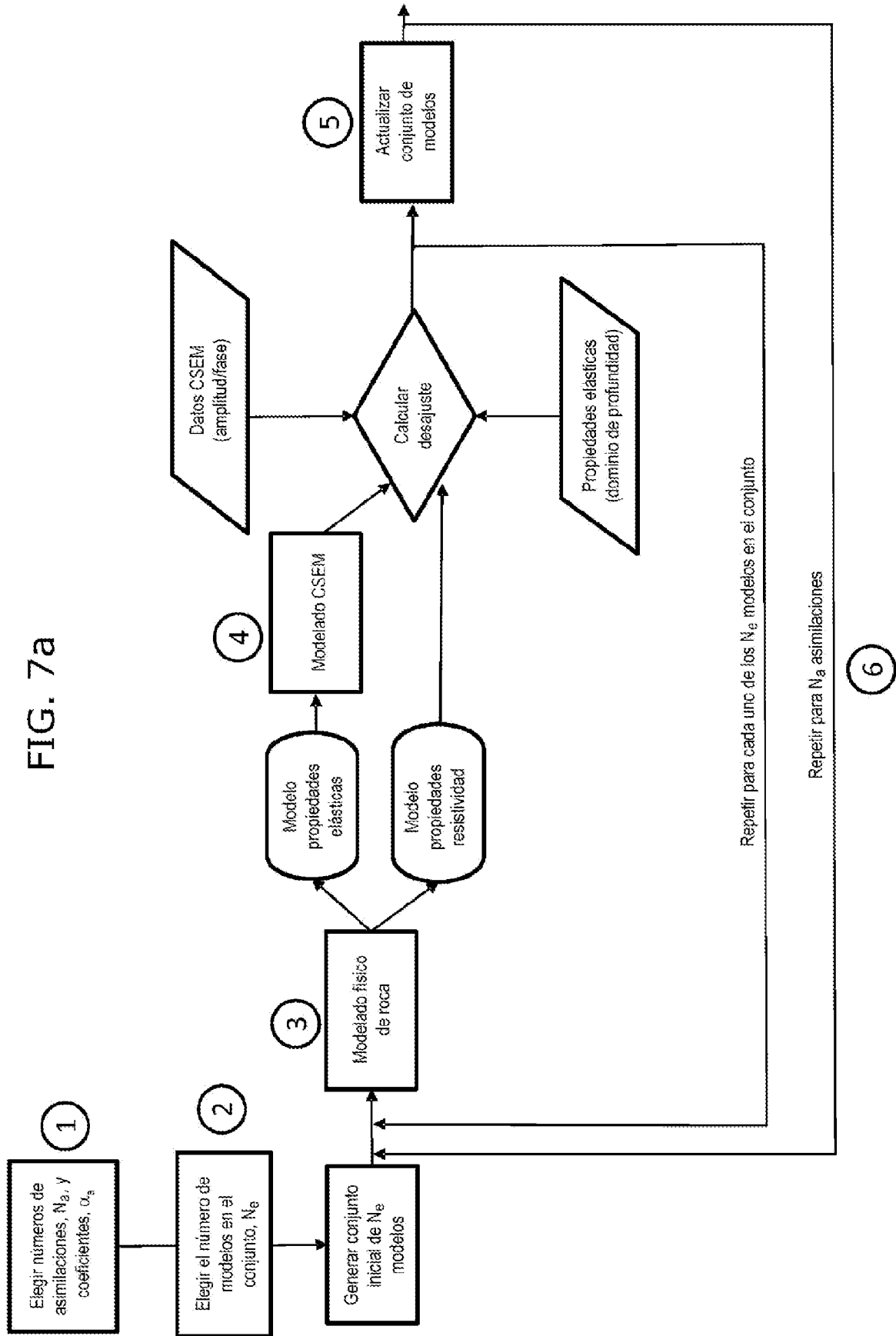
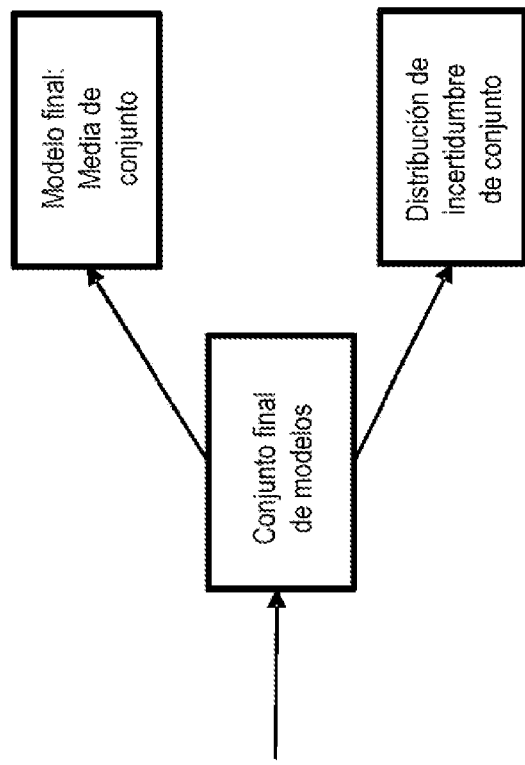


FIG. 7b



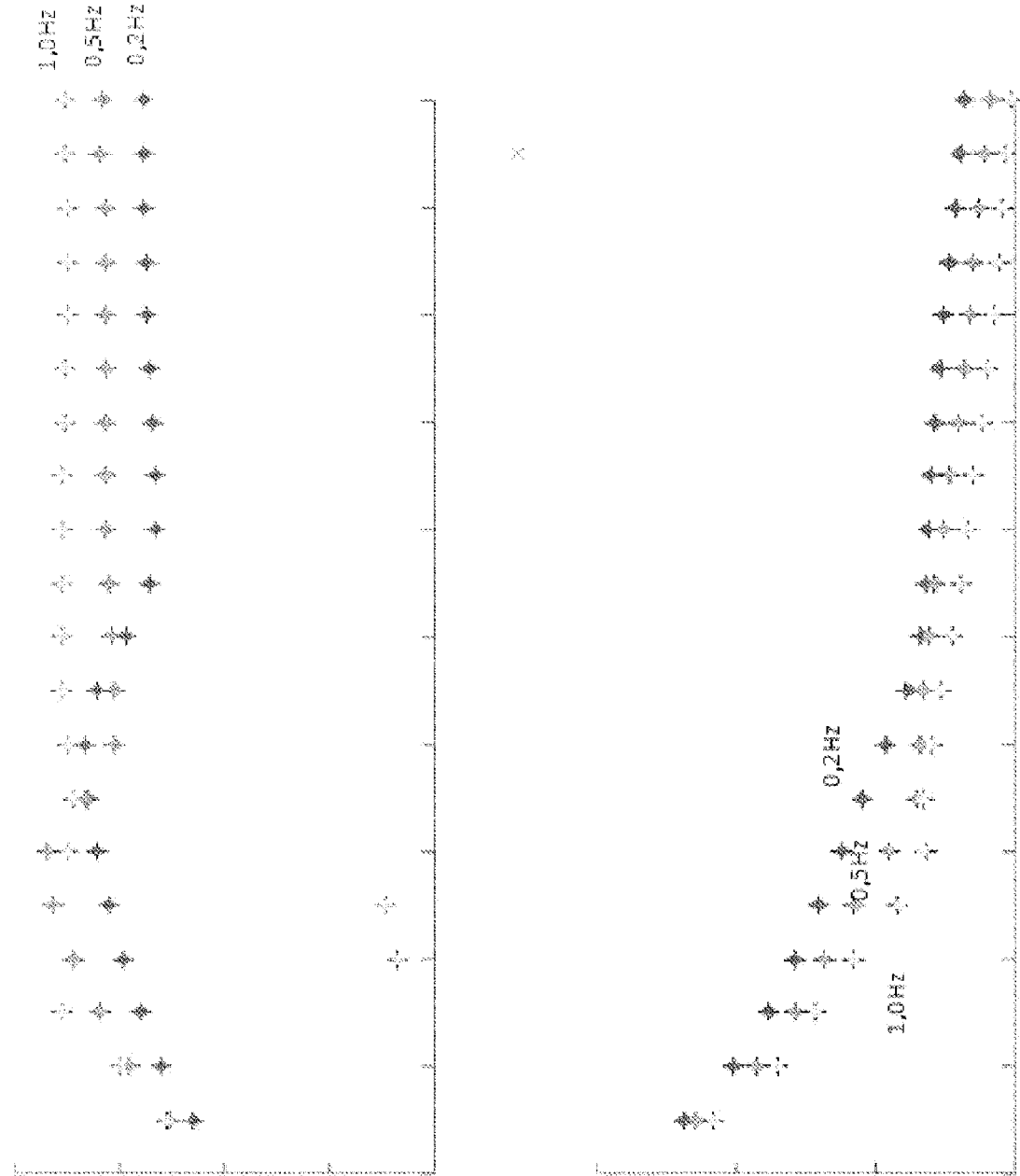
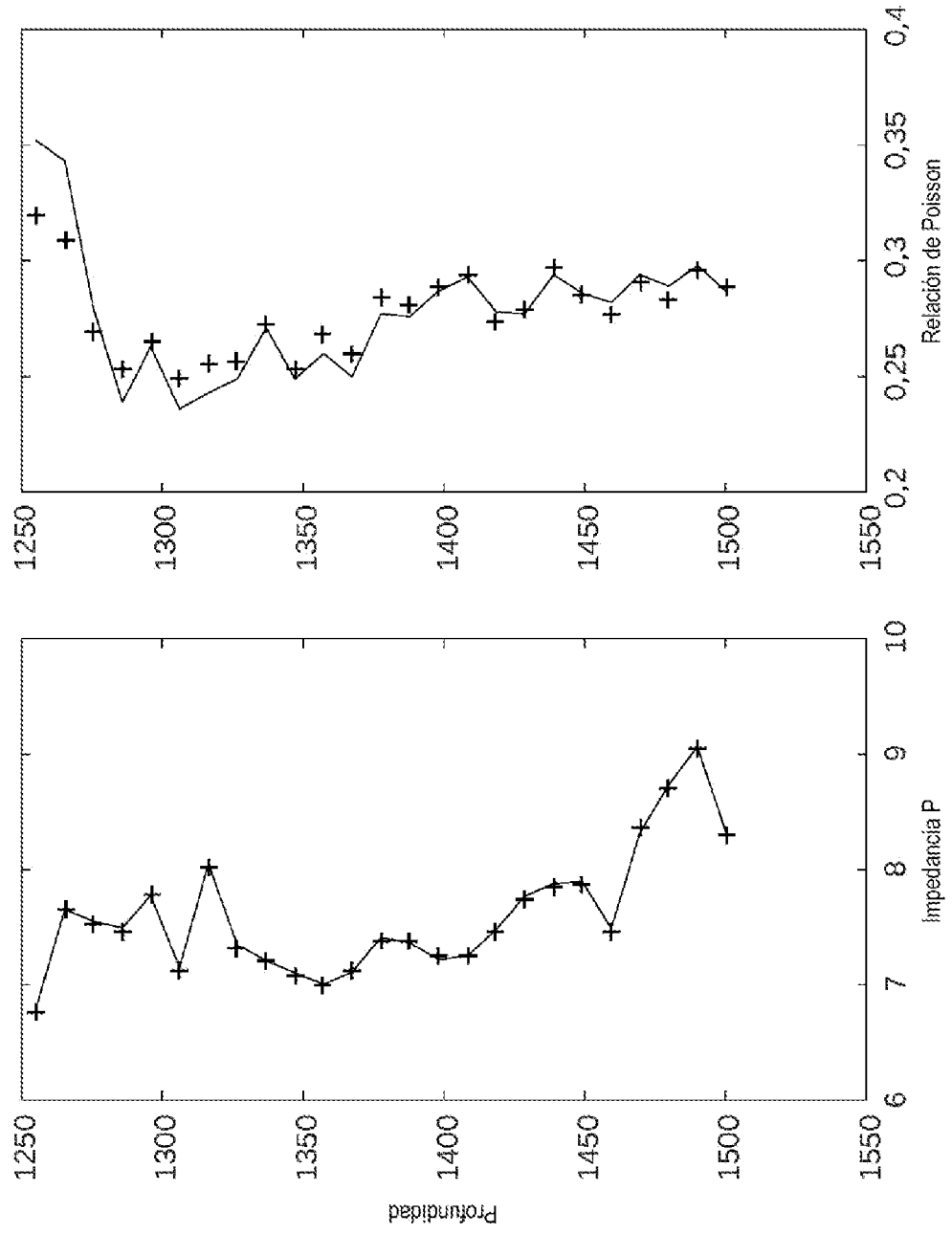


FIG. 8a

FIG. 8b



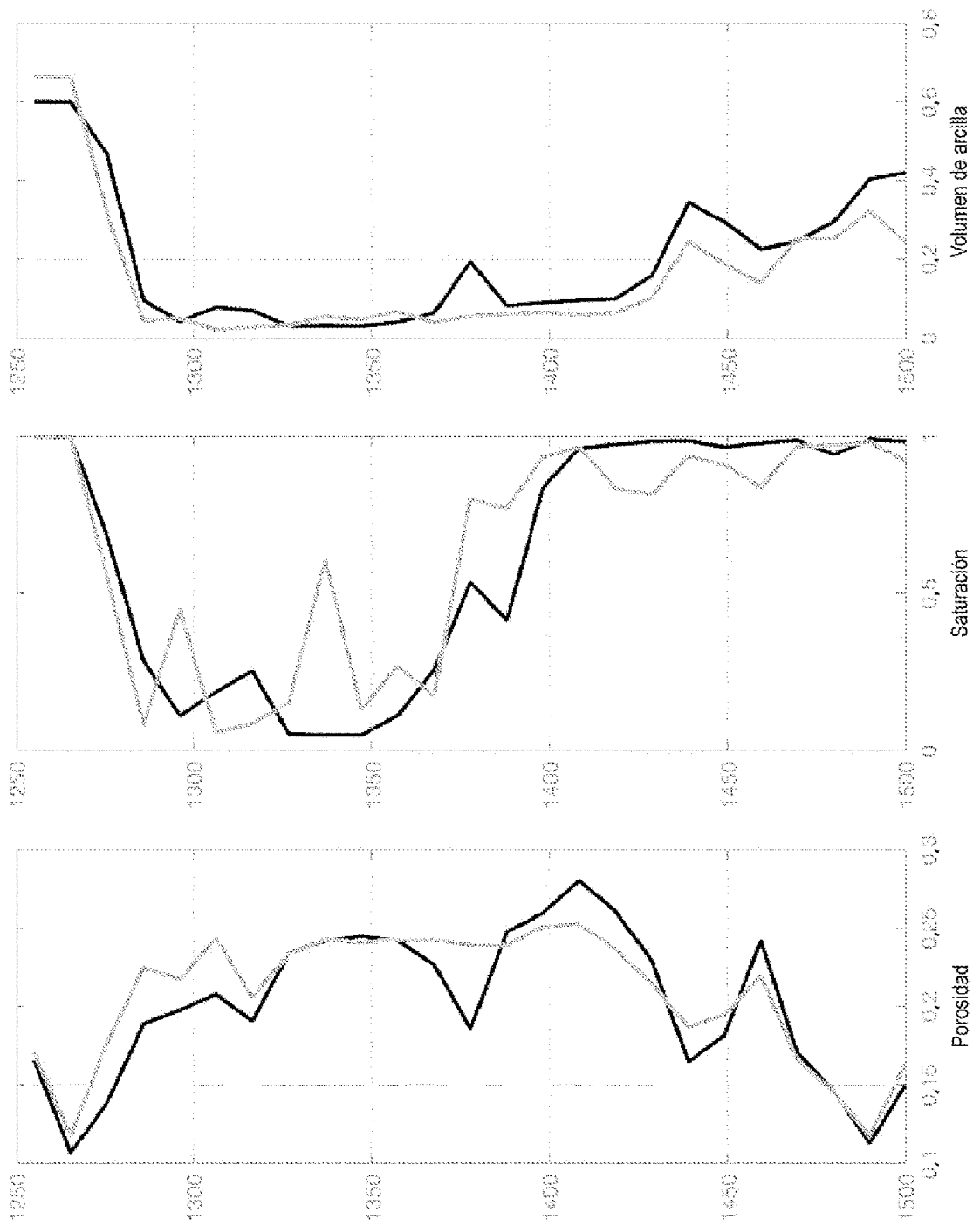


FIG. 9a

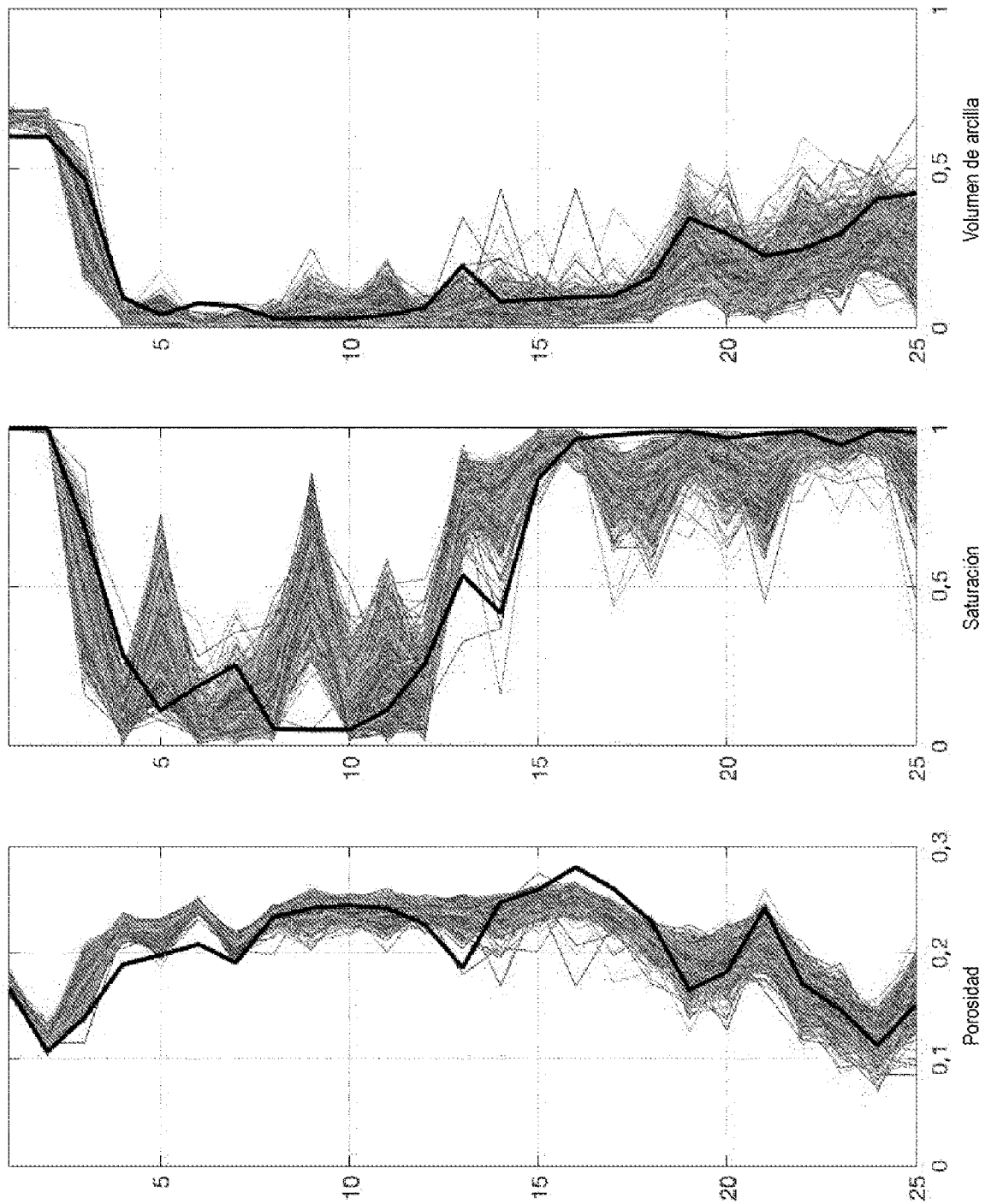
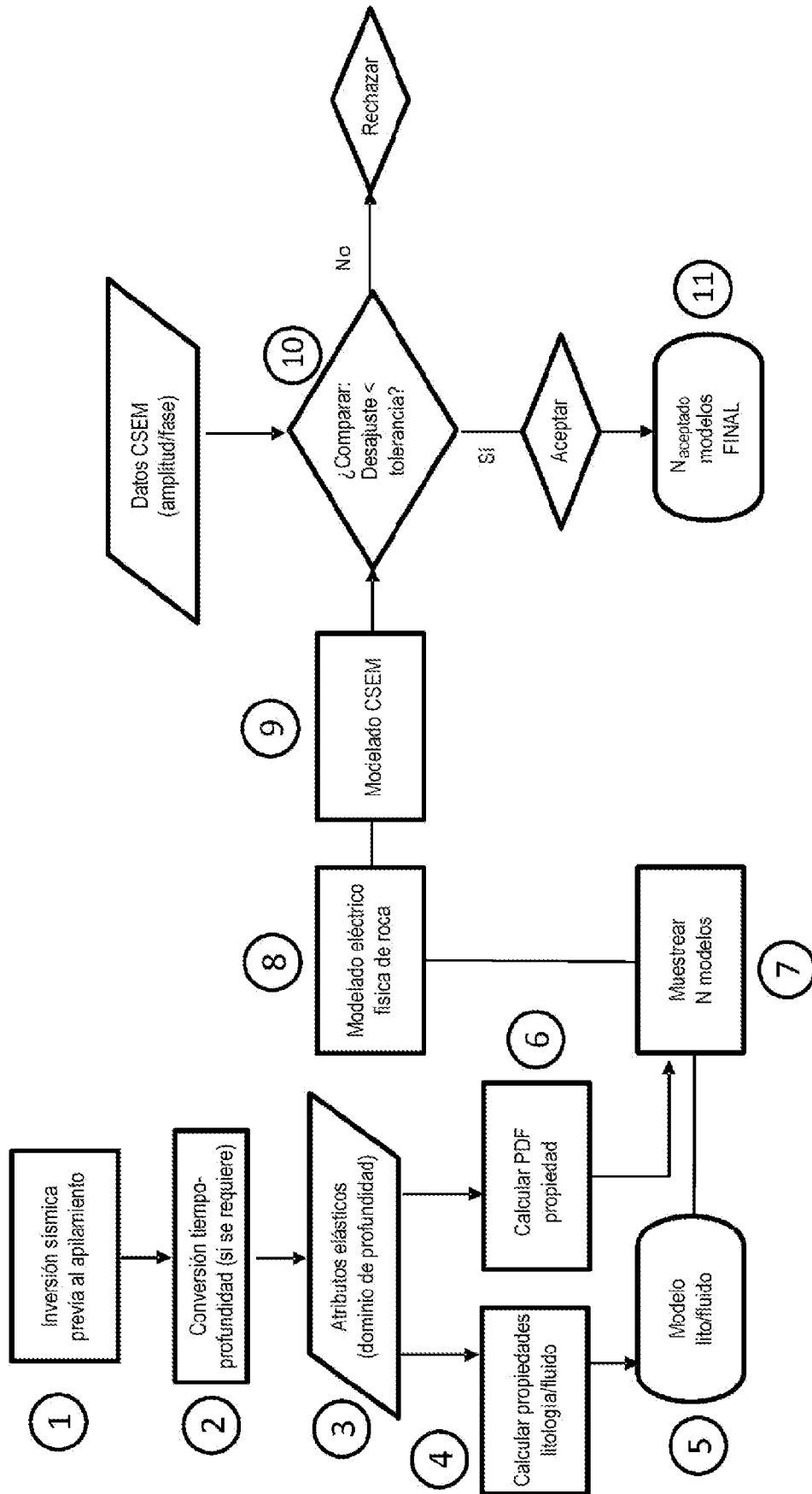


FIG. 9b

FIG. 10



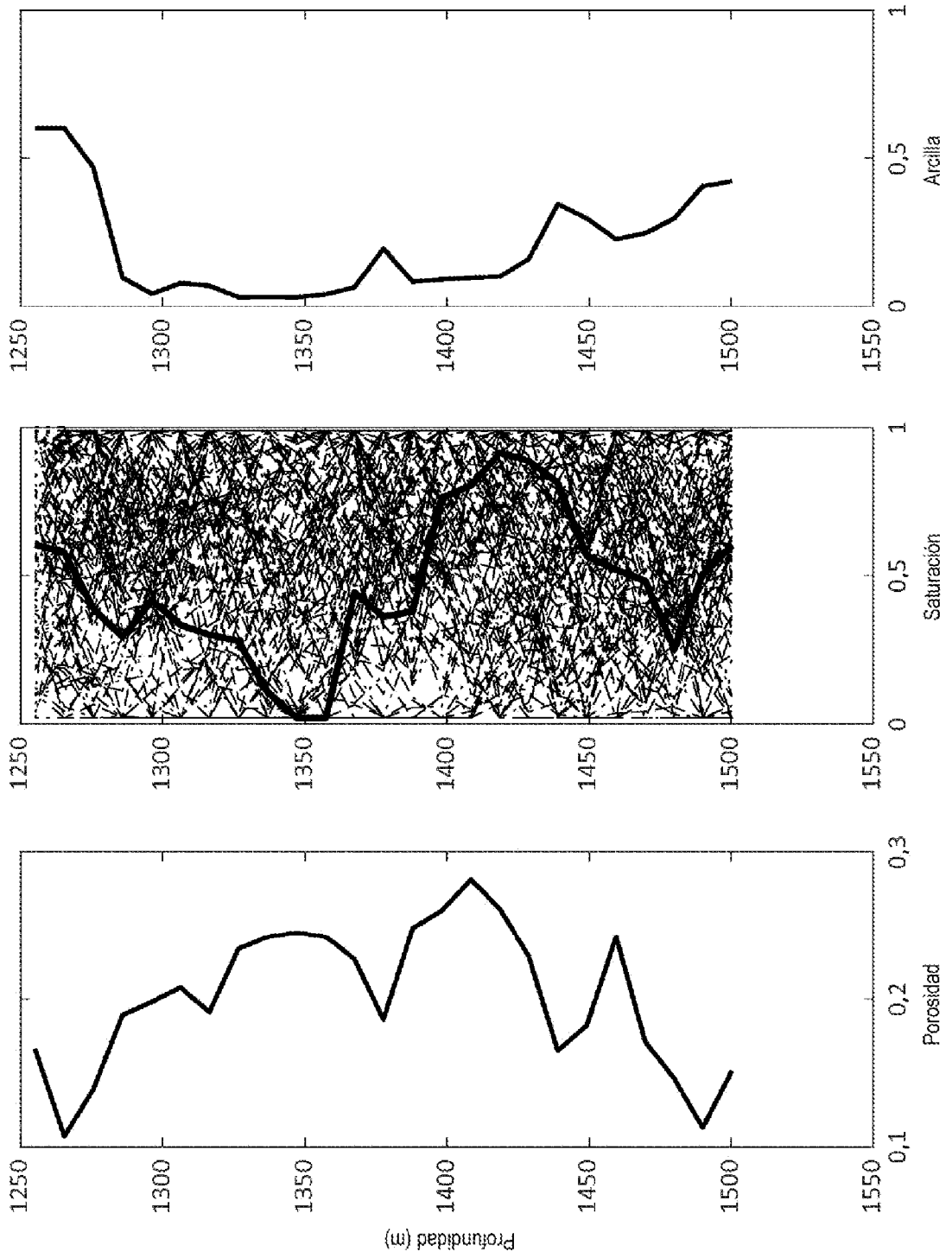


FIG. 11a

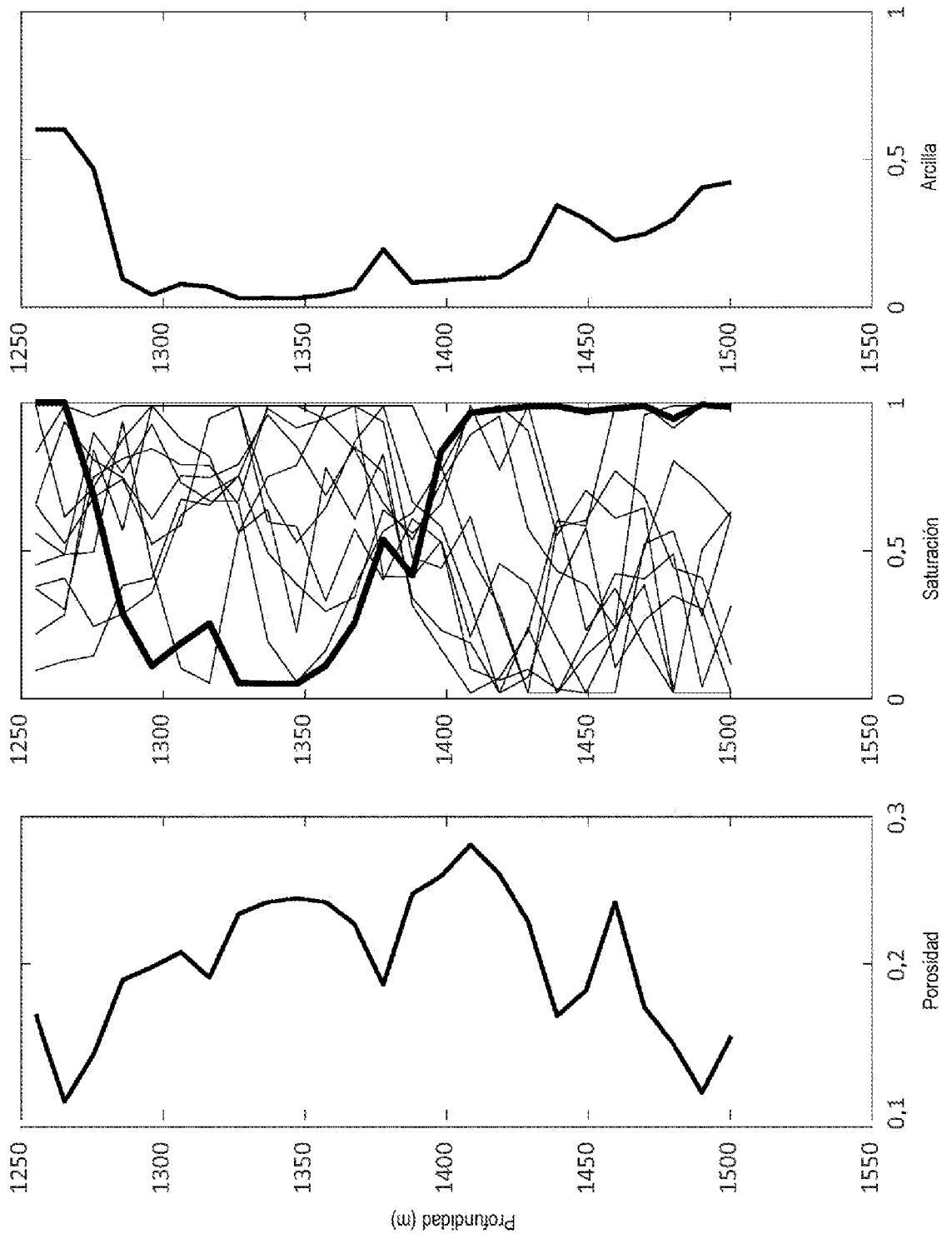
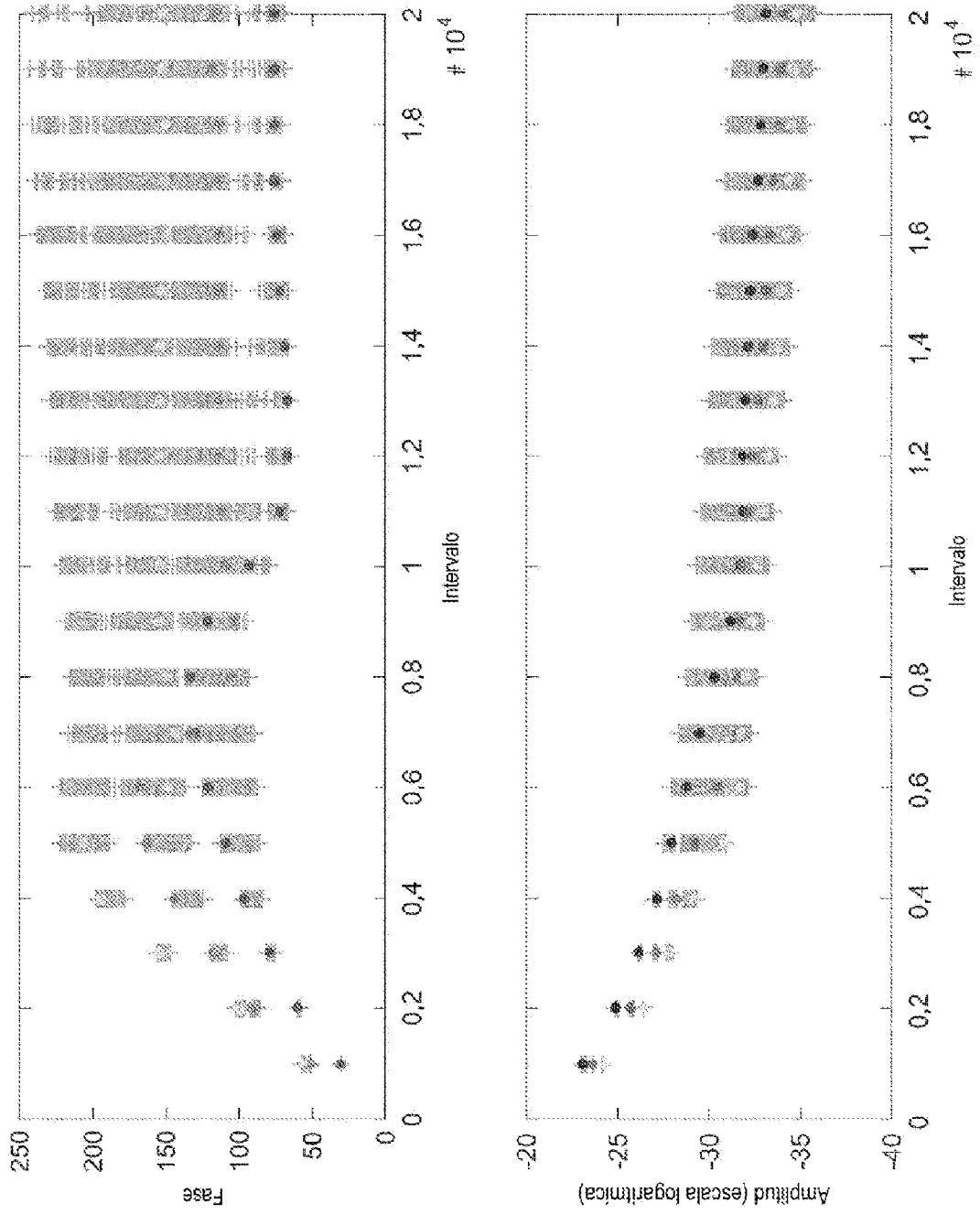


FIG. 11b

FIG. 12a



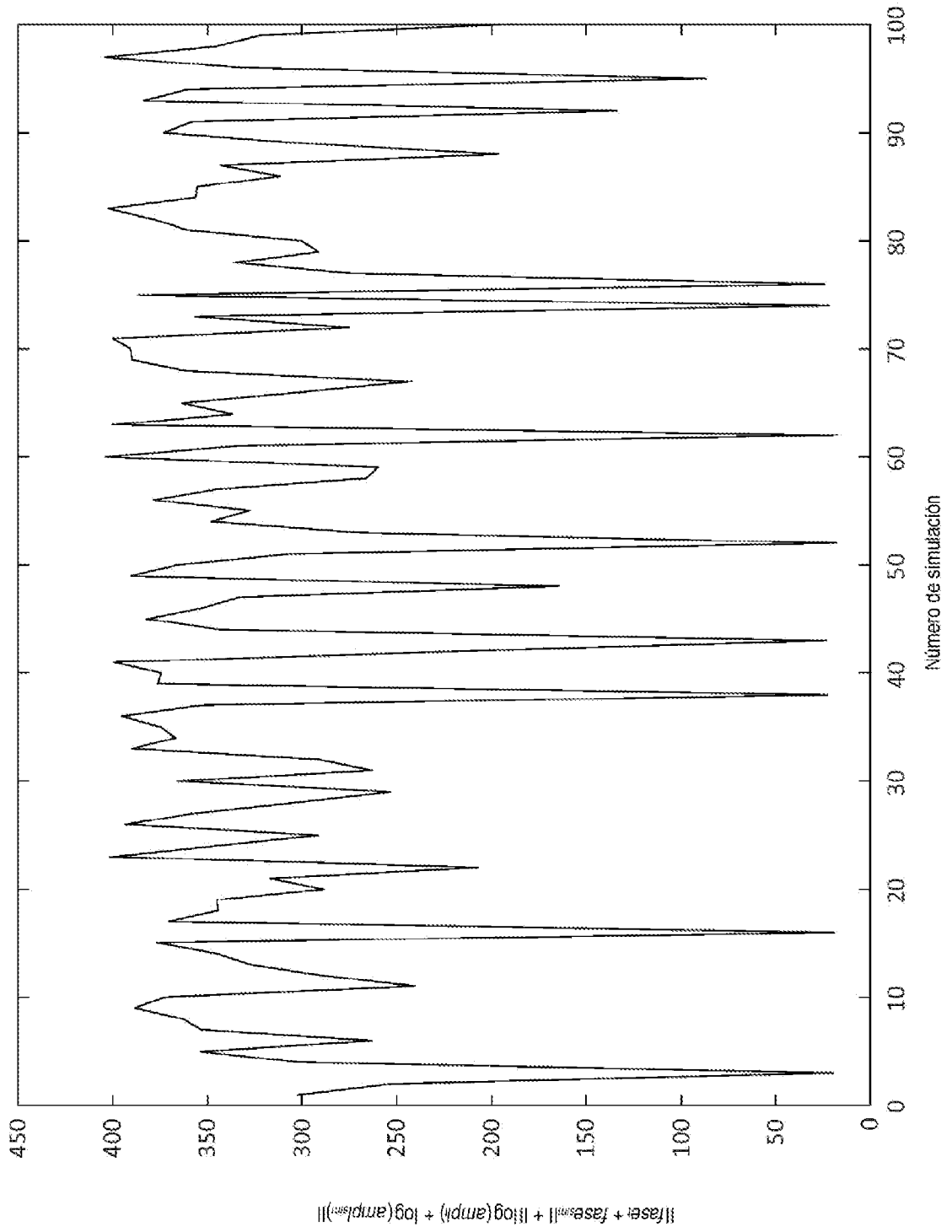


FIG. 12b