

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 993 121**

51 Int. Cl.:

G01V 1/36 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **27.08.2020 PCT/US2020/048182**

87 Fecha y número de publicación internacional: **25.03.2021 WO21055152**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.08.2020 E 20768784 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **02.10.2024 EP 4031910**

54 Título: **Procedimientos de atenuación de ruido aplicados durante el desmezclado y separación simultáneos de fuente**

30 Prioridad:

18.09.2019 US 201962901961 P

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

23.12.2024

73 Titular/es:

**BP CORPORATION NORTH AMERICA INC.
(100.00%)
501 Westlake Park Boulevard
Houston, TX 77079, US**

72 Inventor/es:

FU, KANG

74 Agente/Representante:

PONTI & PARTNERS, S.L.P.

ES 2 993 121 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

Procedimientos de atenuación de ruido aplicados durante el desmezclado y separación simultáneos de fuente

5 **ANTECEDENTES****REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS**

10 **[0001]** Esta solicitud reivindica el beneficio de la solicitud de patente provisional de EE. UU. Nº de serie 62/901.961, depositada el 18 de septiembre de 2019 y titulada "Noise Attenuation Applied During Simultaneous Source Deblending and Separation".

15 **[0002]** La presente descripción se relaciona en general con la generación de imágenes sísmicas y, más específicamente, con técnicas de atenuación de ruido que se utilizarán como parte de operaciones de desmezclado y operaciones de separación existentes para reducir las cantidades de ruido y mejorar las cantidades de señales de amplitud débil recuperadas en señales coherentes recuperadas durante la adquisición simultánea de fuente.

20 **[0003]** Esta sección pretende presentar al lector diversos aspectos de la técnica que pueden estar relacionados con diversos aspectos de la presente descripción, que se describen y/o reivindican a continuación. Se cree que esta discusión es útil para proporcionar al lector información de antecedentes para facilitar una mejor comprensión de los diversos aspectos de la presente descripción. En consecuencia, debe entenderse que estas declaraciones deben leerse en este sentido, y no como admisiones de la técnica anterior.

25 **[0004]** Un levantamiento sísmico incluye la generación de una imagen o mapa de una región subterránea de la Tierra enviando energía acústica al suelo y registrando la energía acústica reflejada que regresa de las capas geológicas dentro de la región subterránea. Durante un levantamiento sísmico, se coloca una fuente de energía en varias ubicaciones en o por encima de la región de la superficie de la Tierra, que puede incluir depósitos de hidrocarburos. Cada vez que se activa la fuente, la fuente genera una señal sísmica (por ejemplo, onda de sonido, onda acústica) que viaja hacia abajo a través de la Tierra, se refleja y, a su regreso, se registra utilizando uno o más
30 receptores sísmicos dispuestos en o por encima de la región del subsuelo de la Tierra. Los datos sísmicos registrados por los receptores sísmicos se pueden utilizar a continuación para crear una imagen o perfil de la región correspondiente del subsuelo.

35 **[0005]** Con el tiempo, a medida que se extraen hidrocarburos de la región del subsuelo de la Tierra, la ubicación, la saturación y otras características del yacimiento de hidrocarburos dentro de la región del subsuelo pueden cambiar. Como tal, puede ser útil determinar cómo la imagen o el mapa de la región del subsuelo cambia con el tiempo, de modo que las operaciones relacionadas con la extracción de los hidrocarburos pueden modificarse para extraer más eficientemente los hidrocarburos de la región del subsuelo de la Tierra.

40 **[0006]** El documento GB 2 520 124 A describe un procedimiento de exploración sísmica que contiene características estructurales o estratigráficas para determinar la presencia de hidrocarburos.

RESUMEN

45 **[0007]** A continuación, se establece un resumen de determinadas realizaciones descritas en esta solicitud. Debe entenderse que estos aspectos se presentan simplemente para proporcionar al lector un breve resumen de estas determinadas realizaciones y que estos aspectos no pretenden limitar el alcance de esta invención, como se define por las reivindicaciones adjuntas. De hecho, esta descripción puede abarcar una variedad de aspectos que pueden no exponerse a continuación.

50

[0008] La adquisición sísmica que utiliza fuentes y receptores puede ser útil en la generación de, por ejemplo, imágenes sísmicas. Las imágenes sísmicas se pueden usar, por ejemplo, en la determinación de depósitos de hidrocarburos (por ejemplo, áreas dentro de un subsuelo que contienen hidrocarburos) y/o peligros de perforación del subsuelo. Las imágenes sísmicas generalmente se producen a partir de formas de onda sísmicas producidas por una
55 fuente que se reflejan en regiones dentro del subsuelo y son recibidas por receptores. La imagen sísmica se puede construir utilizando un modelo de velocidad sísmica de alta resolución, tal como un modelo de inversión de forma de onda completa (FWI - *Full Waveform Inversion*), un modelo de tomografía o similar aplicado, por ejemplo, a través de un constructor de modelos de velocidad. El modelo de velocidad sísmica puede incluir datos indicativos de un cambio en la velocidad de las formas de onda sísmicas durante la propagación a través de la región del subsuelo. La fuente
60 que produce las formas de onda sísmicas puede ser una fuente activa (por ejemplo, fuentes antropogénicas de ondas sísmicas, como explosivos o cañones de aire) o una fuente pasiva (por ejemplo, no antropogénica, como las olas o el viento). Ciertas técnicas emplean fuentes activas debido a la alta relación señal-ruido (SNR - *signal-to-noise ratio*) resultante de las formas de onda sísmicas. Fuentes pasivas pueden complementar levantamientos sísmicos de fuentes activas. Por ejemplo, se pueden utilizar fuentes pasivas en la generación de modelos de velocidad de una región
65 cercana a la superficie (por ejemplo, menos de aproximadamente 500 metros (m) debajo de la superficie de la Tierra

y/o el fondo marino).

[0009] Además de los ejemplos proporcionados anteriormente, se pueden utilizar técnicas de registro de imágenes y/o datos para diversas aplicaciones en el procesamiento de datos sísmicos, como se describe en esta solicitud. Por ejemplo, los sistemas y procedimientos descritos a continuación pueden usarse para la atenuación del ruido mientras se reciben señales sísmicas con adquisición simultánea de datos de origen. Para elaborar, a veces se utilizan fuentes simultáneas para recopilar datos que generen una imagen sísmica. Las fuentes simultáneas pueden proporcionar muchos beneficios en la generación de una imagen sísmica, como una eficiencia mejorada, imágenes sísmicas resultantes mejoradas y un costo reducido, en relación con las fuentes no simultáneas. Sin embargo, las fuentes simultáneas a veces también conducen a desafíos particulares, como el ruido de mezcla generado por las interferencias de fuentes simultáneas que se mezclan con otros tipos de ruido incoherente (por ejemplo, el ruido de oleaje oceánico, el ruido ambiental de fondo). Dado que el ruido de mezcla es vulnerable a ser eliminado y/o filtrado inadvertidamente por algunas estrategias de atenuación de ruido (por ejemplo, deconvolución predictiva) y la calidad de los procedimientos de separación basados en inversión para separar fuentes simultáneas interferentes se basa en preservar la integridad del ruido de mezcla, puede ser difícil eliminar los otros tipos de ruido incoherente sin interferir con el ruido de mezcla. Otro desafío que se encuentra al separar las fuentes simultáneas interferentes es que la amplitud de los otros tipos de ruidos incoherentes puede ser relativamente más fuerte que la superposición de señales coherentes de amplitud débil. Cuando el desmezclado se realiza sin aislar los otros tipos de ruidos incoherentes, la disparidad entre las intensidades de amplitud puede conducir a un resultado inadecuado de las operaciones de desmezclado.

[0010] En la adquisición de fuentes no simultáneas, las fuentes sísmicas pueden dispararse con intervalos de tiempo lo suficientemente largos como para hacer que muchas o todas las señales sísmicas deseadas generadas a partir de disparos anteriores se registren antes de que se efectúe el siguiente disparo. Sin embargo, en la adquisición simultánea de la fuente, los intervalos de tiempo pueden ser menores que el tiempo utilizado para registrar un disparo completo. Por lo tanto, las señales sísmicas generadas a partir de disparos vecinos pueden mezclarse.

[0011] Los datos sísmicos registrados generalmente se clasifican en trazas bidimensionales (2-D), tridimensionales (3-D) o incluso de dimensiones superiores para su procesamiento. Debido a la continuidad de la geología de la Tierra, las señales reflejadas por la Tierra pueden ser coherentes en el dominio de las dimensiones 2-D, 3-D o superiores. Sin embargo, el ruido de mezcla, que se refiere a las señales recibidas durante los períodos de recopilación de datos que interfieren con un período de recopilación de datos actual, puede leerse como ruido en ciertos dominios de dimensión 2-D, 3-D o superior debido a la desalineación espacial en el tiempo de excitación de la fuente, a pesar de ser la réplica de una señal primaria (por ejemplo, energía o señal coherente) para un período de recopilación de datos de entrada posterior (por ejemplo, datos sísmicos de entrada). El desmezclado (usado indistintamente en esta invención con "operación de desmezclado" u "operaciones de desmezclado") se refiere a las técnicas utilizadas para separar las señales de manera que las señales generadas por cada disparo se colocan en los períodos correctos de recopilación de datos. De esta manera, el ruido de mezcla puede referirse a señales fuera de lugar que deben recuperarse y asociarse con sus señales primarias correspondientes (por ejemplo, energía coherente correspondiente en un período de recopilación de datos posterior). Puede haber otros tipos de ruido presentes en los datos sísmicos tan incoherentes o coherentes como el ruido de mezcla, lo que dificulta la eliminación de los otros tipos de ruido sin afectar o al menos eliminar parcialmente el ruido de mezcla.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0012] Varios aspectos de esta descripción se pueden entender mejor al leer la siguiente descripción detallada y al hacer referencia a los dibujos donde:

- La Figura 1 ilustra un diagrama de flujo de varios procedimientos que pueden realizarse con base en el análisis de datos sísmicos adquiridos a través de un sistema de levantamiento sísmico, según las realizaciones presentadas en esta invención;
- La Figura 2 ilustra un sistema de prospección marina en un entorno marino, de conformidad con realizaciones presentadas en esta invención;
- La Figura 2A ilustra un segundo sistema de prospección marina en un entorno marino, de conformidad con realizaciones presentadas en esta invención;
- La Figura 3 ilustra un sistema de prospección terrestre en un entorno terrestre, según las realizaciones presentadas en esta invención;
- La Figura 4 ilustra un sistema informático que puede realizar las operaciones descritas en esta invención según los datos adquiridos a través del sistema de prospección marina de la Figura 2 y/o el sistema de prospección terrestre de la Figura 3, según las realizaciones presentadas en esta invención;
- La Figura 5 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para generar una imagen sísmica a través del sistema informático de la Figura 4, según las realizaciones presentadas en esta invención;
- La Figura 6A ilustra una gráfica que representa una señal primaria fuerte, una señal primaria débil, ruido de mezcla de la señal primaria fuerte y ruido de mezcla de la señal primaria débil, según las realizaciones presentadas en esta invención;

La Figura 6B ilustra una gráfica que representa la señal primaria fuerte de la Figura 6A y la señal primaria débil de la Figura 6A separada del ruido de mezcla de la Figura 6A, pero presentada con ruido de mezcla residual de la señal primaria débil y una señal primaria débil deteriorada, según las realizaciones presentadas en esta invención;

La Figura 6C ilustra una gráfica que representa la señal primaria fuerte de la Figura 6A y la señal primaria débil de la Figura 6A separada del ruido de mezcla de la señal primaria fuerte y el ruido de mezcla de la señal primaria débil de la Figura 6A después de recuperar la señal primaria débil del ruido de mezcla residual de la Figura 6B, según las realizaciones presentadas en esta invención;

La Figura 7 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para operaciones de desmezclado basado en inversión que aprovechan una ventana expandida (por ejemplo, una ventana de recopilación expandida), según las realizaciones presentadas en esta invención;

La Figura 8 ilustra una visualización de las operaciones de desmezclado basadas en inversión de la Figura 7 que aprovechan una ventana expandida, según las realizaciones presentadas en esta invención;

La Figura 9 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la recuperación de señal de señales filtradas en el registro de otra excitación de fuente o ventana de tiempo negativa durante las operaciones de desmezclado basado en inversión iterativa de la Figura 7, según las realizaciones presentadas en esta invención; y

La Figura 10 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la recuperación de señal de señales filtradas en el registro de otra excitación de fuente o ventana de tiempo negativa después de las operaciones de desmezclado basado en inversión iterativa de la Figura 7, según las realizaciones presentadas en esta invención.

20 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE REALIZACIONES ESPECÍFICAS

[0013] Los datos sísmicos pueden proporcionar información valiosa con respecto a la descripción (como la ubicación y/o el cambio) de los depósitos de hidrocarburos dentro de una región del subsuelo de la Tierra. Se pueden realizar mejoras en el procesamiento de los datos sísmicos y la posterior generación de imágenes mediante el uso de técnicas de atenuación de ruido durante la separación de señales de los datos adquiridos con la adquisición sísmica de fuentes simultáneas. Como se describe en esta solicitud, estas mejoras incluyen cambios en la operación típica para mejorar las operaciones de desmezclado. Las operaciones de desmezclado mejoradas pueden incluir expandir una ventana de recolección para incluir datos sísmicos antes de un tiempo de excitación de una fuente sísmica de modo que durante el procesamiento se transfiera al menos algo de ruido de datos sísmicos a una porción del conjunto de datos correspondiente a la duración de tiempo antes del tiempo de excitación de la fuente sísmica para atenuar al menos una porción de las señales de ruido ambiental en una salida de procesamiento final.

[0014] A modo de introducción, los datos sísmicos se pueden adquirir utilizando una variedad de sistemas y técnicas de levantamiento sísmico, dos de los cuales se analizan con respecto a la Figura 2 y la Figura 3. Independientemente de la técnica de recopilación de datos sísmicos utilizada, después de adquirir los datos sísmicos, un sistema informático puede analizar los datos sísmicos adquiridos y utilizar los resultados del análisis de datos sísmicos (por ejemplo, sismograma, mapa de formaciones geológicas o similares) para realizar diversas operaciones dentro de las industrias de exploración y producción de hidrocarburos. Por ejemplo, la Figura 1 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento 10 que detalla diversos procedimientos que pueden emprenderse basándose en el análisis de los datos sísmicos adquiridos.

[0015] Con referencia ahora a la Figura 1, en el bloque 12, las ubicaciones y propiedades de los depósitos de hidrocarburos dentro de una región del subsuelo de la Tierra asociada con el levantamiento sísmico respectivo se pueden determinar según los datos sísmicos analizados. En una realización, los datos sísmicos adquiridos a través de una o más técnicas de adquisición sísmica se pueden analizar para generar un mapa o perfil que ilustra diversas formaciones geológicas dentro de la región del subsuelo.

[0016] Con base en las ubicaciones y propiedades identificadas de los depósitos de hidrocarburos, en el bloque 14, se pueden explorar ciertas posiciones o partes de la región del subsuelo. Es decir, las organizaciones de exploración de hidrocarburos pueden usar las ubicaciones de los depósitos de hidrocarburos para determinar ubicaciones en la superficie de la región del subsuelo para perforar en la Tierra. Como tal, las organizaciones de exploración de hidrocarburos pueden utilizar las ubicaciones y propiedades de los depósitos de hidrocarburos y las sobrecargas asociadas para determinar un camino a lo largo del cual perforar en la Tierra, cómo perforar en la Tierra y similares.

[0017] Después de que el equipo de exploración se ha colocado dentro de la región del subsuelo, en el bloque 16, los hidrocarburos que se almacenan en los depósitos de hidrocarburos pueden producirse a través de pozos de flujo natural, pozos de elevación artificial y similares. En el bloque 18, los hidrocarburos producidos podrán ser transportados a refinerías, instalaciones de almacenamiento, sitios de procesamiento y similares a través de vehículos de transporte, ductos y similares. En el bloque 20, los hidrocarburos producidos pueden procesarse según diversos procedimientos de refinación para desarrollar diferentes productos utilizando los hidrocarburos.

[0018] Se observa que los procedimientos analizados con respecto al procedimiento 10 pueden incluir otros procedimientos adecuados que pueden basarse en las ubicaciones y propiedades de los depósitos de hidrocarburos tal como se indica en los datos sísmicos adquiridos a través de una o más prospecciones sísmicas. Como tal, debe

entenderse que los procedimientos descritos anteriormente no pretenden representar una lista exhaustiva de procedimientos que pueden realizarse después de determinar las ubicaciones y propiedades de los depósitos de hidrocarburos dentro de la región del subsuelo.

5 **[0019]** Teniendo en cuenta lo anterior, la Figura 2 y la Figura 2A ilustran dos ejemplos de un sistema de prospección marina 22 (por ejemplo, para su uso junto con el bloque 12 de la Figura 1) que puede emplearse para adquirir datos sísmicos (por ejemplo, formas de onda) con respecto a una región del subsuelo de la Tierra en un entorno marino. En general, se puede llevar a cabo un levantamiento sísmico marino utilizando el sistema de levantamiento marino 22 en un océano 24 u otra masa de agua sobre una región del subsuelo 26 de la Tierra que se encuentra debajo de un fondo marino 28.

[0020] El sistema de prospección marina 22 puede incluir una embarcación 30, una fuente sísmica 32, un transmisor sísmico 34, un receptor sísmico 36 y/u otro equipo que pueda ayudar a adquirir imágenes sísmicas representativas de formaciones geológicas dentro de una región del subsuelo 26 de la Tierra. La fuente sísmica 32 puede incluir cualquier combinación de fuentes de vibración, fuentes de cañón de aire, fuentes de chispas y/o fuentes de baja frecuencia. El buque 30 puede remolcar la fuente sísmica 32 (por ejemplo, un conjunto de cañones de aire) que puede producir energía, como ondas acústicas (por ejemplo, formas de onda sísmicas), que se dirige a un fondo marino 28. La embarcación 30 también puede remolcar el transmisor sísmico 34 que tiene un receptor sísmico 36 (por ejemplo, hidrófonos) que puede adquirir formas de onda sísmicas que representan la salida de energía por las fuentes sísmicas 32 después de reflejarse en diversas formaciones geológicas (por ejemplo, domos de sal, fallas, pliegues o similares) dentro de la región del subsuelo 26. Además, aunque la descripción del sistema de prospección marina 22 se describe con una fuente sísmica 32 (representada en la Figura 2 como un conjunto de cañones de aire) y un receptor sísmico 36 (representado en la Figura 2 como una pluralidad de hidrófonos y/o geófonos), se observa que el sistema de prospección marina 22 puede incluir múltiples fuentes sísmicas 32 y múltiples receptores sísmicos 36. De la misma manera, aunque las descripciones anteriores del sistema de prospección marina 22 se describen con un cable sísmico 34, se observa que el sistema de prospección marina 22 puede incluir múltiples cables sísmicos 34. Además, embarcaciones adicionales 30 pueden incluir fuentes sísmicas adicionales 32, transmisores sísmicos 34 y similares para realizar las operaciones del sistema de prospección marina 22.

30 **[0021]** La Figura 2A ilustra un sistema sísmico de fondo oceánico (OBS - *Ocean Bottom Seismic*) 31 como un segundo sistema de prospección marina (por ejemplo, para usar junto con el bloque 12 de la FIG. 1) que también puede emplearse para adquirir datos sísmicos (por ejemplo, formas de onda) con respecto a una región del subsuelo de la Tierra en un entorno marino. El sistema OBS 31 puede funcionar para generar datos sísmicos (por ejemplo, conjuntos de datos de OBS). Si bien el sistema OBS ilustrado 31 es un sistema de Cable de Fondo Oceánico (OBC - *Ocean Bottom Cable*) que incluye uno o más receptores 33 dispuestos en el fondo marino 28 acoplados a través de un cable 35 a una segunda embarcación 44, se pueden utilizar otras realizaciones de un sistema OBS 31, tal como un sistema de Nodo de Fondo Oceánico (OBN - *Ocean Bottom Node*) o cualquier otro sistema sísmico que produzca imágenes de señal a ruido más altas a diferentes frecuencias en comparación con las del sistema de prospección marina 22.

40 **[0022]** Como se ilustra, el sistema OBS 31 puede incluir una fuente sísmica 32 (por ejemplo, un conjunto de cañones de aire) que es remolcada por una embarcación 30 y que puede producir energía, tal como ondas de sonido (por ejemplo, formas de ondas sísmicas), que se dirige al fondo marino 28. La energía puede reflejarse en diversas formaciones geológicas dentro de la región subsuperficial 26 y posteriormente adquirida (por ejemplo, recibida y/o registrada) por los uno o más receptores 33 dispuestos en el fondo marino 28. Por ejemplo, los datos pueden almacenarse en uno o más receptores 33 durante un período de tiempo prolongado (por ejemplo, horas, días, semanas o más) antes de que se recuperen los datos almacenados (ya sea a través del cable 35 o un vehículo operado remotamente (ROV - *remotely operated vehicle*)). Como se ilustra, el uno o más receptores 33 pueden acoplarse a una embarcación 44 (y, en algunas realizaciones, entre sí) a través del cable 35. Los datos adquiridos a través de uno o más receptores 33 pueden transmitirse a través del cable 35 a la embarcación 44 (o, por ejemplo, un vehículo operado remotamente (ROV - *remotely operated vehicle*) si el sistema OBS 31 es un sistema OBN).

[0023] En algunas realizaciones, el sistema OBS 31 se puede utilizar para adquirir conjuntos de datos OBS que son útiles en el mapeo y caracterización de yacimientos. Estos conjuntos de datos OBS generalmente tienen un ancho de banda de aproximadamente 2 Hz a 100 Hz con resultados de relación señal-ruido (SNR - *signal-to-noise ratio*) relativamente altos a bajas frecuencias (por ejemplo, a menos de o igual a aproximadamente 50 Hz, 40 Hz, 35 Hz, etc.) en relación con los conjuntos de datos 3DHR. Por lo tanto, el conjunto de datos OBS es complementario con respecto al ancho de banda de un conjunto de datos 3DHR adquirido a través del sistema de prospección marina 22 (por ejemplo, adquirido a través de una adquisición sísmica de alta resolución 2D, una adquisición sísmica de alta resolución 3D o similar).

[0024] Otros sistemas sísmicos no marinos utilizados para recopilar datos sísmicos se prevén adicionalmente para su uso con las presentes técnicas. Por ejemplo, la Figura 3 ilustra un sistema de estudio de tierra 38 (por ejemplo, para usar junto con el bloque 12 de la Figura 1) que puede emplearse para obtener información sobre la región del subsuelo 26 de la Tierra en un entorno no marino. El sistema de prospección terrestre 38 puede incluir una fuente

sísmica (terrestre) 40 y un receptor sísmico (terrestre) 44. En algunas realizaciones, el sistema de prospección terrestre 38 puede incluir una o más fuentes sísmicas múltiples 40 y uno o más receptores sísmicos 44 y 46. De hecho, para fines de discusión, la Figura 3 incluye una fuente sísmica 40 y dos receptores sísmicos 44 y 46. La fuente sísmica 40 (por ejemplo, vibrador sísmico) puede estar dispuesta en una superficie 42 de la Tierra por encima de la región del subsuelo 26 de interés. La fuente sísmica 40 puede producir energía (por ejemplo, ondas acústicas, formas de onda sísmicas) dirigida a la región del subsuelo 26 de la Tierra. Al llegar a varias formaciones geológicas (por ejemplo, domos de sal, fallas, pliegues) dentro de la región del subsuelo 26, la salida de energía de la fuente sísmica 40 puede reflejarse en las formaciones geológicas y ser adquirida o registrada por uno o más receptores basados en tierra (por ejemplo, 44 y 46).

[0025] En algunas realizaciones, los receptores sísmicos 44 y 46 pueden estar dispersos a lo largo de la superficie 42 de la Tierra para formar un patrón tipo cuadrícula. Como tal, cada receptor sísmico 44 o 46 puede recibir una forma de onda sísmica reflejada en respuesta a la energía que se dirige a la región del subsuelo 26 a través de la fuente sísmica 40. En algunos casos, una forma de onda sísmica producida por la fuente sísmica 40 puede reflejarse en diferentes formaciones geológicas y ser recibida por diferentes receptores. Por ejemplo, como se muestra en la Figura 3, la fuente sísmica 40 puede emitir energía que puede dirigirse a la región del subsuelo 26 como forma de onda sísmica 48. Un primer receptor sísmico 44 puede recibir la reflexión de la forma de onda sísmica 48 de una formación geológica y un segundo receptor sísmico 46 puede recibir la reflexión de la forma de onda sísmica 48 de una formación geológica diferente. Como tal, el primer receptor sísmico 44 puede recibir una forma de onda sísmica reflejada 50 y el segundo receptor 46 puede recibir una forma de onda sísmica reflejada 52.

[0026] En algunas otras realizaciones, los receptores sísmicos 33 y 44/46 pueden estar dispersos dentro de un pozo en un entorno marino o terrestre, a través de un perfil sísmico vertical (VSP - *vertical seismic profile*). En la adquisición sísmica de VSP, los receptores a lo largo del pozo pueden registrar las ondas de reflexión y transmisión emitidas desde la superficie del mar o la superficie de la tierra.

[0027] Independientemente de cómo se adquieran los datos sísmicos, un sistema informático (por ejemplo, para su uso junto con el bloque 12 de la Figura 1) puede analizar las formas de onda sísmicas adquiridas por los receptores sísmicos (marinos) 36 o los receptores sísmicos (terrestres) 44 y 46 para determinar información con respecto a la estructura geológica, la ubicación y propiedad de los depósitos de hidrocarburos y similares dentro de la región del subsuelo 26. La Figura 4 ilustra un ejemplo de un sistema informático 60 que puede realizar varias operaciones de análisis de datos para analizar los datos sísmicos adquiridos por los receptores 36, 44 o 46 para determinar la estructura de las formaciones geológicas dentro de la región del subsuelo 26.

[0028] Con referencia ahora a la Figura 4, el sistema informático 60 puede incluir un componente de comunicación 62, un procesador 64, memoria 66 (por ejemplo, un medio tangible, no transitorio y legible por máquina), almacenamiento 68 (por ejemplo, un medio tangible, no transitorio y legible por máquina), puertos de entrada/salida (E/S) 70, una pantalla 72 y similares. El componente de comunicación 62 puede ser un componente de comunicación inalámbrico o cableado que puede facilitar la comunicación entre los receptores 36, 44, 46, una o más bases de datos 74, otros dispositivos informáticos y otros dispositivos con capacidad de comunicación. En una realización, el sistema informático 60 puede recibir datos del receptor 76 (por ejemplo, datos sísmicos, sismogramas) adquiridos previamente por receptores sísmicos a través de un componente de red, la base de datos 74 o similar. El procesador 64 del sistema informático 60 puede analizar o procesar los datos del receptor 76 para determinar diversas características con respecto a las formaciones geológicas dentro de la región del subsuelo 26 de la Tierra.

[0029] El procesador 64 puede ser cualquier tipo de procesador informático o microprocesador capaz de ejecutar código o instrucciones ejecutables por ordenador para implementar los procedimientos descritos en esta invención. El procesador 64 también puede incluir varios procesadores que pueden realizar las operaciones descritas a continuación. La memoria 66 y el almacenamiento 68 pueden ser cualquier artículo de fabricación adecuado que sirva como medio para almacenar código ejecutable por procesador, datos o similares. Estos artículos de fabricación pueden representar medios legibles por ordenador (por ejemplo, cualquier forma adecuada de memoria o almacenamiento) que pueden almacenar el código ejecutable por procesador utilizado por el procesador 64 para realizar las técnicas descritas en esta invención. En general, el procesador 64 puede ejecutar aplicaciones de software que incluyen programas que procesan datos sísmicos adquiridos a través de receptores de un levantamiento sísmico según las realizaciones descritas en esta invención.

[0030] La memoria 66 y el almacenamiento 68 también se pueden usar para almacenar los datos, el análisis de los datos, las aplicaciones de software y similares. La memoria 66 y el almacenamiento 68 pueden representar medios legibles por ordenador no transitorios (por ejemplo, cualquier forma adecuada de memoria o almacenamiento) que puedan almacenar el código ejecutable por procesador utilizado por el procesador 64 para realizar diversas técnicas descritas en esta invención. Cabe señalar que tangible y no transitorio simplemente indica que el medio es tangible y no es una señal.

[0031] Los puertos de E/S 70 son interfaces que pueden acoplarse a otros componentes periféricos tales como dispositivos de entrada (por ejemplo, teclado, ratón), sensores, módulos de entrada/salida (E/S) y similares. Los

puertos de E/S 70 pueden permitir que el sistema informático 60 se comunique con otros dispositivos en el sistema de prospección marina 22, el sistema de levantamiento terrestre 38 o similares.

5 **[0032]** La pantalla 72 puede representar visualizaciones asociadas con software o código ejecutable procesado por el procesador 64. En una realización, la pantalla 72 puede ser una pantalla táctil capaz de recibir entradas de un usuario del sistema informático 60. La pantalla 72 también se puede utilizar para ver y analizar los resultados del análisis de los datos sísmicos adquiridos para determinar las formaciones geológicas dentro de la región del subsuelo 26, la ubicación y la propiedad de los depósitos de hidrocarburos dentro de la región del subsuelo 26, y similares. La pantalla 72 puede ser cualquier tipo de pantalla adecuado, tal como una pantalla de cristal líquido (LCD), una pantalla 10 de plasma o una pantalla de diodo orgánico emisor de luz (OLED). Además de representar la visualización descrita en esta invención a través de la pantalla 72, debe observarse que el sistema informático 60 también puede representar la visualización a través de otros elementos tangibles, tales como papel (por ejemplo, a través de impresión) y similares.

15 **[0033]** Teniendo en cuenta lo anterior, las presentes técnicas descritas en esta invención también se pueden realizar usando un superordenador que emplea múltiples sistemas informáticos 60, un sistema informático en la nube o similares para distribuir procedimientos que se realizarán en múltiples sistemas informáticos. En este caso, cada sistema informático 60 que funciona como parte de un superordenador puede no incluir cada componente enumerado como parte del sistema informático 60. Por ejemplo, cada sistema informático 60 puede no incluir la pantalla 72 ya que 20 la pantalla 72 puede no ser útil para un superordenador diseñado para procesar continuamente datos sísmicos.

[0034] Después de realizar varios tipos de procesamiento de datos sísmicos, el sistema informático 60 puede almacenar los resultados del análisis en una o más bases de datos 74. Las bases de datos 74 pueden estar acopladas comunicativamente a una red que puede transmitir y recibir datos hacia y desde el sistema informático 60 a través del 25 componente de comunicación 62. Además, las bases de datos 74 pueden almacenar información con respecto a la región del subsuelo 26, tal como sismogramas anteriores, datos de muestras geológicas, imágenes sísmicas y similares con respecto a la región del subsuelo 26.

[0035] Aunque los componentes descritos anteriormente se han analizado con respecto al sistema informático 30 60, debe observarse que componentes similares pueden constituir el sistema informático 60. Además, el sistema informático 60 también puede ser parte del sistema de prospección marina 22 o el sistema de prospección terrestre 38 y, por lo tanto, puede monitorear y/o controlar ciertas operaciones de las fuentes sísmicas 32 o 40, los receptores 36, 44, 46 o similares. Además, debe observarse que los componentes enumerados se proporcionan como componentes de ejemplo y las realizaciones descritas en esta invención no se limitan a los componentes descritos 35 con referencia a la Figura 4.

[0036] En algunas realizaciones, el sistema informático 60 (por ejemplo, el procesador 64 que funciona junto con al menos una de la memoria 66 o el almacenamiento 68) puede generar una representación bidimensional o una representación tridimensional de la región del subsuelo 26 según los datos sísmicos recibidos a través de los 40 receptores mencionados anteriormente. Además, los datos sísmicos asociados con múltiples combinaciones de fuente/receptor se pueden combinar para crear un perfil casi continuo de la región del subsuelo 26 que se puede extender a cierta distancia. En un levantamiento sísmico bidimensional (2-D), las ubicaciones del receptor pueden colocarse a lo largo de una sola línea, mientras que en un levantamiento tridimensional (3-D) las ubicaciones del receptor pueden distribuirse a través de la superficie en un patrón de cuadrícula. Como tal, un levantamiento sísmico 45 2-D puede proporcionar una imagen transversal (corte vertical) de las capas de la Tierra presentes debajo de las ubicaciones de registro. Un levantamiento sísmico 3D, por otro lado, puede crear un "cubo" o volumen de datos que puede corresponder a una imagen 3D de la región del subsuelo 26.

[0037] Además, una prospección sísmica de cuatro dimensiones (4-D o lapso de tiempo) puede incluir datos 50 sísmicos adquiridos durante un levantamiento 3-D en múltiples momentos. Usando las diferentes imágenes sísmicas adquiridas en diferentes momentos, el sistema informático 60 puede comparar las dos imágenes para identificar cambios en la región del subsuelo 26.

[0038] En cualquier caso, un levantamiento sísmico puede incluir una gran cantidad de registros sísmicos 55 individuales (por ejemplo, trazas, trazas sísmicas). Como tal, el sistema informático 60 analiza los datos sísmicos adquiridos y obtiene una imagen representativa de la región del subsuelo 26. El sistema informático 60 puede usar la imagen para determinar ubicaciones y/o propiedades de depósitos de hidrocarburos. Con ese fin, se puede utilizar una variedad de algoritmos de procesamiento de datos sísmicos para eliminar el ruido de los datos sísmicos adquiridos, migrar los datos sísmicos preprocesados, identificar cambios entre múltiples imágenes sísmicas, alinear 60 múltiples imágenes sísmicas y similares.

[0039] Después de que el sistema informático 60 analiza los datos sísmicos adquiridos, los resultados del análisis de datos sísmicos (por ejemplo, sismograma, imágenes sísmicas, mapa de formaciones geológicas, etc.) pueden usarse para realizar diversas operaciones dentro de las industrias de exploración y producción de 65 hidrocarburos. En algunas realizaciones, el sistema informático 60 puede proporcionar una indicación de la presencia

de hidrocarburos. Como tal, el sistema informático 60 proporciona una indicación de la región del subsuelo 26 que es probable que tenga hidrocarburos y proporciona una posición (por ejemplo, coordenadas o un área relativa) de las regiones que incluyen los depósitos de hidrocarburos y/o (en algunos casos) peligros de perforación del subsuelo. En otras realizaciones, la imagen generada según las presentes técnicas puede visualizarse a través de la pantalla 72 del sistema informático 60, facilitando así la localización de una región por parte de un usuario del sistema informático 60. En consecuencia, los datos sísmicos adquiridos se pueden utilizar para realizar el procedimiento 78 de la Figura 5 que detalla un ejemplo de los diversos procedimientos que se pueden llevar a cabo basándose en el análisis de los datos sísmicos adquiridos para proporcionar un análisis de datos sísmicos.

10 **[0040]** En algunas realizaciones, una imagen sísmica puede generarse junto con un esquema de procesamiento sísmico como, por ejemplo, el procedimiento 78 ilustrado en la Figura 5, mediante el sistema informático 60 (y más específicamente, el procesador 64 que funciona junto con al menos una de la memoria 66 o el almacenamiento 68). Como se ilustra, el procedimiento 78 incluye una secuencia de procesamiento sísmico que incluye una recopilación de datos sísmicos en el bloque 80, la edición de los datos sísmicos en el bloque 82, el procesamiento inicial en el bloque 84 y el procesamiento de señales, el acondicionamiento y la formación de imágenes (que pueden, por ejemplo, incluir la producción de secciones o volúmenes con imágenes) en el bloque 86 antes de cualquier interpretación de los datos sísmicos, cualquier mejora adicional de la imagen en consonancia con los objetivos de exploración deseados, la generación de atributos a partir de los datos sísmicos procesados, la reinterpretación de los datos sísmicos según sea necesario y la determinación y/o generación de una prospección de perforación u otras aplicaciones de prospección sísmica. Como resultado del procedimiento 78, se puede identificar la ubicación de hidrocarburos dentro de una región del subsuelo 26. Como se describió anteriormente, la calidad de los datos sísmicos puede mejorarse utilizando las técnicas de recuperación de ruido descritas en esta invención.

25 **[0041]** La Figura 6A ilustra un gráfico 100A que representa una señal primaria fuerte 102, una señal primaria débil 104, ruido de mezcla 106 de la señal primaria fuerte 102, ruido de mezcla 108 de la señal primaria débil 104 y otro ruido 112 (por ejemplo, ruido de oleaje de fondo). Como se describió anteriormente, estas señales pueden ser generadas inicialmente por la fuente sísmica 32 o múltiples fuentes en diferentes momentos. Cuando se realizan adquisiciones de fuentes simultáneas de datos sísmicos, la fuente sísmica 32 puede transmitir una primera señal en un primer momento y la misma fuente u otra fuente puede transmitir una segunda señal en un segundo momento (por ejemplo, un momento posterior a la primera vez).

30 **[0042]** Aunque no se emiten al mismo tiempo, la primera señal y la segunda señal pueden transmitirse relativamente cerca en el tiempo, de modo que existe la posibilidad de interferencia de señal sin ruido causada por la recepción de la segunda señal durante la recepción de la primera señal. Por lo tanto, a veces al menos una porción de la segunda señal es recibida por los receptores 36, 44 y/o 46 cuando los receptores 36, 44 y/o 46 esperan recibir la primera señal.

40 **[0043]** De esta manera, los datos recopilados correspondientes a la primera señal pueden incluir datos correspondientes a la segunda señal. Si esto ocurre, la segunda señal que aparece en los datos de la primera señal puede considerarse interferencia de señal sin ruido, señales de coherencia débil o ruido de mezcla. Dado que la segunda señal puede ser diferente (por ejemplo, afectada por formaciones diferentes a las de la primera señal) de la primera señal, combinar preventivamente las dos señales para el análisis de datos puede ser inadecuado y posteriormente causar interferencias en los datos.

45 **[0044]** Excluyendo los ruidos generados por el fondo o el equipo, la grabación sísmica puede considerarse como una suma de señales primarias con diferentes ventanas de tiempo. En otras palabras, cada señal primaria que existe puede existir dentro de un marco de tiempo diferente del registro sísmico. Al predecir/determinar las señales primarias para cada ventana de tiempo, cualquier error que resulte al predecir una señal primaria en una ventana de tiempo puede causar errores en otras ventanas superpuestas porque la suma es fija. Por lo tanto, predecir el ruido de mezcla puede ser tan beneficioso para el análisis de señales como predecir las señales primarias coherentes.

50 **[0045]** Para ayudar a ilustrar, la señal primaria fuerte 102 puede corresponder a los datos recopilados correspondientes a la señal primaria de múltiples excitaciones de fuente sísmica (a saber, disparos) que viajan a través de una o más características dentro de la tierra y regresan a un receptor. Por ejemplo, la fuente sísmica 32 puede haber transmitido la primera señal en un primer momento y, en un momento posterior, los receptores 36, 44 y/o 46 pueden haber recibido datos correspondientes a la primera señal. Antes de que el receptor 36, 44 y/o 46 complete el registro de la primera señal, la misma fuente sísmica 32 o una fuente diferente puede transmitir otra señal y registrarse. Los receptores 36, 44 y/o 46 pueden continuar grabando hasta que se haya grabado al menos una porción de los disparos (por ejemplo, algunos disparos, muchos disparos, todos los disparos). El desplazamiento del registro continuo para alinear los ceros de tiempo con los tiempos de las excitaciones de la fuente sísmica puede generar los datos recopilados (comúnmente denominados recopilación de receptores común o una recopilación, pero en esta invención denominados como "recopilación") representados en la gráfica 100A. Los datos recopilados incluyen la señal primaria fuerte 102 (por ejemplo, la señal real asociada con la respuesta principal de la señal de las fuentes sísmicas y múltiples excitaciones hacia una o más características o formaciones que se analizan como parte de la recopilación de datos sísmicos, señal coherente), la señal primaria débil 104 (por ejemplo, energía coherente relacionada con características

del subsuelo más profundas con amplitud más débil), el ruido de mezcla 106 que es la misma energía que la señal primaria fuerte 102, excepto que los ceros de tiempo están desalineados con respecto a cuando se excitan los disparos, y el ruido de mezcla 108 que tiene la misma energía que la señal primaria débil 104, excepto que los ceros de tiempo están desalineados con respecto a cuando se excitan los disparos. El ruido de mezcla 106 puede superponerse con los datos de la señal primaria 104, donde los datos de la señal primaria 104 son relativamente débiles en comparación con los datos de la señal primaria fuerte 102 y el ruido de mezcla 106.

[0046] A veces, las operaciones de procesamiento de señales provocan el descarte o la desestimación del ruido de mezcla 106. Sin embargo, cuando se utilizan operaciones de procesamiento de señal para aislar la señal primaria 102 de las otras señales, puede no ser deseable ignorar el ruido de mezcla 108 y la señal primaria débil 104. Para aislar la señal primaria 102 del resto de las señales, se pueden realizar operaciones de separación en los datos recopilados. Sin embargo, estas operaciones de separación pueden causar inadvertidamente al menos una mala asignación del ruido de mezcla 106 (por ejemplo, una porción de la señal primaria débil 104 se asigna para ser el ruido de mezcla predicho 106). De esta manera, se pueden perder datos sísmicos valiosos que se superponen con la señal primaria 102 y el ruido de mezcla 106 cuando el ruido de mezcla 106 se estima o determina incorrectamente. Como se describe con más detalle a continuación, las operaciones de separación pueden calcular un residuo que generalmente corresponde a una diferencia entre los datos registrados y las señales estimadas. Cuando se estima o determina incorrectamente el ruido de mezcla 106, por ejemplo, el residuo del ruido de mezcla puede corresponder a una pérdida de señal en un momento diferente dado que el ruido de mezcla 106 representa la señal primaria fuerte 102, o energía coherente, mal ubicada y detectada en un momento diferente al esperado. Los valiosos datos sísmicos que se superponen con la fuerte señal primaria 102 y el ruido de mezcla 106 también pueden perderse cuando se sobreestima la predicción del ruido de mezcla 106 (es decir, cuando se asignan más datos a la predicción del ruido de mezcla 106 de los que debería haber), lo que provoca que se pierda la débil señal primaria 104 que se superpone con el ruido de mezcla 106.

[0047] La Figura 6B ilustra los resultados de las operaciones de desmezclado y/o separación en los datos recopilados, en particular la Figura 6B ilustra una gráfica 116A que representa la señal primaria fuerte 102 y la señal primaria débil 104 separadas de las otras señales de la gráfica 100A. Aunque la señal primaria fuerte 102 se muestra como recuperada de las operaciones, no es suficiente simplemente descartar los datos que están asociados con las otras señales ya que puede haber datos de señal primaria ocultos dentro de estas otras señales, por ejemplo, los datos de la señal primaria débil 104 pueden estar ocultos. Los datos de señal primaria ocultos deben asociarse con otros datos de señal primaria para facilitar la recopilación completa de datos. En este caso, la señal primaria fuerte 102 y su ruido de mezcla 106 están sobreestimados (donde la energía correspondiente a otras señales está mal asignada como parte de la señal primaria fuerte 102 y el ruido de mezcla 106), y por lo tanto parte de la energía correspondiente a la energía primaria débil 104 se ha filtrado en la predicción de la señal primaria fuerte 102 y su ruido de mezcla 106, lo que puede dar como resultado la aparición del ruido de mezcla residual 108B de la señal primaria débil 104 y la aparición de una señal primaria debilitada 104B. Para realizar la operación de desmezclado y/o separación con la energía filtrada recuperada, se combinan múltiples separaciones de energías coherentes y no coherentes en el mismo dominio y/o en diferentes dominios mediante peinado, mezclado y sustracción con los datos continuos mezclados originales durante las iteraciones de procesamiento, con el fin de recuperar adecuadamente las señales primarias de otras señales, tales como el ruido de mezcla 108B. Se discuten más detalles con respecto a estas operaciones de desmezclado en la Solicitud Provisional de Patente de EE. UU. n° 62/819.145, depositada el 15 de marzo de 2019. Cabe señalar que el ruido residual no se deriva exclusivamente de la señal primaria débil 104 y su ruido de mezcla 108. Por ejemplo, la señal primaria fuerte 102 y su ruido de mezcla 106 también pueden tener ruido residual que puede tratarse con las mismas técnicas.

[0048] Además del ruido de mezcla generado debido a la adquisición sísmica de fuente simultánea, puede haber ruidos generados por otras fuentes, tales como ruido de oleaje oceánico durante la adquisición marina, otro ruido de interferencia sísmica de un levantamiento sísmico cercano, ruido de viento, ruido de vehículo o similares. Estos ruidos se mezclan con el ruido de mezcla y pueden tener una amplitud constante a través de la ventana de tiempo de grabación. Esto puede estar en contraste con las amplitudes de las señales sísmicas que tienden a decaer con el tiempo debido a la atenuación asociada con el viaje a través de la Tierra. El ruido 112 es incoherente, pero puede tener una amplitud más fuerte que la señal primaria débil 104. Durante la predicción de señales primarias y el ruido de mezcla, es probable que estos ruidos se difuminen en el ruido 112B y se filtren en una predicción de la señal primaria y del ruido de mezcla. Cuando se intenta predecir la señal primaria débil 104, la predicción de la señal primaria débil 104 se deteriora cuando el ruido 112 se solapa con la señal primaria 104.

[0049] La Figura 6C ilustra un gráfico 126A que representa la señal primaria fuerte 102 y la señal primaria débil 104C y el ruido de mezcla 108C. La señal primaria débil 104C puede incluir algo del ruido de mezcla residual 108B. Esto se puede lograr mediante la recuperación del ruido de mezcla residual 108B en la Figura 6B. Antes de usar las técnicas de recuperación de señal, la fuga de la señal primaria débil 104 hacia el ruido de mezcla 106 (o la fuga del ruido de mezcla 108 hacia la señal primaria fuerte 102) se acumula después de iteraciones de operaciones de desmezclado o separación y puede provocar pérdida de señal. Sin embargo, usando las técnicas de recuperación modificadas, el ruido de mezcla residual 108B puede separarse de la señal primaria fuerte 102 y devolverse adicionalmente a las señales primarias débiles 104 originalmente asociadas con el ruido de mezcla residual 108B. Sin

embargo, la presencia de otros tipos de ruido 112B puede reducir la efectividad de las operaciones, dejando parte de la señal primaria débil 104 cerca de las señales primarias más fuertes 102, representadas como señal primaria débil 104C y ruido 108C.

5 **[0050]** El ruido 112B puede permanecer en la salida de la operación de desmezclado, como se muestra en la Figura 6C. Puede ser deseable atenuar los ruidos, especialmente alrededor de la señal débil 104, donde el ruido fuerte puede conducir a una baja relación de señal a ruido (S/N - *Signal to Noise*). Mediante el uso de las técnicas de desmezclado modificadas en esta invención, una o más realizaciones pueden atenuar estos ruidos, especialmente cerca de las señales primarias débiles, mejorando la calidad de las imágenes profundas del subsuelo.

10

[0051] La Figura 7 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento 200 para operaciones de desmezclado basado en inversión. Además, aunque el procedimiento 200 se describe como realizado por el sistema informático 60, debe entenderse que el procedimiento 200 puede realizarse mediante cualquier sistema informático, dispositivo informático y/o controlador adecuado. De esta manera, también debe entenderse que algunas o todas las operaciones de procesamiento modificadas en esta invención, una o más realizaciones pueden ser realizadas por uno o más componentes del sistema informático 60, incluido el procesador 64, la memoria 66 o similares, y pueden ser ejecutadas por el procesador 64, por ejemplo, ejecutando código, instrucciones, comandos o similares almacenados en la memoria 66 (por ejemplo, un medio tangible, no transitorio y legible por ordenador).

15

20 **[0052]** En el bloque 202, el sistema informático 60 puede inicializar un conjunto de datos (por ejemplo, inicialización: conjunto). El sistema informático 60 puede generar o asignar en la memoria 66 una serie de memorias intermedias de datos o almacenes de datos para almacenar resultados de cálculos futuros. Por ejemplo, se pueden generar dos memorias intermedias de datos, donde una primera memoria intermedia de datos puede almacenar residuos calculados y una segunda memoria intermedia de datos puede almacenar datos de cañón de aire desmezclados. Los residuos generalmente corresponden a una diferencia entre los datos registrados y una suma de las señales estimadas. La primera memoria intermedia de datos puede almacenar inicialmente una copia de los datos sísmicos registrados (reemplazados después de cálculos futuros con un valor residual), mientras que la segunda memoria intermedia de datos puede almacenar inicialmente cero datos. Se observa que se pueden añadir memorias intermedias adicionales y secuencias de procesamiento adicionales al procedimiento 200 para acomodar múltiples operaciones de desmezclado de fuentes.

25

30

[0053] En el bloque 204, el sistema informático 60 puede determinar si el residuo inicial es adecuadamente pequeño (por ejemplo, es igual a cero, es menor que una cantidad umbral y/o es igual a un valor umbral residual asociado con un valor residual adecuadamente pequeño) y/o si se cumple un umbral de recuento de iteraciones (por ejemplo, un umbral de iteraciones asociado con un número máximo de veces que el valor del residuo puede actualizarse de forma iterativa). Si el residuo es lo suficientemente pequeño, los datos originales pueden considerarse completamente desmezclados. Cuando los datos originales se desmezclan, la estimación de la señal (por ejemplo, la salida desmezclada) ha cambiado del valor de inicialización original (por ejemplo, cero) a datos distintos de cero. Sin embargo, si el residuo no es suficientemente pequeño, el sistema informático 60 puede realizar varias operaciones de procesamiento para intentar ajustar el valor residual al valor umbral (por ejemplo, un valor que es adecuadamente pequeño). El sistema informático 60 puede procesar iterativamente los datos originales para generar un valor residual adecuadamente pequeño y continuar determinando una salida desmezclada final. Sin embargo, esto puede llevar más de una iteración de procesamiento. De esta manera, la salida desmezclada final puede ser una estimación de señal primaria actualizada (ya que el procedimiento 200 está dirigido a separar señales coherentes de señales no coherentes para determinar una estimación de señal primaria), o una suma ponderada de la estimación de señal primaria actualizada y la estimación de señal primaria de iteraciones anteriores. En cada iteración, un recuento de iteraciones puede aumentar en uno u otro incremento adecuado (o decremento, en algunas realizaciones). Por lo tanto, en el bloque 204, el sistema informático 60 también puede verificar para ver si se cumple el umbral de recuento de iteraciones, o si el recuento de iteraciones excede un número umbral de iteraciones a realizar. Antes de realizar otras operaciones, el recuento de iteraciones es inicialmente igual a cero, donde el umbral de recuento de iteraciones puede no ser igual a cero. Incluso si el residuo no es adecuadamente pequeño, si se alcanza el umbral de conteo de iteraciones, el sistema informático 60 continúa en el bloque 206 para continuar con el procedimiento 200. Esto ayuda a limitar los recursos de procesamiento gastados por el sistema informático 60 en hacer que el residuo sea una cantidad adecuada (por ejemplo, residual=0).

35

40

45

50

55

[0054] En respuesta a que el residuo no es igual a la cantidad adecuada, como cero, o en respuesta a que no se cumple el umbral de recuento de iteraciones, el sistema informático 60 puede continuar el procedimiento 200 en el bloque 208. Para describir el procedimiento 200 a un nivel alto, en el bloque 208, el sistema informático 60 puede realizar operaciones de procesamiento para intentar ajustar el residuo a una cantidad más favorable o más deseable (por ejemplo, operaciones de reducción residual para reducir el residuo a un valor inferior o una cantidad más deseable).

60

[0055] Más particularmente, en el bloque 222, el sistema informático 60 puede realizar operaciones de peinado. Las operaciones de peinado pueden generar un residuo peinado que se utiliza en las operaciones en el bloque 230. Las operaciones de peinado pueden incluir el uso de un filtro de peine o la realización de un filtrado de peine. El filtrado

65

del peinado se puede realizar cortando una ventana de tiempo de la grabación continua para un disparo dado (llamado traza del disparo dado) siendo el tiempo de inicio de la ventana el tiempo de excitación de la fuente sísmica del disparo dado, repitiendo la operación de corte para cada disparo y clasificando las trazas según la cuadrícula de disparo deseada. Sin embargo, expandir el corte de la ventana de tiempo para incluir datos para el disparo dado antes del momento de la excitación de la fuente sísmica del disparo dado puede mejorar la eliminación del ruido sísmico más adelante en el procedimiento 200 (por ejemplo, usando una ventana de tiempo negativa o una ventana de tiempo parcialmente negativa). Esta ventana de tiempo negativa puede ser del orden de 4-5 segundos, por ejemplo. Se discuten detalles adicionales con respecto a las operaciones de peinado en los párrafos que describen al menos la Figura 4, la Figura 5, la Figura 6, la Figura 7 y la Figura 8 de la solicitud de patente de EE. UU. en tramitación, asignada en común, número de serie 12/542.433, concedida como patente de EE. UU. N°. 8.295.124 el 23 de octubre de 2012.

[0056] El sistema informático 60 puede, en el bloque 226, acceder a los memorias intermedias de memoria que almacenan los datos desmezclados estimados actuales (por ejemplo, el bloque 226). En el bloque 230, el sistema informático 60 puede sumar cada dato desmezclado estimado actual con su residuo peinado correspondiente (por ejemplo, en el bloque 230).

[0057] Como se describió anteriormente, a veces el sistema informático 60 puede aplicar operaciones del procedimiento 200 para desmezclar una recopilación que tiene datos de dos o más tipos de fuentes. Cuando se separan diferentes tipos de fuentes, puede ser deseable equilibrar sus amplitudes, de lo contrario, un tipo de fuente puede dominar sobre el otro y las operaciones de procesamiento pueden no converger a un valor constante o un valor cero. Por lo tanto, en el bloque 236, el sistema informático 60 puede equilibrar las intensidades relativas de los diferentes tipos de fuentes y/o atenuar las frecuencias no producidas por la fuente correspondiente (por ejemplo, el bloque 236). Intentar producir una señal coherente que no está allí, por ejemplo, intentar encontrar una señal coherente por encima de 4 Hz para una fuente de baja frecuencia que produce poca o ninguna energía en esa banda de frecuencia, puede ser generalmente ineficiente. Además, intentar hacerlo puede acentuar el ruido, lo que puede hacer que las salidas del sistema informático 60 que realizan las operaciones del procedimiento 200 no converjan en un resultado utilizable. Por lo tanto, el procedimiento modificado 200 incluye una operación de ponderación de tiempo y/o frecuencia adicional para atenuar las frecuencias no producidas por la fuente correspondiente (por ejemplo, el bloque 236).

[0058] El sistema informático 60, en el bloque 240, puede suavizar los datos para extraer señales coherentes de señales no coherentes (por ejemplo, el bloque 240). En el bloque 240, el sistema informático 60 puede realizar una extracción de señal coherente (por ejemplo, el bloque 240). Se puede usar una Transformada de Fourier para la extracción de la señal basada en la coherencia. Sin embargo, se observa que la Transformada de Fourier puede sustituirse por otros procedimientos que promueven la dispersión, tales como Transformada de Radón, Descomposición de Vectores Singulares, Análisis de Espectro Singular o similares.

[0059] La extracción de señal basada en coherencia puede incluir que el sistema informático 60 acceda a al menos una porción de trazas en disparos seleccionados asociados con un receptor sísmico seleccionado 36, 44, 46. El sistema informático 60 puede organizar los datos en una recopilación apropiada correspondiente a su fuente 32, 40. El sistema informático 60 puede realizar una Transformada de Fourier en las trazas de la recopilación en las direcciones de tiempo y espacio, de modo que la señal deseada pueda volverse "escasa" en ese dominio. Después de la Transformada de Fourier, el sistema informático 60 puede atenuar el ruido (por ejemplo, señales no coherentes, señales de coherencia débil) y/o mejorar la energía coherente (por ejemplo, señales coherentes) en la recopilación transformada. De esta manera, los valores menores que un valor umbral en el espacio transformado pueden ponerse a cero mientras se deja intacta la señal coherente (mayor que el valor umbral) o se resta la amplitud de la señal coherente por el valor umbral. Después de atenuar el ruido, el sistema informático 60 puede realizar una Transformada de Fourier inversa para devolver los datos en la recopilación transformada a su dominio original.

[0060] El sistema informático 60 puede separar las excitaciones de fuente de interferencia en una recopilación de fuentes (o llamada recopilación de receptores común) basándose al menos en parte en un parámetro umbral (por ejemplo, una cantidad umbral). El parámetro umbral puede corresponder a la cantidad de coherencia en el dominio de promoción disperso, a través del cual las señales pueden pasar y luego transformarse de nuevo al dominio de espacio tiempo como señales primarias. El valor umbral disminuye gradualmente para permitir que se extraigan señales más coherentes, aunque no es necesario que el valor umbral disminuya monótonamente. El parámetro umbral puede permitir que se use al menos una primera restricción de coherencia (por ejemplo, parámetro) para separar al menos una porción de datos para la primera fuente sísmica de al menos una porción adicional de datos para el disparo vecino de la primera fuente sísmica. En algunos casos, el sistema informático 60 puede separar las señales no coherentes determinadas en señales coherentes adicionales y señales no coherentes adicionales. En estos casos, el sistema informático 60 puede combinar las señales coherentes adicionales para actualizar un valor del residuo.

[0061] El sistema informático 60 generalmente puede segmentar datos en subcubos N-dimensionales superpuestos, con el estrechamiento apropiado en las zonas de superposición. En estas realizaciones, el sistema informático 60 puede realizar la extracción de señal basada en coherencia para cada subcubo, y los resultados de cada rendimiento respectivo del procedimiento pueden fusionarse nuevamente para reconstituir una parte coherente

de los datos originales.

[0062] En algunas realizaciones, el sistema informático 60 puede, en el bloque 244, realizar una (des)ponderación de tiempo y/o frecuencia adicional para eliminar al menos en parte (por ejemplo, parcial o totalmente) los pesos aplicados previamente en el bloque 236. Sin embargo, el sistema informático 60 puede no eliminar los pesos aplicados para suprimir el ruido. El resultado es una actualización de la señal desmezclada estimada que el sistema informático 60 puede, en el bloque 248, agregar a la estimación anterior (por ejemplo, recibida respectivamente del bloque 226) con un peso de estabilización para producir estimaciones de señal desmezcladas actualizadas. El sistema informático 60 puede almacenar estimaciones de señal desmezcladas actualizadas en las respectivas memorias intermedias de datos, en el bloque 252. Las estimaciones de señal desmezclada actualizadas en el bloque 252 pueden contener señales filtradas (por ejemplo, señales primarias débiles fuera de lugar cerca de señales primarias fuertes como se representa en la Figura 6B). Se puede ejecutar una operación de recuperación en el bloque 254 para reasignar las señales mal colocadas a la posición correcta (actualizando así las estimaciones para la señal almacenada en el segundo memoria intermedia de datos recibido en el bloque 226). Se discuten más detalles con respecto a estas operaciones de recuperación en la Solicitud Provisional de Patente de los Estados Unidos No. 62/819,145 depositada recientemente, y se recrea a través de la Figura 9. El sistema informático 60 puede actualizar la estimación de señal desmezclada estimada en el bloque 226 para la siguiente iteración, y mezclar respectivamente las trazas desmezcladas, en los bloques 256, para la fuente.

[0063] El sistema informático 60 puede negar las estimaciones actualizadas de los datos registrados (por ejemplo, operaciones de multiplicación en el bloque 258), y puede agregar la estimación negativa actualizada a partir de los datos registrados (por ejemplo, la salida del bloque 258), y los datos registrados (por ejemplo, representados por el bloque 260) en el bloque 262 a través de operaciones de suma, generando un residuo actualizado. El sistema informático 60 puede almacenar el residuo recién actualizado en su memoria intermedia de datos correspondiente (por ejemplo, la primera memoria intermedia de datos) en el bloque 264.

[0064] El sistema informático 60 puede repetir la determinación, en el bloque 204, de si la estimación residual actualizada es igual a cero o si el recuento de iteraciones ahora alcanza un umbral (por ejemplo, el recuento de iteraciones ahora es igual a uno). Cuando el sistema informático 60, en el bloque 204, determina que el residuo (por ejemplo, el residuo inicial o la estimación residual actualizada) es igual a cero o que se cumple el umbral de recuento de iteraciones, el sistema informático 60 procede en el procedimiento 200 al bloque 206. El sistema informático 60 puede repetir el procedimiento 200 hasta que se cumpla la condición final. De esta manera, el procedimiento 200 representa, al menos en parte, un procedimiento iterativo que generalmente se debe realizar en una serie de iteraciones. Téngase en cuenta que si la predicción fuera perfecta, las predicciones de tipo de fuente única no combinadas (por ejemplo, salidas asociadas con el bloque 258) pueden sumar, en el bloque 262, los datos registrados reales, y el residuo recién actualizado es cero. Las operaciones de desmezclado descritas en esta invención generalmente producen un resultado mejorado en relación con otras técnicas de adquisición. Por ejemplo, las operaciones de desmezclado descritas son relativamente más rápidas, donde un tiempo de adquisición más corto puede traducirse en una menor cantidad de ruido para una cantidad equivalente de señales.

[0065] En el bloque 204, cuando el sistema informático 60 determina que se cumple la condición final, el sistema informático 60, en el bloque 206, realiza las operaciones de desmezclado y emite la estimación de señal. La operación de recuperación de señales filtradas también se puede ejecutar en el bloque 265 después de las iteraciones de inversión, en lugar de durante la inversión iterativa en el bloque 254. El diagrama de flujo de la operación de recuperación después de la inversión iterativa se representa en la Figura 10. La estimación de señal (por ejemplo, salida de desmezclado, salida desmezclada) se filtra luego, en el bloque 266, antes del momento de la excitación de la fuente sísmica del disparo dado o antes del momento más temprano estimado cuando la energía sísmica alcanza el receptor. A veces, las operaciones de filtrado se definen en términos de un tiempo indicado, donde el tiempo indicado y el tiempo de excitación de la fuente sísmica del disparo dado definen conjuntamente una duración de tiempo antes del tiempo de excitación de la fuente sísmica del disparo dado que se somete a operaciones de filtrado. De esta manera, el filtrado puede eliminar el ruido que había migrado durante las operaciones de procesamiento del procedimiento 200 en la porción de la recopilación antes del momento de la excitación de la fuente sísmica del disparo dado. En algunos ejemplos, las operaciones de filtrado del bloque 266 eliminan todas las porciones de la salida desmezclada correspondientes a la duración de tiempo entre el tiempo indicado y el tiempo de excitación de la fuente sísmica. El filtrado de la recopilación puede mejorar la calidad de la señal porque el filtrado elimina el ruido migrado y deja señales coherentes.

[0066] La Figura 8 ilustra una visualización de las operaciones de desmezclado basadas en inversión de la Figura 7 que aprovechan una ventana de recopilación expandida. En particular, la Figura 8 representa operaciones asociadas con la asignación de ruidos no relacionados con la mezcla de ruido en una ventana de recopilación expandida en el bloque 230, la salida de la estimación de señal primaria en el bloque 206, la recuperación de señal filtrada en el bloque 265 y el filtrado de la salida en el bloque 266. La Figura 8 incluye el gráfico 100B que es similar al gráfico 100 en la Figura 6A, excepto que la ventana de tiempo se expande para incluir el tiempo antes de la excitación de la fuente sísmica ($t < 0$), un gráfico 116B que muestra un ejemplo de la salida del bloque 206, y un gráfico 126B que muestra una salida mejorada con señales filtradas recuperadas en el bloque 265 y filtradas en el bloque 266

cuando el sistema informático 60 termina las operaciones de desmezclado.

[0067] Como recordatorio, la gráfica 100B representa una señal primaria fuerte 102, una señal primaria débil 104, ruido de mezcla 106 de la señal primaria fuerte 102, ruido de mezcla 108 de la señal primaria débil 104 y ruidos 5 112 generados por otras fuentes, tales como ruido de oleaje oceánico durante la adquisición marina, otro ruido de interferencia sísmica de un levantamiento sísmico cercano, ruido de viento, ruido de vehículo y similares. La recopilación correspondiente al disparo representado en la gráfica 100B puede tener una ventana de recopilación expandida (por ejemplo, incluye datos antes de $t=0$ correspondientes a un tiempo de excitación de la fuente sísmica). Las operaciones de desmezclado 272 que aprovechan la ventana de recopilación expandida pueden mejorar la señal 10 coherente, pueden separar las señales coherentes del ruido (como se muestra en la gráfica 116B, la señal 104D revela señales de coherencia débil originalmente cubiertas por el ruido 108) y pueden transferir al menos parte del ruido una o más veces antes del momento de la excitación de la fuente sísmica (por ejemplo, como parte de una migración de al menos parte del ruido). Las operaciones de desmezclado 272 pueden incluir algunas o todas las operaciones del procedimiento 200. Por ejemplo, las operaciones de desmezclado 272 realizadas de forma iterativa en la recopilación 15 pueden incluir una combinación de operaciones del bloque 204, 222, 236, 240, 244, 248, 252, 254, 256, 258, 262 y 264.

[0068] La migración del ruido habilitado a través de las operaciones de desmezclado 272 se visualiza en la gráfica 116B. En la gráfica 116B, parte del ruido posterior al momento de la excitación de la fuente sísmica del disparo 20 dado se migra para estar en una o más veces antes del momento de la excitación de la fuente sísmica. Se puede observar que algunas de las señales primarias débiles se filtran o se asignan incorrectamente cerca de las señales primarias fuertes, como se muestra como 108D. La operación 265 para recuperar la energía filtrada puede ejecutarse y puede producir el resultado en la Figura 126B. Una vez que parte del ruido se transfiere a un momento anterior al momento de la excitación de la fuente sísmica (por ejemplo, $t<0$), el sistema informático 60 puede filtrar los datos de 25 la recopilación. El filtrado de los datos puede eliminar el ruido presente en el conjunto de datos antes del momento de la excitación de la fuente sísmica (por ejemplo, el filtrado para eliminar los datos correspondientes a un tiempo inferior a 0, $t<0$) o antes del tiempo de llegada más temprano de la onda sísmica que viaja desde la ubicación de la fuente hasta la ubicación del receptor. El filtrado del ruido migrado puede reducir el ruido de la recopilación y/o de la señal coherente.

[0069] La Figura 9 ilustra un diagrama de flujo de recuperación de señales filtradas o mal asignadas durante la estimación de señales primarias iterativas en el bloque 208. El ruido de mezcla que se filtra en la estimación de señal primaria en el bloque 240 del procedimiento 200, en respuesta a las operaciones de extracción de señal, puede recuperarse para volver a colocarse en la ventana de tiempo correcta. Debe entenderse que la Figura 9 simplemente 35 representa un procedimiento de ejemplo que se utilizará para realizar las operaciones descritas en el bloque 254 de la Figura 7, por lo tanto, se pueden utilizar otros procedimientos o procedimientos adecuados para realizar también las operaciones descritas en el bloque 254. Aunque la siguiente descripción del procedimiento 300 se detalla en un orden particular para facilitar la explicación, se debe tener en cuenta que las operaciones del procedimiento 300 pueden realizarse en cualquier orden adecuado. Además, aunque el procedimiento 300 se describe como realizado por el sistema informático 60, debe entenderse que el procedimiento 300 puede realizarse mediante cualquier sistema 40 informático, dispositivo informático y/o controlador adecuado. De esta manera, también debe entenderse que algunas o todas las operaciones de procesamiento descritas a continuación pueden ser realizadas por uno o más componentes del sistema informático 60, incluido el procesador 64, la memoria 66 o similares, y pueden ser ejecutadas por el procesador 64, por ejemplo, ejecutando código, instrucciones, comandos o similares almacenados en la memoria 66 45 (por ejemplo, un medio tangible no transitorio).

[0070] Continuando con el bloque 252 de la Figura 7, el sistema informático 60, en el bloque 302, puede realizar operaciones de separación coherentes en la estimación de señal primaria actualizada 303 desde el bloque 252. En este punto, el sistema informático 60 puede filtrar la energía sísmica que no es coherente en la señal desmezclada 50 mediante el uso de procedimientos de eliminación de ruido aleatorios, tales como deconvolución predictiva de frecuencia-espacio ($f-x$), filtro de mediana vectorial o cualquier otro medio adecuado de eliminación de ruido aleatorio. Como resultado de estas operaciones hay salidas que incluyen señales coherentes 304, o señales asociadas con energía coherente, y señales no coherentes, o señales clasificadas como asociadas con ruido o interferencia. En general, la coherencia se refiere a una estadística que puede exponer una relación entre dos señales o dos conjuntos 55 de datos y se puede usar para determinar una relación entre una entrada y una salida, que por lo tanto se puede aplicar para determinar si las señales particulares son ruido. Las señales no coherentes pueden incluir ruido de mezcla y, por lo tanto, se deben realizar operaciones para recuperar cualquier señal relevante (por ejemplo, señales coherentes adicionales) de las señales no coherentes.

[0071] Por lo tanto, para facilitar la recuperación de señales coherentes de las señales no coherentes, el sistema informático 60, en el bloque 306, puede realizar operaciones de mezcla y peinado en las señales no coherentes del bloque 302. Aquí, las señales no coherentes se mezclan en datos continuos deslizando las ventanas de tiempo que tienen tiempos de disparo respectivos y sumando las ventanas de tiempo. La operación de peinado puede convertir los datos continuos sumados de nuevo a las recopilaciones de ventanas de tiempo. Las recopilaciones 60 deben procesarse para facilitar las operaciones de separación de señal y ruido. 65

[0072] En el bloque 308, el sistema informático 60 puede realizar las operaciones de separación coherente de nuevo en las señales no coherentes después de las operaciones de mezcla y peinado. En algunos casos, las señales coherentes pueden filtrarse en señales no coherentes que resultan de la operación de separación coherente realizada en el bloque 302. Como parte de las operaciones de mezcla y peinado realizadas en las señales no coherentes del bloque 302, en estos casos, las señales no coherentes deben separarse del conjunto peinado generado en el bloque 306. Por lo tanto, el sistema informático 60 repite los procedimientos de eliminación de ruido, como la deconvolución predictiva del espacio de frecuencia (f-x), el filtro de mediana vectorial, la descomposición del valor singular o cualquier otro medio adecuado de eliminación de ruido. Las operaciones de separación coherentes del bloque 308 pueden aplicarse en una dimensión diferente o usando diferentes técnicas o usando las mismas técnicas pero diferente parametrización en comparación con el bloque 240. Por ejemplo, las operaciones de separación en el bloque 240 pueden usar regularización tridimensional y transformada de frecuencia-número de onda (f-k), mientras que las operaciones de separación en el bloque 302 pueden usar regularización bidimensional y un filtro de mediana vectorial, y las operaciones de separación en el bloque 308 pueden usar regularización bidimensional y una deconvolución predictiva de frecuencia-espacio (f-x). La repetición de las operaciones de separación coherentes permite que el sistema informático 60 separe señales coherentes adicionales de las señales no coherentes generales en la estimación de señal primaria (por ejemplo, señales clasificadas como no coherentes). El sistema informático 60 utiliza las señales coherentes resultantes en el bloque 310 y puede descartar o ignorar las señales no coherentes resultantes.

[0073] En el bloque 310, el sistema informático 60 puede combinar las señales coherentes resultantes de la separación coherente en el bloque 308 con las señales coherentes resultantes 304 de la separación coherente en el bloque 302. Si la desmezcla realizada usando el procedimiento 240 de la Figura 8 está haciendo un trabajo adecuado, el resultado mezclado y peinado del bloque 306 permanece no coherente, por lo que no se generan señales en el bloque 308 y se combinan con las señales coherentes 304. Sin embargo, si hubiera señales coherentes dentro del resultado mezclado en el bloque 306, las señales coherentes se han extraviado y pueden capturarse y recombinarse con las señales coherentes 304. Las señales coherentes determinadas en el bloque 308 y las señales coherentes 304 se añaden (o suman de otro modo después de ajustarse mediante un peso de modificación) junto con las señales no coherentes resultantes generadas en el bloque 302 con un peso. La combinación resultante de las señales coherentes se convierte en la nueva estimación de señal primaria actualizada 312.

[0074] Se observó que cuando el procedimiento 300 se realiza de forma iterativa, una o más señales coherentes extraídas (por ejemplo, extraídas de forma iterativa) que se extraviaron se pueden combinar en esta porción para determinar la estimación de señal actualizada, y que se puede incluir cualquier número adecuado de iteraciones de los bloques 302, 306 y 308 en el procedimiento 300. El sistema informático 60 puede rastrear iteraciones y finalizar el rendimiento iterativo de al menos una porción del procedimiento 300 en respuesta a que se cumpla y/o exceda un parámetro umbral. Esta condición final (por ejemplo, exceder el parámetro umbral) puede indicar un número adecuado de iteraciones. La condición final puede ser un umbral de iteración asociado con un número máximo de veces que un valor del residuo se puede actualizar de forma iterativa. De esta manera, el procedimiento 300 puede repetirse hasta que la nueva estimación de señal primaria actualizada converja adecuadamente. El sistema informático 60 puede continuar en el bloque 256 de la Figura 7 para realizar operaciones de mezcla utilizando la nueva estimación de señal primaria actualizada 312. Al continuar el sistema informático con el procedimiento 200 después de realizar el procedimiento 300, la salida desmezclada final 206 puede incluir una o más señales previamente fuera de lugar que han sido capturadas (por ejemplo, recuperadas) y recombinadas con señales coherentes identificadas inicialmente asociadas con una estimación de señal primaria.

[0075] La Figura 10 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento 400 para determinar una señal de desmezclado actualizada que incluye realizar al menos algunas de las operaciones descritas anteriormente con respecto a la Figura 9. El procedimiento 400 describe un procedimiento que puede adaptarse a los sistemas de procesamiento y captura existentes para mejorar la salida desmezclada final 206. Esta actualización se puede permitir utilizando uno o más procesadores o sistemas informáticos además del sistema informático 60, de modo que los sistemas informáticos adicionales puedan recibir salidas del sistema informático 60 para realizar el procedimiento general. Aunque se pueden usar dos o más procesadores o sistemas informáticos, un sistema informático 60 se describe en esta solicitud como que realiza el procedimiento 400. Aunque la siguiente descripción del procedimiento 400 se detalla en un orden particular para facilitar la explicación, se debe tener en cuenta que las operaciones del procedimiento 400 pueden realizarse en cualquier orden adecuado. Además, aunque el procedimiento 400 se describe como realizado por el sistema informático 60, debe entenderse que el procedimiento 400 puede realizarse mediante cualquier sistema informático, dispositivo informático y/o controlador adecuado. De esta manera, también debe entenderse que algunas o todas las operaciones de procesamiento descritas a continuación pueden ser realizadas por uno o más componentes del sistema informático 60, incluido el procesador 64, la memoria 66 o similares, y pueden ser ejecutadas por el procesador 64, por ejemplo, ejecutando código, instrucciones, comandos o similares almacenados en la memoria 66 (por ejemplo, un medio tangible no transitorio).

[0076] En el bloque 400, el sistema informático 60 puede recibir la salida desmezclada final del bloque 206 de la Figura 7 y realizar la recuperación de señal filtrada descrita en el bloque 265 de la Figura 7. Para facilitar la discusión, la discusión con respecto a los detalles sobre la separación coherente realizada en el bloque 402 de la Figura 10, las

operaciones de mezcla y peinado realizadas en el bloque 406 de la Figura 10 y la repetición de la separación coherente en el bloque 408 de la Figura 10 desde arriba se basan en esta invención ya que algunos procedimientos son los mismos entre el procedimiento 400 y el procedimiento 300 de la Figura 9. Por lo tanto, en el bloque 406, el sistema informático 60 puede realizar operaciones de mezcla y peinado en las señales no coherentes resultantes de la separación coherente en el bloque 402. En algunos casos, las señales coherentes pueden filtrarse en señales no coherentes que resultan de la operación de separación coherente realizada en el bloque 402. Como parte de las operaciones de mezcla y peinado realizadas en las señales no coherentes del bloque 402, en estos casos, las señales no coherentes deben separarse del conjunto peinado generado en el bloque 406. En el bloque 408, el sistema informático 60 puede repetir el rendimiento de la separación coherente (por ejemplo, la separación coherente del bloque 402) en la salida mezclada y peinada del bloque 406. En este punto, el sistema informático 60, en el bloque 410, puede combinar señales coherentes 404 (generadas durante las operaciones de separación coherente en el bloque 402), las señales coherentes resultantes de la separación coherente del bloque 408 y las señales no coherentes resultantes generadas en el bloque 402 para generar una nueva estimación de señal primaria 412. La combinación puede ser una suma directa (por ejemplo, no ajustada a través de un valor de peso de modificación) o una suma ponderada (por ejemplo, ajustada a través de un valor de peso de modificación). La nueva estimación de señal primaria se puede usar cuando se realizan operaciones de mezcla, en el bloque 414, de una manera similar a la discusión anterior con respecto al bloque 256 de la Figura 7.

[0077] El sistema informático 60, en el bloque 416, puede combinar los datos continuos mezclados emitidos de la señal primaria estimada con los datos continuos mezclados originales, como se describió anteriormente con respecto al bloque 252 de la Figura 7. En algunas realizaciones, los datos continuos mezclados emitidos se multiplican por una constante negativa (por ejemplo, -1) para ajustar el valor de los datos antes de combinarse con los datos continuos mezclados originales.

[0078] En el bloque 418, el sistema informático 60 puede realizar operaciones de desmezclado utilizando la salida residual del bloque 416. Las operaciones de desmezclado pueden facilitar la separación del ruido de mezcla de las señales de ruido dentro de la estimación residual emitida desde el bloque 416. Las señales de coherencia débil generadas en el bloque 418 pueden combinarse (por ejemplo, combinarse aditivamente) con la nueva estimación de señal primaria 412 en el bloque 420. Se puede usar cualquier procedimiento o medio adecuado para combinar las señales, incluidos los circuitos de procesamiento que funcionen para sumar valores de señal. Se debe tener en cuenta que la operación de desmezcla en el bloque 418 se puede reemplazar ponderando la salida residual del bloque 416 con un pliegue de mezcla (por ejemplo, en un momento dado, se registran varios disparos sísmicos dentro de una ventana de tiempo efectiva) o variaciones del pliegue de mezcla, de modo que la mezcla de la salida residual ponderada del bloque 418 genere la salida residual del bloque 416.

[0079] Después de combinar la señal de coherencia débil generada en el bloque 418 y la nueva estimación de señal primaria 412, en el bloque 265, el sistema informático 60 puede emitir una salida desmezclada mejorada que incluye los resultados de una única iteración de la operación de recuperación de señal de desmezclado. De esta manera, la salida desmezclada mejorada puede incluir al menos alguna señal de coherencia débil que previamente, como cuando se usa la salida desmezclada final, se filtró previamente en otras señales coherentes. Por lo tanto, esta salida desmezclada final puede incluir una o más señales previamente fuera de lugar que se han capturado (por ejemplo, recuperado) y recombinado con señales coherentes identificadas inicialmente asociadas con una estimación de señal primaria. La salida del bloque 265 puede ser la entrada (por ejemplo, el bloque 206) del bloque 402 si se pueden recuperar señales de coherencia débil adicionales.

[0080] De esta manera, un segundo procesador puede actualizar el valor del residuo después de determinar una salida desmezclada final como parte de las operaciones de adaptación descritas anteriormente realizadas además de una o más operaciones (por ejemplo, que pueden ser realizadas por un primer procesador y/o realizadas por software, una aplicación, para lo similar), de modo que se mejore una salida desmezclada final de una o más operaciones. El segundo procesador puede emitir una salida desmezclada mejorada como la salida desmezclada en el bloque 265. Esta salida desmezclada mejorada puede incluir al menos algunas señales coherentes recuperadas de las señales de ruido asociadas con la salida desmezclada final 206, tal como la salida desmezclada final 206.

[0081] Para reiterar los procedimientos descritos anteriormente, el sistema informático 60 puede determinar un residuo asociado con los datos sísmicos de entrada recibidos de una fuente sísmica (por ejemplo, el bloque 208). Los datos sísmicos de entrada pueden incluir datos recibidos antes de un tiempo de una excitación de fuente sísmica que generó los datos sísmicos de entrada, de modo que los datos correspondientes a tiempos antes del tiempo de la excitación de fuente sísmica pueden incluirse en una recopilación a través de una ventana de recopilación expandida (por ejemplo, la ventana de tiempo negativa expandida incluye energía sísmica generada por las excitaciones de fuente de mezcla). El residuo puede indicar una diferencia entre los datos sísmicos de entrada esperados y los datos sísmicos de entrada. Los datos sísmicos de entrada esperados se determinan mezclando las estimaciones de la señal primaria con los cambios de tiempo aplicados a las señales primarias según un tiempo de excitaciones de la fuente sísmica que generaron las señales primarias. Esta estimación de señal primaria se puede establecer inicialmente en cero (por ejemplo, bloque 202), pero puede cambiar a medida que el sistema informático 60 realiza iteraciones adicionales de las operaciones de desmezclado. De esta manera, el sistema informático 60 puede actualizar de forma

iterativa un valor del residuo basándose, al menos en parte, en operaciones de separación. Dado que la recopilación generada durante las operaciones de peinado utiliza una ventana de recopilación expandida, las operaciones de separación también pueden acomodar la ventana de recopilación expandida y datos adicionales. Las operaciones de separación pueden incluir que el sistema informático 60 filtre señales coherentes asociadas con datos residuales, o una suma de los datos residuales y una estimación de señal primaria actual, en un primer subconjunto de señales. Las operaciones de separación pueden incluir adicional o alternativamente que el sistema informático 60 filtre señales no coherentes asociadas con los datos residuales en un segundo subconjunto de señales.

[0082]

El sistema informático 60 puede generar señales coherentes adicionales con la sincronización correcta a partir de señales fuera de lugar dentro del primer subconjunto de señales. Esto puede implicar la extracción y reasignación iterativa de señales no coherentes adicionales del primer subconjunto de señales, donde las señales no coherentes adicionales son al menos una porción menos coherente del primer subconjunto de señales con respecto a las porciones más coherentes del primer subconjunto de señales (por ejemplo, en el bloque 240). En respuesta a satisfacer el sistema informático 60 que determina que se cumple una condición final (por ejemplo, en el bloque 204), el sistema informático 60 puede transmitir una salida desmezclada que se determina basándose al menos en parte en el primer subconjunto de señales y las señales coherentes adicionales. Las señales coherentes adicionales que se filtran o se asignan incorrectamente durante las operaciones de separación se pueden reasignar a la excitación y temporización de fuente correctas a través de una operación de recuperación de señal adicional (por ejemplo, el bloque 265) después de que se completen las iteraciones de desmezclado. El sistema informático 60 también puede filtrar la salida desmezclada para eliminar una porción de la salida desmezclada que está antes del momento de la excitación de la fuente sísmica o antes del tiempo de llegada más temprano predicho de la onda sísmica que viaja desde cada fuente al receptor (por ejemplo, en el bloque 266). Este filtrado puede reducir el ruido en la salida desmezclada final que se utiliza para generar una imagen sísmica de hidrocarburos en una región del subsuelo de la Tierra y/o peligros de perforación del subsuelo.

[0083]

En algunos casos, el sistema informático puede usar las operaciones de separación para separar el residuo (o una suma del residuo y la estimación de señal primaria) para generar el primer subconjunto de señales. En estos casos, el sistema informático 60 puede determinar una estimación de señal primaria actualizada que identifica una energía coherente para un período de recopilación de datos sísmicos de entrada particular, y puede usar la estimación de señal primaria actualizada para generar la salida desmezclada.

[0084]

Teniendo en cuenta lo anterior, un dispositivo puede incluir un procesador que puede separar o desmezclar señales adquiridas con disparo de fuente simultáneo, en un entorno con ruido de fondo u otros tipos de ruidos. El procesador puede usar la presunción de que no se puede registrar ninguna señal antes de que se genere y puede expandir una recopilación de receptores antes del momento de excitación de la fuente. La ventana de tiempo expandida puede almacenar parcialmente el fondo u otros tipos de ruidos durante las iteraciones de desmezclado y puede permitir una separación mejorada de las señales primarias débiles superpuestas con estos ruidos. El procesador puede actualizar de forma iterativa la estimación de señal primaria según, al menos en parte, una operación de separación que separa señales de coherencia de señales de ruido en una salida asociada con el residuo que se determina que es energía restante para la separación. El procesador puede implementar operaciones de recuperación de señal para reasignar señales filtradas o fuera de lugar creadas durante las iteraciones de separación, a la excitación y temporización de fuente correctas. Las operaciones de recuperación de señal se pueden incorporar en la estimación de señal primaria iterativa del procedimiento de desmezclado o se pueden aplicar a la salida de desmezclado preexistente. En respuesta a satisfacer una condición final, el procesador puede transmitir una salida desmezclada que incluye las señales primarias débiles separadas del fondo u otros tipos de ruidos y los ruidos de mezcla, donde el filtrado se puede aplicar al fondo u otros tipos de ruidos eliminando los datos asociados con un tiempo antes de un tiempo de excitación de la fuente sísmica o antes del tiempo de llegada más temprano previsto de la onda sísmica que se desplaza desde la ubicación de la fuente hasta la ubicación del receptor. El procesador también puede transmitir la salida desmezclada para su uso en la generación de una imagen sísmica. Por lo tanto, los efectos técnicos de la presente descripción incluyen diseños y procedimientos para mejorar las operaciones cuando otros tipos de ruidos están presentes en los datos, de modo que los ruidos se superponen con señales de coherencia débil y un fuerte ruido de mezcla al mismo tiempo. La ventana expandida durante las operaciones de desmezclado puede ayudar a asignar estos ruidos en la ventana expandida y, por lo tanto, se puede lograr una mejor separación entre las señales de coherencia débil y el ruido de mezcla fuerte. Las señales de coherencia débil descartadas y mal asignadas a otras señales coherentes durante las operaciones de separación pueden recuperarse mejor con la ausencia de ruidos de fondo superpuestos. En particular, los procedimientos y técnicas de edición de datos descritos incluyen procedimientos para expandir una ventana de recopilación utilizada durante las operaciones de peinado y desmezclado. Al expandir la ventana de recopilación, el ruido presente en la recopilación después de un tiempo de excitación de la fuente sísmica para un disparo dado puede migrar antes del momento de la excitación de la fuente sísmica a través de las operaciones de desmezclado. El ruido transferido se puede filtrar y eliminar, mejorando así la señal coherente y la recopilación al reducir el ruido presente en el conjunto de datos después de que terminen las operaciones de desmezclado. Estas operaciones pueden causar entradas de datos mejoradas en los generadores de imágenes sísmicas. Cuando se mejoran las entradas de datos en los generadores de imágenes sísmicas, la imagen sísmica resultante también puede mejorar, causando una mejora de una representación de hidrocarburos en una región del subsuelo de la Tierra o de los peligros de perforación del subsuelo.

[0085] Las realizaciones específicas descritas anteriormente se han mostrado a modo de ejemplo, y debe entenderse que estas realizaciones pueden ser susceptibles de diversas modificaciones y formas alternativas. Debe entenderse además que las reivindicaciones no pretenden limitarse a las formas particulares descritas, sino más bien
5 cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que se encuentran dentro del alcance de la invención como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento implementado por ordenador de exploración sísmica sobre una región (26) del subsuelo que contiene características estructurales o estratigráficas conducentes a determinar una presencia, migración o acumulación de hidrocarburos, comprendiendo el procedimiento:
- 5 acceder a al menos una porción de una prospección de fuente sísmica registrada usando uno o más receptores sísmicos, donde la prospección de fuente sísmica corresponde a una excitación de fuente sísmica, donde la excitación de fuente sísmica es producida por una fuente sísmica (32, 40), y donde la al menos una porción de una prospección de fuente sísmica comprende datos correspondientes a al menos una vez antes de un tiempo de la excitación de fuente sísmica;
- 10 separar (222) una señal coherente (404) de la al menos una porción de una prospección de fuente sísmica a través de una operación de peinado y desmezclado, donde la operación de peinado y desmezclado es una operación iterativa configurada para predecir al menos una porción de señales de coherencia débil (106) causadas por la excitación de fuente sísmica, y donde la operación de peinado y desmezclado se basa al menos en parte en una recopilación que comprende la al menos la porción de la prospección de fuente sísmica correspondiente a la al menos una vez antes del momento de la excitación de fuente sísmica;
- 15 recuperar (254) al menos una porción de las señales filtradas o mal asignadas a través de una atenuación de ruido al menos en parte asignando el ruido a un tiempo antes del momento de la excitación de la fuente sísmica, donde las señales filtradas o mal asignadas son causadas por una separación de señales primarias (102, 104); y producir una recopilación de receptores basada en la separación y la señal coherente (404), donde la recopilación de receptores es un registro de múltiples excitaciones de fuente en un receptor, y donde la recopilación de receptores se usa en la exploración de hidrocarburos dentro de la región del subsuelo.
- 25 2. El procedimiento según la reivindicación 1, que comprende:
- determinar (204) un valor residual;
- en respuesta a que el valor residual es menor o igual que un umbral, emitir (206) la señal coherente (404) para su uso en la exploración de hidrocarburos; y
- 30 en respuesta a que el valor residual es mayor que el umbral, repetir la operación de peinado y desmezclado (222) para determinar un valor residual actualizado.
3. El procedimiento según la reivindicación 1, que comprende:
- 35 generar una salida desmezclada a través de la operación de peinado y desmezclado; y filtrar (266) la salida desmezclada para eliminar una porción de la salida desmezclada que está antes del momento de la excitación de la fuente sísmica o antes de un tiempo de llegada más temprano previsto de una onda sísmica que se desplaza desde una ubicación de fuente a una ubicación de receptor.
- 40 4. El procedimiento según la reivindicación 3, que comprende
- seleccionar una restricción de coherencia para la fuente sísmica;
- aplicar la restricción de coherencia durante la operación de peinado y desmezclado a la al menos una porción de una prospección de fuente sísmica; y
- 45 producir la recopilación de receptores basándose, al menos en parte, en una salida generada a partir de la aplicación de la restricción de coherencia.
5. El procedimiento según la reivindicación 3, donde el filtrado (266) de la salida desmezclada se configura para realizarse utilizando una combinación de circuitos de filtrado de hardware y operaciones de filtrado de software.
- 50 6. El procedimiento según la reivindicación 3, que comprende filtrar la salida desmezclada para eliminar todas las porciones de la salida desmezclada correspondientes a una duración de tiempo entre un tiempo indicado y el tiempo de excitación de la fuente sísmica.
- 55 7. El procedimiento según la reivindicación 3, que comprende:
- determinar (206) un recuento de iteraciones; y
- en respuesta a que el recuento de iteraciones sea menor que un umbral:
- 60 repetir la operación de peinado y desmezclado (222) para determinar un valor residual actualizado (264); e incrementar (264) el recuento de iteraciones.
8. El procedimiento según la reivindicación 3, que comprende:
- 65 modificar la recopilación de receptores a través de la operación de peinado y desmezclado para provocar una migración de ruido desde una primera porción de la recopilación de receptores dispuesta después del momento de la

excitación de la fuente sísmica hacia una segunda porción de la recopilación de receptores dispuesta antes del momento de la excitación de la fuente sísmica.

9. El procedimiento según la reivindicación 3, que comprende:
 - 5 inicializar (202) la salida desmezclada a cero; y
 - modificar (266) la salida desmezclada durante una o más iteraciones de la operación de peinado y desmezclado a un valor distinto de cero.
- 10 10. El procedimiento según la reivindicación 3, que comprende:
 - recuperar (208) las señales filtradas o mal asignadas generadas durante las iteraciones de desmezclado a través de una serie de operaciones de separación, mezclado y peinado basadas en coherencia.

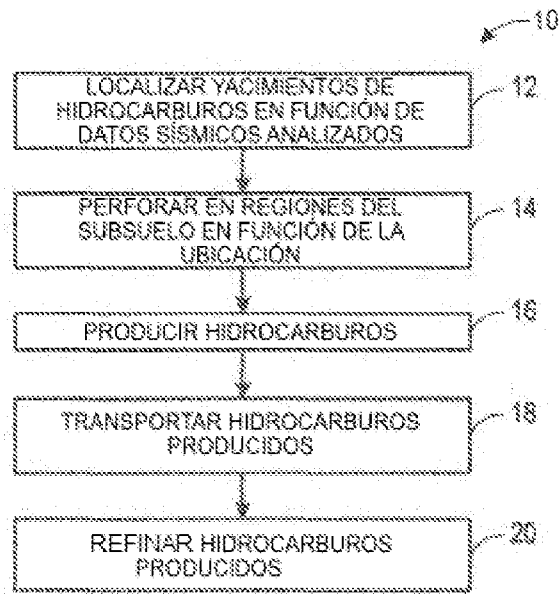


FIG. 1

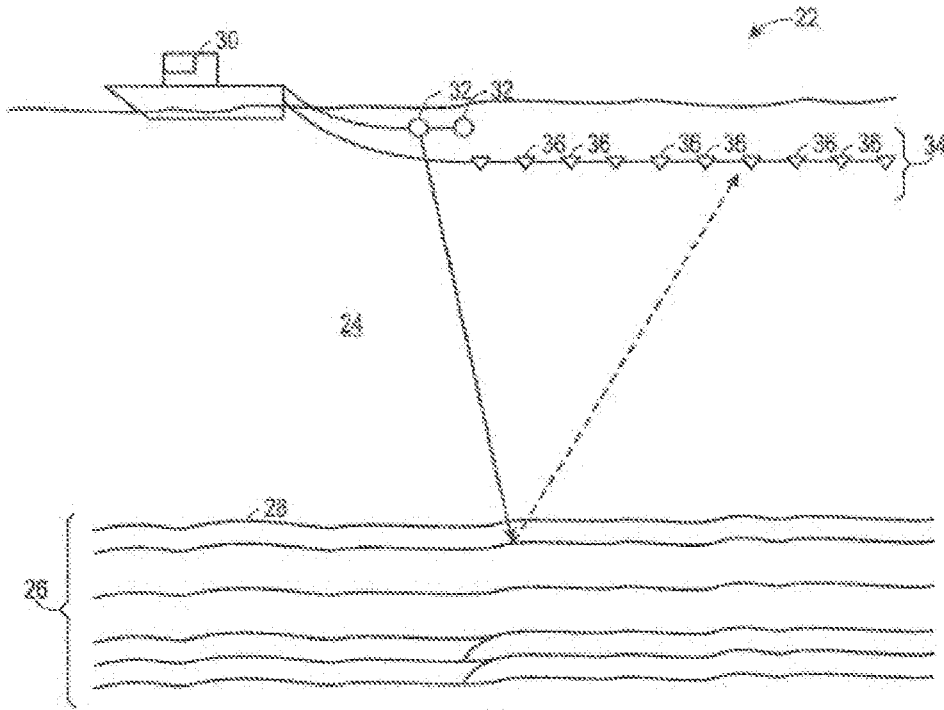


FIG. 2

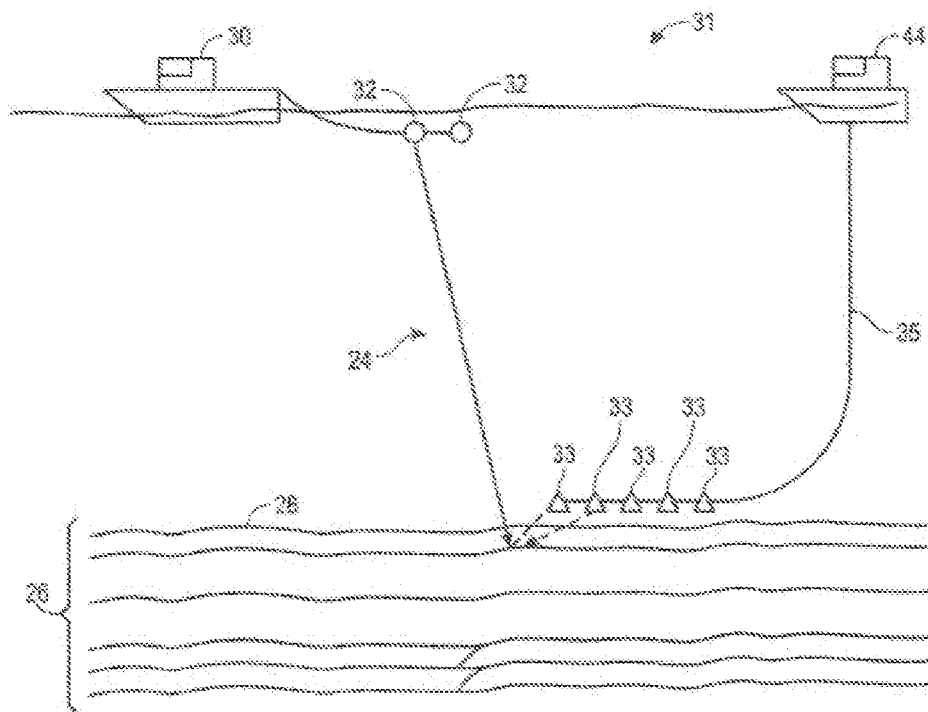


FIG. 2A

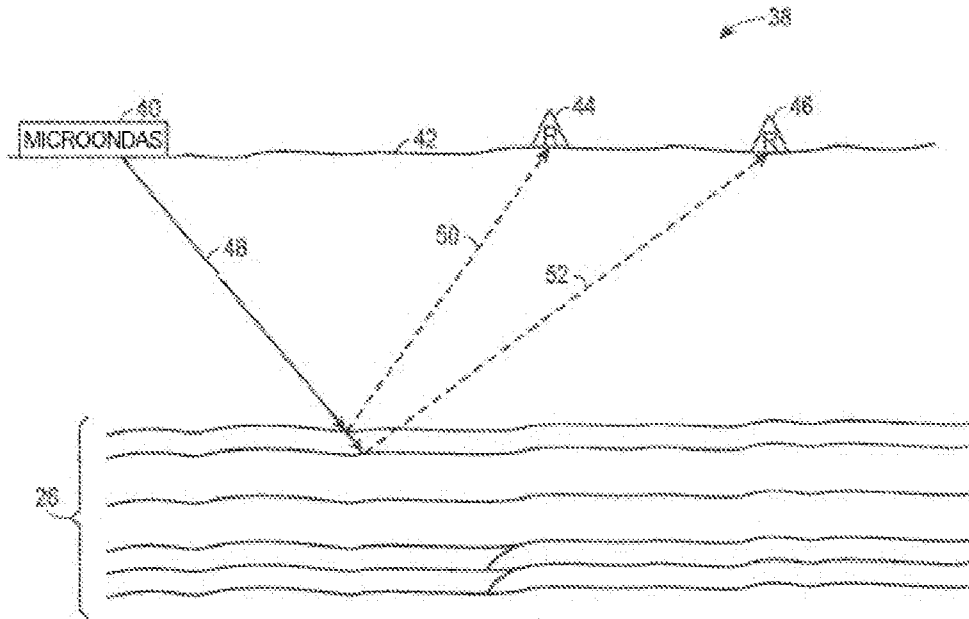


FIG. 3

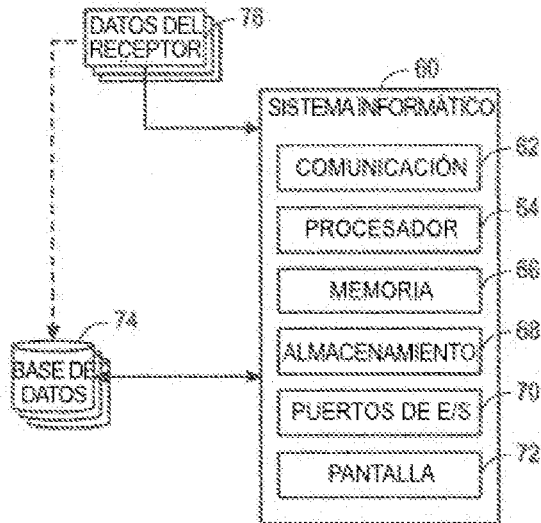


FIG. 4



FIG. 5

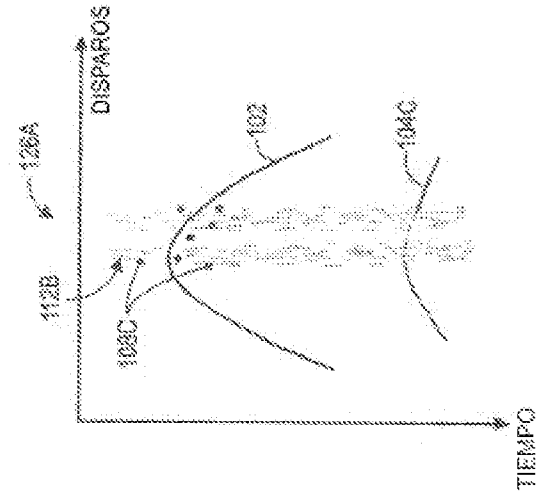


FIG. 6C

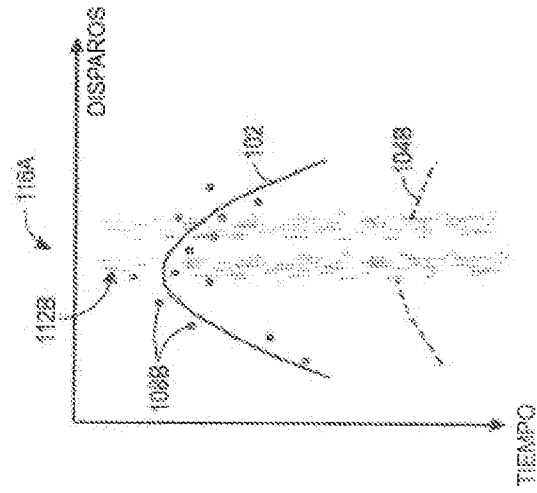


FIG. 6B

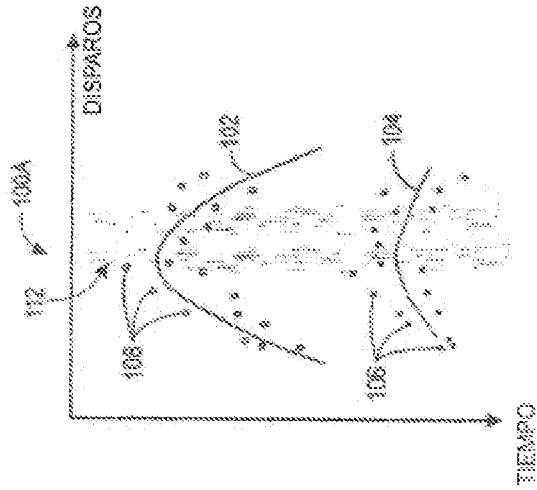


FIG. 6A

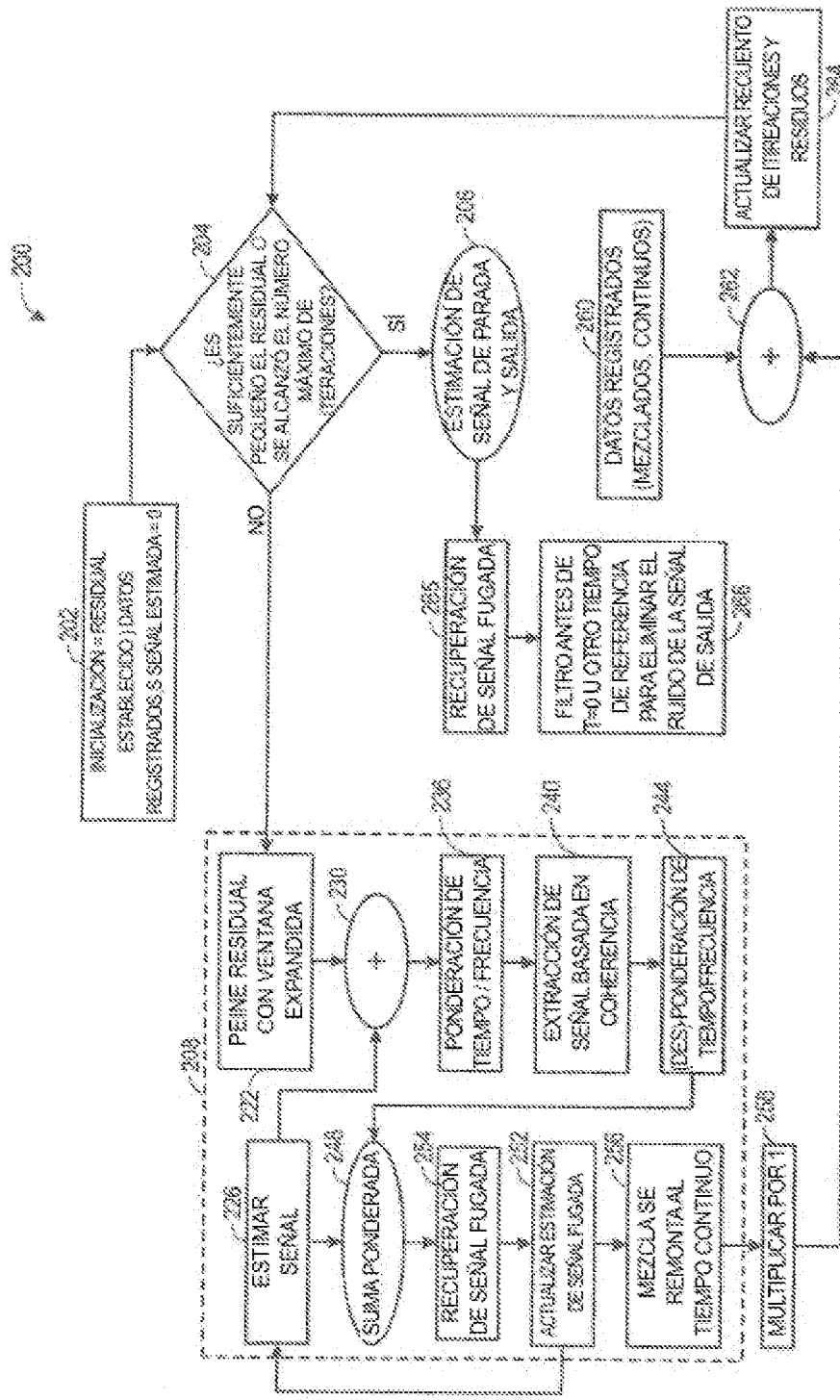


FIG. 7

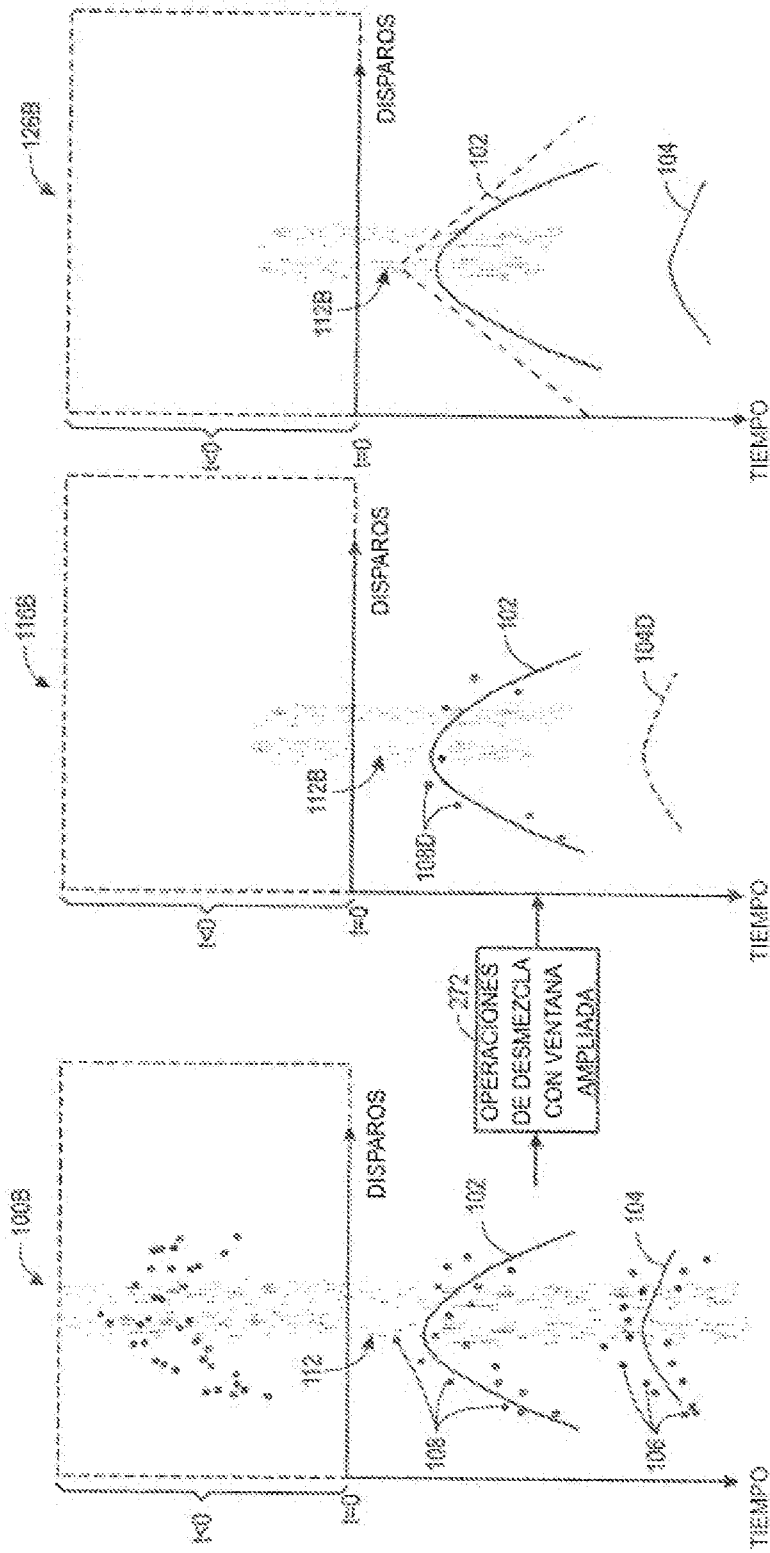


FIG. 8

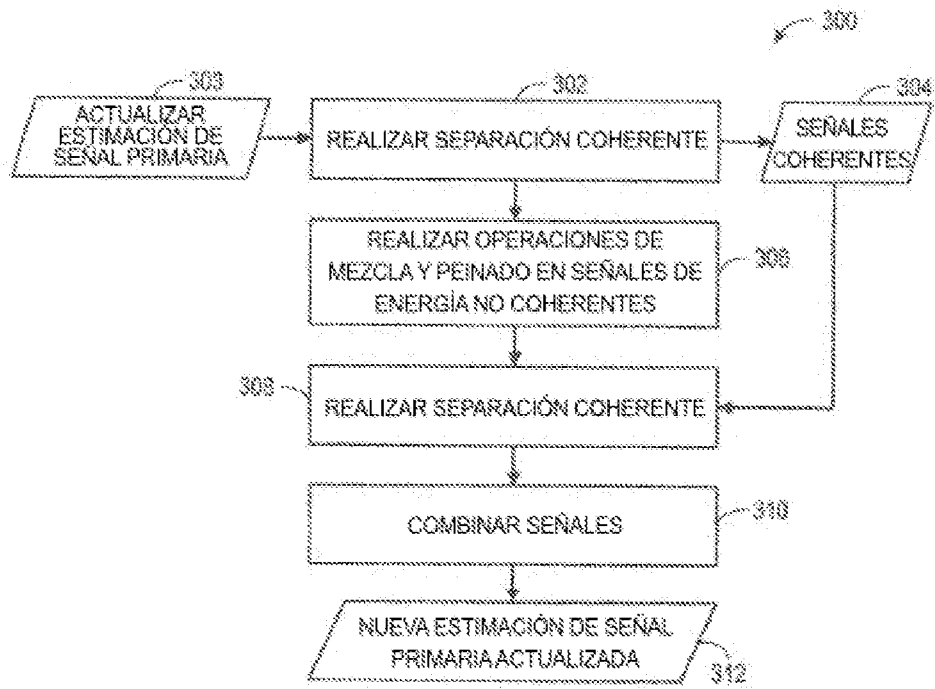


FIG. 9

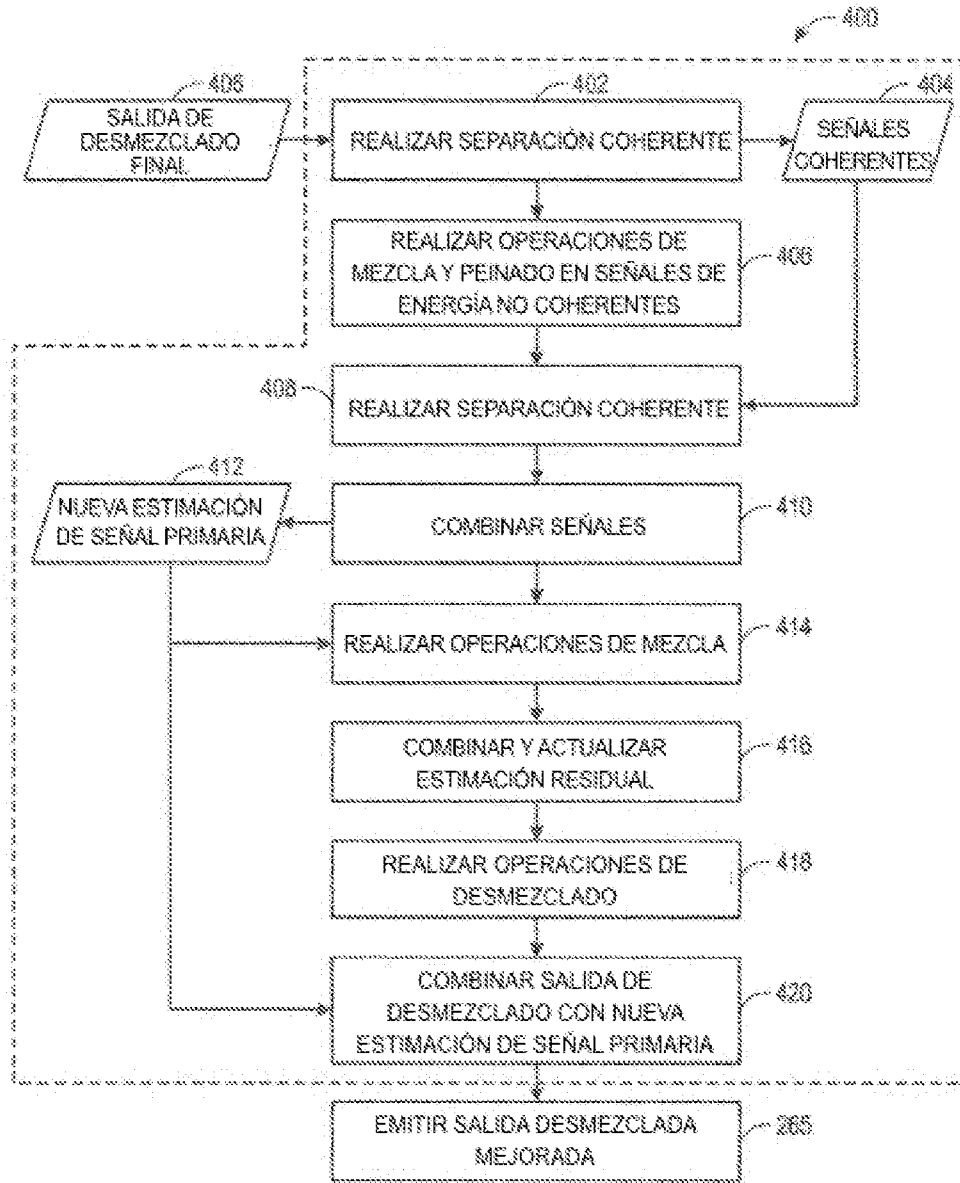


FIG. 10