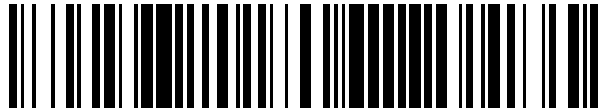


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 539 597**

51 Int. Cl.:

G01V 1/46

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.04.2010 E 10715633 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.05.2015 EP 2419763**

54 Título: **Sistema y método para estimar la relación de velocidad de compresión a velocidad de corte (Vp/Vs) en una región remota de un hoyo**

30 Prioridad:

11.05.2009 US 463796

16.04.2009 US 170070 P

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

02.07.2015

73 Titular/es:

CHEVRON U.S.A., INC. (50.0%)

6001 Bollinger Canyon Road

San Ramon, CA 94583, US y

LOS ALAMOS NATIONAL SECURITY LLC (50.0%)

72 Inventor/es:

JOHNSON, PAUL A.;

VU, CUNG;

TEN CATE, JAMES A.;

GUYER, ROBERT;

LE BAS, PIERRE-YVES;

NIHEI, KURT T.;

SCHMITT, DENIS P. y

SKELT, CHRISTOPHER

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 539 597 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

Sistema y método para estimar la relación de velocidad de comprensión a velocidad de corte (vp/vs) en una región remota de un hoyo.

Referencia cruzada a solicitudes relacionadas

- 5 Esta solicitud reivindica el beneficio de la solicitud de patente de los Estados Unidos serie No. 12/463,796 presentada en mayo 11, 2010, que reivindica prioridad de la solicitud de patente provisional de los Estados Unidos número 61/170,070 presentada el 16 de abril de 2009.

Derechos del Gobierno

- 10 Esta invención fue hecha con apoyo del gobierno de acuerdo con el Contrato Cooperativo de Investigación y Desarrollo (CRADA) Contrato Número DE-AC52-06NA25396 otorgado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. El Gobierno puede tener ciertos derechos en esta invención.

Campo

- 15 La presente invención se relaciona de manera general a la interrogación sísmica de formaciones rocosas, y de manera más particular, a la creación de imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y a la relación de velocidad de comprensión a velocidad de corte en una región remota de un hoyo usando una combinación de fuentes en un hoyo configurado para proporcionar energía elástica, y recibir y analizar una tercera onda resultante formada por un proceso de mezclado de tres ondas.

Antecedentes

- 20 La interrogación acústica de rasgos subsuperficiales tiende a limitarse por el tamaño y potencia de las fuentes prácticas, y en la práctica, la salida de los transductores acústicos de fondo de pozo se limita por las capacidades de transmisión de potencia del cable de línea alámbrica. Las señales de alta frecuencia tienen una distancia de penetración relativamente corta, en tanto que las señales de baja frecuencia requieren en general fuentes grandes, sujetadas a la pared del hoyo, para aumentar al máximo la transferencia de energía a la formación y reducir al mínimo las señales indeseadas dentro de la boca de pozo. Actualmente, se diseñan herramientas acústicas para
25 hoyo con fuentes acústicas en el hoyo para detectar las ondas acústicas de retorno que se están propagando a lo largo de las paredes del hoyo o se dispersan por falta de homogeneidad de las propiedades lineales de las formaciones rocosas que circundan el hoyo. La patente de los Estados Unidos No. 7, 301,852 de Leggett, III et al., describe una herramienta de registro de perfilaje de la perforación, diseñada para detectar límites de formaciones rocosas, con dos conjuntos de fuentes acústicas que emiten desde un hoyo que generan una tercera onda por
30 mezclado no lineal asumido en rocas en la ubicación de intersección de las señales acústicas. La tercera onda se dispersa por las heterogeneidades en las propiedades subsuperficiales, y la señal dispersada se detecta por sensores en la herramienta de registro. Los conjuntos de fuentes se describen solo como direccionales sin ninguna descripción adicional.

- 35 Se han hecho intentos para caracterizar las propiedades no lineales de una formación en el área de prospección de petróleo y gas de hoyos, pero cada uno tiene sus propias limitaciones. Por ejemplo, la patente de los Estados Unidos No. 5,521,882 de D'Angelo et al., describe una herramienta acústica diseñada para registrar, con receptores de presión, las ondas no lineales que se propagan a lo largo de la pared del hoyo con penetración limitada en la formación rocosa circundante y se refractan de regreso en el fluido del pozo. La patente de los Estados Unidos No. 6, 175,536 de Khan describe un método para estimar el grado de no linealidad de formaciones terrestres del análisis
40 espectral de señales sísmicas transmitidas hacia la formación desde un hoyo y recibidas en un segundo hoyo. A la luz de estos intentos anteriores, existe la necesidad de un aparato y método para genera imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo.

Resumen

- 45 De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describe un método para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo usando una herramienta de registro transportado. El método incluye disponer, con una configuración espacial específica, una primera fuente en el hoyo y generar un haz primario guiado de energía elástica a una primera frecuencia; disponer una segunda fuente en el hoyo y generar un haz primario guiado de energía elástica a una segunda frecuencia, tal que los dos haces guiados se crucen en una ubicación lejos del hoyo; recibir por un conjunto de sensores en el hoyo el arribo de la tercera onda elástica, creada por un proceso de mezclado de tres ondas en la formación rocosa, con una frecuencia igual a una diferencia entre la
50 primera y segunda frecuencia primaria, que se propaga de regreso al hoyo en una dirección específica; localizar la

región de mezclado de tres ondas en base al conjunto de la primera y segunda fuentes y en base a las propiedades de la señal de la tercera señal de onda; y crear imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales usando los datos registrados al repetir los pasos de generación, recepción y localización en una pluralidad de acimutes, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del hoyo.

5 De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describe un método para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo usando una herramienta de registro transportado. El método incluye disponer, con una configuración espacial específica, una primera fuente en el hoyo y generar una onda primaria de energía elástica a una primera frecuencia; disponer una segunda fuente en el hoyo y generar una onda primaria de energía elástica a una segunda frecuencia; recibir por un conjunto de tres sensores componentes
10 en el hoyo el arribo de la tercera onda elástica creada por un proceso de mezclado de tres ondas, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segunda frecuencias primarias, que se propaga de regreso a el hoyo; determinar la dirección de propagación de la tercera onda de las señales recibidas por el conjunto de sensores; formar en imagen la ubicación de la región de mezclado de tres ondas con base en el conjunto de la primera y segunda fuentes y la dirección de propagación de la tercera onda; y crear imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales usando los datos registrados al repetir los pasos de generación, recepción,
15 determinación y formación de imágenes en una pluralidad de acimutes, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del hoyo.

De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describen métodos adicionales para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo usando una herramienta de registro transportada. Estos comparten la configuración común de dos fuentes y un conjunto de sensores en el hoyo, pero difieren en que una u otra de las fuentes pueden generar un haz guiable o una onda de energía elástica, y las unidades de sensor en el conjunto pueden ser una combinación de dispositivos no direccionales y de tres componentes. El método incluye disponer con una configuración espacial específica una primera fuente en el hoyo y generar ya sea un haz primario guiable de energía elástica o una onda primaria de energía elástica a una primera
20 frecuencia; disponer una segunda fuente en el hoyo y generar ya sea un haz primario guiable de energía elástica o una onda primaria de energía elástica a una segunda frecuencia tal que la energía de las dos fuentes se mezcla en ubicaciones lejos del hoyo; recibir por un conjunto de sensores en el hoyo el arribo directo de la tercera onda elástica, creada por un proceso de mezclado de tres ondas, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segunda frecuencias primarias, que se propaga de regreso al hoyo en una dirección específica; localizar la región de mezclado de tres ondas en base al conjunto de la primera y segunda fuentes y en base a las propiedades de la señal de la tercera onda; y crear imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales usando los datos registrados al repetir los pasos de generación, recepción y localización en una pluralidad de acimutes, inclinaciones
25 y ubicaciones longitudinales dentro del hoyo.

De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se transforman las imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales de las formaciones que rodean el hoyo a propiedades de yacimiento que utilizan relaciones apropiadas entre la no linealidad de la formación y dichas propiedades. Las imágenes pueden ser de propiedades en el momento del registro, o pueden representar cambios entre dos corridas de registro separadas por el paso del tiempo.

De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describen métodos para crear imágenes tridimensionales de la relación de la velocidad acústica de compresión a velocidad de corte de las rocas que rodean el hoyo. Estos métodos son variaciones de los métodos para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales discutidas en los párrafos [5] a [8], anteriores.

De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describe un aparato para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y la relación de velocidad de compresión a velocidad de corte de las formaciones rocosas remotas de un hoyo usando una herramienta de registro transportada. El aparato incluye una primera fuente dispuesta en el hoyo y configurada para generar un haz guiable o una onda de energía elástica a una primera frecuencia; una segunda fuente dispuesta en el hoyo y configurada para generar un haz guiable o una onda de energía elástica a una segunda frecuencia, tal que los haces u ondas a la primera frecuencia y la segunda frecuencia se cruzan en una ubicación lejos del hoyo; y un conjunto de sensores de tres componentes o no
45 direccionales, configurado para recibir una tercera onda elástica si las propiedades no lineales de la región de interés dan por resultado la creación de la tercera onda elástica por un proceso de mezclado de tres ondas que tiene una frecuencia igual a una diferencia de la primera y la segunda frecuencias y una dirección específica de propagación de regreso al hoyo, un primer procesador dispuesto en el hoyo para controlar el encendido de la fuente y el registro de la tercera onda elástica; un dispositivo configurado para transmitir datos hacia arriba del pozo a través de un cable de línea alámbrica para una herramienta de línea alámbrica; y un segundo procesador dispuesto para crear las imágenes tridimensionales en base a, en parte, las propiedades de la tercera onda recibida y el conjunto de la primera y segunda fuentes.
50
55

Estos y otros objetos, características y rasgos de la presente invención, así como los métodos de operación y funciones de los elementos relacionados de estructura y la combinación de partes y economías de producción, llegarán a ser evidentes en consideración de la siguiente descripción y de las reivindicaciones anexas con referencia a las Figuras anexas, las cuales forman una parte de esta especificación, en donde números de referencia similares designan partes correspondientes en las varias Figuras. Sin embargo, se va a entender de forma expresa que las Figuras son solo para el propósito de ilustración y descripción y no se proponen como una definición de los límites de la invención. Como se usa en la especificación y en las reivindicaciones, la forma singular de "un", "una" y "el", "la" incluyen los referentes plurales a menos que el contexto dicte claramente lo contrario.

Breve descripción de los dibujos

10 La Figura 1 muestra una configuración para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo de acuerdo con los varios aspectos de la descripción.

La Figura 2 muestra una configuración para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo de acuerdo con los aspectos de la descripción.

15 La Figura 3 muestra una configuración para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo de acuerdo con los aspectos de la descripción.

La Figura 4 muestra un diagrama de flujo para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un hoyo de acuerdo con los varios aspectos de la descripción.

Las Figuras 5a, 5b y 5c muestran una simulación numérica de la regla 1 de selección para una interacción haz-haz de la Tabla 1 cuando las dos ondas primarias son haces.

20 La Figura 6 ilustra la geometría de la generación de la tercera onda de frecuencia de diferencia por mezclado no lineal de dos ondas acústicas primarias como se determina por la regla de selección de mezclado no lineal.

La Figura 7 muestra una aplicación de los aspectos de la descripción para la formación de imágenes usando un haz y un haz amplio u onda plana.

Descripción detallada

25 En un primer aspecto, la invención se relaciona con un método para estimar la relación de velocidad de compresión a velocidad de corte (V_p/V_s) es una región remota de un hoyo utilizando una herramienta de registro transportada, comprendiendo el método:

disponer una primera fuente en el hoyo y generar energía elástica de compresión a una primera frecuencia;

30 disponer una segunda fuente en el hoyo y generar energía elástica de corte a una segunda frecuencia, en donde la energía elástica en la primera y segunda frecuencia se cruza en una zona de mezcla ubicada alejada del hoyo;

recibir, mediante un conjunto de sensores, en el hoyo una tercera onda elástica, creada mediante un proceso de mezclado no colineal de tres ondas en una zona de mezcla no lineal, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segunda frecuencias y una dirección de propagación hacia el hoyo;

35 Identificar una ubicación de la zona de mezclado de las tres ondas con base en la disposición la primera y segunda fuentes, la dirección de la tercera onda y las reglas de selección que dirigen la mezcla no colineal en el medio acústicamente no lineal; y estimar la relación V_p/V_s utilizando los datos registrados al repetir la generación, recepción e identificación en una pluralidad de acimutes, las inclinaciones y las ubicaciones longitudinales dentro del hoyo.

40 El método puede además comprender crear imágenes tridimensionales de la relación V_p/V_s usando datos registrados al repetir la generación, recepción e identificación en una pluralidad de acimut, inclinaciones longitudinales dentro del hoyo;

45 En una primera realización del método del primer aspecto, la primera fuente y la segunda fuente se configuran para generar energía elástica seleccionada del grupo que consiste de: haces guiados, ondas con direccionalidad limitada, y combinaciones de las mismas. En una primera realización la primera fuente y la segunda fuente pueden comprender un conjunto de fuentes, o la primera fuente, la segunda fuente, y el conjunto del sensor pueden estar dispuestas sobre un cuerpo de herramienta común o sobre cuerpos de herramienta separados de la herramienta de

registro transportada. Los cuerpos de herramienta separados se pueden mover independientemente a lo largo de un eje longitudinal del hoyo.

En esta primera realización, el conjunto del sensor puede comprender sensores de tres componentes sujetos a una pared del hoyo.

- 5 En una primera realización el método puede comprender concentrar la energía de la onda en una primera frecuencia y/o la onda en la segunda frecuencia en un acimut e inclinación seleccionados, con relación a un eje longitudinal del hoyo.

10 En una segunda realización del método del primer aspecto, la primera fuente y la segunda fuente se configuran para generar energía elástica seleccionada del grupo que consiste de: haces guiables, ondas con direccionalidad limitada, y combinaciones de las mismas, y el método comprende generar la onda a la segunda frecuencia en un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$ y valores de barrido de α . Por ejemplo, este puede comprender:

15 repetir la concentración de energía de la onda en la segunda frecuencia a un acimut e inclinación seleccionados, con relación a un eje longitudinal del hoyo, y la generación de la onda en la segunda frecuencia a un rango de frecuencia f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$, y valores de barrido de α después de rotar la segunda fuente a un acimut seleccionado con respecto a un eje longitudinal del hoyo; o

20 repetir la concentración de energía de la onda en la segunda frecuencia a un acimut e inclinación seleccionados, con relación a un eje longitudinal del hoyo y la generación de la onda a la segunda frecuencia en un rango de frecuencia f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$, y los valores de barrido de α después de rotar la segunda fuente a un acimut seleccionado con respecto a un eje longitudinal del hoyo, después de mover las fuentes y/o el conjunto sensor a lo largo de un eje longitudinal del hoyo; o

25 repetir con polaridad inversa la concentración de energía de la onda en la segunda frecuencia a un acimut e inclinación seleccionados, con relación a un eje longitudinal del hoyo y generar la onda a la segunda frecuencia en un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$. Y valores de barrido de α después de rotar la segunda fuente a un acimut seleccionado con respecto a un eje longitudinal del hoyo, después de mover las fuentes y el conjunto sensor a lo largo de un eje longitudinal del hoyo.

En la segunda realización, el método puede comprender obtener una pluralidad de exploraciones radiales al alterar los espaciamientos entre la primera y/o la segunda fuente y/o el conjunto sensor con el fin de cambiar una profundidad de investigación y resolución de las imágenes tridimensionales.

30 En la segunda realización el método puede comprender chirrido o codificación o tanto chirrido como codificación una o ambas de la energía acústica transmitida por la primera fuente y la segunda fuente.

En una segunda realización, el método puede comprender modular una amplitud, una fase, un periodo o cualquier combinación de las mismas de la energía acústica en la primera frecuencia o la energía acústica en la segunda frecuencia.

En una tercera realización del método del primer aspecto, el método comprende además:

35 variar una de la primera o la segunda frecuencia mientras que se fija la otra frecuencia y se mide una amplitud de la tercera onda elástica recibida

Identificar una frecuencia en la cual la señal recibida alcanza una intensidad de amplitud máxima para cada receptor en el conjunto sensor; y

40 medir in situ la relación V_p/V_s de una región de mezcla particular alejada del hoyo al determinar el ángulo de intersección de los haces de compresión de la primera frecuencia y los haces de corte en la segunda frecuencia y un ángulo de regreso de la tercera onda elástica de la geometría de la primera y segunda fuentes, el conjunto sensor y las reglas de selección dirigen propiedades de mezcla no lineales y no colineales.

En un segundo aspecto, la invención se relaciona con un aparato para estimar la proporción V_p/V_s de las formaciones rocosas remotas a un hoyo que utiliza una herramienta de registro transportada, el aparato comprende:

45 una primera fuente dispuesta en el hoyo y configurada para generar energía elástica de compresión a una primera frecuencia;

una segunda fuente dispuesta en el hoyo y configurada para generar energía elástica de corte en una segunda frecuencia, en donde la energía en la primera frecuencia y en la segunda frecuencia se cruza en un sitio alejado del hoyo;

- 5 un conjunto sensor para recibir una tercera onda elástica cuando las propiedades no lineales de una región de interés dan como resultado la creación, por medio de un proceso de mezcla de tres ondas, de una tercera onda elástica, que tiene una frecuencia igual a la diferencia entre la primera y segunda frecuencias y una dirección de propagación hacia el hoyo; y

un procesador dispuesto para estimar la relación V_p/V_s con base, en parte, en la tercera onda elástica recibida y en la disposición de las primeras y segundas fuentes.

- 10 En el aparato el procesador puede estar adicionalmente dispuesto para crear las imágenes tridimensionales con base, en parte, en las propiedades de la tercera onda recibida y la disposición de la primera y segunda fuentes.

El aparato puede además comprender:

un dispositivo configurado para transmitir datos hacia arriba del hueco a través de un cable de línea alámbrica para una herramienta de línea alámbrica; y

- 15 un posterior procesador dispuesto en el hoyo para controlar los registros de la tercera onda elástica.

En el aparato, la primera fuente y la segunda fuente se pueden configurar para generar energía elástica seleccionada del grupo que consiste de: haces guiados, ondas con direccionalidad limitada, y combinaciones de las mismas.

En el aparato, la primera fuente, y la segunda fuente, pueden comprender un conjunto de fuentes.

- 20 En el aparato, la primera fuente, y la segunda fuente, y el conjunto sensor se pueden disponer en un cuerpo de herramienta común o en cuerpos de herramienta separados. Los cuerpos de herramientas separados se pueden mover independientemente a lo largo del eje longitudinal del hoyo.

En el aparato, el conjunto sensor puede comprender uno o más hidrófonos montados en un cuerpo de herramienta, o uno o más geófonos tricomponentes, o acelerómetros, fijados a la pared del hoyo o ambos.

- 25 En el aparato, se pueden controlar un acimut y una inclinación en relación a un eje longitudinal del hoyo de las direcciones de propagación de las ondas generadas por una o ambas de las fuentes.

En el aparato, el conjunto sensor y las fuentes se pueden disponer para ser movidas juntas o independientemente a lo largo del eje longitudinal del hoyo.

- 30 En el aparato, se pueden obtener una pluralidad de exploraciones radiales al alterar un espaciamiento entre las fuentes y el conjunto sensor.

En el aparato, se pueden obtener una pluralidad de exploraciones radiales al alterar el espaciamiento entre las fuentes.

En el aparato, a una ubicación de hoyo dada, se puede configurar la segunda fuente para ser controlada a un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$ barriendo los valores de α .

- 35 En el aparato, una o ambas de la primera y segunda ondas pueden ser chirriadas o codificadas o tanto chirriadas como codificadas. Por ejemplo, es modulada la primera o segunda onda, y la modulación se selecciona del grupo que consiste en: amplitud, fase, periodo y cualquier combinación de las mismas.

En el aparato, en cada posición relacionada con un acimut, inclinación y una ubicación longitudinal únicas, se puede repetir el control de las fuentes, la segunda vez con ambas señales en polaridad opuesta.

- 40 En el aparato, el procesador se puede configurar y disponer además para identificar una frecuencia en la cual la señal recibida alcance una intensidad de amplitud máxima para cada receptor en el conjunto sensor y para medir in situ la relación V_p/V_s para la relación de mezcla particular alejada del hoyo al determinar el ángulo de intersección de los haces de comprensión de la primera frecuencia y los haces de corte en la segunda frecuencia y el ángulo de

regreso de la tercera onda elástica desde la geometría de la primera y segunda fuentes, el conjunto sensor y las reglas de selección dirigen las propiedades de mezcla no lineales y no colineales.

5 También se describe aquí un método ejecutado por ordenador dispuesto para efectuar el procesamiento de una tercera onda generada a través de un proceso de mezcla de tres ondas de dos haces primarios no colineales u ondas en una región no lineal remota de una formación que rodea un hoyo, y registrada en el hoyo, con el fin de estimar la relación V_p/V_s de una formación que rodea el hoyo, el método ejecutado por ordenador comprende:

analizar un contenido de frecuencia de una tercera onda registrada por el análisis espectral y seleccionar una señal que corresponde a una frecuencia de diferencia para aislar la tercera señal de onda generada por el proceso de mezcla no lineal;

10 analizar una amplitud de la tercera onda registrada como una función de las relaciones de frecuencia de los haces de mezcla primarios u ondas y determinar un sitio de mezcla donde se originan las señales de la tercera onda, provenientes de las reglas de selección de la mezcla no colineal en medios no lineales, los números de onda del primer y segundo haces u ondas y la tercera onda y las ubicaciones de las dos fuentes primarias y un conjunto sensor;

15 confirmar una dirección de la tercera onda que incide sobre el hoyo y registrado el conjunto sensor con base en analizar la tercera onda elástica detectada en el conjunto sensor; y

estimar la relación de V_p/V_s de la zona de interacción de los dos haces primarios no colineales u ondas provenientes de la amplitud y dirección de los arribos de la tercera onda elástica.

20 El método ejecutado por ordenador puede además comprender crear imágenes, aplicadas al conjunto de datos completos, con el fin de obtener imágenes tridimensionales tanto en tiempo como en distancia de la relación de V_p/V_s de la formación que rodea un hoyo.

El método ejecutado por ordenador puede además comprender determinar un sitio de la región no lineal donde tiene lugar el proceso de mezcla de las tres ondas.

25 En el método ejecutado por ordenador, la primera fuente y la segunda fuente se pueden configurar para generar energía elástica seleccionada del grupo que consiste de: haces guiados, ondas con direccionalidad limitada, y combinaciones de las mismas.

El método ejecutado por ordenador puede además comprender determinar la dirección de la tercera onda que incide sobre el hoyo si los sensores incluyen geófonos de tres componentes.

30 En el método ejecutado por ordenador, se pueden agregar las señales registradas obtenidas de dos encendidos de fuentes consecutivas de polaridad opuesta con el fin de suprimir el ruido y mejorar la amplitud de la tercera onda no lineal.

35 La Figura 1 muestra una de las varias configuraciones posibles para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y la relación de velocidad de compresión a velocidad de corte en una región remota de un hoyo de acuerdo con varios aspectos de la descripción. La primera fuente 105 se dispone en el hoyo 110 para generar un haz primario guiado de energía acústica a una primera frecuencia f_1 . La segunda fuente 115 también se dispone en el hoyo 110 para generar un haz primario guiado de energía acústica a una segunda frecuencia f_2 . A manera de ejemplo no limitante, tanto la primera fuente 105 como la segunda fuente 115 pueden ser un conjunto en fase de fuentes y se pueden configurar para generar haces guiados ya sea de compresión o de corte.

40 Como se muestra en la Figura 1, la primera fuente 105 se dispone en el primer cuerpo 120 de herramienta y la segunda fuente 115 se dispone en el cuerpo 125 de la segunda herramienta. Sin embargo, la descripción no se limita de este modo puesto que el cuerpo 120 de la primera herramienta y el cuerpo 125 de la segunda herramienta también se pueden disponer conjuntamente en un cuerpo (no mostrado) de herramienta común. Los cuerpos 120 y 125 de herramienta se disponen para ser independientemente móviles dentro del hoyo 110 en al menos dos grados de libertad incluyendo traslado a lo largo del eje 150 longitudinal del hoyo 110 y rotación 155 en el acimut alrededor del eje longitudinal del hoyo 110. La primera fuente 105 se puede disponer por arriba o por abajo de la segunda fuente 115 en el hoyo 110. Los cuerpos 120 y 125 de herramienta se pueden disponer en una región de registro transportado (no mostrada) dentro del hoyo 110.

45 Para una orientación dada de acimut de la primera fuente 105 y la segunda fuente 115, el haz generado por la segunda fuente 115 y el haz generado por la primera fuente 105 se configuran tal que los haces convergen y se cruzan en las zonas 130 de mezclado lejos del hoyo 110. Mediante una combinación de guiar independiente de los

haces y cambiar la separación entre las fuentes, 105, 115, las zonas 130 de mezclado se mueven en el plano definido por los haces y el eje 150 longitudinal del hoyo, en tanto que se controla el ángulo de intercepción. La distancia de la zona 130 de mezclado desde el hoyo 110 puede variar desde cerca del borde del hoyo 110 a aproximadamente 300 metros en la formación rocosa de la subsuperficie circundante. Por vía de ejemplo no limitante, la diferencia de fase y/o retrasos de tiempo entre los elementos adyacentes en el conjunto de fuente referida en el párrafo [0018] se pueden modificar para enfocar la energía acústica de los haces primarios en una zona particular de mezclado.

Las propiedades no lineales de la tierra en la ubicación entre las dos ondas dan por resultado la generación de una tercera onda elástica. La tercera onda elástica es el resultado de un proceso de mezclado de tres ondas que se presenta en materiales no lineales, en este caso, formaciones rocosas. En este proceso, dos ondas no colineales convergentes de diferentes frecuencias, f_1 y f_2 , también llamadas ondas primarias, se mezclan para formar ondas adicionales a las frecuencias armónicas y de intermodulación $f_1 - f_2 + f_1 + f_2$, $2 \times f_1$, y $2 \times f_2$, etc. La intensidad de la tercera onda es una función de la no linealidad de las rocas en las zonas de mezclado. A manera de ejemplo no limitante, cuando una onda primaria de compresión (P) con una frecuencia f_1 y una onda primaria de corte (SV) con una frecuencia f_2 cruzan en un medio no lineal, se genera una tercera onda de compresión (P) o de corte (SV) con una frecuencia $f_1 - f_2$. Para descripción adicional, ver Johnson et al. (1987) y Johnson y Shankland (1989), que se incorpora de este modo como referencia en su totalidad.

Como se analiza adicionalmente en los párrafos [0031] y [0033] posteriores bajo las reglas de selección de propagación, el vector de propagación de la tercera onda es coplanar con los vectores de propagación de las dos ondas primarias. Ciertas combinaciones del ángulo de intersección, relación f_1/f_2 y relación de velocidad de compresión a velocidad de corte dan por resultado una tercera onda elástica con la frecuencia $f_1 - f_2$ que se propaga a un ángulo específico con relación a los haces primarios de regreso al hoyo 110.

El conjunto de sensores o de receptores 135 se dispone en una ubicación específica en el hoyo 110 para detectar la tercera onda que regresa al hoyo 110. En algunos aspectos de la descripción, como se muestra en la Figura, el conjunto de sensores 135 comprende más de un sensor dispuesto como un conjunto de sensores en el cuerpo 140 de herramienta de sensor y separado de los cuerpos 120 y 125 de herramienta. El sensor 135 se configura para que se mueva independientemente dentro del hoyo 110 a lo largo del eje 150 longitudinal del hoyo 110. En algunos aspectos, el cuerpo 140 de herramienta de sensor se dispone por abajo de los cuerpos 120 y 125 de herramienta o se dispone por arriba de los cuerpos 120 y 125 de herramienta. En algunos aspectos, el cuerpo 140 de herramienta de sensor se conecta a cualquiera o ambos cuerpos 120 y 125 de herramienta.

La tercera onda se detecta en el hoyo 110 por el conjunto 135 de sensores. La Figura 2 muestra una disposición similar a la Figura 1, en donde el receptor 135 se reemplaza por el geófono 145 de tres componentes sujetado a las paredes del hoyo. La señal resultante se descompone por procesamiento en su inclinación y acimut a fin de adicionar redundancia al sistema al determinar la dirección del arribo de la tercera onda entrante.

En algunos aspectos en el hoyo 110 se puede disponer un primer procesador configurado para ejecutar instrucciones leíbles por máquina (no mostrada) para realizar varias tareas de procesamiento, tal como el control del encendido de la fuente y la compresión o filtrado de los datos registrados por el conjunto 135 de sensores. Se puede disponer un segundo procesador configurado para ejecutar instrucciones leíbles por máquina (no mostrada) fuera del hoyo 110 para ayudar al primer procesador o para realizar diferentes tareas de procesamiento del haz del primer procesador. Por ejemplo, el segundo procesador puede realizar parte o todas las actividades de procesamiento al crear las imágenes tridimensionales. Se puede disponer un transmisor o transceptor (no mostrado) en el hoyo 110 para transmitir datos hacia arriba del pozo a través de un cable de línea alámbrica (no mostrado).

A una profundidad dada a lo largo del hoyo de una de las fuentes 105, 115, el barrido de los haces de inclinación a soporte relativo constante para explorar espacialmente la zona de mezclado en un plano que pasa a través del eje del hoyo, rotando las fuentes acimutalmente a rotacionalmente exploran la región de mezclado y el movimiento del montaje completo a lo largo del hoyo 110, da por resultado la exploración de un volumen 3D de las zonas de mezclado alrededor del hoyo para las propiedades no lineales. Con las fuentes 105, 115 y el conjunto 135 de sensores colocados en cuerpos de herramienta independientes, se puede obtener alta redundancia en los datos y se puede variar la profundidad de investigación. De esta manera, para las propiedades no lineales se puede interrogar un volumen 3D de las rocas que circundan el hoyo y de las señales regresadas se puede procesar y computar una imagen 3D de las propiedades no lineales.

La Figura 3 muestra otra disposición para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un hoyo de acuerdo con diversos aspectos de la descripción. La disposición de la Figura 3 es similar a la disposición de la Figura 2, con la diferencia primaria es que las fuentes se disponen en el hoyo 110 para producir ondas elásticas en lugar de haces guiados. Con referencia a la Figura 3, la primera fuente 305 se dispone en el hoyo 110 en el cuerpo 320 de la primera herramienta para generar una primera onda elástica de energía acústica a una primera frecuencia f_1 . La segunda fuente 315 se dispone en el hoyo 110 en el segundo cuerpo 325 de

herramienta para generar una segunda onda elástica de energía acústica a una segunda frecuencia f_2 . La primera y segunda ondas elásticas producidas por las fuentes 305, 315 se disponen para intersección lejos del hoyo 110 en varias zonas 130 de mezclado. El receptor 145 se dispone dentro del hoyo 110 para recibir una tercera onda que se produce en la zona 130 de mezclado por el proceso de mezclado de tres ondas discutido anteriormente y se discute adicionalmente más adelante. Puesto que las ondas producidas por las fuentes 305, 315 son esencialmente no direccionales, el mezclado entre las ondas se presenta simultáneamente en el área completa de la zona 130 de mezclado, que también se extiende fuera del plano de la Figura, y el receptor 145 tiende a tener características direccionales. A manera de ejemplo no limitante, se puede usar un conjunto de geófono de tres componentes para este propósito. La señal resultante se descompone por procesamiento en múltiples señales de arribo en una variedad de inclinaciones y acimutes y tiempos de viaje. Dadas las ubicaciones de las fuentes y de los receptores, los tiempos de viaje y las direcciones de cada arribo direccional descompuesto, hay suficiente información para aplicar las reglas de selección descritas más adelante en los párrafos [0031] a [0033] para determinar una zona única de mezclado donde se generó la tercera onda. Este único mapeo permite la construcción de una imagen tridimensional a partir de las propiedades de la señal recibida.

La Figura 4 muestra un método para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y la relación de velocidad de compresión a velocidad de corte en una región remota de un hoyo usando una herramienta de registro transportado. El método empieza en 405 donde se dispone una primera fuente en el hoyo para generar una energía elástica de haz guiable a una primera frecuencia y una segunda fuente se dispone en el hoyo para generar un haz guiable de energía elástica a una segunda frecuencia. Los haces guiables a la primera y segunda frecuencias se disponen para interceptarse en una ubicación lejos del hoyo. Como tal, el segundo haz se genera en el mismo acimut como el primer haz, pero a una diferente inclinación con relación al eje longitudinal del hoyo. El método continúa en 410 donde se recibe una tercera onda elástica en el hoyo por un conjunto de sensores. Como se analiza anteriormente, la tercera onda elástica se crea por un proceso de mezclado de tres ondas, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segundas frecuencias y una dirección de propagación hacia el hoyo. En 415, se determina una ubicación de mezclado de tres ondas lejos del hoyo de la disposición de la primera y segunda fuentes y propiedades de la tercera onda, por recurso a las reglas de selección discutidas más adelante en los párrafos [0031] a [0033]. En 420, se crean imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales usando los datos registrados al repetir la generación del paso 405, la recepción del paso 410 y la determinación del paso 415 en una pluralidad de acimutes, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del hoyo. En los casos de interacción de compresión-corte, las señales recibidas se analizan en el paso 425 para la relación de velocidad de compresión/de corte (V_p/v_s) de acuerdo al párrafo [0038]. En 430, las propiedades no lineales se transforman en propiedades de depósito físico tal como saturación de fluido, esfuerzo efectivo, densidad de fractura y mineralogía.

En algunos aspectos de la presente descripción, la primera y segunda fuentes pueden ser fuentes de ondas de haz o cilíndricas o esféricas, y el conjunto de sensores puede ser cualquier combinación de sensores de componente individual no direccionales y geófonos de tres componentes. Las permutaciones alternativas de las partes componentes ofrecen diferentes grados de redundancia en el procesamiento de señales y en la formación de imágenes.

Se han reportado demostraciones experimentales del mezclado no lineal de dos ondas acústicas en sólido, por ejemplo por Rollins, Taylor y Todd (1964), Johnson et al. (1987) y Johnson y Shankland (1989), que se incorporan de este modo como referencia en su totalidad. En el caso especial donde una onda primaria de compresión (P) con una frecuencia f_1 y una onda primaria de corte (S) con una frecuencia f_2 se cruzan entre sí, en un medio no lineal, se genera una tercera onda P o S con la frecuencia $f_1 - f_2$. Si las ondas primarias P y S son haces con vectores k_1 y k_2 de onda, respectivamente, y es uniforme la propiedad de formación no lineal, la cinemática de la interacción de ondas requiere que la tercera onda resultante sea una onda plana con el vector k_3 de onda que obedece la regla de selección $k_1 - k_2 = k_3$. La regla de selección impone una restricción muy estrecha en los ángulos de cruce permisibles para las ondas primarias y una dirección de propagación específica de la tercera onda. La teoría cinemática general para el mezclado no lineal de dos ondas planas lineales y las reglas de selección y las respuestas de amplitud tienen contribuciones de Jones y Kobett (1963), Rollins, Taylor et al. (1964) y posteriormente por Korneev, Nihei y Myer (1998), todo lo cual se incorpora en la presente por referencia en su totalidad, quienes también proporcionaron relaciones específicas entre parámetros no lineales del medio de mezclado y la intensidad de la señal de mezclado no lineal. Por ejemplo, la ecuación 53 y 54 de Korneev, Nihei y Myer muestra que la intensidad de mezclado de las ondas planas de P y SV (corte verticalmente polarizado) es proporcional a una combinación específica de parámetros no lineales de las rocas.

Las reglas de selección de Korneev, Nihei y Myer que rigen la interacción no lineal de dos ondas planas elásticas se puede usar como guía para la interacción de dos haces elásticos. Estas dos reglas de selección de ondas planas dictan que las siguientes seis interacciones no lineales producen ondas retrodispersadas.

Tabla I. - Reglas de Selección que Rigen la Interacción no Lineal de dos Ondas Planas Elásticas. En esta tabla, y en otra parte de este documento, f_1 es mayor que f_2

Reglas de Selección	1º haz u onda	2º haz u onda	3º haz u onda resultante de 1º + 2º
1	$P(f_1)$	$SV(f_2)$	$P(f_1 - f_2)$
2	$P(f_1)$	$SV(f_2)$	$SV(f_1 - f_2)$
3	$P(f_1)$	$SH(f_2)$	$SH(f_1 - f_2)$
4	$P(f_1)$	$SV(f_2)$	$P(f_1 + f_2)$
5	$SV(f_1)$	$SV(f_2)$	$P(f_1 + f_2)$
6	$SV(f_1)$	$SH(f_2)$	$P(f_1 + f_2)$

Las Figuras 5a, 5b y 5c muestran una simulación numérica de la regla 1 de selección de la Tabla 1 cuando las dos ondas primarias son haces de una interacción haz - haz. Un haz de compresión de 25 kHz, mostrado en la Figura 5a, y un haz de corte de 18 kHz, mostrado en la Figura 5b, se mezclan para formar un tercer haz, mostrado en la Figura 5c, con la frecuencia 7 kHz = 25 kHz - 18 kHz. En este ejemplo, de acuerdo con las predicciones de onda plana de Korneev, Nihei y Myer, se genera un tercer haz P de retropropagación con la frecuencia $(f_1 - f_2)$ a un ángulo de 133º a la onda de $P(f_1)$ por mezclado no lineal en la región donde se traslapan los haces de $P(f_1)$ y $SV(f_2)$.

La cinemática de las interacciones no lineales de los haces da por resultado la generación de combinaciones específicas de vectores y frecuencias de ondas. La tercera onda regresa en un tiempo de viaje específico, y con frecuencias específicas f_3 y vectores k_3 de onda tal como $f_3 = f_1 - f_2$ y $k_3 = k_1 - k_2$ para una combinación de f_1, f_2, k_2 y k_3 hay un vector k_3 de onda de propagación bien definido de la tercera onda en el mismo plano, definido por k_1 y k_2 . Hay una correspondencia directa entre la señal detectada en una posición particular de receptor y la ubicación donde toma lugar el mezclado no lineal de las dos ondas primarias k_1 y k_2 . La intensidad de la señal de receptor será proporcional a la intensidad de la no linealidad de las rocas en la zona de mezclado, entre otros factores, y alcanza un máximo para un receptor colocado en el vector k_3 . Por lo tanto, la intensidad de la señal en los receptores se puede correlacionar de forma geométrica sobre la no linealidad de las rocas a lo largo de la trayectoria del haz como se indica por la Figura 1.

La teoría geométrica de la propagación de ondas indica que el haz generado en cada zona de interacción arribará al hoyo en un receptor específico definido por la geometría de los tres vectores k_1, k_2 y k_3 de onda, después de un retraso de tiempo específico. La intensidad de la señal de regreso en una ubicación específica en el hoyo en un momento particular es dependiente del grado de no linealidad de la ubicación de interacción, y por lo tanto se puede construir una imagen del tiempo de la intensidad relativa de las propiedades no lineales de las rocas a lo largo del haz. La magnitud de la amplitud de una señal regresada en los receptores es por sí misma indicativa de ciertas propiedades petrofísicas de la zona de mezclado. Si el haz y la onda plana se exploran en acimut e inclinación en tanto que se conserva el ángulo necesario de convergencia, se puede obtener una imagen 3D circunferencial, localizada y radial de las propiedades no lineales de las rocas que circundan el hoyo. Al mover el montaje completo hacia arriba y hacia abajo del hoyo, se obtienen imágenes 3D repetidas de las propiedades no lineales de las rocas que circundan el hoyo. Al hacer pilas ponderadas de estas imágenes repetidas, se puede construir una imagen final de las propiedades no lineales de las rocas que circundan el hoyo completo a través del procesamiento subsiguiente en ordenador. Además, si las fuentes y los receptores son parte de tres cuerpos separados de herramienta, se pueden mover uno o dos en tanto que el tercero se fija (por ejemplo, las fuentes se fijan en tanto que se mueve hacia arriba y hacia abajo el cuerpo de la herramienta de receptor). De manera alternativa, se pueden hacer varios descensos en el pozo con diferente espaciado entre los cuerpos de herramienta.

Para el mezclado no lineal entre un haz elástico y un haz más amplio (onda casi plana), se relaja la regla de selección. Las terceras ondas de frecuencia $f_1 - f_2$, centradas alrededor de los vectores $k_3 = k_1 - k_2$ de onda, se generan de forma continua a lo largo del haz primario si el ancho del haz es aproximadamente diez longitudes de onda de la tercera onda. La intensidad de la señal resultante para $f_3 = f_1 - f_2$ es una función de las propiedades no lineales promedio de la región de mezclado, la relación promedio de velocidad de propagación f_1 y la velocidad promedio para la propagación f_2 (notar que f_1 y f_2 pueden ser de compresión o de corte) el volumen de la zona de mezclado y la geometría del mezclado. Esta función se puede computar para varios modos de mezclado. Por ejemplo, la intensidad de la señal de un modo particular de mezclado importante tal como la onda de compresión P para f_1 y SV para f_2 se da por

$$U = 2\pi^2 \beta_{PS,P} A_1 B_2 \frac{f_1 f_2 (f_1 - f_2) V_{PS,P}}{V^2 V_r} F_{PSVP} \Delta_{PS,P} \quad (1)$$

donde U es la amplitud de desplazamiento de la tercera onda recibida en el hoyo, A₁ es la polarización longitudinal de la onda de compresión y B₂ es la polarización transversal de la onda de corte. β es una función de los parámetros A, B y C de Landau y Lifschitz que representan la no linealidad de rocas en la zona de mezclado, v es el volumen de la zona de mezclado, r es la distancia desde la zona de mezclado al receptor. F es el factor de forma geométrica de orden 1 que es dependiente de la geometría de los haces incidentes y se puede computar numéricamente de la teoría de Korneev, Nihei, Myers para la geometría particular. Δ es un factor de forma de regla de selección que es una función numéricamente computable de los vectores k₁, k₂ y k₃ de onda y es solo significativo si la geometría de interacción respeta las reglas de selección. El subíndice PS,P en la fórmula se refiere a la interacción de compresión corte que genera una onda de compresión.

De acuerdo con ciertos aspectos de esta descripción, se puede construir una imagen de la relación de velocidad de compresión a velocidad de corte como sigue. Cuando una de las fuentes genera una onda de compresión (onda P) con frecuencia f₁ y la otra fuente genera una onda SV con frecuencia f₂ y ambas ondas son dirigidas hacia un volumen de mezclado específico, la dirección de propagación de la tercera onda de compresión (onda p) con la frecuencia de diferencia f₃ = f₁ - f₂ se controla por la relación Vp/Vs promedio in situ de la roca en la zona de mezclado como se indica por las reglas de selección como se muestra en la Figura 6. De las mediciones de la señal en el conjunto 145 de receptor de tres componentes en la Figura 2 o Figura 3, la dirección de esta tercera onda se puede determinar y de este modo, el Vp/Vs in situ de la zona de mezclado se puede computar. Si el haz y la onda plana se exploran en acimut e inclinación en tanto que se conserva el ángulo necesario de convergencia, se puede obtener una imagen 3D localizada, circunferencial y radial de una relación Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el hoyo. Al mover el montaje completo hacia arriba y hacia abajo del hoyo, se pueden obtener imágenes 3D repetidas de Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el hoyo. Al hacer la pila ponderada de estas imágenes repetidas, se puede construir una imagen final del Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el hoyo completo a través del procesamiento subsiguiente en ordenador. De manera alternativa, se pueden hacer varios descensos en el pozo con diferente espaciado final entre los cuerpos de herramienta.

En algunos aspectos de esta descripción, se logra una determinación alternativa de la relación Vp/Vs a través de la exploración de la relación de las frecuencias f₁ a f₂ de los haces primarios. La Figura 6 ilustra la geometría de la interacción de dos haces tal como aquellos generados en la configuración de la Figura 1, que se puede analizar usando matemáticas vectorial y trigonometría, descrito anteriormente en los párrafos [0031] a [0034]. Las longitudes k₁ y k₂ de los vectores k₁ y k₂ se definen por la relación de sus correspondientes frecuencias y velocidades. Como se muestra en la Figura 6, el ángulo φ de regreso es una función de f₁/f₂, la relación Vp/Vs y el ángulo θ de intersección de los dos haces primarios. Además, las reglas de selección física solo permiten la generación de una tercera onda a combinaciones específicas de f₁/f₂ relación Vp/Vs y ángulo de intersección θ tal como el ejemplo ilustrado en la Figura 5.

Usando el símbolo r para la relación Vp/Vs y las términos definidos en la Figura 6, la magnitud k₃ del vector k₃ se da por la suma vectorial de k₁ y -k₂, que es $k_3 = |k_1 - k_2| = \frac{f_1 - f_2}{V_r}$ y también por la regla del coseno que señala

$k_3^2 = k_1^2 + k_2^2 - 2k_1 k_2 \cos \theta$. Combinando las dos ecuaciones, y sustituyendo f₁/Vp por k₁ y f₂/Vs para k₂, conduce el establecimiento de las condiciones geométricas impuestas por las reglas de selección. La ecuación

cuadrática $\frac{f_1^2}{V_p^2} r^2 - 2 \cos \theta r - \frac{f_2^2}{V_s^2} + 2 = 0$ se puede solucionar para r, se puede solucionar para Vp/Vs de la zona de mezclado. Esto conduce a un método alternativo no limitante para medir la relación Vp y Vs in situ de una región de mezclado particular por la siguiente secuencia: a) registrar un logaritmo de forma de onda sónica normal para determinar Vp y Vs cerca del agujero para adquirir datos para estimar las diferencias de fase entre los elementos adyacentes en un conjunto de fuentes en fase para guiar los haces al ángulo aproximado de convergencia para la geometría de la medición planeada; b) dirigir las fuentes P y SV para converger a un ángulo θ controlado y mezclar en una región particular en el espacio que circunda el hoyo (c) variar f₂ en tanto que se fija f₁ y medir la amplitud de la señal recibida a la frecuencia de diferencia f₁ - f₂ en los sensores en el hoyo; d) identificar la frecuencia a la cual la señal de cada receptor en el conjunto alcanza una intensidad de amplitud máxima; y e) determinar los ángulos θ y φ de la geometría de las fuentes y receptores. Al barrer los haces en inclinación, al girar en acimut, y al mover el montaje completo hacia arriba y hacia abajo del hoyo y al repetir el procedimiento anterior, la relación Vp/Vs de un volumen 3D alrededor del hoyo se interroga y de este modo se pueden obtener imágenes 3D de la relación Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el hoyo.

Los métodos descritos anteriormente ofrecen una propiedad ventajosa ya que la diferencia de frecuencia f₁ - f₂ es muy específica, permitiendo el análisis espectral para mejorar la relación de señal a ruido de las mediciones. Además, si ambas frecuencias f₁ y f₂ son chirriadas simultáneamente de forma proporcional, la señal de frecuencia de diferencia resultante f₁ - f₂ también será una señal chirriada bien definida. El código variable en tiempo puede

incluir una o más de una variación en amplitud, una variación en frecuencia, y/o una variación en fase del primero, el segundo o tanto el primero como el segundo haces u ondas. La tercera onda de diferencia puede ser de banda amplia si una de las frecuencias primarias se barre a través de una variedad de frecuencias en tanto que se fija su relación de frecuencia. De esta manera, el tercer haz resultante $f_2 - f_1$ se barrerá a través de un amplio intervalo de frecuencias, en tanto que se conserva la misma dirección. Esto permite la mejorar en señal a ruido mediante la autocorrelación estándar de la señal chirriada o codificada.

Puesto que el vector de onda $k_3 = k_1 - k_2$ está bien definido, la discriminación de señal a ruido de la tercera onda registrada de los receptores 135 se puede mejorar adicionalmente al emplear receptores de tres componentes en el hoyo. Las señales de los tres componentes se pueden ajustar a una directividad específica o una técnica tal como análisis por hodograma.

En algunos aspectos de la presente descripción, la relación de señal a ruido se puede mejorar al repetir los pasos anteriores con una polaridad inversa (180 grados fuera de fase) y al adicionar los resultados conjuntamente. La señal de frecuencia de diferencia retornante se adicionará coherentemente puesto que su amplitud es proporcionar al producto de las amplitudes de las dos ondas primarias y por lo tanto no invierte la polaridad cuando se invierte la polaridad de la fuente primaria, en tanto que cualquier ruido lineal generado por las ondas primarias en el sistema invertirá la polaridad y se cancelará en la adición.

Se pueden contemplar métodos alternativos con varias combinaciones no exclusivas de haces y ondas. A manera de ejemplo no limitante, un método para generar imágenes por procesamiento en ordenador de señales acústicas y sísmicas incluye los siguientes pasos. Primero, realizar el análisis espectral del contenido de frecuencia de la tercera onda registrada y reglas de selección aplicables de la señal de frecuencia de diferencia a fin de aislar la señal de la tercera onda generada por el proceso de mezclado no lineal. En el caso que los sensores incluyan geófonos de tres componentes, determinar la dirección de la tercera onda que incide en el hoyo usando técnicas de orientación. El método continúa al analizar la amplitud de la tercera onda registrada como una función de las relaciones de frecuencia de las ondas primarias de mezclado y determinar la ubicación de mezclado donde se originaron las señales de la tercera onda, a partir de las reglas de selección de mezclado no colineal en medios no lineales, los números de onda del primero y segundo haces y la tercera onda y las ubicaciones de las dos fuentes de haces y el conjunto sensor. El método continúa al construir sismogramas determinados por correlación cruzada de las señales recibidas con las señales de transmisor chirriadas para cada combinación de fuente-receptor. El método continúa al realizar la formación de imágenes tridimensionales en tiempo o profundidad al conjunto completo de datos, a fin de obtener imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales de la formación que circunda un hoyo en uno o en ambos de tiempo y distancia. Los métodos para generar imágenes de los sismogramas se conocen, por ejemplo, Hill et, al., que se incorpora de este modo como referencia, han proporcionado la metodología general para el caso especial de formación de imágenes a partir de haces.

Otro método alternativo no limitante de formación de imágenes se ilustra en la Figura 7, que muestra el caso de interacciones de un haz 705 estrecho y un haz 710 ancho (amplio). Dado el modelo de fondo liso de V_p y V_s del volumen investigado, la aplicación de las reglas de selección permite el mapeo geométrico de la energía detectada en la ubicación 735 de receptor sobre la zona 730 de mezclado a lo largo del haz estrecho. Una imagen de tiempo de la propiedad no lineal de esta manera se puede construir a lo largo del haz estrecho. Al girar en acimut y al mover el montaje a lo largo del hoyo, se puede construir una imagen tridimensional en tiempo de un volumen centrado en el hoyo. La repetición sucesiva de la medición a diferentes inclinaciones de haz, y al alterar la relación de frecuencia f_2/f_1 α producen una serie de imágenes tridimensionales en tiempo. Esta redundancia en la formación de imágenes permite la refinación adicional del modelo de antecedente liso y una imagen espacial tridimensional.

Se ha encontrado que los parámetros no lineales de rocas se relacionan con varios parámetros importantes, de los depósitos de hidrocarburos, tal como variaciones con la saturación de gas, petróleo y agua, esfuerzo efectivo, densidad de fractura y contenido mineralógico. Por ejemplo, ver Ostrovsky y Johnson 2001, que se incorpora de este modo como referencia. En ciertos aspectos de esta descripción, las imágenes 3D de propiedades no lineales construidas por este método se transforman para suministrar información cuantitativa sobre la distribución de estas propiedades alrededor del hoyo en el momento de registro. Además, se usan repeticiones secuenciales de este método para detectar cambios en las propiedades del yacimiento durante el tiempo para propósitos de monitoreo del yacimiento.

Los registros de las formas de onda recibidas se procesan para generar una imagen de las características no lineales de la formación. La directividad del haz y el tiempo de vuelo pueden fijar las ubicaciones donde se generan las ondas dispersadas, distinguiendo este dispositivo de las técnicas normales de formación sónica de imágenes usando fuentes de monopolo y dipolo, no direccionales, convencionales.

REIVINDICACIONES

1. Un método para estimar la relación de velocidad de compresión a velocidad de corte (V_p/V_s) en una región remota de un hoyo usando una herramienta de registro transportado, el método comprende:

disponer una primera fuente en el hoyo y generar energía elástica de compresión a una primera frecuencia;

5 disponer una segunda fuente en el hoyo y generar energía elástica de corte a una segunda frecuencia, en donde la energía elástica a la primera frecuencia y la segunda frecuencia se interceptan en una zona de mezclado localizada lejos del hoyo;

10 recibir, por medio de un conjunto de sensores, en el hoyo, una tercera onda elástica, creada por un proceso de mezclado no colineal de tres ondas en una zona de mezclado no lineal, con una frecuencia igual a la diferencia entre la primera y segunda frecuencias y una dirección de propagación hacia el hoyo;

identificar una ubicación de la zona de mezclado de tres ondas en base a la disposición de la primera y segunda fuentes, la dirección de la tercera onda y reglas de selección que gobiernan el mezclado no colineal en medios acústicamente no lineales; y

15 estimar la relación V_p/V_s usando los datos registrados al repetir la generación, recepción e identificación en una pluralidad de acimutes, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del hoyo.

2. El método de conformidad con la reivindicación 1, que comprende además crear imágenes tridimensionales de la relación V_p/V_s utilizando los datos registrados al repetir la generación, recepción e identificación a una pluralidad de acimutes, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del hoyo.

20 3. El método de conformidad con la reivindicación 1, en donde la primera fuente y la segunda fuente se configuran para generar energía elástica seleccionada del grupo que consiste de: haces guiados, ondas con direccionalidad limitada, y combinaciones de las mismas.

4. El método de conformidad con la reivindicación 3, que comprende generar la onda en la segunda frecuencia a un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$, y los valores de barrido de α .

25 5. El método de conformidad con la reivindicación 4, que comprende repetir la concentración de energía de la onda a la segunda frecuencia a un acimut e inclinación seleccionados, con relación a un eje longitudinal del hoyo y generar la onda a la segunda frecuencia en un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$, y valores de barrido de α después de rotar la segunda fuente a un acimut seleccionado con respecto a un eje longitudinal del hoyo, después de mover las fuentes y/o el conjunto sensor a lo largo del eje longitudinal del hoyo.

30 6. El método de conformidad con la reivindicación 4, que comprende chirriado codificado o tanto chirriado como codificado cualquiera o ambas de la energía acústica transmitida por la primera fuente o la segunda fuente.

7. El método de conformidad con la reivindicación 4, que comprende modular una amplitud, una fase, un periodo o cualquier combinación de los mismos de la energía acústica en la primera frecuencia o la energía acústica en la segunda frecuencia.

8. El método de conformidad con la reivindicación 1, que comprende, además:

35 variar un de la primera o la segunda frecuencia mientras se fija la otra frecuencia y medir una amplitud de la tercera onda elástica recibida;

identificar una frecuencia en la cual la señal recibida alcanza una intensidad de amplitud máxima para cada receptor en el conjunto sensor; y

40 medir in situ las relación V_p/V_s de una región de mezcla particular alejada del hoyo al determinar el ángulo de intersección de los haces de compresión de la primera frecuencia y los haces de corte en la segunda frecuencia y un ángulo de regreso de la tercera onda elástica desde la geometría de la primera y la segunda fuentes, el conjunto sensor y las reglas de selección que gobiernan las propiedades de mezcla no lineales y no colineales.

9. Un aparato para estimar la relación V_p/V_s de las formaciones rocosas remotas de un hoyo usando una herramienta de registro transportada, el aparato comprende:

una primera fuente dispuesta en el hoyo y configurada para generar energía elástica de compresión a una primera frecuencia;

una segunda fuente dispuesta en el hoyo y configurada para generar energía elástica de compresión a una segunda frecuencia, en donde la energía en la primera frecuencia y a la segunda frecuencia se interceptan en un sitio alejado del hoyo;

un conjunto sensor configurado para recibir una tercera onda elástica cuando las propiedades no lineales de una región de interés dan como resultado la creación, por un proceso de mezcla de tres ondas, una tercera onda elástica, que tiene una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y la segunda frecuencias y una dirección de propagación hacia el hoyo; y

un procesador dispuesto para estimar la relación V_p/V_s basada, en parte, en la tercera onda elástica recibida y la disposición de las primera y la segunda fuentes.

10. El aparato de conformidad con la reivindicación 9, en donde el procesador esta, además, dispuesto para crear las imágenes tridimensionales basadas, en parte, en las propiedades de la tercera onda recibida y la disposición de la primera y segunda fuentes.

11. El aparato de conformidad con la reivindicación 9, que comprende adicionalmente:

un dispositivo configurado para transmitir datos hacia arriba del hueco a través de un cable de línea alámbrica para un herramienta de línea alámbrica; y

un procesador posterior dispuesto en el hoyo para controlar los registros de la tercera onda elástica.

12. El aparato de conformidad con la reivindicación 9, en donde la primera fuente y la segunda fuente se configuran para generar energía elástica seleccionada del grupo que consiste de: haces guiables, ondas con direccionalidad limitada, y combinaciones de las mismas.

13. El aparato de conformidad con la reivindicación 9, en donde el conjunto sensor comprende uno o más hidrófonos montados sobre un cuerpo de herramienta, o uno o más geófonos de tres componentes, o acelerómetros, fijados a la pared del hoyo, o ambos.

14. El aparato de conformidad con la reivindicación 9, en donde a una ubicación de hoyo dada, la segunda fuente se configura para ser controlada en un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$, barriendo los valores de α .

15. El aparato de conformidad con la reivindicación 9, en donde el proceso se configura además, y se dispone para identificar una frecuencia en la cual la señal recibida alcanza una intensidad de amplitud máxima para cada receptor en el conjunto sensor y para medir la relación V_p/V_s in situ para la región de mezclado particular alejada del hoyo al determinar el ángulo de intersección de los haces de compresión de la primera frecuencia y los haces de corte en la segunda frecuencia y un ángulo de regreso de la tercera onda elástica desde la geometría de la primera y la segunda fuentes, el conjunto sensor y las reglas de selección que gobiernan las propiedades de mezclado no lineales y no colineales.

16. Un método ejecutado por ordenador dispuesto para efectuar procesamiento de una tercera onda generada a través de un proceso de mezclado de tres ondas de dos haces primarios no colineales u ondas en una región no lineal remota de una formación que circunda un hoyo, y registrada en el hoyo, con el fin de estimar la relación V_p/V_s de una formación que circunda el hoyo, el método ejecutado por ordenador comprende:

Analizar el contenido de frecuencia de una tercera onda registrada mediante análisis espectral y seleccionar una señal que corresponde a una frecuencia de diferencia para aislar la tercera señal de onda generada por el proceso de mezclado no lineal;

Analizar una amplitud de la tercera onda registrada como una función de las relaciones de frecuencia de los haces de mezclado primarios u ondas y determinar una ubicación de mezclado donde las terceras señales de onda originadas, de las reglas de selección de la mezcla no colineal en medios no lineales, los números de onda del primer y segundo haces u ondas y la tercera onda y las ubicaciones de las dos fuentes primarias y un conjunto sensor;

Confirmar una dirección de la tercera onda que incide sobre el hoyo y registran el conjunto sensor basado en analizar la tercera onda elástica detectada en el conjunto sensor; y

ES 2 539 597 T3

Estimar la relación de V_p/V_s de la zona de interacción de los dos haces primarios no colineales u ondas de la amplitud y dirección de los arribos de la tercera onda elástica.

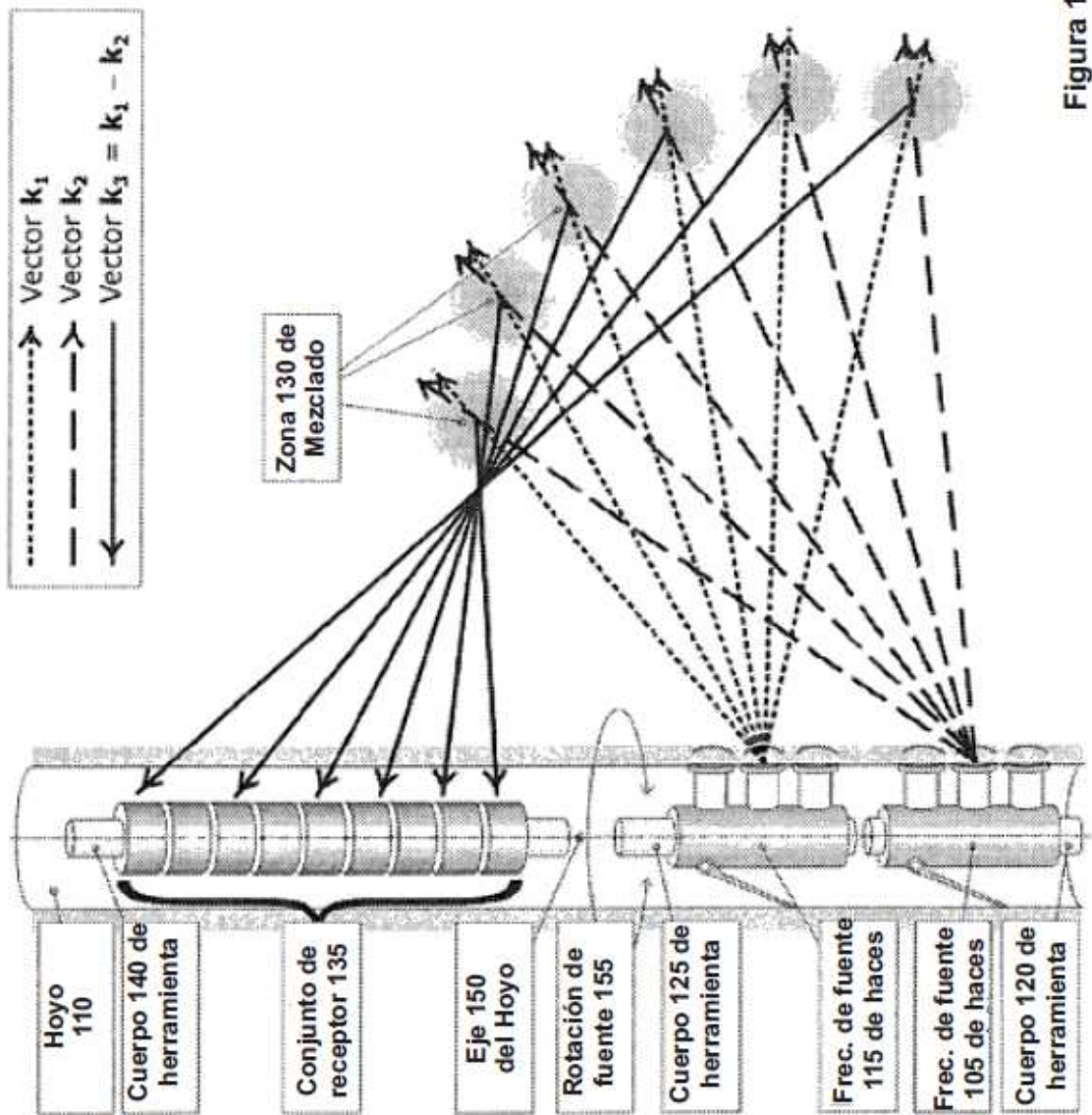


Figura 1

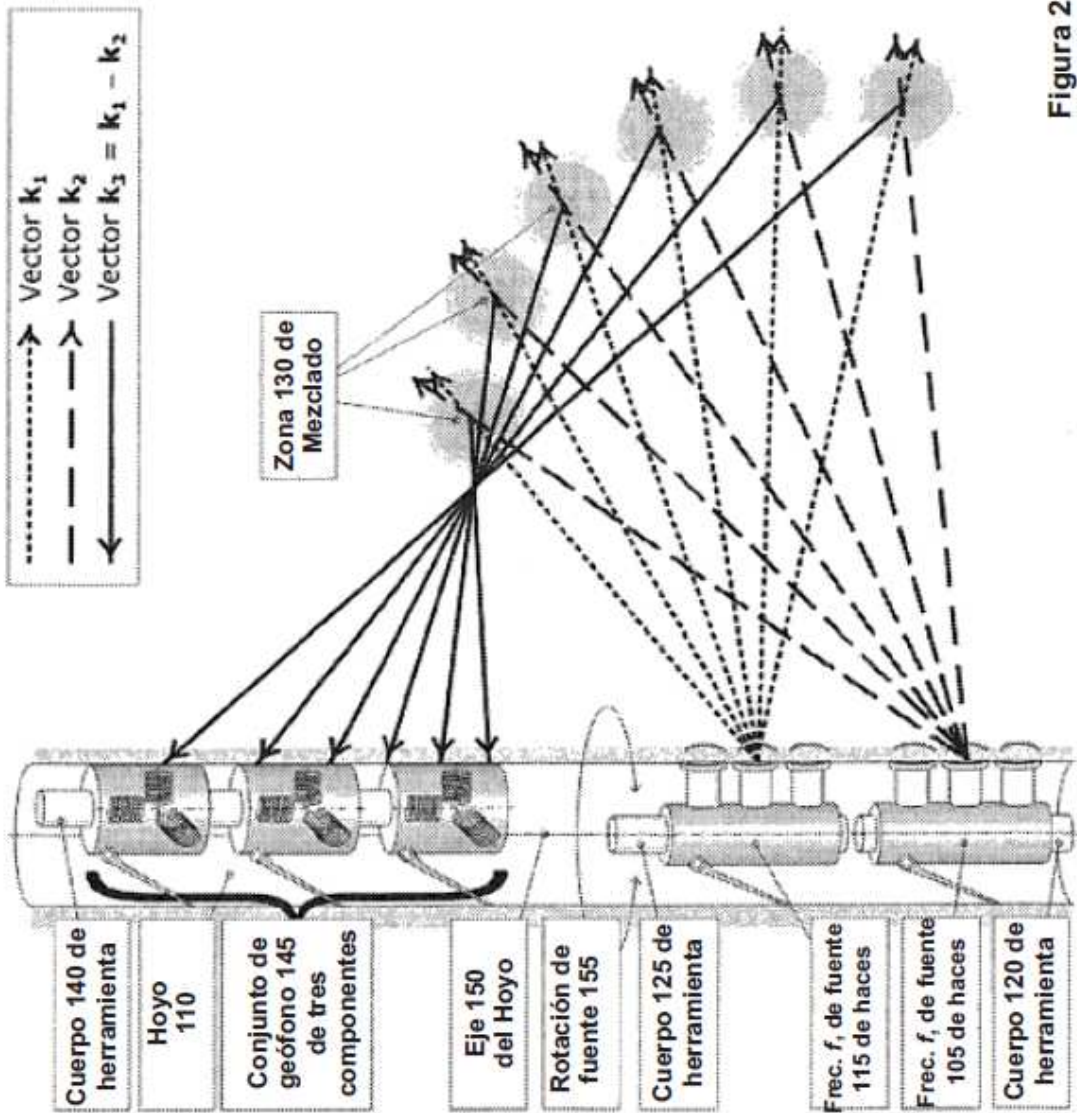


Figura 2

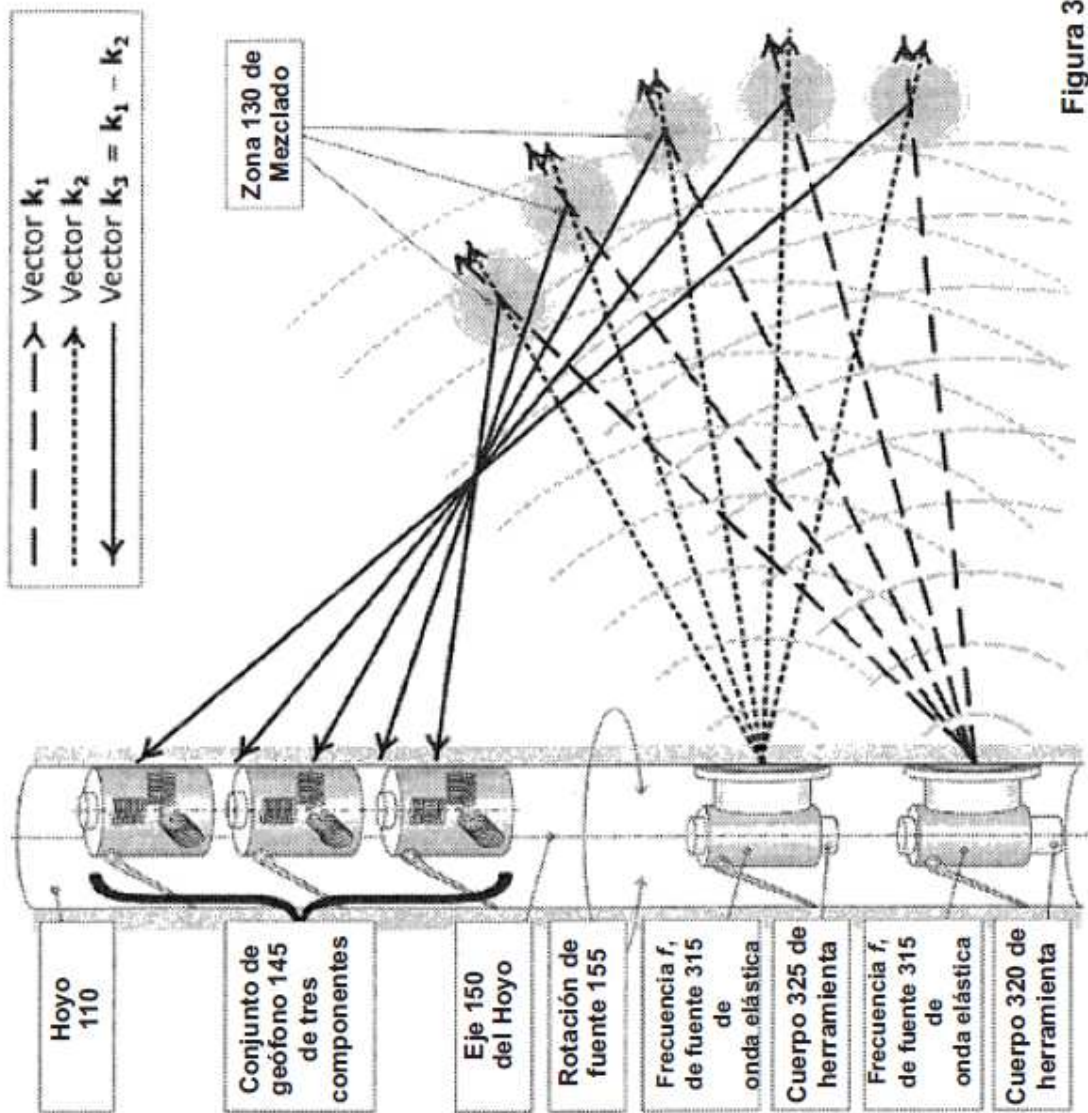


Figura 3

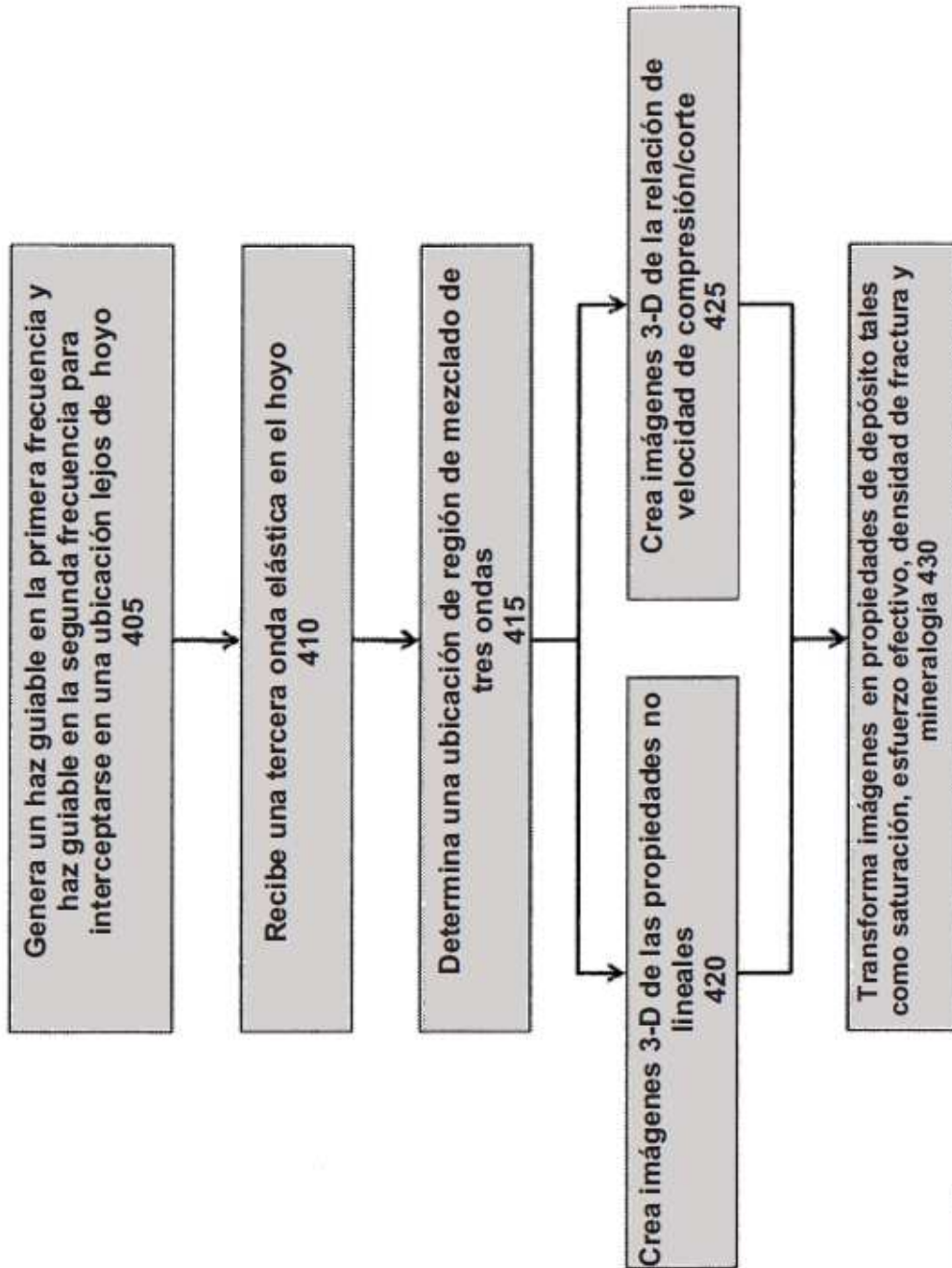
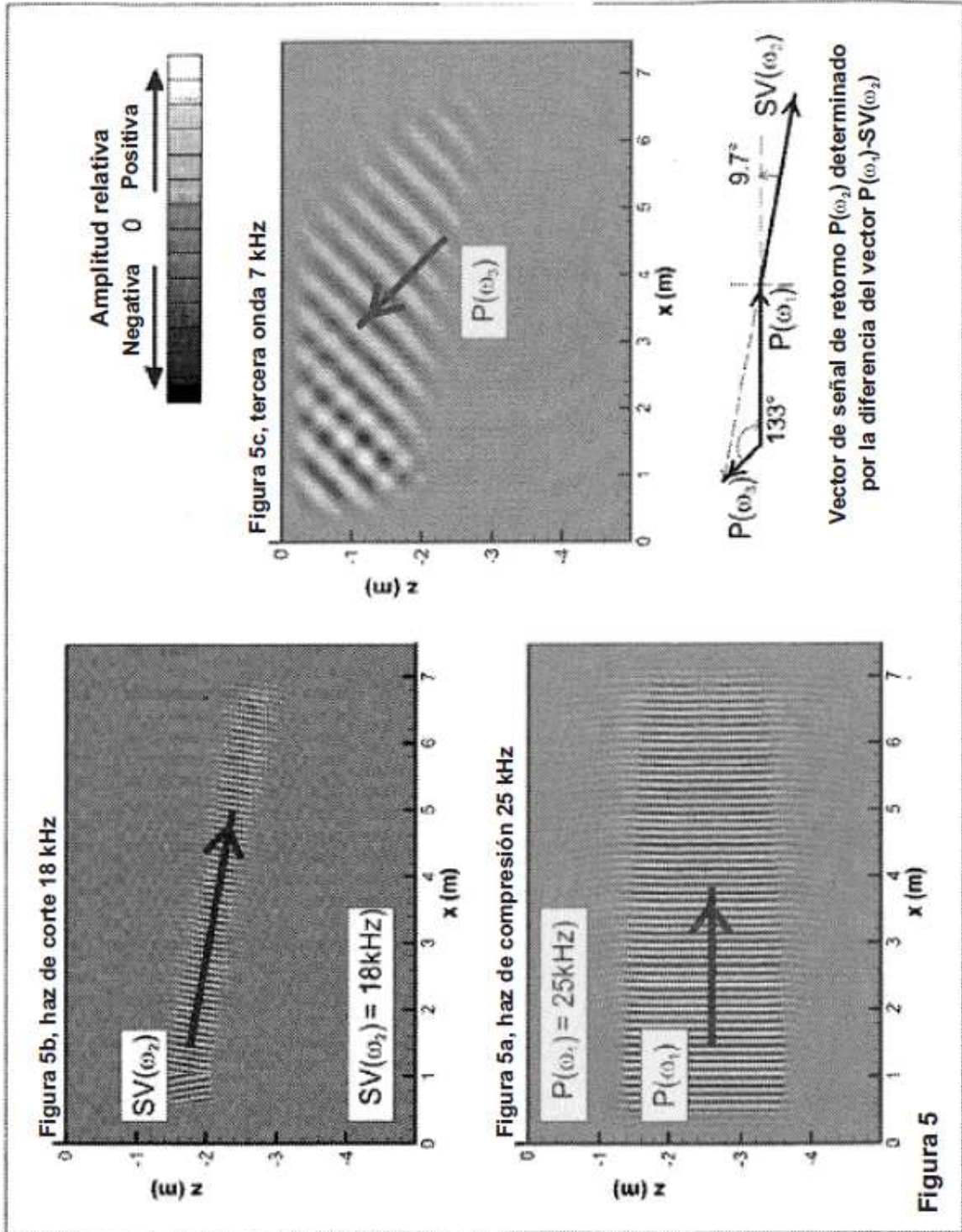
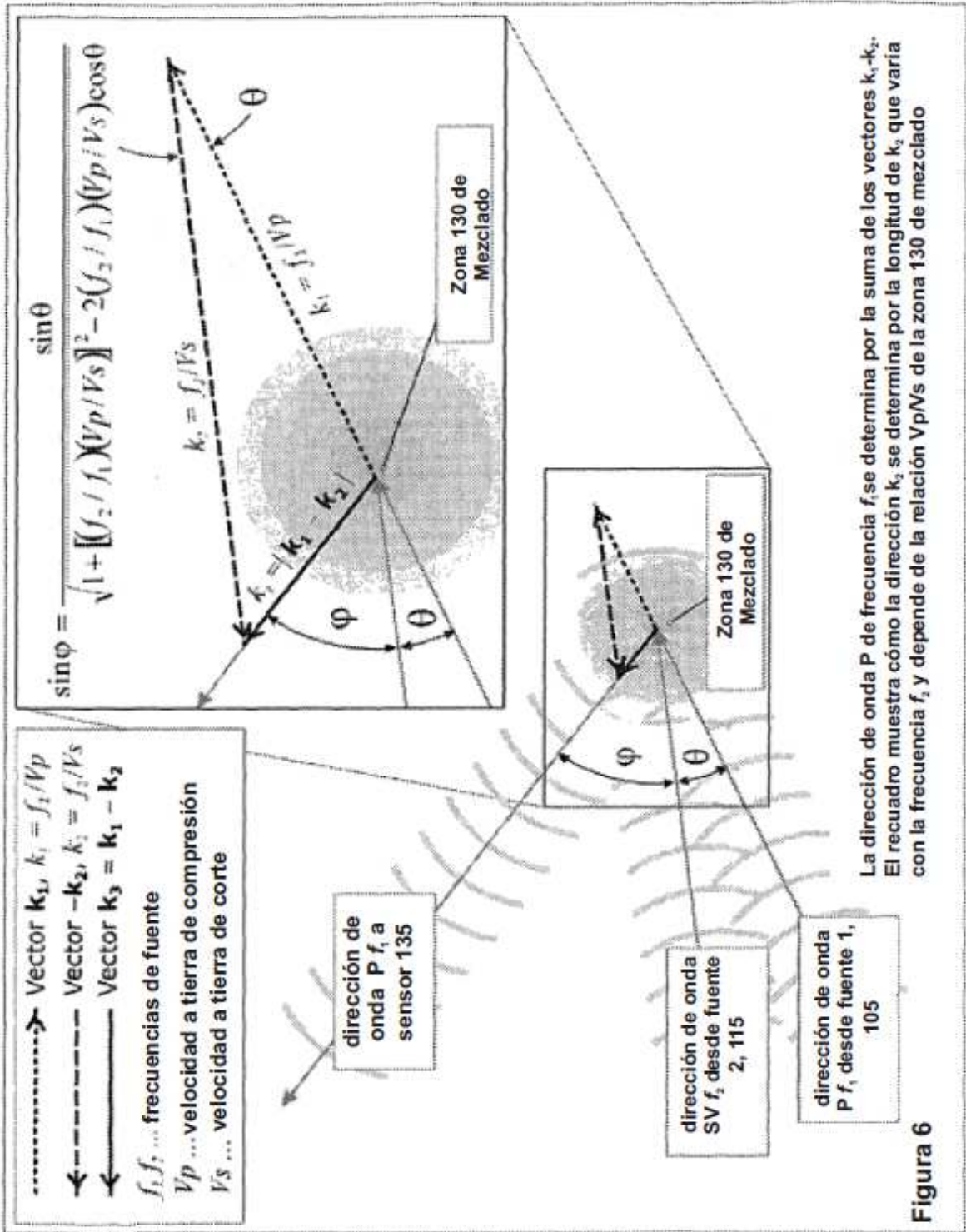


Figura 4





La dirección de onda P de frecuencia f_1 se determina por la suma de los vectores k_1, k_2 . El recuadro muestra cómo la dirección k_3 se determina por la longitud de k_3 que varía con la frecuencia f_1 , y depende de la relación Vp/Vs de la zona 130 de mezclado.

Figura 6

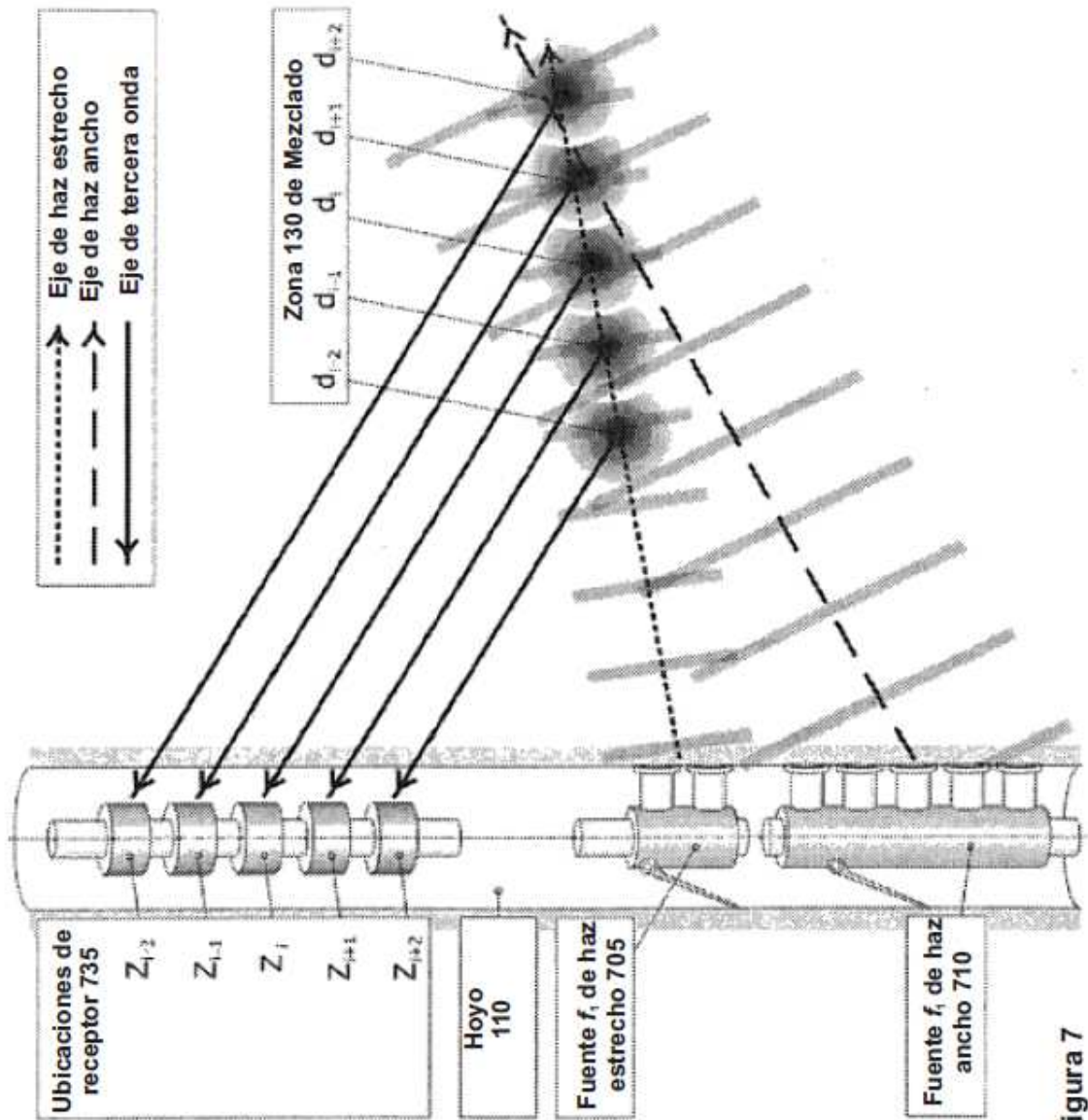


Figura 7