

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 526 983**

51 Int. Cl.:

G01V 1/28 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.08.2011 E 11749303 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.10.2014 EP 2609450**

54 Título: **Sistema y método para adquisición y procesamiento de datos sísmicos de campo de ondas elásticas**

30 Prioridad:

27.08.2010 US 870601

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

19.01.2015

73 Titular/es:

**BOARD OF REGENTS OF THE UNIVERSITY OF TEXAS SYSTEM (100.0%)
201 West 7th Street
Austin, TX 78701, US**

72 Inventor/es:

HARDAGE, BOB A.

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 526 983 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 adquisición y procesamiento de datos sísmicos de campo de ondas elásticas

ANTECEDENTES

5 La presente solicitud se refiere generalmente a sistemas y métodos para exploración sísmica, que incluyen la adquisición y procesamiento de datos sísmicos para estimar propiedades del subsuelo de la Tierra.

10 El tipo principal de datos utilizado para explorar recursos de petróleo y gas es datos de reflexión sísmica que obtienen imágenes de la geología subterránea. Existen tres modos de ondas sísmicas que pueden utilizarse para obtención de imágenes subterráneas - un modo de onda de compresión (P) y dos modos de onda de corte (SV y SH). Cuando los geofísicos adquieren datos sísmicos que tienen estos tres modos, los datos se denominan datos de campo de ondas elásticas completas. Los datos de campo de ondas elásticas completas se han adquirido al desplegar tres fuentes sísmicas ortogonales separadas en cada estación de fuente a través de un área de prospección. Una fuente aplica un vector de fuerza vertical a la Tierra, una segunda fuente aplica un vector de fuerza horizontal en la dirección en línea (X) y una tercera fuente aplica un segundo vector de fuerza horizontal en la dirección de línea cruzada (Y).

15 Los documentos US 2005 090 987 y US 5 010 976 describen métodos de procesamiento de datos de forma de onda elástica completa, a partir de datos sísmicos obtenidos utilizando fuentes de múltiples componentes.

COMPENDIO

20 Un sistema y método para adquirir y procesar datos de forma de onda elástica completa desde una fuente de fuerza vertical comprende proporcionar ondas sísmicas en la Tierra desde la fuente de fuerza vertical, detectar reflexiones de las ondas sísmicas en geófonos de múltiples componentes colocados a lo largo de la superficie de la Tierra, y procesar las reflexiones de las ondas sísmicas para generar datos de forma de onda elástica completa.

25 De acuerdo con otra modalidad, un sistema y método para procesar los datos de modo de onda de corte horizontal desde una fuente de fuerza vertical comprende proporcionar ondas sísmicas desde la fuente de fuerza vertical, y detectar reflexiones de ondas sísmicas en geófonos de múltiples componentes colocados a lo largo de la superficie de la Tierra, y procesar las reflexiones de las ondas sísmicas para generar datos de modo de onda de corte horizontal.

30 De acuerdo con otra modalidad ejemplar, un sistema para adquirir y procesar los datos de modo de onda de corte desde una fuente explosiva comprende una fuente de fuerza vertical configurada para proporcionar ondas sísmicas, un geófono de múltiples componentes, y un circuito de procesamiento. El geófono de múltiples componentes se coloca a lo largo de la superficie de la Tierra. El geófono se configura para detectar reflexiones de las ondas sísmicas. El circuito de procesamiento se configura para procesar las reflexiones de las ondas sísmicas para generar datos de modo de onda de corte horizontal. El procesamiento comprende proporcionar corrección de polaridad en las reflexiones para lograr los datos de modo de onda de corte horizontal.

35 De acuerdo con otra modalidad ejemplar, un sistema para adquirir y procesar los datos de modo de onda de corte a partir de una fuente de fuerza vertical diferente a una fuente explosiva comprende una fuente de fuerza vertical, un geófono de múltiples componentes y un circuito de procesamiento. La fuente de fuerza vertical se configura para proporcionar ondas sísmicas que comprenden modo P de compresión y ambos modos de corte fundamental (SH y SV) en la Tierra directamente en un punto de aplicación de la fuente de fuerza vertical. La fuente de fuerza vertical es una fuente no explosiva. El geófono de múltiples componentes se coloca a lo largo de la superficie de la Tierra. El geófono se configura para detectar reflexiones de las ondas sísmicas. El circuito de procesamiento se configura para procesar las reflexiones de las ondas sísmicas para generar datos de modo de onda de corte.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La FIGURA 1 es un diagrama que ilustra un campo de ondas sísmicas elásticas completas de múltiples componentes que se propaga en una Tierra homogénea, de acuerdo con una modalidad ejemplar.

45 La FIGURA 2 es un diagrama que muestra los desplazamientos de onda de corte SH y SV, de acuerdo con una modalidad ejemplar.

La FIGURA 3 es una vista de mapa de los patrones de iluminación de SH y SV para fuentes de desplazamiento horizontal ortogonal (X e Y).

- La FIGURA 4 es una comparación de comportamiento de velocidad SH, SV y P para propagación de ondas elásticas en medios horizontalmente estratificados.
- 5 La FIGURA 5 es una vista en corte transversal de un cálculo teórico de los patrones de radiación de P y SV producidos cuando una fuerza vertical F se aplica a la superficie de la Tierra, mostrada para dos diferentes valores de la relación de Poisson de la capa de la Tierra, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- Las FIGURAS 6A y 6B muestran un patrón de radiación de onda S de la FIGURA 5 desplegado como un objeto 3D, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 7A es un diagrama de datos VSP adquiridos utilizando una fuente de desplazamiento vertical, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 10 La FIGURA 7B es un diagrama de datos VSP adquiridos utilizando una fuente de desplazamiento vertical, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 8 es un diagrama que muestra una geometría de receptor de fuente utilizada para analizar patrones de radiación P y S emitidos por fuentes sísmicas, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 15 La FIGURA 9 es un diagrama que ilustra aperturas del ángulo de captación, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 10 es un diagrama que ilustra la transformación del receptor X, Y, Z en los receptores P, SV, SH, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 11 es un conjunto de diagramas que muestran los datos ejemplares de X, Y, Z adquiridos con una disposición vertical de una fuente de impacto vertical, y datos correspondientes girados al espacio de datos P, SV y SH, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 20 La FIGURA 12 es un conjunto de diagramas que muestran los datos ejemplares de X, Y, Z adquiridos con una disposición vertical a partir de una fuente explosiva de impacto en agujero, y datos correspondientes girados al espacio de datos P, SV y SH, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 13 es un conjunto de diagramas que muestran los datos ejemplares de X, Y, Z adquiridos con una disposición vertical de una fuente de vibrador vertical, y datos correspondientes girados al espacio de datos P, SV y SH, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 25 La FIGURA 14 es una ilustración del principio de las inversiones de polaridad de datos aplicado a los datos de fuente de fuerza vertical para crear datos de onda S de polaridad constante a través del espacio de imagen sísmica, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 30 La FIGURA 15 ilustra un primer ejemplo de polaridades de datos sísmicos de fuerza vertical y el resultado de invertir las polaridades en el dominio de polaridad negativa para convertir los datos de fuente de fuerza vertical en datos de fuerza de dipolo de polaridad constante, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 16 ilustra un segundo ejemplo de polaridades de datos sísmicos de fuerza vertical y el resultado de invertir polaridades en el dominio de polaridad negativa para convertir los datos de fuente de fuerza vertical en datos de fuerza de dipolo de polaridad constante, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 35 La FIGURA 17 es un diagrama de bloque de un sistema de adquisición y procesamiento de datos y método para adquirir y procesar los datos de forma de onda elástica completa a partir de una fuente de fuerza vertical que utiliza sensores colocados en superficie, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 18 es un diagrama de bloque de un sistema de adquisición y procesamiento de datos y método para adquirir y procesar los datos de forma de onda elástica completa a partir de una fuente de fuerza vertical que utiliza sensores subterráneos, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 40 La FIGURA 19 es un diagrama de bloque de un sistema de procesamiento de datos para procesar los datos de campo de ondas elásticas completas, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- La FIGURA 20 es un diagrama de flujo que ilustra un método para procesar los datos de ondas elásticas completas, de acuerdo con una modalidad ejemplar.
- 45

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE REALIZACIONES A MODO DE EJEMPLO

5 Una o más modalidades descritas en la presente pueden proporcionar un método por el cual los datos sísmicos de campo de ondas elásticas completas (modos P, SV y SH) pueden adquirirse y procesarse utilizando sólo una fuente, una fuente de fuerza vertical. Las modalidades pueden ser más simples y más económicas que utilizar tres fuentes de fuerza ortogonal. Las modalidades pueden utilizarse en exploración y explotación de petróleo y gas donde se utilizan ampliamente datos sísmicos. Las modalidades pueden eliminar las numerosas barreras técnicas, ambientales, y económicas que limitan las aplicaciones de datos sísmicos de campo de ondas elásticas completas.

Una o más modalidades descritas en la presente pueden implicar separaciones de la estrategia de procesamiento de datos sísmicos convencional.

10 Una o más modalidades descritas en la presente pueden reducir el costo de adquirir datos sísmicos de campo de ondas elásticas completas. El índice diario para utilizar una fuente de fuerza vertical sencilla es menor que los índices para desplegar una fuente de fuerza vertical y una fuente de fuerza horizontal para adquirir datos equivalentes. Además, los datos pueden adquirirse más rápido al desplegar una fuente sencilla en cada estación de fuente para crear datos de campo de ondas elásticas completas en lugar de desplegar una fuente de fuerza vertical y una fuente de fuerza horizontal. Entre más tiempo trabaje el contratista para adquirir datos, mayor será el costo de los datos.

20 Una o más modalidades descritas en la presente pueden proporcionar la capacidad de adquirir datos sísmicos de campo de ondas elásticas a través de una gama más amplia de condiciones superficiales, tales como pantanos, ciénagas, terreno montañoso accidentado, bosque denso, y regiones agrícolas. Las fuentes de fuerza vertical pueden operar en una amplia variedad de terrenos superficiales. Por ejemplo, los explosivos de impacto en agujero pueden utilizarse en pantanos, ciénagas, bosque muy denso, o montañas accidentadas, los cuales todos los lugares donde fuentes horizontales no pueden desplegarse en absoluto, o son de mayor costo debido a las preparaciones del sitio. Vibradores verticales pueden desplegarse en áreas de alta cultura y residenciales sin provocar daño físico a los edificios y a la infraestructura.

25 Una o más modalidades descritas en la presente pueden proporcionar una mayor opción de fuentes sísmicas. Existe una opción limitada de fuentes sísmicas de fuerza horizontal - tales como vibradores horizontales pesados o fuentes de impacto inclinado. La cantidad total de vibradores horizontales en el mundo es muy pequeña. La cantidad de fuentes de impacto inclinado es menor. Un poco más de cada tipo de fuente podría fabricarse si surgiese la demanda. En contraste, existen cientos de fuentes de fuerza vertical. Las clases dominantes de fuentes de fuerza vertical son los vibradores verticales (cientos alrededor del mundo) y los explosivos de impacto en agujero (disponibles en cualquier lugar). Las fuentes de impacto vertical son pocas, aunque también pueden fabricarse en masa si se crea un mercado. Para la adquisición de datos de perfil sísmico vertical (VSP) en áreas remotas (por ejemplo, junglas ecuatoriales), una pistola de aire disparada en un pozo de lodo puede ser una fuente de fuerza vertical. Una o más modalidades descritas en la presente pueden permitir que geocientíficos seleccionen a partir de un gran menú de fuentes de fuerza vertical: vibradores verticales, explosivos de impacto en agujero, impactantes verticales, o pistolas de aire para pozos de lodo.

Componentes de Ondas

40 Con referencia a la FIGURA 1, se ilustra un campo de ondas sísmicas elásticas completas de múltiples componentes que se propaga en una Tierra homogénea simple. Tres modos de onda sísmica basados en vectores independientes se propagan en la Tierra: un modo de compresión, P, y dos modos de corte, SV y SH (FIGURA 1). Cada modo viaja a través de la Tierra a una velocidad diferente, y cada modo distorsiona la Tierra en una dirección diferente conforme se propaga. Las flechas 102 de doble cabeza son vectores de desplazamiento de partículas que indican la dirección en la cual cada modo desplaza a la Tierra. Las flechas 104 ilustran una dirección de la propagación de ondas. La adquisición de los modos de múltiples componentes resulta en datos de campo de ondas elásticas completas. Las orientaciones de los vectores de desplazamiento P, SV, y SH con respecto a la dirección de propagación de cada modo se ilustran en la FIGURA 1.

50 Las velocidades de propagación de los modos de corte SH y SV pueden diferir sólo por un cierto porcentaje, pero ambas velocidades de corte (V_s) son significativamente menores que la velocidad de onda P (V_p). La relación de velocidad V_p/V_s puede variar por un orden de magnitud en la superficie de la Tierra, a partir de un valor de 50 o más en aguas profundas, sedimento no consolidado cerca del fondo del mar en un valor de 1,5 en algunas rocas bien consolidadas densas.

55 Con referencia a la FIGURA 2, se ilustra una distinción ejemplar entre los modos de corte SH y SV. Los modos de corte SH y SV pueden distinguirse al obtener imágenes de un plano vertical que pasa a través de una estación de fuente A y una estación de receptor B. El desplazamiento de vector SV se presenta en este plano vertical, como se indica en la flecha 202; el desplazamiento de vector SH es normal al plano, como se indica en la flecha 204. Este

plano vertical que pasa a través de las coordenadas de una estación de fuente A, una estación de receptor B, y un punto de reflexión C o D producido por ese par de fuente-receptor puede denominarse como plano sagital o plano de propagación

Fuentes de Fuerza Horizontal e Iluminación SH/SV

5 Con referencia a la FIGURA 3, se describirá una vista de mapa de patrones de radiación teóricos SH y SV producidos por las fuentes 302, 304 de desplazamiento horizontal y ortogonal. Expresiones matemáticas que describen la forma geométrica de los patrones de radiación P, SV, y SH producidos por fuentes sísmicas en una Tierra isotrópica se describen por White (1983). Vistos directamente desde arriba de la fuente de desplazamiento horizontal, los modos SV y SH se propagan lejos de las estaciones 302, 304 de fuente como círculos o elipses en expansión. Para simplificar la descripción gráfica, los patrones se mostraran como círculos. Debido a que la radiación SV desde una fuente 302, 304 de desplazamiento horizontal es más energética que radiación SH, los círculos de radiación SV se dibujan más grandes que los círculos de radiación SH. Estos círculos indican qué partes del espacio de imagen de cada modo afectan y la magnitud de la iluminación de modo que alcanza cada coordenada de imagen. Los tamaños relativos de estos círculos son cualitativos y no se pretenden para ser precisos en un sentido cuantitativo.

Un vector de desplazamiento de fuente horizontal orientado en la dirección Y (lado izquierdo de la figura) provoca que los modos SV irradian en las direcciones +Y y -Y y los modos SH se propaguen en las direcciones +X y -X. Un vector de desplazamiento de fuente horizontal orientado en la dirección X (lado derecho de la figura) provoca que los modos SV irradian en las direcciones +X y -X y los modos SH se propaguen en las direcciones +Y y -Y. Si una línea se dibuja desde la estación 302, 304 de fuente para entrecruzar uno de estos círculos de radiación, la distancia al punto de intersección indica la magnitud de ese desplazamiento de modo particular en la dirección de azimut de esa línea. La orientación del vector de desplazamiento de partículas permanece constante a través del espacio de imagen, pero la magnitud de los vectores de desplazamiento de partículas SH y SV varía con el azimut como se muestra por los círculos de radiación SV y SH de la FIGURA 3.

25 Con referencia a la FIGURA 4, el comportamiento de velocidad de modos SH y SV que se propagan a través de una Tierra estratificada se han descrito por Levin, F., 1979, Velocidades sísmicas en el medio transversalmente isotrópico I: Geofísica, 44, 918-936 y Levin, F., 1980, Velocidades sísmicas en el medio transversalmente isotrópico II: Geofísica, 45, 3-17. La Tierra estratificada se estratifica horizontalmente, el medio isotrópico vertical transversal (VTI). Observe que todos los ángulos de captación (excepto el ángulo 402) SV y SH se propagan con diferentes velocidades, con SH teniendo una velocidad significativamente mayor en los ángulos de captación poco profundos (tal como el ángulo 404) desde una estación 406 de fuente. Esta física de onda será útil cuando se examinen los datos de prueba sísmicos descritos posteriormente.

Fuentes de fuerza vertical e Iluminación S Directo

35 Un tipo de fuente utilizada en la adquisición de datos sísmicos en Tierra aplica una fuerza de desplazamiento vertical a la Tierra. Entre estas fuentes de fuerza vertical se encuentran dosificadores de peso vertical y bobinas de choque, explosivos de impacto en agujero, y vibradores verticales. Tales fuentes se visualizan tradicionalmente como sólo fuentes de onda P, pero también producen campos de ondas sólidas S.

40 Con referencia a la FIGURA 5, una ilustración de un cálculo teórico, en vistas en corte transversal, se presenta para ilustrar cómo la energía se distribuye entre los patrones de radiación de modo de onda P y corte SV cuando una fuerza vertical se aplica a un semi-espacio 502 elástico desde una fuente de fuerza vertical o fuente de desplazamiento vertical. Véase Miller, G., y H. Pursey, 1954, La impedancia y campo de radiación de radiadores mecánicos en la superficie libre de un sólido isotrópico semi-infinito: Proc. Royal Soc. Londres, Series A, v. 223, p. 521-541 y White, J. E., 1983, Sonido subterráneo - aplicaciones de ondas sísmicas: Elsevier Science Publishers. Los cálculos se muestran para dos diferentes valores de la relación de Poisson de la capa de la Tierra, con la primera imagen 500 representando una relación de Poisson de 0,44 y la segunda imagen 502 representando una relación de Poisson de 0,33. Este análisis se enfoca solamente en las ondas de cuerpo e ignora la energía que viaja horizontalmente a lo largo de la interconexión de Tierra-aire. Los semicírculos indican la resistencia relativa de la radiación. Las líneas radiales definen el ángulo de captación con respecto a la vertical. En cada modelo, más energía SV se genera que la energía P.

50 El cálculo de la FIGURA 5 demuestra que una fuente 504 de fuerza vertical produce más energía SV 506 que la energía P 508, y que en los ángulos de captación de 20 grados y más, este modo SV directo es significativamente más fuerte que el modo P. Esta radiación SV particular puede no resultar en una iluminación sólida de la geología directamente bajo la estación de fuente; mientras que, su radiación P anexa sí. Para aprovechar el modo SV directo producido por las fuentes marítimas de desplazamiento vertical, dos características pueden implementarse en los sistemas de adquisición de datos. Primero, geófonos de tres componentes (3C) se utilizan en lugar de geófonos de un solo componente. Segundo, tiempos más largos de registro se utilizan para acomodar la velocidad de

propagación más lenta del modo SV directo descendente y ascendente. Por ejemplo, los registros de onda P de cuatro segundos a seis segundos pueden extenderse a por lo menos ocho segundos o por lo menos 12 segundos. Los tiempos de registro para desplazamientos grandes entre la fuente y receptor pueden ser por lo menos tres veces o por lo menos cuatro veces el tiempo de viaje vertical hasta el objetivo más profundo de interés. Los sistemas de adquisición de datos sísmicos modernos pueden acomodar tiempos de adquisición de datos largos requeridos para obtener imágenes de objetivos profundos en estaciones de receptor de desplazamiento lejano. Un circuito de procesamiento dentro del sistema de adquisición de datos puede configurarse para controlar los geófonos u otros receptores o sensores para escuchar o registrar datos sísmicos recibidos para al menos un tiempo de registro mínimo.

Una forma definitiva de ilustrar la radiación de P y SV directo producida por una fuente de desplazamiento vertical es analizar su campo de ondas descendente utilizando los datos de perfil sísmico vertical (VSP). Un ejemplo de datos VSP adquiridos en la Cuenca de Delaware de Nuevo México con un vibrador vertical utilizado como una fuente se proporciona como la FIGURA 7A. El modo descendente etiquetado SV no es una onda tubular debido a que se propaga con la velocidad de aproximadamente 2400 m/s (8000 pies/s), que es casi dos veces la velocidad de una onda tubular transportada por fluido. Las mini-ondas de iluminación P y SV descendentes producidas inmediatamente en el punto donde este vibrador aplica una fuerza vertical a la superficie de la Tierra se etiquetan y extienden nuevamente a la estación 700 de fuente para ilustrar que un modo SV se produce directamente en la fuente. La ausencia de cobertura de datos a través de 914,4 m (3000 pies) de poca profundidad de los estratos deja cierta duda en cuanto a donde se crea el evento SV descendente, de manera que un segundo ejemplo de datos VSP producidos por un vibrador vertical en un pozo del Sur de Texas se ilustra en la FIGURA 7B. Nuevamente, esta fuente de desplazamiento vertical crea un campo de ondas SV directo sólido además del campo de ondas P acostumbrado. En este ejemplo, el modo SV descendente puede extenderse nuevamente a la estación de fuente en la superficie de la Tierra con confianza. En el caso de la FIGURA 7B, la fuente se desplazó solamente a 30,48 m (100 pies) del pozo VSP. El diagrama superior muestra una respuesta de geófono vertical. El diagrama inferior muestra la respuesta de un geófono horizontal.

Los ejemplos de datos VSP de las FIGURAS 7A y 7B muestran que un vibrador vertical es un productor eficiente de radiación de SV directo y crea un modo SV-SV que puede utilizarse. Una carga explosiva también aplica una fuerza de desplazamiento vertical a la Tierra y genera un modo SV directo.

El modo SV modo mostrado por los datos en las FIGURAS 7A y 7B se produce en la misma coordenada de la Tierra que el modo P y es una onda SV directo generada por fuente. El medio de propagación en esta ubicación tiene velocidades de V_P y V_S . El modo SV produce una larga población de reflexiones SV ascendentes que se pueden observar en estos datos sin procesar en bruto.

El término "SV" se utiliza en lo anterior para describir la radiación de onda S. Sin embargo, como se observará a continuación, el término "SV" debe remplazarse con el término más amplio "S", significando que la energía de onda S radiada es SV y SH cuando la radiación se considera en un contexto 3D en lugar de un perfil vertical simple.

Para ilustrar el principio de que la radiación de onda S producida por una fuente de fuerza vertical consiste de modos SV y SH, el patrón desplegado en la parte derecha de la FIGURA 5 se convierte en un objeto 3D y se despliega como las FIGURAS 6A y 6B. Para facilitar la comprensión, el patrón de radiación 3D se simplifica para contener sólo el lóbulo S 512, 514 mayor. Tanto el componente 516 de onda P como el lóbulo S 518 secundario más pequeño visto en la FIGURA 5 se omiten. El sólido se altera adicionalmente al remover una sección 602 de 90 grados para permitir para permitir una mejor visualización de la geometría 3D por la cual la energía S se propaga lejos de la estación de fuente de fuerza vertical VFS.

En la FIGURA 6A, los planos SV y SH y los vectores de desplazamiento se muestran con respecto a una estación de receptor R_A . En la FIGURA 6B, los planos SV y SH y vectores de desplazamiento se dibujan con respecto a una estación de receptor R_B . Estas dos estaciones de receptor R_A y R_B arbitrarias, separadas por un azimut de 90 grados, se colocan en la superficie de la Tierra alrededor de una estación VFS donde se despliega una fuente de fuerza vertical. Vistas oblicuas y vistas de mapa se muestran de un plano vertical que pasa a través de la estación de fuente y cada estación de receptor. Este plano de fuente-receptor es el plano SV para cada estación de receptor. Para cada receptor, un plano SH también se muestra perpendicular a cada plano SV. El plano SH para el receptor R_A es el plano SV para el receptor R_B , e inversamente, el plano SH para el receptor R_B es el plano SV para el receptor R_A . Sin importar donde se coloque una estación de receptor en el espacio de azimut lejos de una estación de fuerza vertical, los modos SV y SH se propagarán a esa estación. La información de corte SH se encuentra disponible como la información de corte SV cuando se adquieren datos de fuente de fuerza vertical.

Prueba de Campo

El Laboratorio de Geofísica de Exploración (EGL) en el Buró de Geología Económica inició un programa de prueba de campo para calificar las formas geométricas y las resistencias relativas de los modos de onda de compresión (P)

y de onda de corte (S) producidas por una variedad de fuentes sísmicas. El primer programa de prueba se realizó en el Sitio de Prueba de Devine propiedad de La Universidad de Texas en Austin y se manejó por el investigador EGL. Las Fuentes desplegadas para esta prueba inicial fueron: paquete de 1-kg de explosivo colocado a una profundidad de 6,09 m (20 pies), un vibrador horizontal, un vibrador vertical, y un peso acelerado que impactó la Tierra verticalmente y en ángulos inclinados.

Geometría de Fuente-Receptor

Con referencia a la FIGURA 8, una ilustración de la geometría de fuente-receptor se muestra. La geometría de fuente-receptor utilizada para evaluar los patrones de radiación de fuente P y S combinaron los conceptos de la prueba de onda horizontal (que implica sólo una disposición de receptores horizontales) y la prueba de onda vertical (que implica sólo una disposición de receptores verticales) como se describe por Hardage, B. A., 2009, Prueba de onda horizontal: Explorador AAPG, v. 30, no. 12, p. 26-27 y Hardage, B. A. 2010, Prueba de onda vertical: Explorador AAPG, v. 31, no. 1, p. 32-33. Una disposición vertical de 24 estaciones de geófonos de tres componentes se desplegó en un pozo de prueba seleccionado, con las estaciones de receptor abarcando un intervalo de profundidad que se extiende desde 152,4 a 497,434 m (500 a 1632 pies) (FIGURA 8). Los geófonos de tres componentes (3C) se configuran para adquirir las tres dimensiones de onda elástica completa. Varias disposiciones horizontales de 25 estaciones de sensores de 3C separados a 3,04 m (10 pies) de distancia abarcaron el margen de desplazamiento de 0 a 76,2 m (0 a 250 pies) inmediatamente después del pozo receptor. Las estaciones de fuente se desplazaron del pozo a intervalos de 76,2 m (250 pies) de la dimensión lineal de las disposiciones de receptores-superficie horizontal.

Apertura Vertical

Con referencia a la FIGURA 9, una aproximación del margen de apertura creado por la geometría de la fuente-receptor se muestra. Los modos P y S descendentes se registraron sobre una apertura amplia de ángulos de captación vertical (14 grados a 81 grados en este ejemplo) desde las estaciones de fuente en la superficie para definir la forma geométrica de los patrones de radiación P y S en la vista en corte. El ángulo de captación poco profundo implicó datos generados en la estación 9 de fuente (desplazamiento de 585,216 m (1920 pies) y registrados en la estación 24 receptora del fondo de la perforación (profundidad de 152,4 m (500 pies)). El ángulo de captación más inclinado implicó la estación 2 de fuente (desplazamiento de 76,2 m (250 pies)) y la estación 1 de receptor del fondo de la perforación (profundidad de 497,434 m (1632 pies)). Una primera aproximación del margen de geometría de fuente-receptor puede crearse al asumir trayectorias rectas desde la fuente hasta el receptor del fondo de la perforación, que produce el resultado mostrado en la FIGURA 9. En la propagación de onda actual, las trayectorias se curvan como dirigidas por refracciones en interconexiones entre las capas de velocidad. Las trayectorias se refractan (se curvan) cuando avanzan de una capa de la Tierra que tiene velocidad V1 hacia una capa que tiene velocidad V2. La curvatura de la trayectoria puede calcularse si la capa de velocidad se conoce. Las suposiciones de trayectoria recta se utilizan para explicar los principios descritos con referencia a la FIGURA 9.

Transformación de datos VSP a Datos de Modo de Onda

En un pozo vertical, las orientaciones de azimut de los geófonos horizontales X, Y desplegados por cable de alambre torcido difieren en cada estación del fondo de la perforación debido a la rotación del módulo de receptor. Como resultado, desplazamientos de fase y variaciones de amplitud introducidos en los datos por variaciones de estación a estación en la orientación de receptor no permiten que eventos individuales o modos de onda distintos se reconozcan, particularmente eventos de onda S que tienden a dominar las respuestas del sensor horizontal. En este caso, los receptores se orientan matemáticamente para especificar los azimuts y las inclinaciones para definir los modos P y S descendente y ascendente.

Con referencia a la FIGURA 10, una descripción gráfica de la transformación de los receptores del espacio de datos X, Y, Z al espacio de datos P, SV, SH se muestran. Las transformaciones de receptores del fondo del pozo a partir de las orientaciones X, Y, Z in situ hasta un espacio de datos donde los receptores se orientan para enfatizar eventos P, SV, y SH se han practicado en una tecnología de perfil sísmico vertical (VSP). DiSiena, J.P., Gaiser, J.E., y Corrigan, D., 1981, Perfiles sísmicos verticales de tres componentes-orientación de componentes horizontales para el análisis de onda de corte: Tech. Documento S5.4, p. 1990-2011, 51^o Simposio Anual de la Sociedad de Geofísicos de Exploración. Hardage, B. A., 1983, Perfil sísmico vertical, Parte A, principios: Revista Geofísica, 450 páginas (El Método de Polarización VSP para Ubicar Reflectores, páginas 307-315). Ejemplos de este procedimiento de orientación de receptor aplicado al impacto vertical, explosivo de impacto en el agujero, y fuentes de vibrador vertical en estaciones de fuentes seleccionadas se ilustran en las FIGURAS 11, 12, y 13, respectivamente. Las ventanas de datos que abarcan 100 ms inmediatamente después del inicio de las llegadas directas de onda P integradas se utilizaron para determinar el azimut y ángulos inclinación θ y Φ (FIGURA 10) en cada estación de receptor.

La FIGURA 10 ilustra una rotación de 2 etapas de ejes de coordenadas para determinar los ángulos direccionales desde un receptor subterráneo hasta una fuente sísmica colocada en la superficie. Cuando un sensor de 3 componentes se baja varios cientos de metros (pies) hacia un pozo, las orientaciones del azimut de los sensores horizontales no se conocen debido a que el paquete de receptores gira en el cable de alambre torcido utilizado para el despliegue. Como consecuencia, los modos P, SH, y SV se entremezclan en cada respuesta de sensor debido a que los sensores no se orientan en las direcciones de desplazamiento de partículas P, SV, y SH. Por lo tanto, cada receptor subterráneo se orienta matemáticamente de manera que un sensor señala directamente a lo largo de la trayectoria de la onda P de viaje descendente desde una fuente en la superficie. Una vez que se realiza la rotación, el sensor que señala en la fuente se domina por los datos P, el segundo sensor en el mismo plano vertical que el sensor P (este plano vertical pasa a través de las estaciones de fuente y de receptor) se domina por SV, y el tercer sensor (perpendicular a este plano vertical) se domina por SH. Dos ángulos -un ángulo de rotación horizontal θ y un ángulo de rotación vertical Φ - tienen que determinarse para lograr esta orientación de sensor.

Para determinar el ángulo de azimut horizontal θ (FIGURA 10), los datos se analizan en una ventana de tiempo corta que abarca sólo la primera llegada de onda P descendente desde la fuente. Sólo las respuestas de los dos sensores horizontal X e Y se analizan para esta primera etapa de rotación. Los datos adquiridos por los sensores X e Y se transforman matemáticamente en respuestas que pueden observarse si estos dos sensores ortogonales se hicieran girar hacia nuevos ejes de coordenadas que se incrementan sucesivamente por un grado de azimut. Esta rotación se realiza 180 veces para crear respuestas de sensor que permitan a los ejes de sensor señalar sólo un margen de azimut de 180 grados a partir del azimut desconocido en el cual los sensores realmente señalan. Cuando el sensor X se coloca en el plano vertical que pasa a través del receptor y la fuente, la respuesta del sensor X será un máximo, y la respuesta del sensor Y será un mínimo. Cuando se encuentra esta respuesta X máxima e Y mínima, el ángulo entre los ejes de sensor in situ y los ejes girados y deseados que aíslan los modos de onda P, SV, y SH es θ .

Para determinar el ángulo de inclinación Φ (FIGURA 10), las respuestas de sensor después de transformar los datos en ejes de coordenadas orientados en el azimut θ entonces se analizan en la ventana corta de datos que abarca sólo la primera llegada de onda P descendente, como se define en este nuevo espacio de coordenadas de datos. Los datos de sólo el sensor Z (vertical) del nuevo sensor X que se han hecho girar en el plano de fuente-receptor vertical se utilizan en esta segunda rotación. En esta segunda rotación de eje, estas dos respuestas de sensor se transforman matemáticamente en repuestas que se observarían si estos dos sensores se inclinaran en inclinaciones sucesivas de un grado de inclinación de un margen de inclinación de 90 grados. Cuando el receptor Z señala la dirección de la primera llegada de onda P entrante, su respuesta será un máximo, y el sensor anexo en la respuesta del mismo plano vertical (el nuevo sensor girado e inclinado X) será un mínimo. Cuando se encuentra esta condición, el ángulo Φ se ha definido.

Los datos transformados en este segundo sistema de coordenadas definido por una rotación de azimut θ y un ángulo de inclinación Φ tienen una separación óptima de modos P, SV, y SH, con P, SV, y SH siendo los datos dominantes en los sensores girados e inclinados Z, X, e Y, respectivamente.

Con referencia a la FIGURA 11, los diagramas 1100, 1102 y 1104 ilustran datos X, Y, Z adquiridos en el Sitio de Prueba de Devine con la disposición de receptores verticales cuando una fuente de impacto vertical se colocó en la estación 9 de fuente, desplazada a 585,216 m (1920 pies) de la disposición de receptores. Los diagramas 1106, 1108 y 1110 ilustran los mismos datos girados al espacio de datos P, SV, SH. Ningún evento de P o SV aparece en el panel de datos SH. Debido a que el desplazamiento SH es ortogonal a los desplazamientos P y SV, la ausencia de eventos P y SV define los datos SH. Los eventos SV que aparecen en el panel de datos P tales como el evento mostrado en 1112 son las conversiones de P a SV descendentes. Las conversiones de P a SV descendentes se provocan sólo por la incidencia no normal de una onda P, una interconexión de contraste de impedancia. Los modos P y SV intercambian energía libremente cuando se reflejan y se refractan en las interconexiones debido a que los vectores de desplazamiento de estos dos modos se encuentran en el mismo plano vertical. Ni P ni SV pueden convertir la energía en SH, e inversamente SH no puede convertirse en P o SV, debido a que el desplazamiento SH es ortogonal al plano vertical en el cual se propagan P y SV. Para confirmar que un panel de datos es un modo SH, se investiga la evidencia de los eventos P y SV integrados en el panel de datos. Si no pueden identificarse eventos P o SV, el modo es SH puro, por definición. Observe que los ángulos de captación poco profundos (estaciones de receptor 4 ó 5 superiores), las ondas SH viajan más rápido que las ondas SV como se predice por Levin (1979, 1980), supra, y se miden por Robertson, J. D. y D. Corrigan, 1983, Patrones de radiación de vibrador de onda de corte en esquistos cerca de la superficie: Geofísica, 48, 19-26.

Las ondas SV producidas directamente en la fuente significan ondas SV que se generan exactamente en el punto donde una fuerza vertical se aplica a la Tierra. No tiene que existir una interconexión de impedancia de contraste cercana a la fuente para provocar que SV entre en existencia. SV se propagará lejos de una fuente de fuerza vertical incluso en un medio homogéneo grueso en el cual no existen interconexiones.

En contraste, las conversiones de P a SV se presentan sólo en las interconexiones donde existe un contraste de impedancia. Cualquier momento en que una onda P llega a una interconexión en cualquier ángulo incidente diferente a 0 grados (normal a la interconexión), parte de la energía P de iluminación se convierte en P reflejada y

5 retraída, y parte se convierte en SV reflejada y retraída. De este modo, la conversión de P a SV se presenta en las coordenadas de interconexión alejadas de una fuente, no directamente en el punto de fuente. Un modo SV convertido requiere que se presenten dos condiciones: 1) una interconexión a través de la cual exista un contraste en la impedancia acústica, y 2) una trayectoria de onda P que llegue a esa interconexión en un ángulo que no sea normal a la interconexión. Cuando el ángulo incidente es 0 grados (trayectoria perpendicular a la interconexión), el coeficiente de reflexión P a SV es cero. En otros ángulos incidentes, el coeficiente de reflexión P a SV no es cero.

10 Con referencia a la FIGURA 12, los diagramas 1200, 1202 y 1204 ilustran datos reales X, Y, Z adquiridos en el Sitio de Prueba de Devine con la disposición de receptores verticales cuando una fuente de explosivo de impacto en el agujero se colocó en la estación 5 de fuente, desplazada a 381 m (1250 pies) de la disposición. Los diagramas 1206, 1208 y 1210 ilustran los mismos datos girados al espacio de datos P, SV, SH. Ningún evento de P o SV aparece en el panel de datos SH. Los eventos SV que aparecen en el panel de datos P son más débiles que en el caso para una fuente de impacto vertical, tal vez debido a rotaciones de receptor más precisas. Observe que en ángulos de captación poco profundos (estaciones de receptor 4 ó 5 superiores), las ondas SH viajan más rápido que las ondas SV como se predice por Levin (1979, 1980), supra, y se mide por Roberson y Corrigan (1983), supra.

15 Con referencia a la FIGURA 13, los diagramas 1300, 1302 y 1304 ilustran datos reales de X, Y, Z adquiridos en el Sitio de Prueba de Devine con la disposición de receptores verticales cuando una fuente de vibrador vertical se colocó en la estación 6 de fuente, desplazado a 457,2 m (1500 pies) de la disposición. Los diagramas 1206, 1208 y 1210 ilustran los mismos datos girados al espacio de datos P, SV, SH. Ningún evento de P o SV aparece en el panel de datos SH. Las mediciones realizadas en los ángulos de captación poco profundos tienen amplitudes más grandes que las mediciones realizadas con fuentes de impacto vertical y explosivo (FIGURAS 11 y 12).

20 Aunque los datos de fuente de fuerza vertical no producen las mismas polaridades de datos de onda S como las fuentes de fuerza horizontal convencionales, reversiones, correcciones, inversiones o ajustes de polaridad de datos en porciones adecuadas del espacio de imagen sísmica transforman las polaridades de fuerza vertical en polaridades de fuerza horizontal. Después de estos ajustes de polaridad, los datos de fuente de fuerza vertical pueden procesarse como lo hacen los datos de fuerza horizontal, utilizando algoritmos conocidos.

25 Una ganancia de esquema constante se aplica en cada panel de datos en cada una de las FIGURAS 11-13. De este modo, dentro de las figuras individuales, las amplitudes P, SV y SH pueden compararse visualmente para juzgar los niveles de energía relativa de los modos P y S. Tales comparaciones confirman que los modos SV y SH que irradian energía más allá de una fuente de fuerza vertical tienen amplitudes mayores que el modo P asociado. Las ganancias de despliegue de datos difieren para cada fuente, de manera que las amplitudes P y S producidas por explosivos no deben compararse visualmente con las amplitudes P y S producidas por fuentes de impacto vertical o de vibrador vertical.

30 De acuerdo con la teoría, los datos SH no se convierten en los modos P o SV ya que un campo de ondas elásticas se propaga a través de la estratificación de la Tierra, e inversamente, los modos P y SV no se convierten en modos SH. Ningún panel de datos SH contiene eventos P o SV, lo cual indique que las separaciones de campo de ondas desplegadas en las FIGURAS 11 a 13 se realizan adecuadamente. La teoría también establece que la energía se intercambia libremente entre los modos P y SV conforme se propagan a través de los medios estratificados. Todos los paneles de datos SV en las Figuras 11-13 muestran los eventos 1114, 1214 y 1314 de conversión de P a SV que indican nuevamente la física correcta de ondas. Aunque menores cantidades de energía SV permanecen en el panel de datos P, se considera que la separación de modo de onda es lo suficientemente precisa para establecer el principio fundamental de que ambos modos de corte SH y SV se producen por una fuente de fuerza vertical además del modo de onda P esperado.

35 Otra parte de evidencia que confirma que los dos modos S mostrados en las FIGURAS 11 a 13 son SV y SH es el hecho de que el frente de onda etiquetado como SH viaja más rápido en ángulos de captación poco profundos (cerca de la horizontal) que el frente de onda como etiquetado SV. Esta distinción en el comportamiento de velocidad SH y SV se enfatiza por la teoría documentada por Levin (FIGURA 4). Las diferencias en las velocidades SH y SV se observan mejor al comparar los tiempos de llegada de los frentes de onda S en las FIGURAS 11 y 12 en receptores a poca profundidad colocados sobre el intervalo de profundidad de 152,4 a 213,36 m (500 a 700 pies).

Procesamiento de Datos

40 Existe una diferencia entre los vectores de desplazamiento de fuente de onda S producido por las fuentes de fuerza vertical y las fuentes de fuerza horizontal convencionales. El desplazamiento de onda S aplicado a la Tierra por una fuente de fuerza horizontal se muestra en la Figura 3. Ese desplazamiento se orienta en una dirección de azimut fijo (indicada por ejemplo, por la flecha 306), y los desplazamientos de la Tierra alrededor del punto de aplicación todos señalan en la misma dirección (por ejemplo, como se indica con las flechas 308) que la dirección de la fuerza aplicada. En contraste, el desplazamiento S creado por una fuente de fuerza vertical señala en cada dirección de azimut alrededor de su punto de aplicación, y los vectores de desplazamiento de la Tierra correspondientes de igual

forma señalan en todas las direcciones de azimut lejos de la estación de fuente (véase FIGURA 6). El efecto visto en los datos de reflexión sísmicos es que los datos de onda S producidos por una fuente de dipolo (FIGURA 3) tienen la misma polaridad en cada cuadrante de azimut que rodea una estación de fuente, pero los datos de onda S producidos por una fuente de fuerza vertical tienen diferentes polaridades cuando se ven en direcciones de azimut que difieren por 180 grados.

Las estrategias de procesamiento de datos de onda S a través de la industria sísmica se basan en la suposición de que las polaridades de datos son constantes a través de la totalidad del espacio de imagen sísmica. De este modo, las polaridades de datos de onda S adquiridos por una fuente de fuerza vertical pueden ajustarse para parecer datos de polaridad constante producidos por una fuente de dipolo mediante un ajuste de polaridad de datos.

Con referencia a la FIGURA 14, se describirá un proceso de ajuste de polaridad de datos. La FIGURA 14 muestra una vista de mapa de una estación de fuente de fuerza vertical VFS colocada en una rejilla 1400 de adquisición de datos sísmicos 3D. En lenguaje sísmico, las líneas en las que se despliega el receptor de dirección se denominan como "en línea", y las líneas en las que se orienta la fuente de dirección se denominan como "línea cruzada". En la mayoría de los diseños de adquisición de datos sísmicos 3D, las direcciones en línea y línea cruzada son perpendiculares entre sí.

La dirección de azimut de la polaridad positiva en las direcciones de línea cruzada y en línea es arbitraria. Sin embargo, una vez que el procesador de datos selecciona las direcciones en línea y línea cruzada como siendo polaridades positivas, automáticamente ha dividido el espacio de imagen sísmica en línea y línea cruzada alrededor de una estación de fuente de fuerza vertical en dos dominios de polaridad - un dominio de polaridad positiva y un dominio de polaridad negativa. La FIGURA 14 ilustra el principio de las reversiones de polaridad de datos aplicadas a los datos de fuente de fuerza vertical para crear los datos de onda S de polaridad constante a través del espacio de imagen sísmica. Se muestra una geometría de adquisición de datos sísmicos 3D ejemplar denominada geometría ortogonal en la cual la línea de fuente y la línea de receptor son ortogonales entre sí. VFS es una estación de fuerza vertical en una línea de fuente. Una dirección de polaridad positiva se selecciona (de manera arbitraria) para la dirección de línea cruzada (línea de fuente) y la dirección en línea (línea de receptor). Esta decisión divide el espacio de imagen sísmica en dos dominios - un dominio de polaridad positiva y un dominio de polaridad negativa.

Un ejemplo de datos reales de este principio de polaridad de datos se ilustra en las FIGURAS 15 y 16. Estos datos sísmicos 3D se adquirieron utilizando un vibrador vertical. La rejilla de adquisición de datos se muestra entre cada par de paneles de datos para definir la posición de una estación de fuente fija y varias estaciones de receptor donde los datos producidos por esta fuente de fuerza vertical se registraron. Las direcciones en línea (IL) y de línea cruzada (XL) positivas asignadas a la rejilla se indican en cada estación de receptor. Los despliegues de indicios móviles en la parte izquierda muestran las polaridades de los datos registrados. Los despliegues de indicios móviles en la parte derecha muestran los datos después de que las reversiones de polaridad se han aplicado como se describe en la FIGURA 14. Después de estas sacudidas de polaridad, todos los datos tienen polaridad consistente a través de la totalidad del espacio de imagen sísmica y pueden procesarse por software sísmico estándar.

El procesamiento de datos para los modos de onda SV y SH producidos directamente en el punto de aplicación de una fuente de fuerza vertical difiere de aquel de los datos SV convertidos por procesamiento. Con datos de fuente directa, las polaridades de datos se invierten en el dominio de desplazamiento negativo, y una vez que se realiza la corrección de polaridad de datos, los datos en los dos dominios de desplazamiento se procesan como un solo conjunto de datos, no como dos conjuntos de datos separados. Los datos de onda S de fuente directa pueden procesarse con estrategias de punto medio común (CMP); mientras, los datos P-SV se procesan con estrategias de punto de conversión común (CCP). Los análisis de velocidad de los datos se realizan de manera diferente en estos dos dominios de procesamiento de datos - punto medio común contra punto de conversión común.

La FIGURA 15 ilustra un primer ejemplo de polaridades de datos sísmicos de fuente vertical registrados en direcciones de azimut que difieren por 180 grados más allá de una estación de fuente (parte izquierda). En la parte derecha, la FIGURA 15 ilustra el resultado de invertir las polaridades en el dominio de polaridad negativa para convertir los datos de fuente de fuerza vertical en datos de fuente de dipolo de polaridad constante.

La FIGURA 16 ilustra un segundo ejemplo de polaridades de datos sísmicos de fuerza vertical registrados en direcciones de azimut que difieren por 180 grados más allá de una estación de fuente (parte izquierda). En la parte derecha, la FIGURA 16 ilustra el resultado de invertir las polaridades en el dominio de polaridad negativa para convertir los datos de fuente de fuerza vertical en datos de fuente de dipolo de polaridad constante.

Descubrimientos

Los datos de prueba EGL demuestran que las fuentes de fuerza vertical comúnmente percibidas como fuentes de onda P, generan más energía S directamente en el punto de aplicación de fuerza que la energía P que generan. En

una modalidad, la energía S se genera directamente en el punto de aplicación de fuerza de la fuente, en lugar de a través de aplicaciones de conversiones de modo P a SV en las interconexiones subterráneas.

Además, las pruebas de campo demuestran que las fuentes de fuerza vertical producen un modo SH de alta calidad de alta energía directamente en la estación de fuente además de un modo SV. Esta afirmación se confirma por:

- 5 ■ El modo afirmado como SH produce un desplazamiento de la Tierra normal al modo SV, y
- Tiene una velocidad mayor que el modo SV en ángulos de captación poco profundos.

De este modo, el programa de prueba de fuente EGL hace evidente que los datos de campo de ondas elásticas completas (P, SV, SH) pueden adquirirse utilizando fuentes de fuerza vertical.

10 La existencia de datos de modo SV directamente en la estación de fuente puede contrastarse con los datos SV que se convierten en interconexiones de contraste de impedancia en la Tierra a partir del modo P a SV por algunas capas de medios bajo la superficie de la Tierra que pueden denominarse como “cerca de la fuente”. Existen sólo dos maneras de generar un modo de corte SV: 1) utilizar una fuente que produzca un desplazamiento SV directamente en la estación de fuente, ó 2) utilizar una fuente que genere una onda P sólida y utilice los modos SV convertidos que produce la onda P cuando ilumina una interconexión en cualquier ángulo incidente diferente a 0 grados.

15 Como se explica en lo anterior, los datos SH se observan en datos producidos por los tres tipos generales de fuente de fuerza vertical (vibrador vertical, impacto vertical, explosivo de impacto en agujero), lo cual significa que un desplazamiento SH se presenta directamente en el punto donde una fuente de fuerza vertical aplica su vector de fuerza a la Tierra.

Adquisición y Procesamiento de Datos

20 Con referencia ahora a la FIGURA 17, se describirá un diagrama de un sistema 1700 de adquisición y procesamiento de datos y método para adquirir y procesar datos de forma de onda elástica completa a partir de una fuente de fuerza vertical utilizando los sensores colocados en superficie. Una fuente 1702 sísmica de fuerza vertical se dispone en, cerca de o dentro de un rebajo poco profundo de la superficie 1704 de la Tierra. La fuente 1702 se configura para impartir una fuerza vertical a la superficie 1704 para proporcionar ondas sísmicas dentro de los
25 medios 1706 de la Tierra. La fuente 1702 puede comprender un vibrador vertical, explosivo de impacto en agujero, impacto vertical, pistola de aire, dosificador de peso vertical o bobina de choque, y/u otras fuentes de fuerza vertical. En este ejemplo, la fuente 1702 de fuerza vertical produce el modo P de compresión y ambos modos de corte fundamental (SH y SV) en la Tierra 1706 directamente en un punto de aplicación 1708 de la fuente de fuerza vertical. En esta modalidad, por lo menos parte de las ondas de corte SH y SV se generan en la fuente 1702 y no
30 por la conversión subterránea provocada por las porciones de los medios 1706 de la Tierra. Las ondas de frecuencia pueden proporcionarse en un barrido de frecuencia o un impulso de banda ancha simple. Una fuente de fuerza vertical puede utilizarse sin ninguna fuente de fuerza horizontal.

Un sensor 1710 sísmico se encuentra a lo largo de la superficie de la Tierra, el cual puede incluir disponerse en, cerca, o dentro de un rebajo de la superficie 1704 de la Tierra. Por ejemplo, en una modalidad, agujeros poco
35 profundos pueden taladrarse y sensores 1710 desplegarse en los agujeros para evitar ruido eólico, ruido producido por aguaceros, etc. El sensor 1710 se configura para detectar o percibir modos de onda ascendente, reflejados a partir de sectores subterráneos, yacimientos, objetivos de interés, etc. En esta modalidad, el sensor 1710 comprende un geófono de múltiples componentes, por ejemplo, un geófono de tres componentes configurado para detectar el modo P de compresión y ambos modos de corte fundamental (SH y SV). Como se describe en las
40 FIGURAS 1-14, pueden implementarse varias disposiciones y configuraciones de fuente 1702 y sensores 1710 en diferentes modalidades. Por ejemplo, plantillas de adquisición bidimensional y tridimensional pueden desplegarse a través de la superficie 1704 de la Tierra. Como otro ejemplo, puede disponerse una pluralidad de fuentes 1702 (por ejemplo, por lo menos dos, por lo menos cinco, por lo menos diez, etc.) a lo largo de una línea y configurarse para transmitir ondas sísmicas en conjunto o simultáneamente. El perfil sísmico vertical puede utilizarse en una
45 modalidad. En una modalidad alternativa, una disposición inversa de perfil sísmico vertical puede utilizarse, en la cual una o más fuentes se disponen en un agujero o pozo y uno o más sensores de tres componentes o receptores se dispone a lo largo de la superficie de la Tierra. En otra modalidad alternativa, una disposición entre pozos puede utilizarse, en la cual las fuentes se disponen en un pozo o agujero y receptores de tres componentes o sensores se disponen en otro pozo o agujero. Una fuente en el agujero puede ser un vibrador mecánico asegurado a la pared en
50 un pozo lleno de aire o lleno de fluido, o una pistola de agua, un transductor piezocerámico de alta energía suspendido libremente en una columna de fluido u otra fuente.

Un sistema 1712 de registro sísmico se configura para recibir datos sísmicos detectados por sensores 1710 mediante un enlace de comunicación alámbrica o inalámbrica y para almacenar los datos en una base de datos. El sistema 1712 puede comprender cualquier tipo de dispositivo de cómputo. El sistema 1712 puede configurarse para

adquirir y/o procesar los datos recibidos. Por ejemplo, el procesamiento puede comprender reversión de polaridad como se describe previamente, las etapas de procesamiento de la FIGURA 18 a continuación, u otros algoritmos de procesamiento de datos sísmicos.

5 Un dispositivo 1714 de salida de medios digitales puede acoplarse al sistema 1712, los datos pueden transferirse al dispositivo 1714 desde el sistema 1712 utilizando cualquiera de una variedad de tecnologías, tal como una red alámbrica o inalámbrica, dispositivo de memoria, etc. El dispositivo 1714 puede comprender uno o más de un dispositivo de visualización, una impresora, un altavoz, y otros dispositivos de salida.

10 De acuerdo con una modalidad, el sistema 1712 puede configurarse para adquirir o capturar datos de modo SH-SH con sensores colocados en superficie. De acuerdo con otra modalidad, el sistema 1712 puede configurarse para adquirir datos de modo SV y SH con sensores colocados en superficie.

15 Con referencia ahora a la FIGURA 18, se describirá un diagrama de un sistema 1800 de adquisición y procesamiento de datos y método para adquirir y procesar datos de forma de onda elástica completa a partir de una fuente de fuerza vertical utilizando sensores subterráneos. Una fuente 1802 sísmica de fuerza vertical se dispone en, cerca de o dentro de un rebajo poco profundo de la superficie 1804 de la Tierra. La fuente 1802 se configura para impartir una fuerza vertical a la superficie 1804 para proporcionar ondas sísmicas dentro de los medios 1806 de la Tierra. En este ejemplo, la fuente 1802 de fuerza vertical produce el modo P de compresión y ambos modos de corte fundamental (SH y SV) en la Tierra 1806 directamente en un punto de aplicación 1808 de la fuente de fuerza vertical. En esta modalidad, por lo menos parte de las ondas de corte SH y SV se generan en la fuente 1802 y no por la conversión subterránea provocada por las porciones de los medios 1706 de la Tierra. Puede presentarse contaminación de datos S producidos directamente en una estación de fuente por datos SV convertidos y producidos en las interconexiones alejadas de la estación de fuente. Un sistema de procesamiento de datos puede configurarse para resolver, eliminar, reducir o identificar estos datos SV convertidos (y/u otros modos de ruido, tales como eventos P, múltiples P y S, ondas de superficie resonantes, ruido eólico, etc.) y enfatizar, amplificar o identificar la señal objetivo.

25 Una pluralidad de sensores 1810 sísmicos se dispone en una pluralidad de ubicaciones dentro de cada uno de uno o más agujeros profundos o poco profundos taladrados en cualquier ángulo de desviación. Los sensores 1810 pueden desplegarse de manera permanente (por ejemplo, al cementar o asegurarlos de otra manera en su lugar) o pueden ser recuperables mediante cables de acero o tubería enrollada. Los sensores 1810 se configuran para detectar o percibir modos de onda ascendente, reflejados a partir de sectores subterráneos, yacimientos, objetivos de interés, etc. En esta modalidad, los sensores 1810 comprenden cada uno por lo menos un geófono de múltiples componentes, por ejemplo, un geófono de tres componentes configurado para detectar el modo P de compresión y ambos modos de corte fundamental (SH y SV). Como se describe en las FIGURAS 1-14, pueden implementarse varias disposiciones y configuraciones de fuente 1802 y sensores 1812 en diferentes modalidades.

35 El equipo de despliegue de sensores y el sistema 1812 de registro sísmico pueden configurarse para colocar sensores 1810 dentro del agujero 1809, proporcionar energía a los sensores 1810 y proporcionar otras funciones necesarias para desplegar los sensores 1810. El sistema 1812 comprende un sistema de cómputo configurado para recibir datos sísmicos detectados por los sensores 1810 mediante un enlace 1813 de comunicación alámbrica o inalámbrica y para almacenar los datos en una base de datos. El sistema 1812 puede configurarse para adquirir y/o procesar los datos recibidos. Por ejemplo, el procesamiento puede comprender reversión de polaridad como se describe previamente, las etapas de procesamiento de la FIGURA 18 a continuación, u otros algoritmos de procesamiento de datos sísmicos.

40 Un medio 1815 digital puede acoplarse al sistema 1812 utilizando cualquiera de una variedad de tecnologías, tal como red alámbrica o inalámbrica, etc. El medio 1815 puede configurarse para almacenar y transferir los datos procesados y/o detectados a otros dispositivos de cómputo.

45 Con referencia ahora a la FIGURA 19, se describirá un sistema de procesamiento de datos para procesar datos de campo de ondas elásticas completas. El sistema 1900 comprende un sistema 1902 de cómputo digital, tal como una computadora digital, servidor UNIX, estación de trabajo simple, grupo muy avanzado de estaciones de trabajo, u otro sistema o sistemas de cómputo. El sistema 1902 comprende suficiente potencia de procesamiento para procesar grandes cantidades de datos sísmicos complejos. Un dispositivo 1904 de almacenamiento masivo u otra memoria se acopla al sistema 1902 de cómputo digital, el cual se configura para recibir datos de los registros de campo o sensores almacenados en un medio 1906 digital, tal como una tarjeta de memoria, disco duro u otro dispositivo de memoria. El dispositivo 1904 de almacenamiento masivo se configura para descargar o recibir los datos sísmicos de múltiples componentes desde el medio 1906 digital y para almacenar los datos en una base de datos.

55 Una interfaz 1908 de usuario tal como un teclado, pantalla, pantalla táctil, altavoz, micrófono, u otros dispositivos de interfaz de usuario pueden acoplarse al sistema 1902 para comunicación de dos vías entre el sistema 1902 y un usuario. De acuerdo con una modalidad ejemplar, múltiples terminales 1910 de usuario pueden acceder al sistema

1902 de procesamiento de datos a través de una interfaz de usuario utilizando una red de computadoras, terminales u otros dispositivos de entrada/salida (por ejemplo, una red de área extensa tal como la Internet).

Una biblioteca 1912 de software se acopla al sistema 1902 de procesamiento de datos y comprende uno o más medios legibles por computadora no transitorios programados para realizar uno o más algoritmos de procesamiento.

5 Los algoritmos de procesamiento pueden comprender cualquiera de un número de algoritmos de procesamiento de datos sísmicos conocidos o algoritmos descritos en la presente o que pueden desarrollarse en el futuro. Los algoritmos pueden comprender algoritmos en dos categorías: (1) algoritmos requeridos para procesar datos adquiridos por los sensores de tres componentes colocados en superficie, y (2) algoritmos requeridos para procesar datos adquiridos con sensores de tres componentes colocados en pozos profundos.

10 Sensores Colocados en Superficie

Para sensores colocados en superficie, el sistema 1902 de cómputo de datos puede programarse con código existente, tanto código de propiedad como código comercial público. El sistema 1902 puede programarse con nuevo código para optimizar el manejo de datos y la construcción de imágenes. El sistema 1902 puede programarse para extraer modos P, SH y SV a partir de datos registrados, como se describe en la presente con referencia a las FIGURAS 1-14.

15

Sensores de Pozo Profundo

Cuando se adquieren datos con sensores en pozos profundos, el procedimiento se denomina perfil sísmico vertical (VSP). Los sistemas de procesamiento de datos VSP no se distribuyen tan ampliamente como los sistemas para procesar datos de sensores de superficie. Los datos VSP pueden procesarse utilizando sistemas de procesamiento de datos fabricados o utilizados por contratistas de VSP, tales como Schlumberger, Halliburton, Baker Atlas, READ y/u otras compañías. Los sistemas de procesamiento de datos pueden configurarse para extraer modos P, SH y SV a partir de datos registrados, al buscar SV y SH que irradian energía directamente desde una estación de fuente en la superficie.

20

El sistema 1900 además puede comprender uno o más dispositivos 1914 de salida acoplados al sistema 1902 de cómputo digital. Los dispositivos 1914 de salida pueden comprender trazadores de gráficos, unidades de cinta, unidades de disco, etc., configurados para recibir, almacenar, desplegar y/o presentar datos procesados en un formato útil.

25

Con referencia ahora a la FIGURA 20, se describirá un diagrama de flujo que ilustra un método 2000 para procesar datos de ondas elásticas completas. El método puede ser operativo en uno o más circuitos de procesamiento, tal como el sistema 2002 de cómputo digital. En un bloque 2002, un circuito de procesamiento se proporciona con modos mezclados P, SH y SV en el espacio de datos de coordenadas de campo (en línea y línea cruzada) de las etapas de adquisición descritas previamente. En el bloque 2004, el circuito de procesamiento se configura o se programa para segregar, separar o de otra manera remover datos de modo P al aplicar filtros de velocidad para rechazar o filtrar los modos SH y SV.

30

Un filtro de velocidad es cualquier procedimiento numérico aplicado a datos sísmicos que enfatiza eventos que se propagan con un cierto comportamiento de velocidad objetivo y atenúa eventos que se propagan con velocidades diferentes de esta velocidad objetivo. Existen numerosos algoritmos disponibles para procesadores de datos sísmicos que realizan filtración de velocidad. Algunos de estos filtros operan en el dominio de número de onda de frecuencia (f-k), algunos en el dominio de lentitud de tiempo (tau, p), algunos son filtros de medios en el dominio de profundidad de tiempo, etc. Los filtros de velocidad permiten que reflexiones P primarias se segreguen a partir de múltiplos P, y eventos S que se aíslan de los eventos P.

35

Los eventos SV convertidos tienen una velocidad mayor de la que la realizan los eventos S directo debido a que un SV convertido implica una onda P descendente; mientras, la trayectoria descendente para un evento S directo es S (mucho menor que P). Los filtros pueden diseñarse para que pasen las velocidades lentas asociadas con un evento S-S (S descendente y S ascendente) y rechacen las mayores velocidades de los eventos P-SV (P descendente y SV ascendente).

45

En un bloque 2006, el circuito de procesamiento se configura para invertir las polaridades de los datos de sensores horizontales en línea y línea cruzada adquiridos en desplazamientos negativos, como se describe en lo anterior con referencia a las FIGURAS 10-14. En un bloque 2008, el circuito de procesamiento se configura para transformar los datos de sensores horizontales desde el espacio de datos en línea/línea cruzada hasta el espacio de datos radiales/transversales, como se describe en lo anterior con referencia a las FIGURAS 10-14. Como resultado, los modos SH y SV (SH = datos transversales; SV = datos radiales) se segregan y se procesan por separado.

50

En un bloque 2010, los datos del sensor radial se establecen a un lado como una base de datos SV, y los datos del sensor transversal se establecen a un lado como una base de datos SH. Esta segregación de modo SV y SH permite que los modos se introduzcan individualmente (por ejemplo, como conjunto de datos separado) en la corriente de procesamiento de datos que comienza en el bloque 2012.

5 En un bloque 2012, cualquiera de los numerosos procedimientos de análisis de velocidad disponibles en la industria de procesamiento de datos sísmicos puede aplicarse a cada modo de onda P, SV y SH, por separado. Las opciones de análisis de velocidad populares son el apilado de apariencia, análisis de número de onda de frecuencia y análisis de lentitud de tiempo. Esta etapa identifica una función de velocidad óptima para cada modo de onda que enfatizará los eventos de reflexión primarios para ese modo de onda y atenuarán el ruido, múltiples inter-estratificados, y
10 eventos parásitos a partir de modos de onda competentes.

En un bloque 2014, correcciones estáticas se aplican para mejorar la alineación del reflector. Estas correcciones implican desplazamientos de tiempo de datos adquiridos en cada fuente y estación de receptor. Debido a que estos desplazamientos de tiempo se aplican a toda una traza de datos, se denominan como correcciones estáticas para diferenciarlos de los ajustes de tiempo dinámico realizados por otros procesos. Una corrección estática elimina las diferencias de tiempo provocadas por variaciones en las elevaciones de la estación al ajustar el tiempo cero en cada
15 traza de datos para mover matemáticamente todas las estaciones de fuente y de receptor a un plano de datos común. Una segunda corrección estática elimina las diferencias de tiempo provocadas por diferentes velocidades que son locales para diferentes estaciones de fuente y de receptor. El resultado final de estas correcciones estáticas es una mejora en la continuidad de reflexión.

20 En un bloque 2016, cualquiera de muchos procedimientos de rechazo de ruido puede aplicarse a los datos para mejorar la relación de señal a ruido. Algunas opciones de rechazo de ruido pueden ser filtros de frecuencia simples. Otros pueden ser más sofisticados tau-p, f-k o procedimientos de desconvolución.

En un bloque 2018, los datos se apilan (o suman) para crear una imagen inicial. Integrado en esta etapa se encuentra un ajuste de tiempo dinámico de eventos de reflexión denominado como corrección de movimiento que se
25 aplica para suavizar los eventos de reflexión a las mismas coordenadas de tiempo en todos los desplazamientos de fuente-receptor. Una geometría de adquisición de datos puede provocar que muchos pares de fuente-receptor produzcan eventos de reflexión en la misma coordenada subterránea. Al apilar, las reflexiones suavizadas de todos los pares de fuente-receptor que forman la imagen de la misma coordenada subterránea se suman para realizar un indicio de imagen simple en esa coordenada de espacio de imagen. Cuando este proceso de apilado se extiende a través de todo el espacio de imagen sísmica, una traza de imagen simple con un carácter de señal a ruido alto se produce en cada punto de imagen en el espacio de imagen. Es en esta etapa que un procesador de datos obtiene su primer vistazo a la calidad del análisis de velocidad y las correcciones estáticas que se han aplicado a los datos (por ejemplo, al desplegar los datos en una pantalla electrónica, imprimir los datos utilizando una impresora, etc.).
30

En un bloque 2020, el procesador de datos tiene que decidir si la imagen es satisfactoria o si el procesamiento de datos debe repetirse para mejorar la precisión de los análisis de velocidad que realizan las correcciones de movimiento dinámico de los eventos de reflexión y para mejorar las precisiones de correcciones estáticas que desplazan el tiempo de los eventos de reflexión en cada estación de fuente y receptor. Si la decisión es repetir el proceso de obtención de imágenes, el procedimiento regresa al bloque 2012 y procede al bloque 2020 nuevamente. Si la Tierra consiste de capas horizontales planas, estos datos apilados son una buena imagen de la geología subterránea. Si las capas de la Tierra son inclinadas o defectuosas, estos datos apilados no son una imagen verdadera de la geología, pero aún indican la calidad de la imagen verdadera que se creará cuando los datos migren (bloque 2022).
35
40

En un bloque 2022, los datos migran. La migración es un procedimiento que utiliza un modelo de velocidad derivado a partir de datos sísmicos de la Tierra para mover los eventos de reflexión desde sus posiciones de coordenadas en el espacio de imagen de desplazamiento vs. tiempo hasta sus posiciones rectas subterráneas en la Tierra. Numerosos algoritmos de migración se encuentran disponibles en la industria de procesamiento de datos sísmicos. Algunos algoritmos son propiedad de las compañías de procesamiento de datos; otros se encuentran disponibles como software comercialmente rentado o como firmware compartido. La migración de tiempo supone que la velocidad varía solo en la dirección vertical. La migración profunda permite que la velocidad varíe tanto vertical como lateralmente.
45
50

La posición de la etapa de migración de datos en la Figura 20 es un procedimiento de migración de post-apilado. La etapa de migración puede moverse para colocarse entre los bloques 2016 y 2018 para realizar migración de pre-apilado. La migración de pre-apilado con frecuencia es más deseable que la migración de post-apilado pero exige más de la computadora. Tanto la migración de tiempo como la migración profunda pueden desplegarse de manera que el eje de coordenada vertical de la imagen es ya sea profundidad o tiempo, dependiendo de la preferencia del procesador de datos.
55

Las enseñanzas en la presente pueden implementarse por contratistas sísmicos, compañías petroleras y de gas, y otros. Las enseñanzas en la presente pueden utilizarse en otras industrias también, tal como energía térmica, separación de CO₂, etc.

Datos Existentes

5 Los sistemas y métodos descritos en la presente pueden aplicarse a procesamiento de conjuntos existentes o pre-
 existentes o heredados de datos sísmicos. De acuerdo con un ejemplo, un memoria comprende datos sísmicos que
 pueden ser brutos, sin procesar o parcialmente procesados. Los datos sísmicos pueden haberse generado meses o
 años antes del procesamiento de los datos. Un circuito de procesamiento puede configurarse para procesar los
 10 datos sísmicos para generar, proporcionar o lograr los datos de forma de onda elástica completa. Por ejemplo, el
 circuito de procesamiento puede configurarse para invertir polaridades de datos de sensores horizontales adquiridos
 en desplazamientos negativos como se describe en la presente para generar datos de modo S, tales como datos de
 modo SH y modo SV. El circuito de procesamiento además puede configurarse para extraer modos P, SH y SV de
 los datos previamente registrados. En una modalidad, los sensores sísmicos habrán recibido los datos durante un
 15 período de tiempo suficiente, tal como por lo menos diez segundos o por lo menos doce segundos, para recibir todos
 los modos SH y SV de movimiento más lento además de los datos de modo P.

De acuerdo con una modalidad, las fuentes diferentes a las fuentes explosivas (es decir, fuentes no explosivas tales
 como vibradores verticales y fuentes de impacto vertical) pueden utilizarse para construir imágenes de modo S, tales
 como imágenes SV y SH. Las ventajas de las fuentes no explosivas incluyen fuentes que son aceptables en
 ambientes donde fuentes explosivas se prohíben o no son prácticas. Las ventajas ejemplares incluyen:

20 ■ Los explosivos no pueden utilizarse en ambientes urbanos. En contraste, los vibradores pueden operar en calles,
 callejones, y muy cerca de edificios.

■ Los explosivos no pueden utilizarse a lo largo de carreteras. Las carreteras distritales y autopistas públicas son
 lugares de perfil popular para vibradores.

25 ■ En áreas contaminadas por ruido mecánico (tráfico de carretera, estaciones de bombeo de línea de gas, unidades
 de bombeo de pozos petrolíferos, equipos de perforación activos, etc.), la mini-onda impulsora compacta (que
 abarca típicamente sólo 100 a 200 ms) producida por una carga explosiva puede ser irresistible por ráfagas cortas
 de ruido a partir de fuentes de ruido locales para una o más estaciones de receptor. En contraste, un vibrador crea
 una mini-onda al insertar un chirrido largo (de 10 a 12 segundos) en la Tierra en el cual las frecuencias varían con
 una dependencia de tiempo conocida. A menos que el ruido mecánico tenga exactamente la misma variación de
 30 frecuencia por una duración de tiempo de 10 segundos o 12 segundos como lo hace una señal de chirrido del
 vibrador, el procedimiento de correlación cruzada utilizado para identificar eventos de reflexión por vibración suprime
 el ruido. Las fuentes explosivas son menos prácticas que los vibradores en ambientes de mucho ruido.

35 ■ Fuentes de impacto vertical tienen un atractivo debido a que son de menor costo que las fuentes explosivas (y
 normalmente menos costosas que los vibradores). Los operadores con frecuencia seleccionan la fuente de mucho
 menor costo incluso si la fuente tiene ciertas desventajas técnicas.

Aunque fuentes no explosivas se utilizan en algunas modalidades descritas en la presente, las fuentes explosivas
 pueden utilizarse en otras modalidades descritas en la presente.

40 Los datos S pueden adquirirse en la más amplia gama de ambientes cuando se utilizan fuentes de fuerza vertical.
 Las fuentes explosivas pueden utilizarse en pantanos, montañas, etc., donde las fuentes no explosivas no son
 viables o prácticas y los vibradores y las fuentes de impacto vertical pueden utilizarse en áreas de alta cultura
 (ciudades, carreteras, etc.) donde se prohíben los explosivos y cuando las restricciones de presupuesto limitan las
 opciones de fuentes.

Los sistemas y métodos descritos con referencia a las FIGURAS 17-20 pueden implementar cualquiera de las
 características o principios descritos con referencia a las FIGURAS 1-16.

45 Varias modalidades descritas en la presente pueden incluir o implementarse junto con medios legibles por
 computadora configurados para almacenar instrucciones que se pueden ejecutar por máquina en los mismos, y/o
 uno o más módulos, circuitos, unidades u otros elementos que puedan comprender componentes de circuito análogo
 o digital (por ejemplo, un procesador u otro circuito de procesamiento) configurados, dispuestos o programados para
 realizar una o más de las etapas narradas en la presente. A manera de ejemplo, medios legibles por computadora
 50 pueden incluir medios no transitorios tales como RAM, ROM, CD-ROM u otro almacén de disco óptico, almacén de
 disco magnético, memoria flash o cualquier otro medio no transitorio capaz de proporcionar acceso a instrucciones
 ejecutables por máquina deseadas. El uso de un circuito o módulo descrito en la presente se pretende para abarcar
 ampliamente cualquiera de uno o más componentes de circuitos discretos, componentes de circuitos análogos y/o

digitales, circuitos integrados, dispositivos de estado sólido y/o porciones programadas incluyendo microprocesadores, microcontroladores, ASIC, lógica programable, u otros dispositivos electrónicos.

5 Aunque los dibujos detallados, ejemplos específicos y formulaciones particulares proporcionados describen modalidades ejemplares, sólo sirven para el propósito de ilustración. Las configuraciones de hardware y software mostradas y descritas pueden diferir dependiendo de las características de rendimiento seleccionadas y las características físicas de los dispositivos de cómputo. Los sistemas mostrados y descritos no se limitan a los detalles precisos y las condiciones descritas. Además, otras sustituciones, modificaciones, cambios y omisiones pueden hacerse en el diseño, condiciones operativas y disposición de las modalidades ejemplares sin apartarse del alcance de la presente invención como se expresa en las reivindicaciones anexas.

10

REIVINDICACIONES

1. Un método para procesar datos de forma de onda elástica completa a partir datos sísmicos obtenidos utilizando una fuente de fuerza vertical, que comprende:
- 5 recuperar datos sísmicos de un dispositivo de almacenamiento, comprendiendo los datos sísmicos datos en modos P, SH directo y SV directo, representando los datos de modos SH directo y SV directo ondas sísmicas que han sido proporcionados como ondas SH y SV directamente en un punto de aplicación de una fuente de fuerza vertical, y detectados como reflexiones en geófonos de múltiples componentes situados a lo largo de la superficie de la Tierra; y
- 10 procesar los datos sísmicos utilizando un circuito de procesamiento para generar datos de forma de onda elástica completa, en el que el procesamiento comprende:
- proporcionar corrección de polaridad a los datos de modos SH directo y SV directo para conseguir datos de modo de onda de corte horizontal y de modo de onda de corte vertical;
- segregar los modos SH directo y SV directo a partir de los datos sísmicos;
- 15 procesar por separado cada uno de los modos SH y SV directos utilizando por lo menos uno de un análisis de velocidad, una corrección estática, un filtro de rechazo de ruido, un proceso de apilado y una etapa de migración; y
- generar imágenes de SH directo y de SV directo en base al procesamiento.
2. El método según la reivindicación 1, en el que la corrección de polaridad comprende además determinar un dominio de polaridad positiva y un dominio de polaridad negativa, en el que los geófonos de múltiples componentes comprenden un primer conjunto de receptores en el dominio de polaridad positiva y un segundo conjunto de receptores en el dominio de polaridad negativa, la corrección de polaridad comprende además aplicar inversiones de la polaridad de los datos a los datos de la fuente de la fuerza vertical recibidos en los receptores en cualquiera del dominio de polaridad positiva o el dominio de polaridad negativa, para crear datos de onda-S de polaridad constante a través de un espacio de imagen sísmica.
- 20
3. El método según la reivindicación 1, en el que el procesamiento comprende aplicar un filtro de velocidad para aislar los datos de modo SH y de modo SV, de los datos de modo P.
- 25
4. El método según la reivindicación 1, en el que los datos sísmicos se han obtenido utilizando una fuente de fuerza vertical sin ninguna fuente de fuerza horizontal.
5. El método según la reivindicación 4, en el que los datos sísmicos se han obtenido con una fuente no explosiva.
6. El método según la reivindicación 4, en el que los datos sísmicos se han obtenido con una fuente explosiva.
- 30
7. El método según la reivindicación 1, en el que los datos sísmicos se han registrado con un tiempo de registro de por lo menos 8 segundos.
8. El método según la reivindicación 1, que comprende además:
- proporcionar las ondas sísmicas en la Tierra desde la fuente de fuerza vertical; y
- 35 detectar reflexiones de las ondas sísmicas en los geófonos de múltiples componentes colocados a lo largo de la superficie de la Tierra.
9. Un sistema para procesar datos sísmicos almacenados en una memoria, que comprende:
- una memoria para almacenar datos sísmicos que comprenden datos en modos P, SH directo y SV directo, representando los datos en modos SH directo y SV directo ondas sísmicas que se han proporcionado como ondas SH y SV directamente en un punto de aplicación de una fuente de fuerza vertical, y detectado como reflexiones en geófonos de múltiples componentes; y
- 40 un circuito de procesamiento configurado para:

proporcionar corrección de polaridad a los datos de modo SH directo y de modo SV directo para conseguir datos de modo de onda de corte horizontal y de modo de onda de corte vertical;

segregar los modos SH directo y SV directo a partir de los datos sísmicos;

5 procesar por separado cada uno de los modos SH y SV directos utilizando por lo menos uno de un análisis de velocidad, una corrección estática, un filtro de rechazo de ruido, un proceso de apilado y una etapa de migración; y

generar imágenes de SH directo y de SV directo en base al procesamiento por separado.

10. El sistema según la reivindicación 9, que comprende además un dispositivo de salida configurado para presentar las imágenes P y de corte directo.

10 11. El sistema según la reivindicación 9, en el que el circuito de procesamiento está configurado además para segregar datos de modo P respecto de los datos de modos SH directo y SV directo utilizando un filtro de velocidad.

12. El sistema según la reivindicación 9, que comprende además:

una fuente de fuerza vertical configurada para proporcionar las ondas sísmicas; y

un geófono de múltiples componentes colocado a lo largo de la superficie de la Tierra, en donde el geófono está configurado para detectar reflexiones de las ondas sísmicas.

15 13. El sistema según la reivindicación 12, en el que la fuente de fuerza vertical es vibratoria.

14. El sistema según la reivindicación 12, en el que la fuente de fuerza vertical es una fuente de impacto.

15. El sistema según la reivindicación 12, en el que la fuente de fuerza vertical es una pistola de aire.

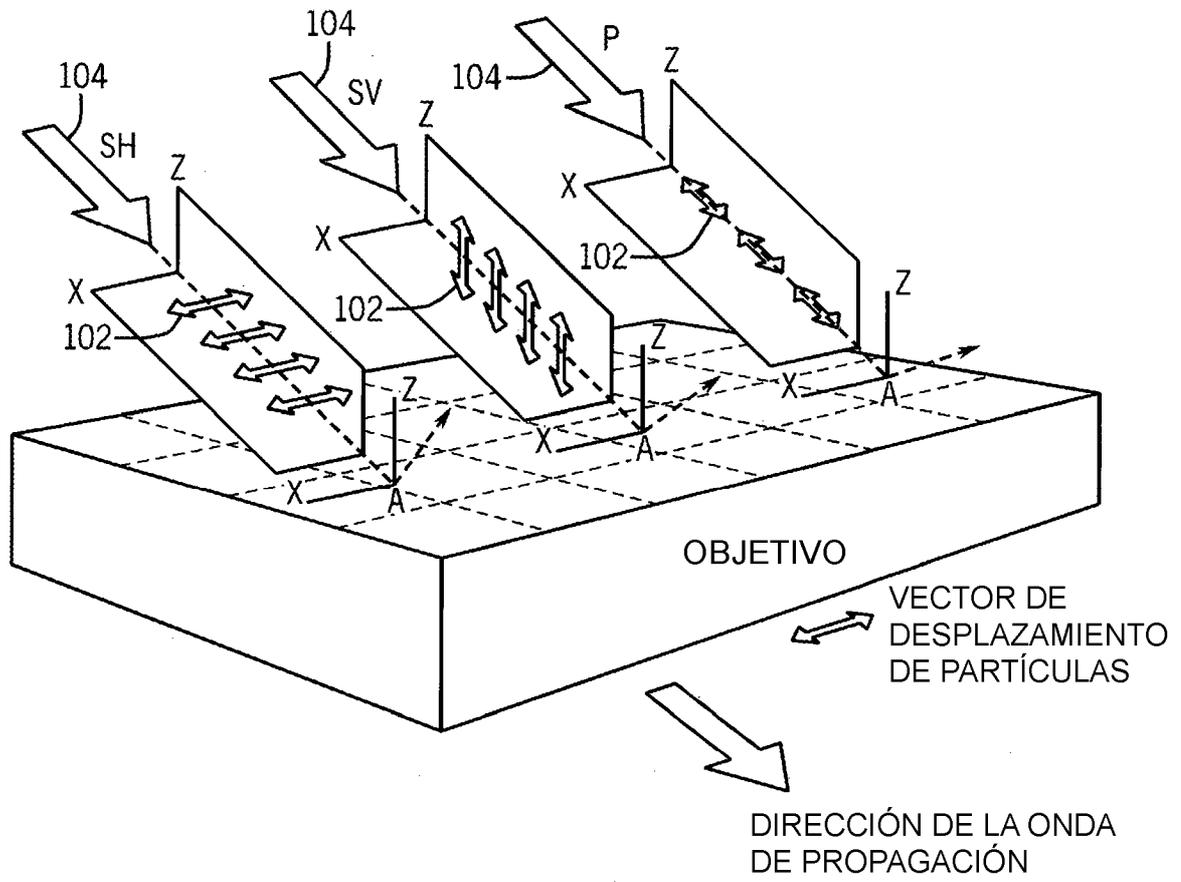


FIG. 1

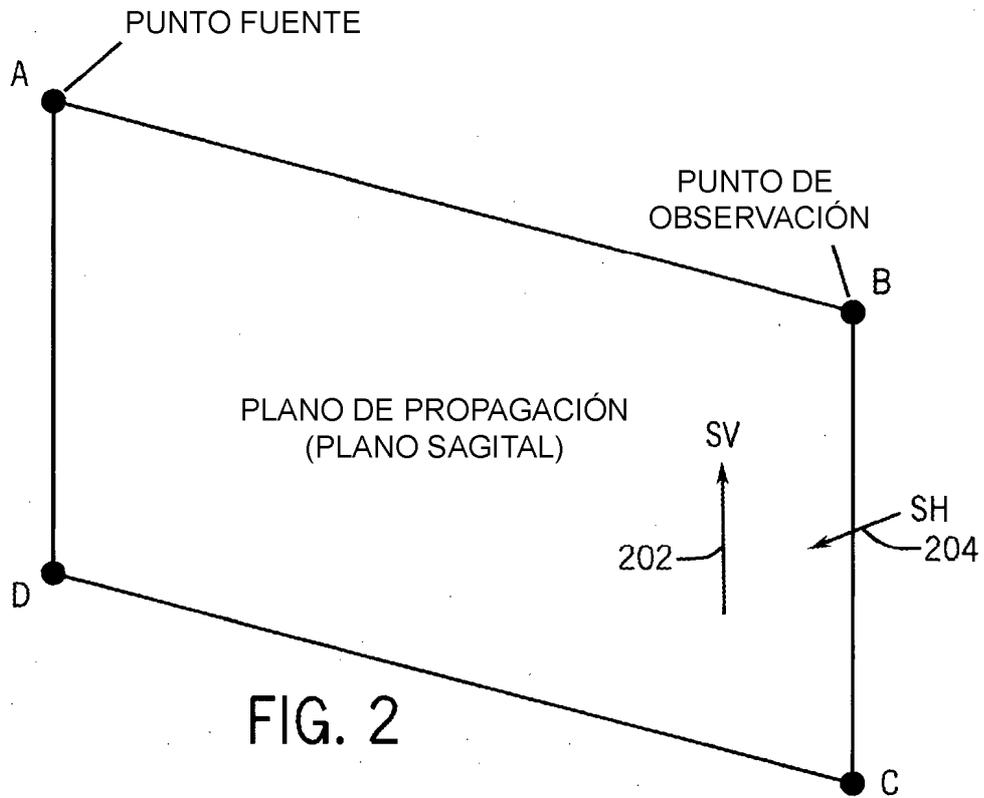


FIG. 2

FUENTE DE PROPAGACIÓN
HORIZONTAL Y

FUENTE DE PROPAGACIÓN
HORIZONTAL X

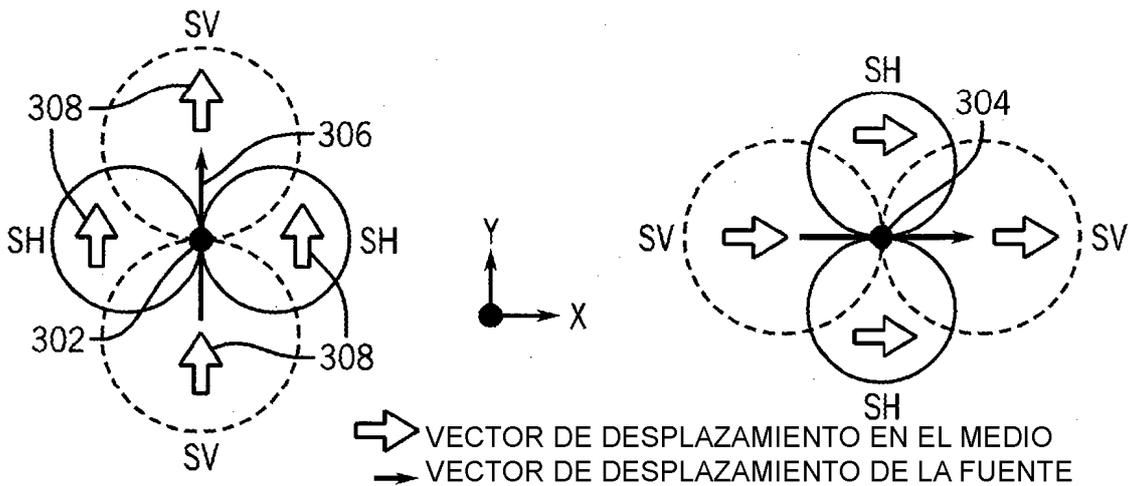


FIG. 3

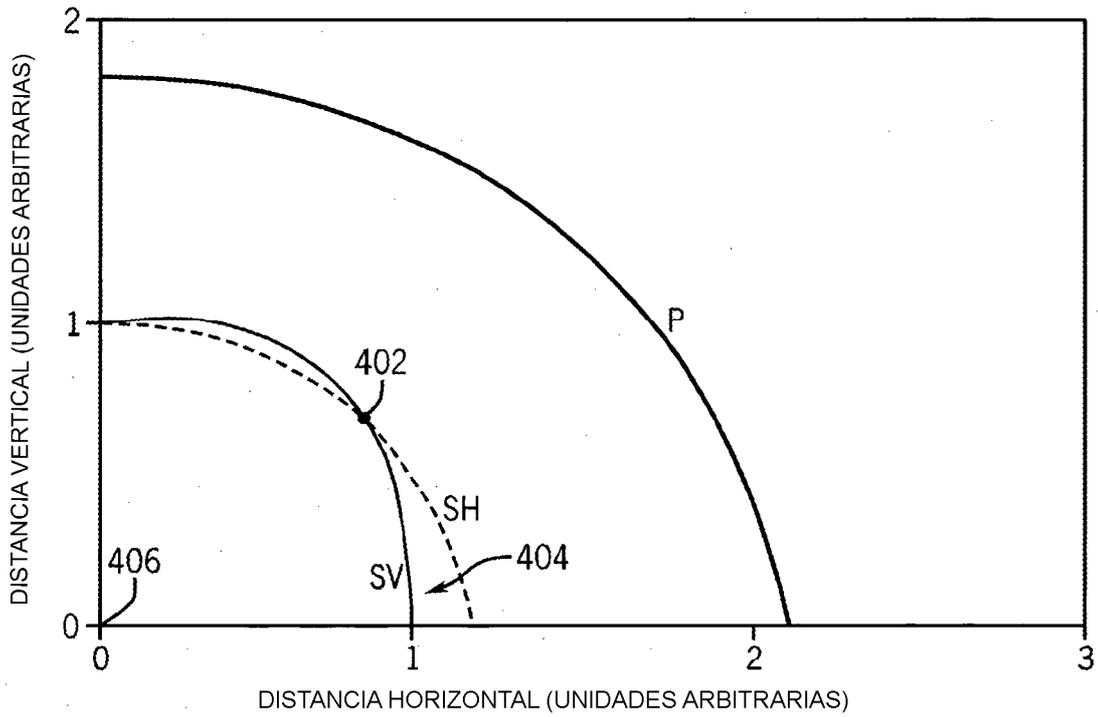


FIG. 4

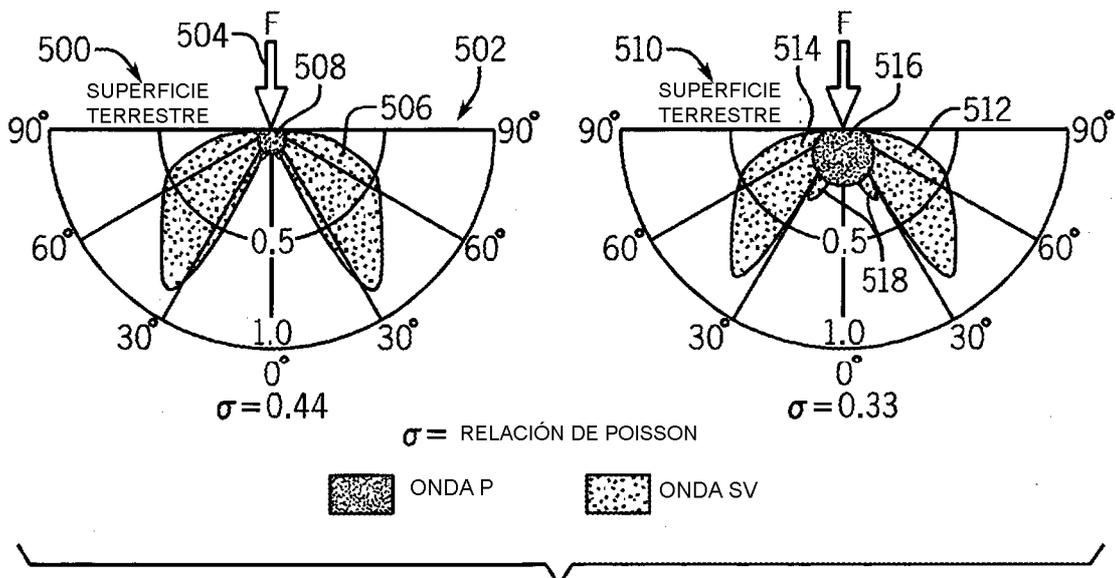


FIG. 5

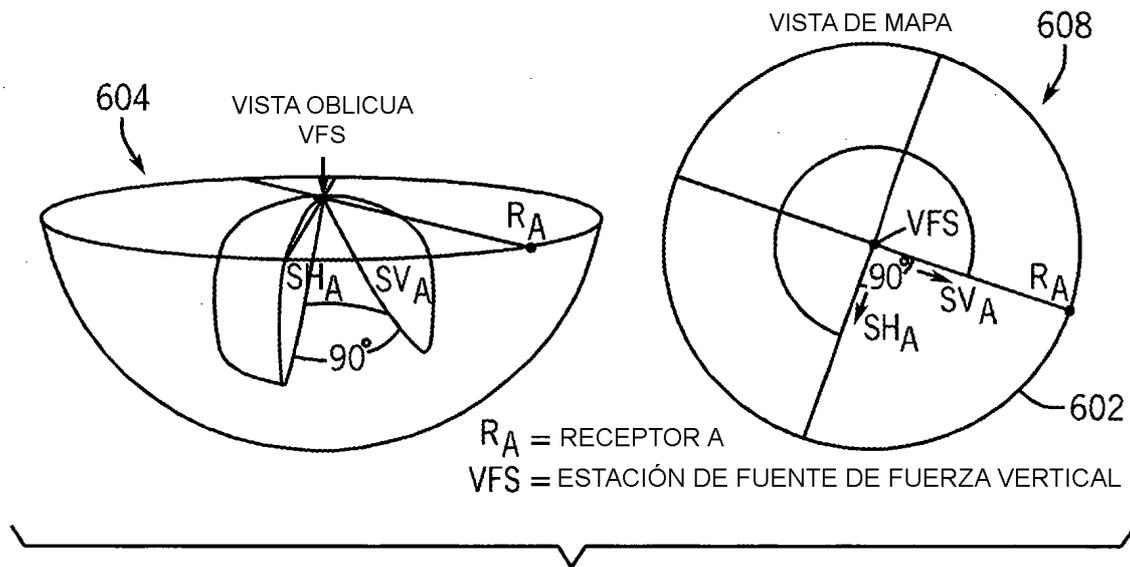


FIG. 6A

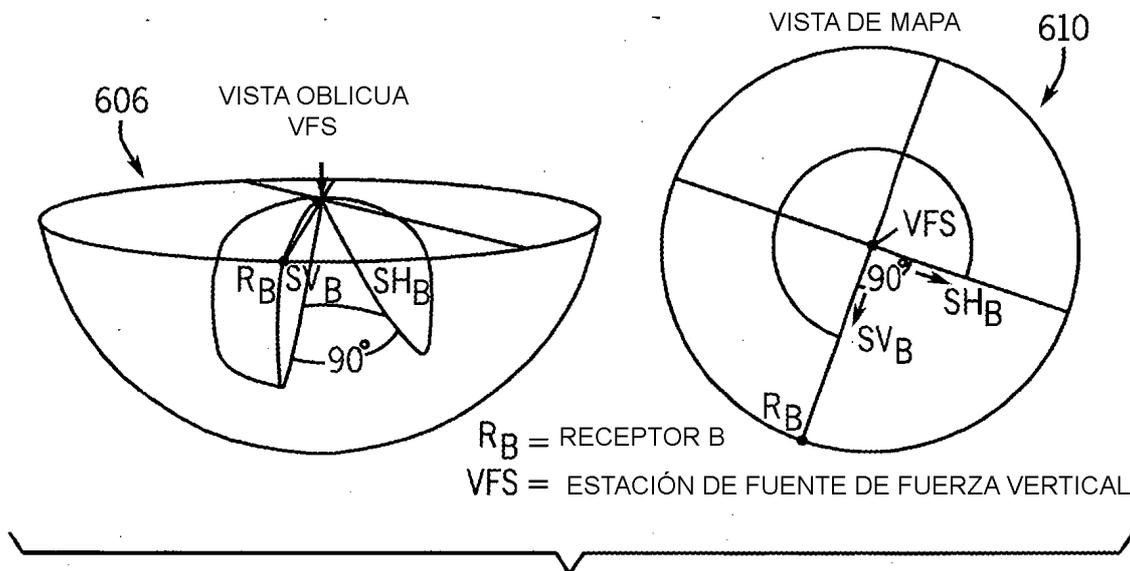


FIG. 6B

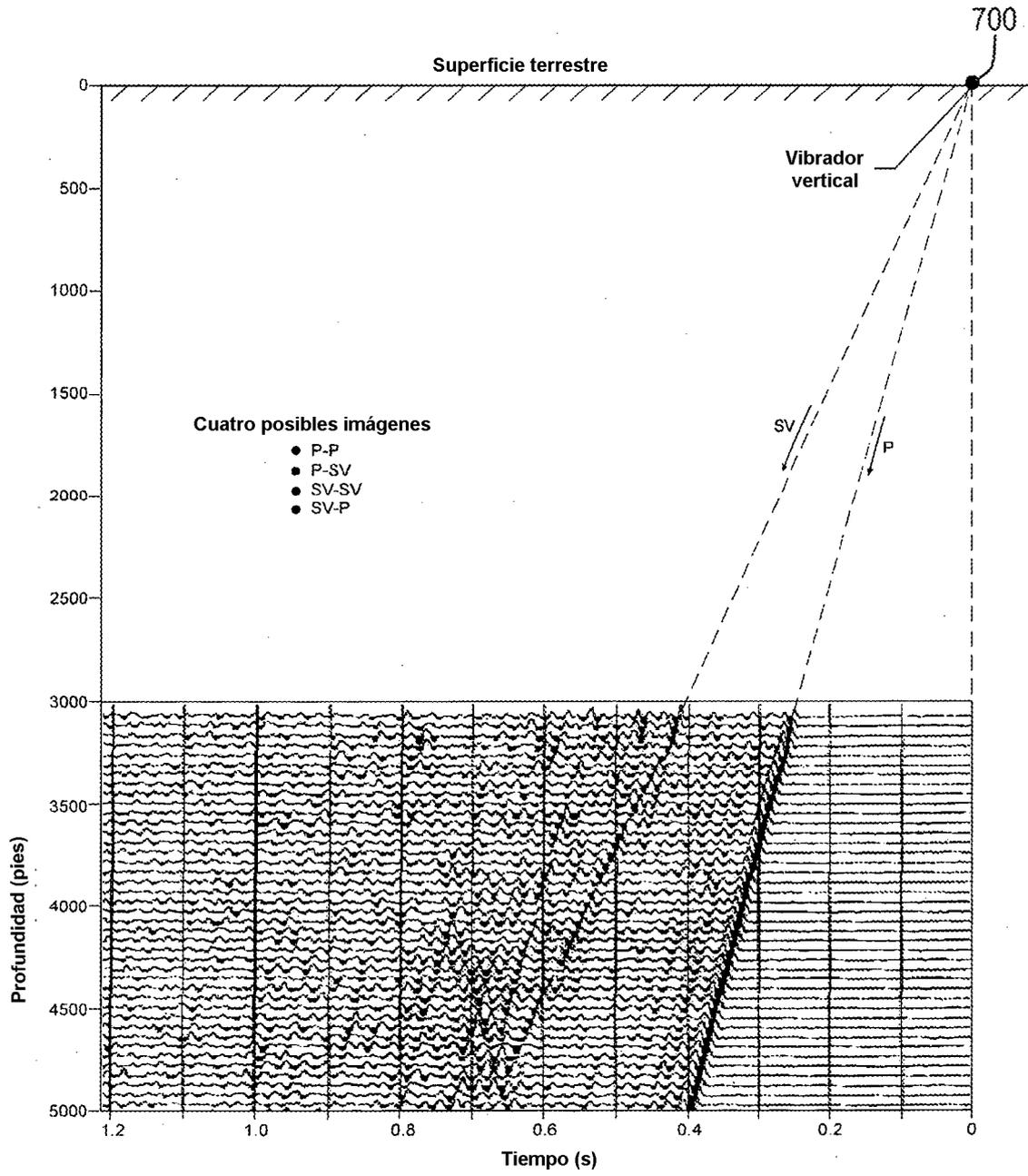


FIG. 7A

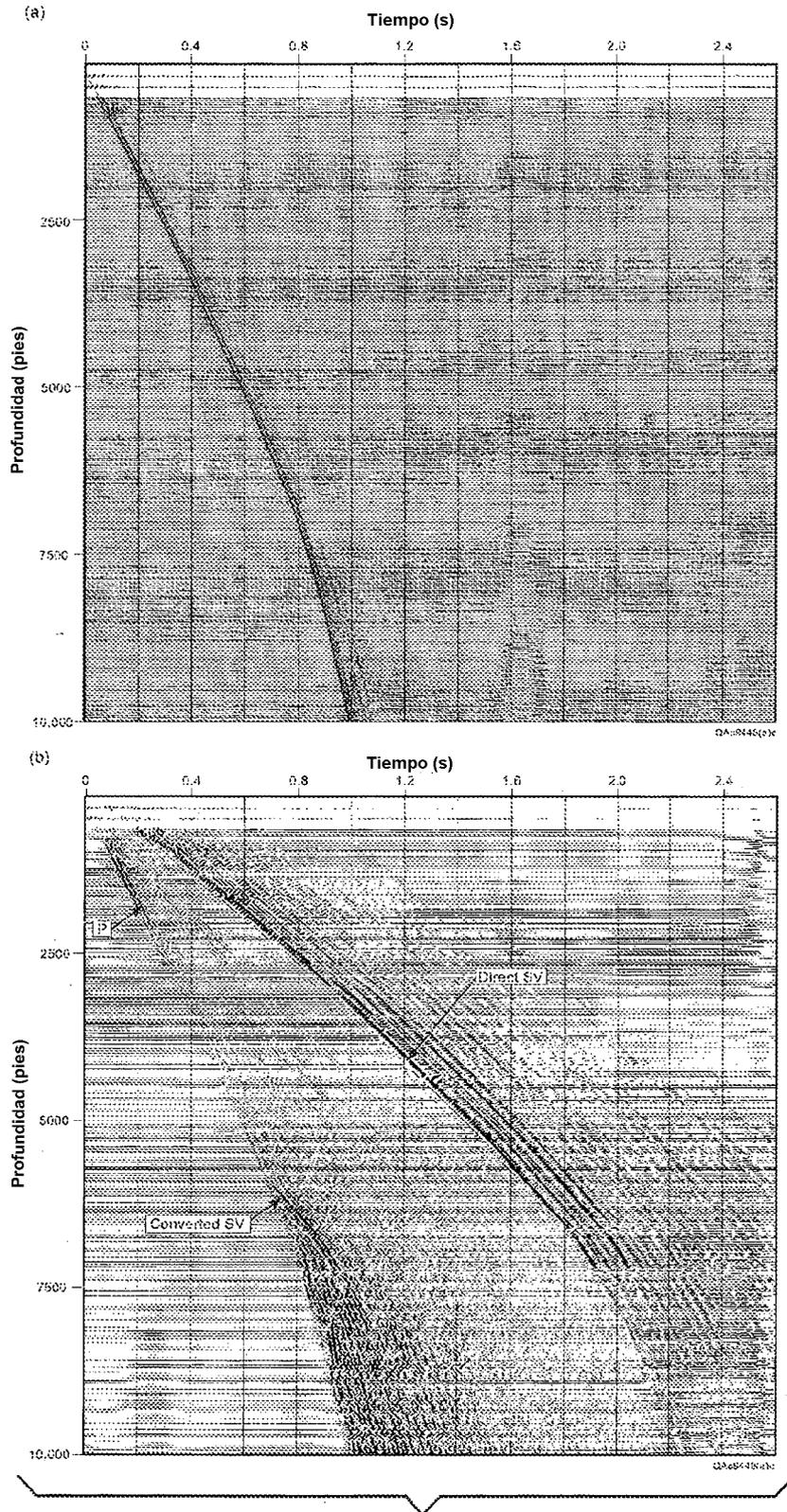


FIG. 7B

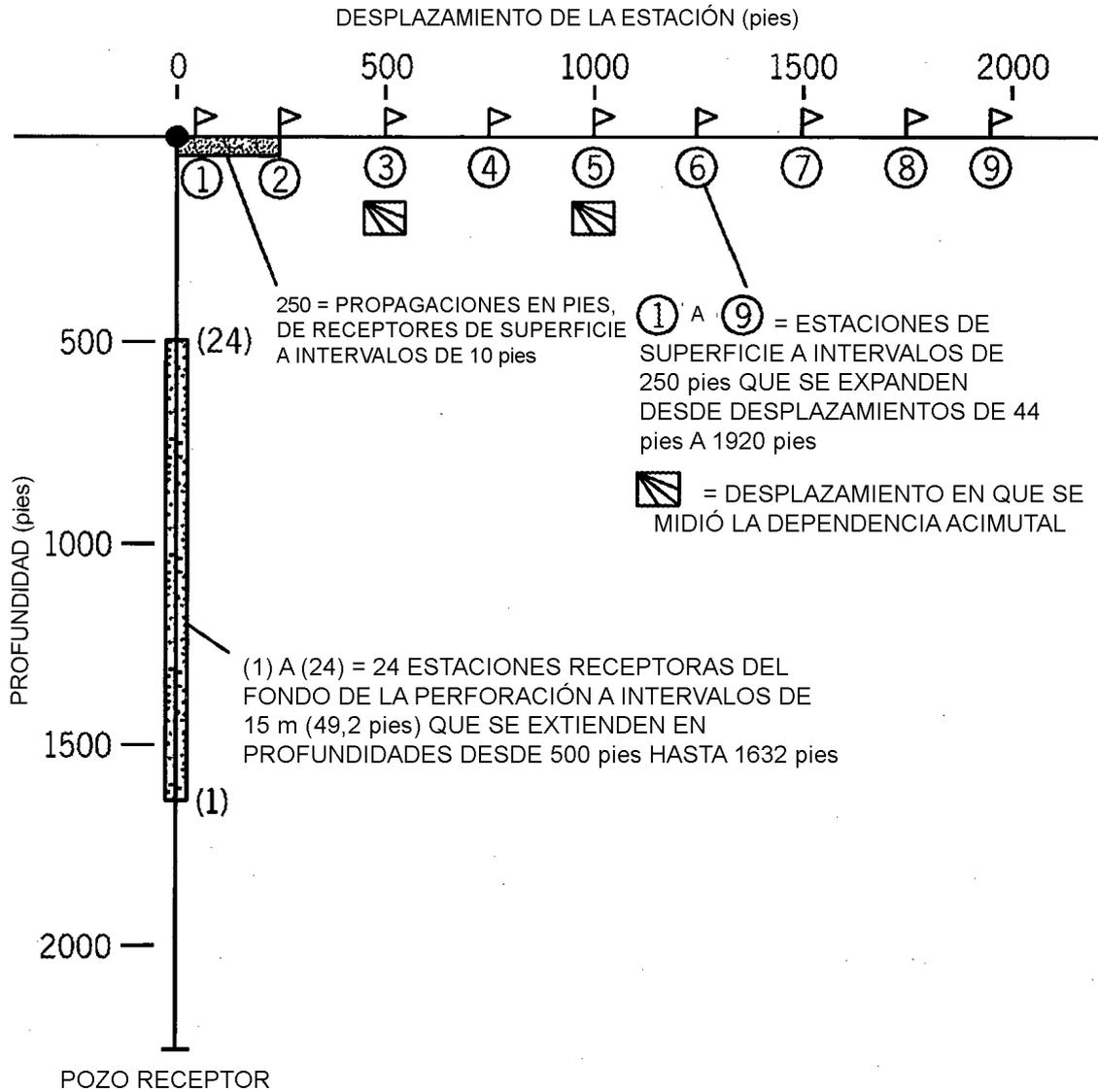


FIG. 8

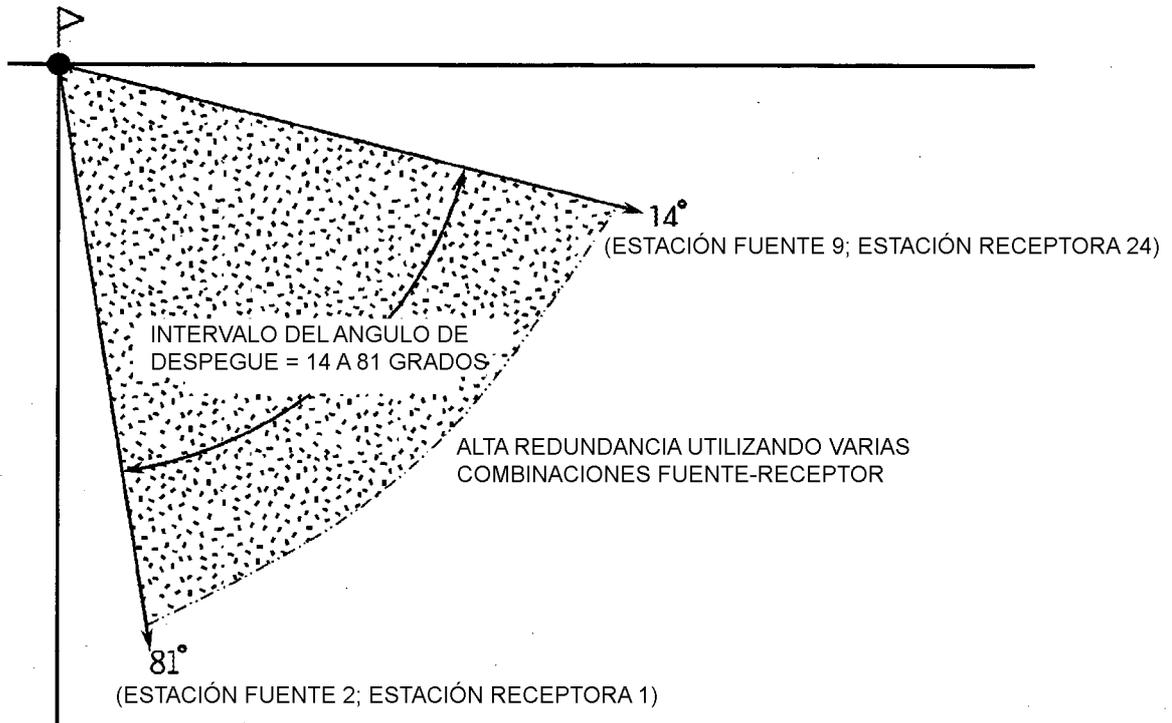


FIG. 9

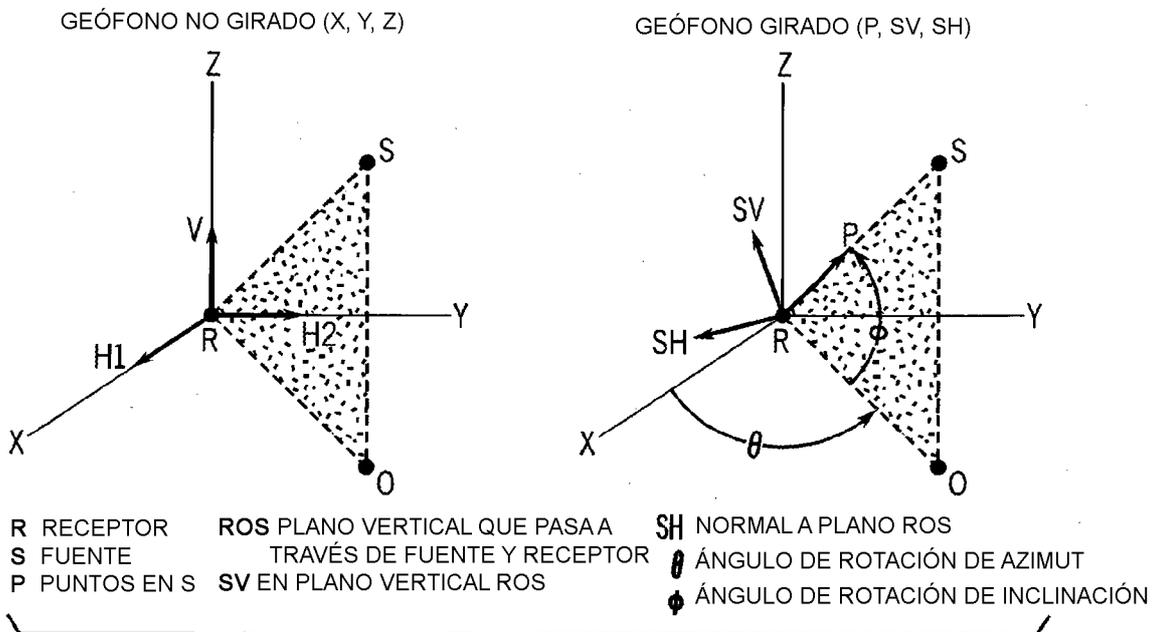


FIG. 10

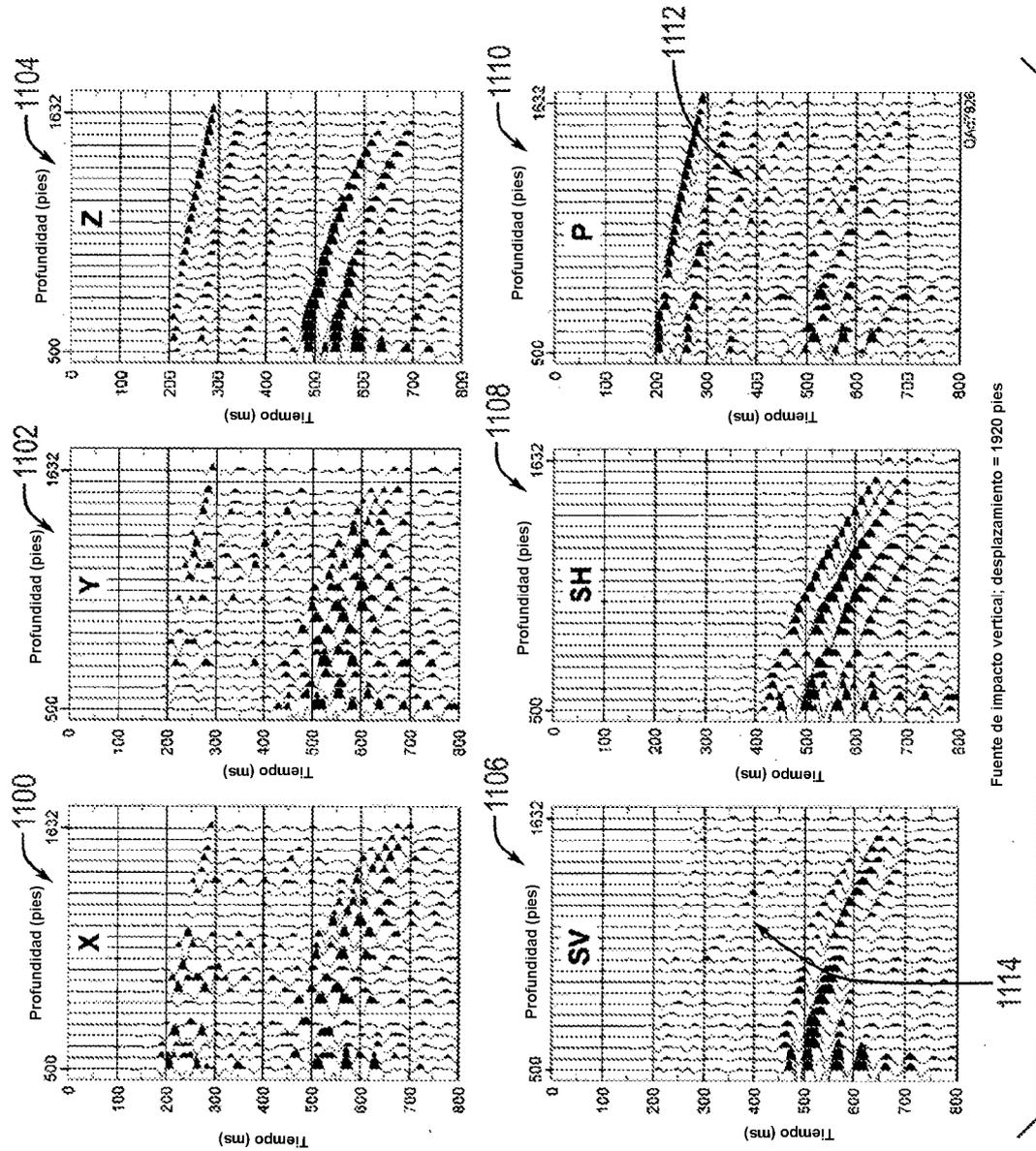
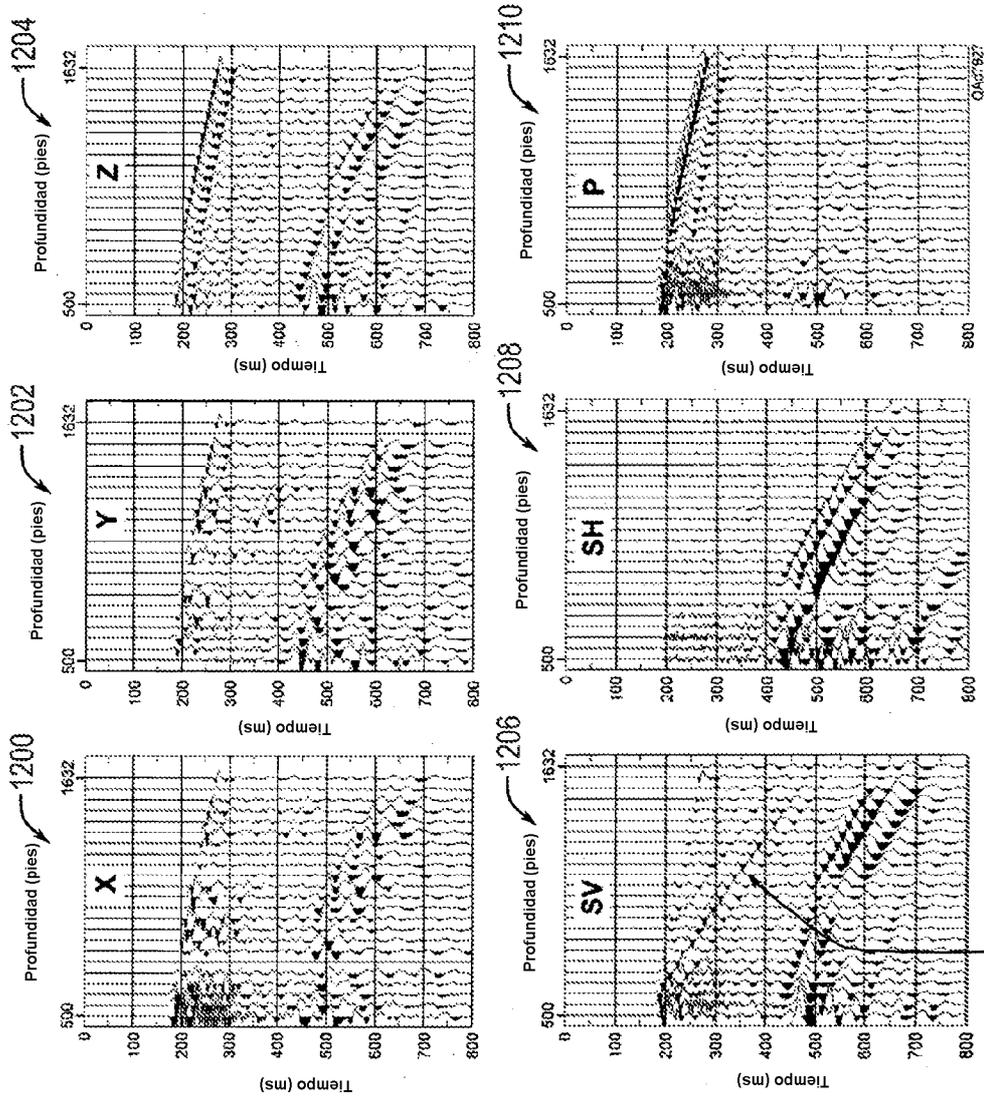


FIG. 11



Explosivo de impacto en agujero; desplazamiento = 1250 pies

1214

FIG. 12

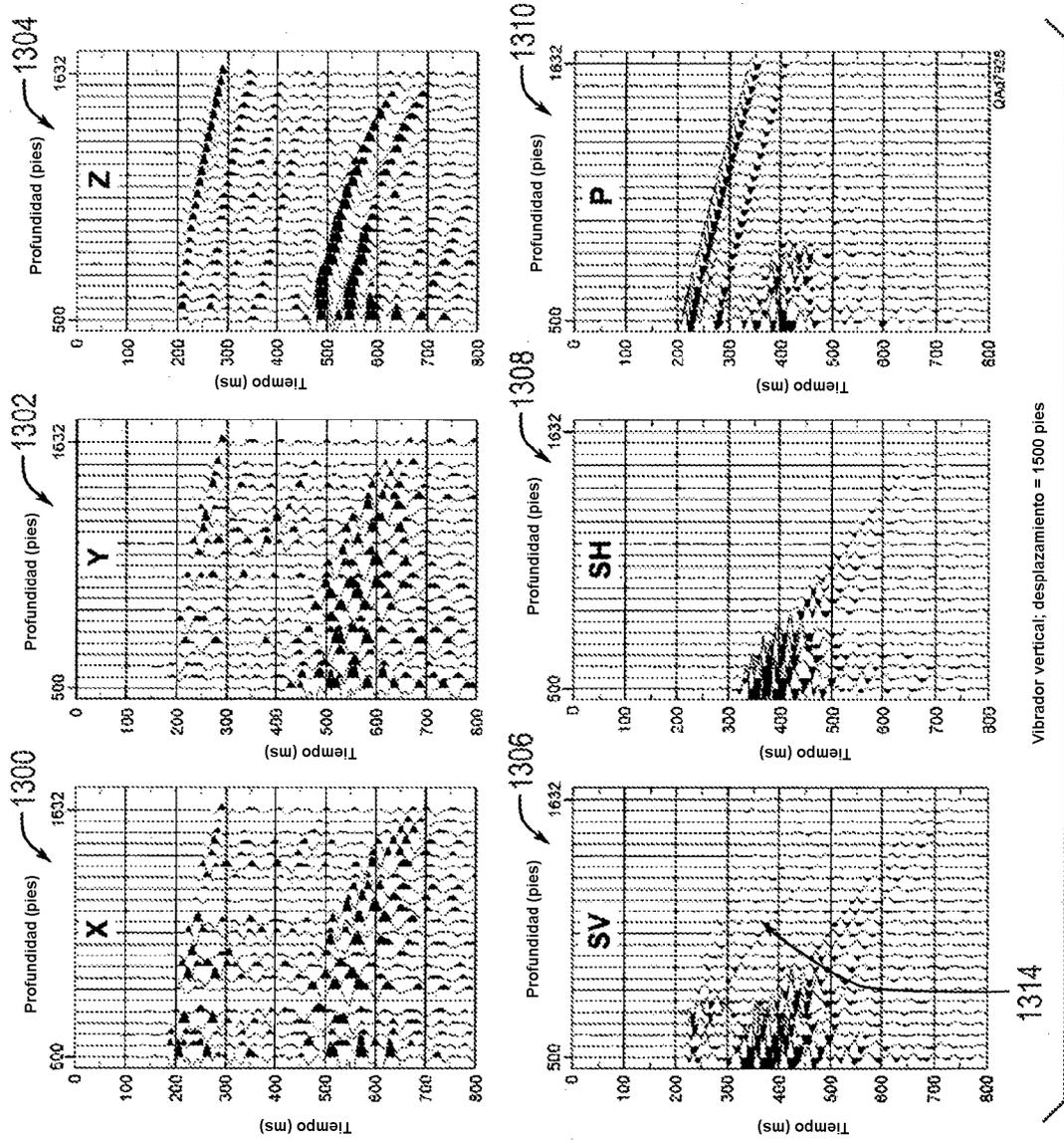


FIG. 13

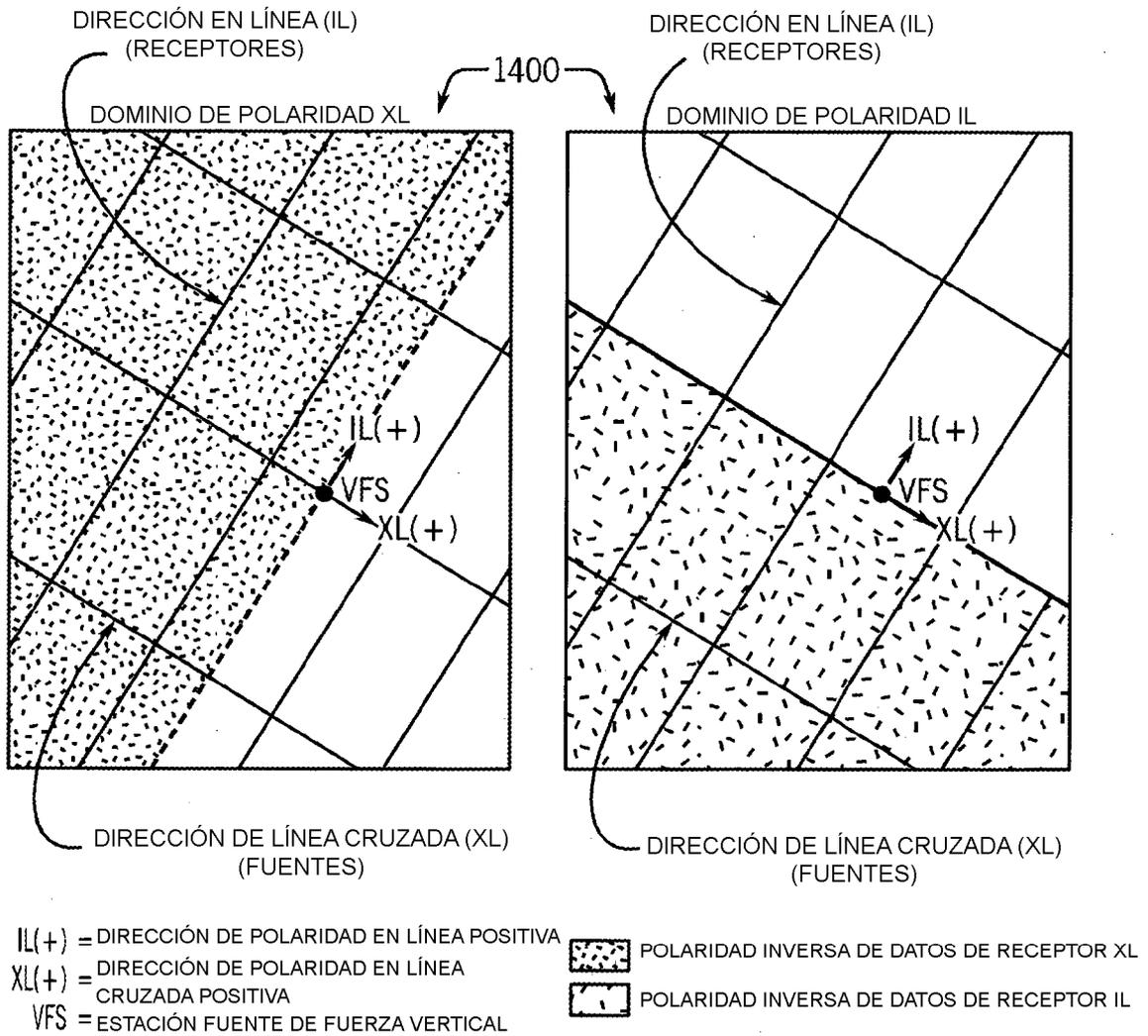


FIG. 14

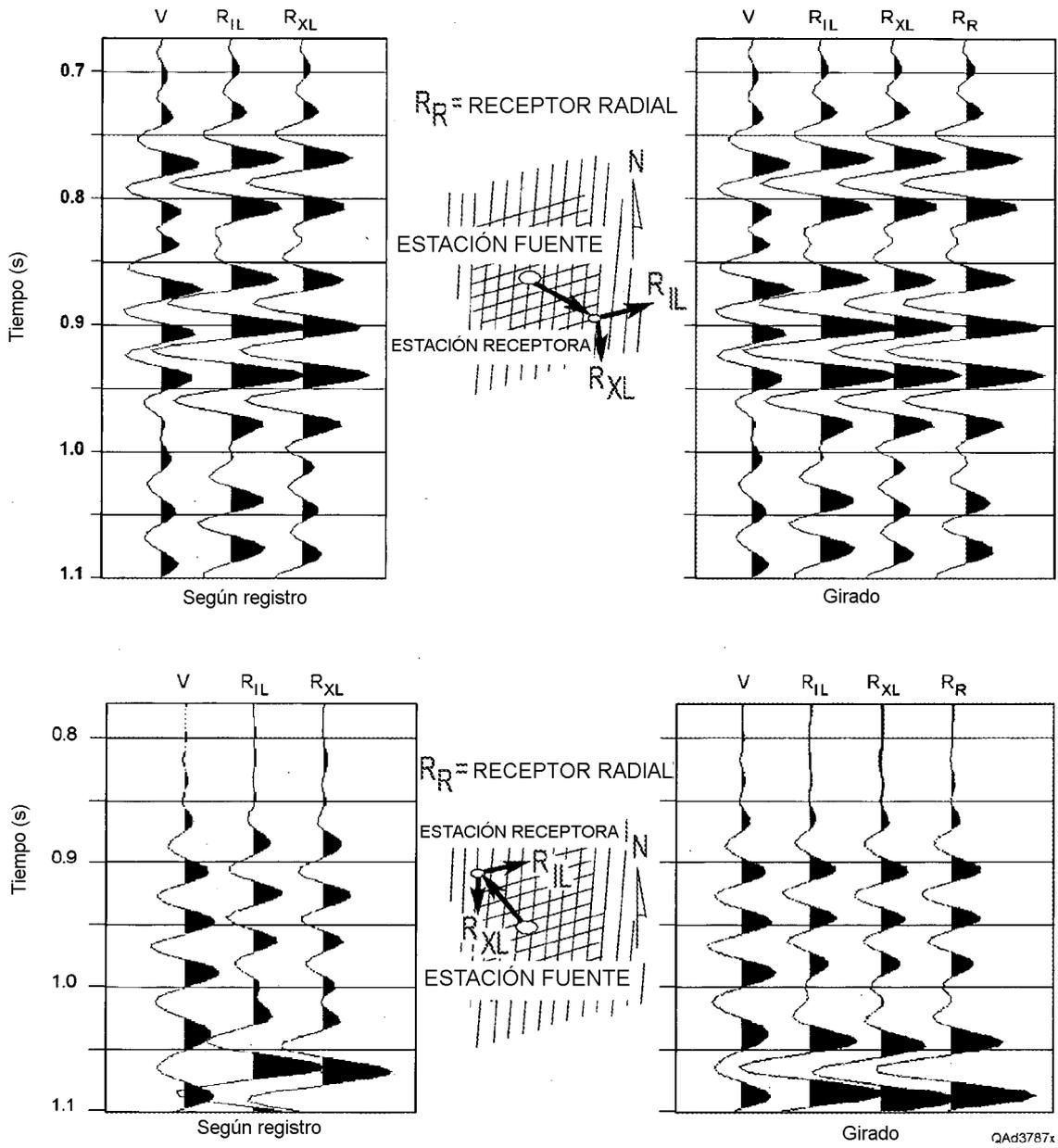


FIG. 15

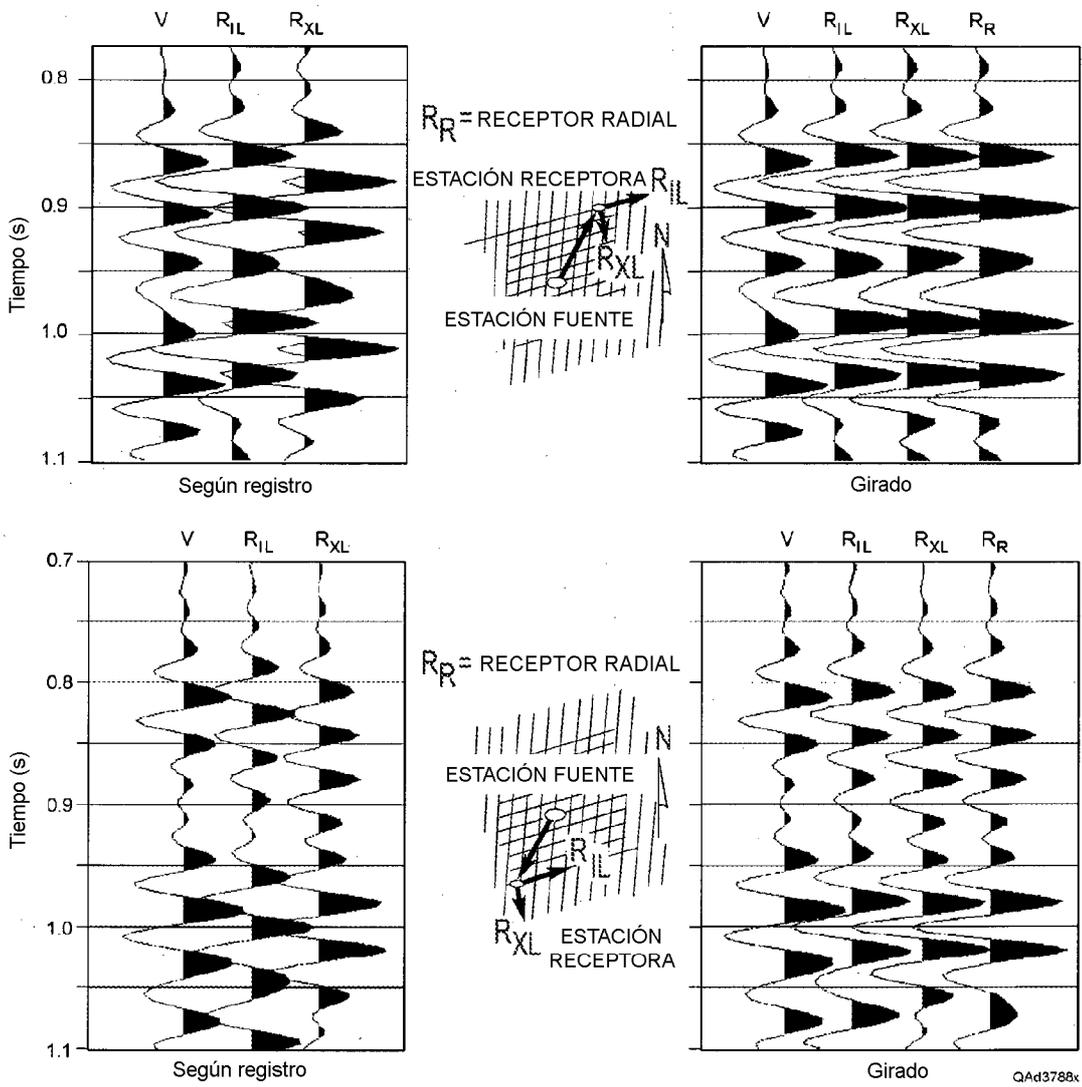


FIG. 16

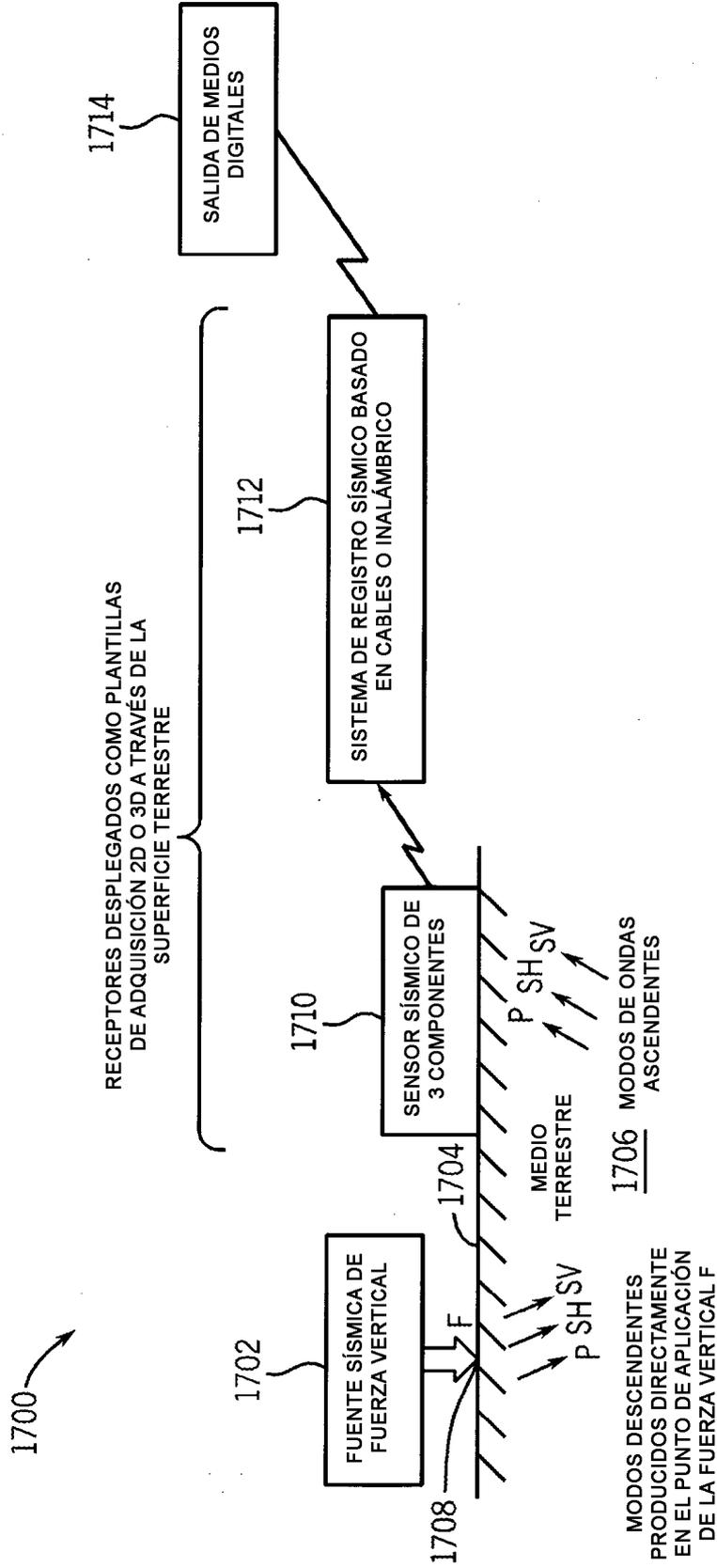


FIG. 17

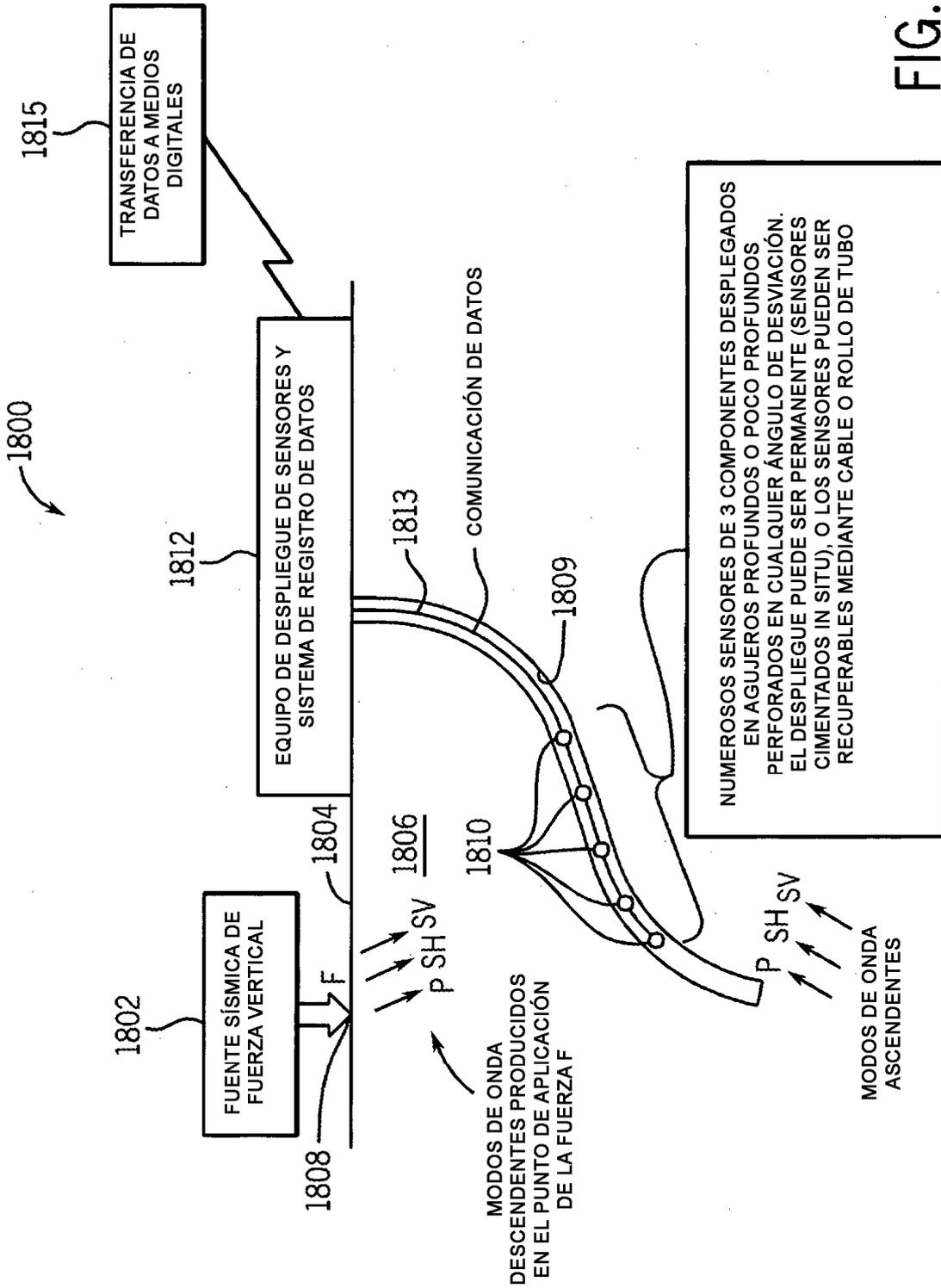


FIG. 18

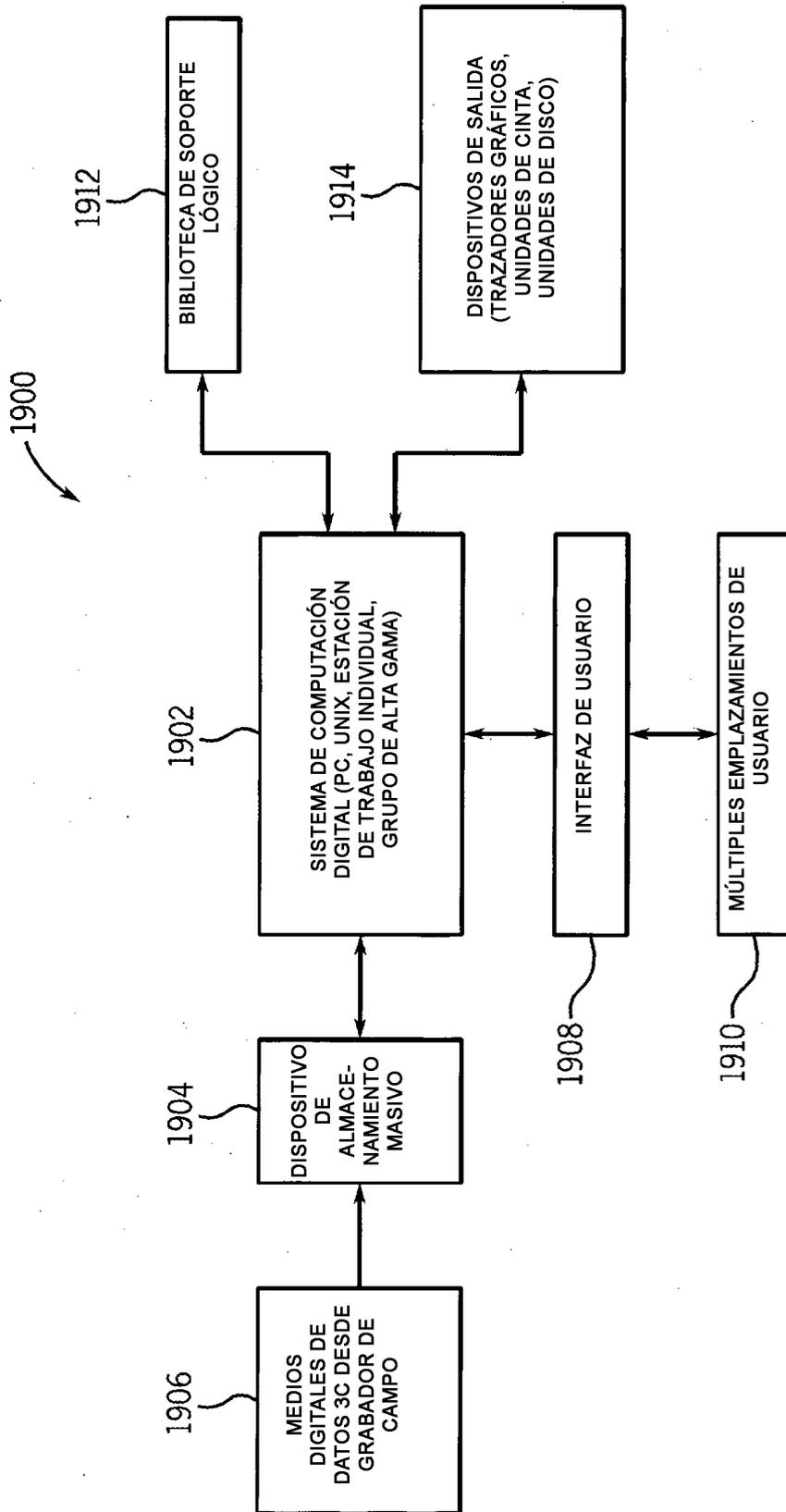


FIG. 19

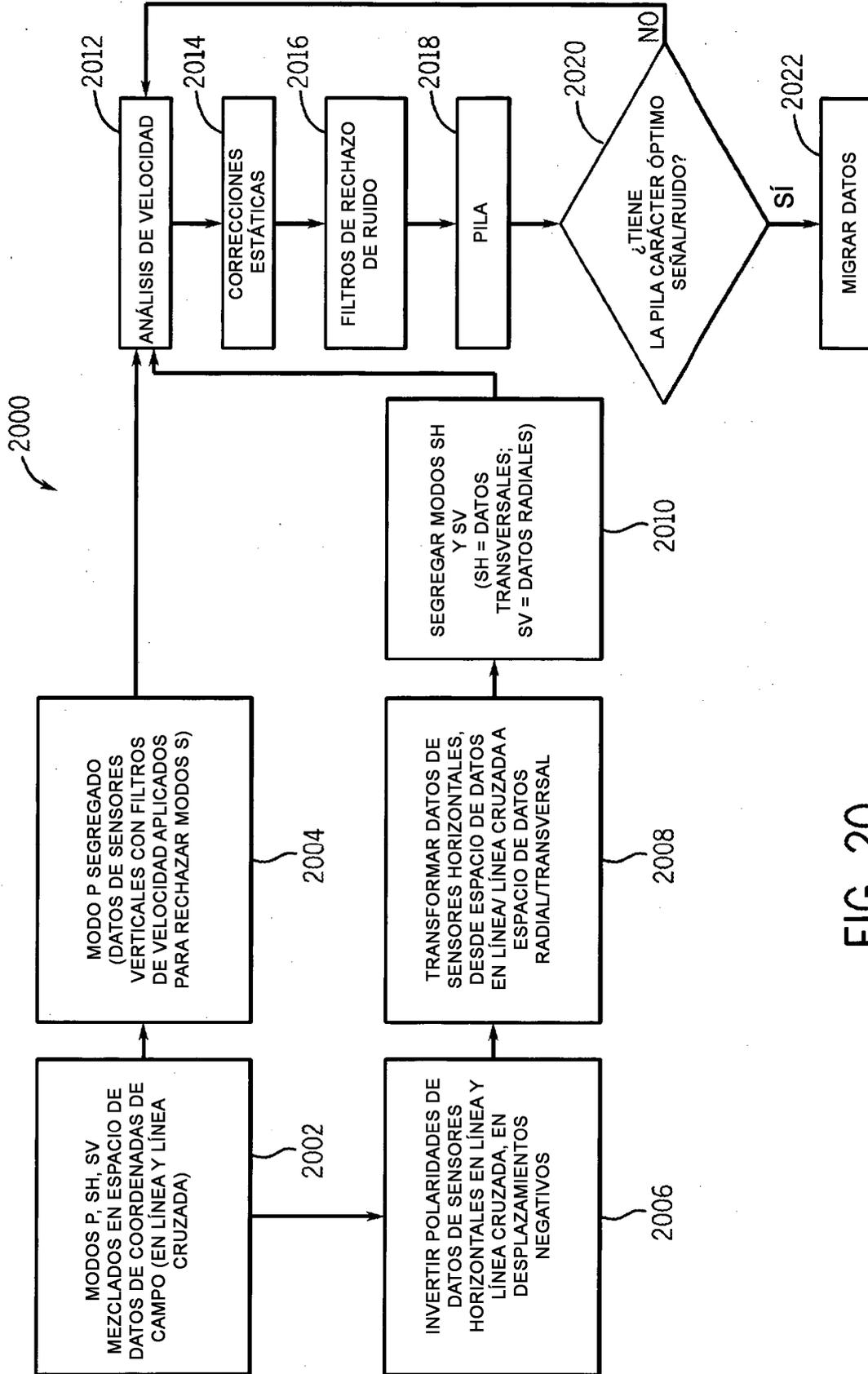


FIG. 20