

Señores

Superintendencia de Industria y Comercio

Dirección de Nuevas Creaciones

E. S. D.



Ref: Expediente No. 13-234872

**Solicitud de registro de patente de invención denominada
"SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO
ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA"**

Solicitante: HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

Luz Helena Adarve, identificada como aparece al pie de mi firma, y obrando en mi condición de apoderada de **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, solicitante de la patente en referencia, a continuación djulio de 2017.

1. Respecto a las Objeciones a la Claridad y Concisión de las reivindicaciones (Art. 30 D486 y Art 22 PCT).

En el numeral 5 del oficio No. **7386**, se presentan las siguientes objeciones a la claridad de las reivindicaciones:

- *Las reivindicaciones 2 a 8 no presentan características estructurales esenciales de un producto sino resultados a alcanzar y/o funcionalidades definidos por los términos: "... triangula la posición de un evento microsísmico a un punto único determinando un coeficiente de correlación cruzada...", "...en donde el procesador (116) produce un gráfico de los valores de los coeficientes de correlación cruzada como una función de un ángulo de incidencia y tiempo...", "...triangula la posición de un evento microsísmico a una posición única determinando un coeficiente de semejanza de señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo...", "...produce un gráfico de valores de coeficientes de semejanza como una función del ángulo de incidencia y tiempo...", "...triangula la posición del evento microsísmico a un punto único realizando una transformación del dominio espacial y frecuencial de señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo...", "...triangula la posición del evento microsísmico a un punto único realizando una transformación de*

radón de las señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo..." y "...triangula la posición de un evento microsísmico a un punto único realizando una operación de formación de haz sobre las señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a puntos diferentes a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo...". Las reivindicaciones dependientes deben presentar características adicionales de la invención que se quiere proteger. Es así que estas reivindicaciones no definen características adicionales a las presentadas en las reivindicaciones independientes dado que solo presentan funcionalidades y/o resultados a alcanzar. De esta forma no es claro que nuevas características aportan dichas reivindicaciones dependientes a lo divulgado en la reivindicación independiente.

- Las reivindicaciones 1, 9 y 10 tienen funcionalidades y/o resultados a alcanzar definidos por los términos: "...triangula la posición de un evento microsísmico a un punto único basado en información sensora acústica distribuida que corresponde a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de perforación de pozo y basado en una trayectoria predeterminada de la fibra óptica (108)...", "...en donde el mecanismo de salida (120) ilustra una gráfica de tiempo-dominio y ángulo de incidencia que corresponde al evento microsísmico..." y "...en donde el mecanismo de salida (120) ilustra una gráfica de frecuencia-dominio y ángulo de incidencia que corresponde al evento microsísmico...". Esta funcionalidades pueden estar presente en las reivindicaciones pero, se aclara que, no le pueden dar novedad y/o nivel inventivo a un producto, dado que, que cuando se reivindica un producto, las funcionalidades sirven para entender la relación que hay entre los diferentes elementos estructurales de un producto, pero son solo los elementos estructurales los que definen a dicho producto.
- Las reivindicaciones 9 y 10 presentan los siguientes el término "...mecanismo...", el cual es de carácter general, y por lo tanto, sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones.
- Las reivindicaciones 16 y 18 no son concisas dado que ambas reivindicaciones divulgan la misma materia.

- Las reivindicaciones 19 y 20 no son concisas dado que ambas reivindicaciones divulgan la misma materia.

Con el fin de superar las objeciones presentadas con respecto a la claridad y concisión de las reivindicaciones, **es deseo del solicitante presentar un nuevo capítulo reivindicatorio compuesto por 18 reivindicaciones**, que encuentran su debido sustento en las reivindicaciones y la descripción originalmente presentadas, sin que ello conlleve ampliación de la invención.

A continuación se explicará cómo este nuevo capítulo reivindicatorio busca superar cada una de las objeciones de claridad expuestas previamente:

- Con respecto a las antiguas reivindicaciones 1 a 10, que no son claras por que no presentan características estructurales esenciales de un producto sino resultados a alcanzar y/o funcionalidades se indica que estas reivindicaciones fueron reemplazadas por las nuevas reivindicaciones 1 a 11 las cuales presentan características esenciales tangibles aceptadas para la caracterización de un producto correspondiente a un sistema. Sin embargo aunque estas reivindicaciones también presentan características funcionales se indica que dichas características se incluyen en las nuevas reivindicaciones con el ánimo de aumentar el entendimiento de la invención.
- Con respecto al término "*mecanismo*" presentado en las antiguas reivindicaciones 9 y 10, se indica que este término no fue incluido en las nuevas reivindicaciones presentadas.
- Sobre la falta de concisión de las antiguas reivindicaciones 16 y 18 a 20 esta fue corregida en el nuevo capítulo reivindicatorio.

2. Con respecto a la Determinación del Estado de la Técnica y al Examen de Patentabilidad

En los numerales 5, 6 y 7 del oficio citado, ese Despacho concluye que las reivindicaciones de la presente solicitud de patente carecen de novedad y o nivel inventivo frente a las enseñanzas de los documentos **US 2010/200743 (D1)**, **US 2010/200744(D2)**, **US 5,917,160 (D3)**, **Artículo 1* (D4)** y **US 2008/0159074 (D5)**.

* "Semblance and other similarity measurements", M. Turhan Taner, Noviembre de 1996.

Aunque el Examinador haya citado los documentos D1 a D5 para objetar la novedad y la altura inventiva de la presente invención, es posible afirmar que estos no enseñan las características esenciales de la invención, como será demostrado a continuación.

Inicialmente se le indica al Examinador que las antiguas reivindicaciones independientes 1 y 12 fueron modificadas sustancialmente sin incurrir de ninguna forma en ampliación de materia.

A continuación se presentan las características que son novedosas y con nivel inventivo frente a los documentos D1 a D5 que se encuentran incluidas en la nueva reivindicación independiente 1:

- Una fibra óptica que se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separado por una curva.
- Múltiples estaciones de detección.
- Asociación de las estaciones de detección a diferentes sub arreglos.
- Un sub arreglo antes de una curva a lo largo de la trayectoria de perforación de pozo y un sub arreglo después de la curva.

Nótese adicionalmente que estas características se refieren a elementos tangibles y disposiciones físicas de la invención y no pueden considerarse funcionalidades o resultados a alcanzar.

También se presentan las características que son novedosas y con nivel inventivo frente a los documentos D1 a D5 que se encuentran incluidas en la nueva reivindicación independiente 12:

- Una fibra óptica se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separado por una curva para proveer sensibilidad azimuthal a eventos microsísmicos.

- Analizar la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada una de las múltiples estaciones de detección a lo largo de la perforación de pozo.
- Las múltiples estaciones están asociadas a diferentes sub arreglos (sub-arrays) que incluyen al menos un sub arreglo antes de una curva a lo largo de la trayectoria de perforación de pozo y un sub arreglo después de la curva.

Con relación al documento D1 que divulga un método para obtener información de localización de un pozo que se está perforando (D1, Resumen) este no incluye ninguna de las características anteriormente mencionadas. Con relación a las múltiples estaciones de detección a lo largo este documento solo menciona un foto-detector (D1, Pág. 2, Párr. 20) y aunque en dicho documento se divulga que una sola fibra puede actuar como una pluralidad de sensores (Pág. 2, Párr. 21, Pág. 3, Párrs. 27 y 33) el aparato del documento D1 físicamente solo tiene un foto-detector no comparable con las múltiples estaciones detectoras de la invención de la solicitud y mucho menos con los sub arreglos que requieren de una multiplicidad de detectores.

El documento D1 tampoco hace mención a una trayectoria de un pozo separado por una curva y por lo tanto tampoco hace mención a los sub arreglos en las diferentes secciones que se distinguen por dicha curva, por el contrario el documento D1 evidencia un pozo carente de curvas en su figura 1.

Con relación al documento D2 que divulga un método para obtener información de una formación de superficie (D2, Resumen) este tampoco incluye ninguna de las características anteriormente mencionadas. Con relación a las múltiples estaciones al igual que el documento D1 solo menciona un Fotodetector de proximidad (D2, Pág. 1, Párr. 13) no comparable con las múltiples estaciones detectoras de la invención de la solicitud y mucho menos con los sub arreglos que requieren de una multiplicidad de detectores.

El documento D2 tampoco hace mención a una trayectoria de un pozo separado por una curva dado que la fibra no se encuentra en un pozo sino en la superficie (D2, Figs. 1 a 6).

Con relación al documento D3 que divulga un aparato y método para determinar la localización de fuentes de energía sísmica (D3, Resumen) este tampoco incluye ninguna de las anteriores características mencionadas porque aunque menciona pozos curvos y varios tipos de sensores en dichos pozos curvos no se puede

distinguir una trayectoria separada de una curva lo cual es una característica esencial de la invención, ni dichos sensores se encuentran a lo largo de dicha fibra óptica organizados en sub arreglos ni separados por una curva, donde mucho menos se analiza la dispersión de retorno Rayleigh.

Con relación al documento D4 y D5 estos tampoco incluyen ninguna de las anteriores características mencionadas dado que estos documentos se centran en el tratamiento de los datos de medición sin mencionar ninguna disposición de fibra ópticas en un pozo.

Por todo lo anterior se concluye que las reivindicaciones independientes en cuestión poseen características que no se dan a conocer de manera obvia para una persona versada en la materia por los documentos D1 a D5, por ende la presente invención debe ser considerada como novedosa y con nivel inventivo sobre el estado de la técnica presentado por el Examinador.

3. Conclusión

Las modificaciones realizadas a las reivindicaciones de la presente solicitud de patente y las aclaraciones presentadas a lo largo del presente escrito, permiten superar completamente las objeciones realizadas a la claridad de las reivindicaciones, por lo cual, la presente solicitud cumple a cabalidad las exigencias establecidas por el artículo 30 de la Decisión 486 y el artículo 22 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes PCT, según los requerimientos del Examinador.

De otra parte, los argumentos expuestos en el numeral 2 del presente escrito, ponen de manifiesto de una manera clara y contundente, que lo revelado en las nuevas reivindicaciones de la presente solicitud, resulta completamente NOVEDOSO E INVENTIVO sobre las enseñanzas del estado del arte más cercano representado por los documentos D1 a D5, toda vez que nada dentro de dichos documentos revela en forma directa o al menos llega a sugerir una las diferentes características esenciales de la invención, como lo hace la solicitud. Por consiguiente, no se puede derivar la inexistencia de los requisitos de ley para la concesión del privilegio de patentabilidad.

En consecuencia, me permito solicitar a ese Despacho, proceder con la revisión de las modificaciones y de los argumentos aquí presentados, para conceder el privilegio de patente solicitado para la materia objeto de las 18 reivindicaciones

ahora presentadas en el capítulo reivindicatorio modificado, y que de subsistir alguna duda o inquietud con respecto a la patentabilidad de la presente invención, a pesar de las modificaciones y argumentos técnicos ahora presentados, sin apartarse del espíritu inventivo originalmente revelado en la solicitud internacional, se le brinde la oportunidad al solicitante de aclararla o de limitar aún más la invención, mediante la emisión de un tercer examen de fondo, teniendo en cuenta el nuevo capítulo reivindicatorio que se somete a revisión, antes de que se emita una decisión definitiva por parte de ese Despacho, de conformidad con lo dispuesto en 1.2.2.5.1 del artículo primero de la Resolución 54093 de 2012.

4. Anexos

- Capítulo reivindicatorio modificado, en donde se han llevado a cabo las modificaciones mencionadas anteriormente.

Petición

Solicito al Despacho que proceda a emitir un segundo examen de fondo sobre el nuevo capítulo reivindicatorio, en el evento en que el Examinador considere que pese a las modificaciones presentadas, aún persisten las objeciones planteadas.

Atentamente,



LUZ HELENA ADARVE GÓMEZ.

C.C 41.575.435 de Bogotá.

T.P. 14.884 C.S.J.

FJG

P-764

7

CAPÍTULO REIVINDICATORIO MODIFICADO

(con marcas de corrección)

1. Un sistema de monitoreo ~~microsismico~~microsísmico que comprende ~~una unidad de medición (114), una~~ lo siguiente:

Una fibra óptica (108) y un procesador (116), en donde el sistema está caracterizado por: la fibra óptica (108) está ubicada a lo largo dentro de una trayectoria curva de perforación de pozo; y, en donde la fibra óptica se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separado por una curva para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos;

Una fuente de luz que conduzca la fibra óptica;

Por lo menos un sensor de luz que analice la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada uno de las múltiples estaciones de detección a lo largo de la perforación de pozo, donde las múltiples estaciones de detección están asociados a diferentes sub arreglos (sub-arrays) que incluyen al menos un sub arreglo antes de una curva a lo largo de la trayectoria de perforación de pozo y un sub arreglo después de la curva ; y,

Un procesador que determina un ángulo incidente para cada uno de los diferentes sub arreglos y que triangula eventos microsísmicos en base al ángulo incidente determinado.

2. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador (116) ~~triangula la position de un evento microsismico a un punto único basado en información sensora acústica distribuida que corresponde a~~

diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de perforación de pozo y basado en una trayectoria predeterminada de la fibra óptica (108). hace una correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

2 3. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el procesador (116) triangula la position de un evento microsismico a un punto único determinando un coeficiente de correlación cruzada. ó 2, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

3 4. Un sistema de acuerdo con la cualquier reivindicación 2, en donde precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador (116) produce un gráfico de los valores de los coeficientes de correlación cruzada como realiza una función transformada de un ángulo radón de incidencia y tiempo. dichas señales acústicas.

4 5. Un sistema de acuerdo con la cualquier reivindicación 1, en donde precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador (116) triangula la position de un evento microsismico a una position única determinando un coeficiente de semejanza de señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo.

5. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 4, en donde el procesador (116) produce un gráfico de valores de coeficientes de semejanza como una función del ángulo de incidencia y tiempo.

6. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el procesador (116) triangula la position del evento microsismico a un punto único realizando una transformación del dominio espacial y frecuencial de señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo.

7. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el procesador (116) triangula la posición del evento microsismico a un punto único realizando una transformación de radón de las señales sensoras acústicas distribuidas que

corresponden a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo.

8. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el procesador (116) triangula la posición de un evento microsismico a un punto único realizando realiza una operación de formación de haz sobre las señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a puntos diferentes a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo. dichas señales acústicas.

9. 6. Un sistema de acuerdo con la cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que comprende, además, un mecanismo de salida (120) en comunicación con el procesador (116), en donde el mecanismo de salida (120) ilustra una gráfica de tiempo-dominio y ángulo de incidencia que corresponde al evento microsismico.

10. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado por que comprende, además, un mecanismo de salida (120) en comunicación con el procesador (116), en donde el mecanismo de salida (120) ilustra una gráfica de frecuencia-dominio y ángulo de incidencia que corresponde al evento microsismico.

11. Un método de detección microsismico que determina señales sensoras acústicas distribuidas de una fibra óptica (108) y una unidad de medición (114), en donde el método está caracterizado por: Posicionar la fibra óptica (108) a lo largo de una trayectoria curva de la perforación de pozo; y Triangular la position de un evento microsismico a un punto único el azimut de los eventos microsísmicos basado en, por lo menos en parte, en dicha información sensora acústica distribuida que corresponde a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de perforación de pozo y basado en una trayectoria predeterminada de la fibra óptica (108). de fase.

12. 7. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que dicho sensor proporciona una detección distribuida donde múltiples estaciones de detección están separados con no más de un metro de separación.

8. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que la perforación de pozo incluye una tubería de revestimiento con un espacio anular cementado y la fibra óptica se extiende a lo largo del espacio anular cementado.

9. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que comprende, además, un segundo sensor de luz acoplado a una segunda fibra óptica separada de la primera fibra, cuyo segundo sensor de luz proporciona al procesador señales acústicas para cada uno de las múltiples estaciones de detección a lo largo de la segunda fibra óptica.

10. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 10, caracterizado por que la segunda fibra óptica está en una segunda perforación de pozo.

11. Un sistema acorde con cualquier reivindicación precedente, en donde una pluralidad de fibras ópticas son posicionadas dentro del pozo para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos.

12. Un método de detección microsísmico que comprende lo siguiente:

Transmitir luz modulada en una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo, en donde la fibra óptica se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separado por una curva para proveer sensibilidad azimutal a eventos microsísmicos;

Analizar la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada una de las múltiples estaciones de detección a lo largo de la perforación de pozo

donde las múltiples estaciones de detección están asociados a diferentes sub arreglos (sub-arrays) que incluyen al menos un sub arreglo antes de una curva a lo largo de la trayectoria de perforación de pozo y un sub arreglo después de la curva;

Determinar un ángulo incidente para cada uno de los diferentes sub arreglos;

Triangular eventos microsísmicos en base al ángulo incidente determinado; y,

Representar la información de evento microsísmico en una interfaz de usuario.

13. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, caracterizado por que dicha determinación incluye la correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

14. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la triangulación de la position del evento microsismico a un punto único comprende determinar un coeficiente de correlación cruzada de 12 ó 13, caracterizado por que dicha determinación incluye realizar una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo.

13 15. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, que comprende además, realizar una gráfica de los valores de coeficientes de correlación cruzada como función del ángulo de incidencia y el tiempo.

14. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la triangulación de la position de un evento microsismico a un punto único comprende determinar el coeficiente de semejanza de las señales sensoras acústicas distribuidas correspondientes a diferentes puntos a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo.

15. Un método de acuerdo con la reivindicación 13 ó 14, caracterizado por producir un gráfico de valores de coeficientes de semejanza como una función del ángulo de incidencia y tiempo.

16. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la triangulación de la posición de un evento microsismico a un punto único comprende realizar que dicha determinación incluye aplicar una operación de formación de haz sobre las señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a puntos diferentes a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo en dichas señales acústicas.

17. 16. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la triangulación de la posición de un evento microsismico a un punto único comprende realizar una transformación de radón cualquiera de las señales sensoras acústicas distribuidas reivindicaciones 12 hasta 15, caracterizado por que corresponden a diferentes puntos la fibra óptica se extiende a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo, una curva que tiene más de una dimensión y donde el método comprende, además, determinar un azimut de los eventos microsísmicos basado en por lo menos parte de dicha información de fase.

18. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la triangulación de la posición de un evento microsismico a un punto único comprende realizar una operación de formación de haz sobre las señales sensoras acústicas distribuidas que corresponden a puntos diferentes a lo largo de la trayectoria curva de la perforación de pozo.

19. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, que comprende además ilustrar una gráfica de tiempo-dominio y ángulo de incidencia que corresponda al evento microsismico.

20. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, que comprende además ilustrar una gráfica de frecuencia-dominio y ángulo de incidencia que corresponda al evento microsismico. 17. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 16, caracterizado por que dichas múltiples estaciones de detección están separados en no más de un metro de separación.

18. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 a 17, en donde una pluralidad de fibras ópticas son posicionadas dentro del pozo para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos.

15

CAPÍTULO REIVINDICATORIO MODIFICADO

1. Un sistema de monitoreo microsísmico que comprende lo siguiente:

Una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo, en donde la fibra óptica se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separado por una curva para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos;

Una fuente de luz que conduzca la fibra óptica;

Por lo menos un sensor de luz que analice la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada uno de las múltiples estaciones de detección a lo largo de la perforación de pozo, donde las múltiples estaciones de detección están asociados a diferentes sub arreglos (sub-arrays) que incluyen al menos un sub arreglo antes de una curva a lo largo de la trayectoria de perforación de pozo y un sub arreglo después de la curva ;
y,

Un procesador que determina un ángulo incidente para cada uno de los diferentes sub arreglos y que triangula eventos microsísmicos en base al ángulo incidente determinado.

2. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador hace una correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

3. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el

procesador realiza una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

4. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una transformada de radón de dichas señales acústicas.

5. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una operación de formación de haz sobre dichas señales acústicas.

6. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que el procesador determina el azimut de los eventos microsísmicos basado, por lo menos en parte, en dicha información de fase.

7. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que dicho sensor proporciona una detección distribuida donde múltiples estaciones de detección están separados con no más de un metro de separación.

8. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que la perforación de pozo incluye una tubería de revestimiento con un espacio anular cementado y la fibra óptica se extiende a lo largo del espacio anular cementado.

9. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que comprende, además, un segundo sensor de luz acoplado a una segunda fibra óptica separada de la primera fibra, cuyo segundo sensor de luz proporciona al procesador señales acústicas para cada uno de

las múltiples estaciones de detección a lo largo de la segunda fibra óptica.

10. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 10, caracterizado por que la segunda fibra óptica está en una segunda perforación de pozo.

11. Un sistema acorde con cualquier reivindicación precedente, en donde una pluralidad de fibras ópticas son posicionadas dentro del pozo para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos.

12. Un método de detección microsísmico que comprende lo siguiente:

Transmitir luz modulada en una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo, en donde la fibra óptica se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separado por una curva para proveer sensibilidad azimutal a eventos microsísmicos;

Analizar la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada una de las múltiples estaciones de detección a lo largo de la perforación de pozo donde las múltiples estaciones de detección están asociados a diferentes sub arreglos (sub-arrays) que incluyen al menos un sub arreglo antes de una curva a lo largo de la trayectoria de perforación de pozo y un sub arreglo después de la curva;

Determinar un ángulo incidente para cada uno de los diferentes sub arreglos;

Triangular eventos microsísmicos en base al ángulo incidente determinado; y,

Representar la información de evento microsísmico en una interfaz de usuario.

13. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, caracterizado por que dicha determinación incluye la correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

14. Un método de acuerdo con la reivindicación 12 ó 13, caracterizado por que dicha determinación incluye realizar una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

15. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, 13 ó 14, caracterizado por que dicha determinación incluye aplicar una operación de formación de haz en dichas señales acústicas.

16. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 15, caracterizado por que la fibra óptica se extiende a lo largo de una curva que tiene más de una dimensión y donde el método comprende, además, determinar un azimut de los eventos microsísmicos basado en por lo menos parte de dicha información de fase.

17. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 16, caracterizado por que dichas múltiples estaciones de detección están separados en no más de un metro de separación.

18. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 a 17, en donde una pluralidad de fibras ópticas son posicionadas dentro del pozo para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos.

|