

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 637 023**

51 Int. Cl.:

**E21B 47/00** (2012.01)

**E21B 47/06** (2012.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **26.02.2010 PCT/US2010/025652**

87 Fecha y número de publicación internacional: **02.09.2010 WO10099484**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.02.2010 E 10746941 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **10.05.2017 EP 2401475**

54 Título: **Sistema y método para monitorizar un pozo**

30 Prioridad:

**27.02.2009 US 156255 P**  
**26.02.2010 US 713413**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**10.10.2017**

73 Titular/es:

**BAKER HUGHES INCORPORATED (100.0%)**  
**P. O. Box 4740**  
**Houston, TX 77210-4740, US**

72 Inventor/es:

**LEGRAND, PHILIPPE;**  
**YOUNG, GRAEME y**  
**HENDRYX, THOMAS, N.**

74 Agente/Representante:

**CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel**

**ES 2 637 023 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 monitorizar un pozo

**Antecedentes**

5 Los pozos y formaciones subterráneas están a menudo sujetos a una deformación a lo largo del tiempo. El resultado de dicha deformación puede ser la pérdida de zonas de producción, la pérdida de un pozo o una fuga de una formación. La habilidad de detectar la deformación en un pozo y/o una formación puede ser útil para alertar de un colapso o pandeo inminente, y para permitir cambios en la práctica de producción y/o en la acción correctiva. Se pueden utilizar técnicas de fibra óptica para medir la tensión y/o temperatura en un pozo. Dichas técnicas pueden ser insuficientes para proporcionar, de forma efectiva, una indicación completa de fugas u otro flujo de fluido en un pozo, una tubería de revestimiento del pozo, una formación o elementos asociados de un sistema subterráneo.

10 El documento US 2008/0047662 A1 da a conocer una sarta de sensores de tensión interconectados aplicados a un objeto cilíndrico para monitorizar la deformación del objeto. La sarta de sensores de tensión interconectados es aplicada en un patrón de zigzag seleccionado. La sarta de sensores de tensión interconectados puede comprender una fibra óptica. Además, el objeto que se va a monitorizar puede ser un objeto tubular para su uso en una perforación.

**Resumen**

20 Un sistema para monitorizar una perforación en una formación terrestre incluye, una sarta de perforación configurada para estar dispuesta dentro de la perforación, la sarta de perforación configurada para dirigir un fluido en la formación terrestre para almacenar en la formación terrestre, el fluido que incluye dióxido de carbono; al menos un sensor de fibra óptica dispuesto en la sarta de perforación en una posición fija con respecto a la sarta de perforación, el sensor de fibra óptica que incluye una pluralidad de unidades de medida dispuestas en el mismo a lo largo de una longitud del sensor de fibra óptica, la pluralidad de unidades de medida configuradas para provocar un desplazamiento de longitud de onda en una señal de interrogación recibida en el al menos un sensor de fibra óptica debido a al menos una de, una tensión y una deformación de la sarta de perforación; y al menos un sensor de temperatura configurado para medir una temperatura de una pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud del sensor de fibra óptica, el sistema que está caracterizado por: un procesador configurado para transmitir la señal de interrogación a al menos un sensor de fibra óptica, calcular al menos una de, la tensión y la deformación basándose en el desplazamiento de longitud de onda, identificar una o más regiones de tensión elevada, y correlacionar medidas de temperatura con la regiones de tensión elevada para identificar una fuga de fluido en al menos uno de, la sarta de perforación y la formación.

35 Un sistema para monitorizar una perforación en una formación terrestre incluye: una sarta de perforación configurada para estar dispuesta dentro de la perforación, la sarta de perforación configurada para dirigir un fluido entre la perforación y la formación terrestre; al menos un sensor de fibra óptica dispuesto en la sarta de perforación en una posición fija con respecto a la sarta de perforación y que incluye una pluralidad de unidades de medida dispuestas en la misma a lo largo de la longitud del sensor de fibra óptica, el al menos un sensor de fibra óptica configurado para medir al menos una de, una tensión y una deformación en la sarta de perforación; y al menos uno de, un sensor de detección de temperatura distribuida (DTS) y un sensor de detección de temperatura discreta distribuida (DDTS) dispuestos a lo largo de una longitud de la perforación y configurados para medir una temperatura en una pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud, el sistema que está caracterizado por: un procesador configurado para interrogar al, al menos un sensor de fibra óptica para generar perfil de tensión de la sarta de perforación basándose en al menos una de, la tensión y la deformación, interrogar al al menos uno de, el sensor DTS y el sensor DDTS para generar un perfil de temperatura basándose en la temperatura, calcular un efecto térmico en el perfil de tensión basándose en el perfil de temperatura, sustraer el efecto térmico del perfil de tensión para generar un perfil de tensión físico, identificar una o más regiones de tensión elevada en el perfil de tensión física, e identificar una fuga de fluido en al menos una de, la sarta de perforación y la formación basándose en la al menos una región de tensión elevada.

40 Un método de monitorización de una perforación en una formación terrestre incluye: disponer una sarta de perforación dentro de la perforación, la sarta de perforación configurada para dirigir un flujo de fluido en la formación terrestre para almacenar en la formación terrestre, el fluido que incluye dióxido de carbono; transmitir una señal de interrogación que tiene una longitud de onda nominal en al menos un sensor de fibra óptica, el sensor de fibra óptica dispuesto en la sarta de perforación en una posición fija con respecto a la sarta de perforación y que incluye una pluralidad de unidades de medida dispuestas dentro de la misma a lo largo de una longitud el sensor de fibra óptica; y medir una temperatura en una pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud del sensor de fibra óptica, el método que está caracterizado por: recibir una pluralidad de señales de retorno reflejadas por la pluralidad de unidades de medida y calcular al menos una de, una tensión y una deformación de la sarta de perforación basándose en un desplazamiento de longitud de onda asociado con cada una de la pluralidad de señales de retorno, identificar una o más regiones de tensión elevada, y correlacionar las medidas de temperatura con las regiones de tensión elevada para identificar una fuga de fluido en al menos una de, la sarta de perforación y la formación.

**Breve descripción de los dibujos**

Estas y otras características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor cuando se lea la siguiente descripción detallada con referencia a los dibujos que acompañan en los cuales caracteres similares representan partes similares a través de los dibujos, en los que:

5 La figura 1 es una vista en sección transversal de un sistema de perforación, evaluación, exploración y/o producción de un pozo subterráneo; y

La figura 2 es una vista en sección transversal de un ejemplo de modo de realización de un sistema de monitorización de una perforación y/o una formación; y

10 La figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra un ejemplo de un método de monitorización de una perforación y/o una formación.

**Descripción detallada**

Se proporcionan sistemas y métodos para monitorizar pozos y/o formaciones. En un modo de realización, los sistemas y métodos están configurados para detectar un flujo de fluido tal como fugas en un pozo y/o una formación. Ejemplos de formación pueden incluir formaciones de hidrocarburos y/o reservorios de almacenamiento de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Por ejemplo, los sistemas y métodos son utilizados para ayudar en la detección de una fuga de CO<sub>2</sub> dentro de un reservorio de almacenamiento de CO<sub>2</sub> y/o dentro de un pozo asociado. En un modo de realización, el sistema incluye un dispositivo de medida de la tensión de fibra óptica distribuido que incluye, por ejemplo, uno o más sensores de fibra óptica de red de Bragg en fibra, embebidos en o de lo contrario dispuestos de forma fija en una sarta de perforación en un sistema de captura y almacenamiento de carbono. En un modo de realización, los sistemas y métodos incluyen una combinación de medidas desde un dispositivo de medida de tensión de fibra óptica distribuido, un sistema de medida de detección de temperatura distribuido (DTS) y/o un sistema de medida de detección de temperatura discreto distribuido (DDTS), o uno o más calibradores de temperatura/presión configurados para monitorizar una perforación y/o una formación, por ejemplo, para detectar fugas u otro flujo de fluido en un pozo y/o una formación. Por ejemplo, las medidas de temperatura y/o presión individuales pueden ser utilizadas en combinación con las medidas DTS y/o DDTS, así como con medidas de compresión, deformación y/o tensión para proporcionar una representación completa de la integridad y cambios en una perforación y/o una formación, tal como un sistema de almacenamiento y retención de carbono.

Con referencia la figura 1, un ejemplo de modo de realización de un sistema 10 de perforación, evaluación, exploración y/o producción de un pozo incluye una sarta 12 de perforación que es mostrada dispuesta en una perforación 14 que penetra al menos en una formación 16 terrestre durante una operación subterránea. La sarta 12 de perforación incluye cualquiera de varios componentes para facilitar operaciones subterráneas. Tal y como se describe en el presente documento, una "perforación" o "pozo" se refiere a un orificio único que constituye todo o parte de un pozo perforado. Tal y como se describe en el presente documento "formaciones" se refieren a las distintas características y materiales que pueden ser encontrados en un entorno subterráneo y que rodean a la perforación. En un modo de realización, la perforación 14 es una perforación revestida con tubería que incluye una tubería 18 de revestimiento. Un sistema 20 de monitorización de la perforación y/o formación está dispuesto con la sarta 12 de perforación y/o la tubería 18 de revestimiento.

La sarta 12 de perforación y/o la tubería 18 de revestimiento incluyen, por ejemplo, una o más secciones de tubería o tubos en espiral que se extienden hacia abajo en la perforación 14. La tubería 18 de revestimiento está hecha de cualquier material adecuado para soportar condiciones de fondo de pozo tal como presión, temperatura y acción química. Ejemplos de dichos materiales incluyen acero, acero al carbono tratado térmicamente, acero inoxidable, aluminio, titanio, fibra de vidrio y otros materiales. En un modo de realización, la tubería 18 de revestimiento incluye una pluralidad de segmentos de tubería o juntas de tubería de revestimiento conectadas entre sí a través de uniones roscadas u otros mecanismos de conexión. La tubería 18 de revestimiento puede extenderse a lo largo de cualquier longitud de la perforación. Por ejemplo, la perforación 14 puede incluir una tubería de revestimiento completa que se extiende desde una posición de superficie o cercana a la superficie a una profundidad seleccionada o un revestimiento que he suspendido en la perforación 14. En un modo de realización, la sarta 12 de perforación y/o la tubería 18 de revestimiento forman una inyección subterránea y o un sistema 10 de producción.

La sarta 12 de perforación está limitada a una sarta de inyección o producción. Por ejemplo, sistema y puede incluir un sistema 10 de perforación y/o un conjunto de fondo de pozo (BHA). Varias herramientas de medida se pueden incorporar en el sistema para afectar a regímenes de medida tal como aplicaciones de medida de línea de conductores o aplicaciones de registro durante la perforación (LWD). Además, el sistema 20 de monitorización no está limitado a los modos de realización descritos en el presente documento, y puede estar dispuesto en cualquier portador adecuado. Un "portador" tal y como se describe en el presente documento significa cualquier dispositivo, componente de dispositivo, combinación de dispositivos, medios y/o miembros que pueden ser utilizados para transportar, albergar, soportar o de otro modo facilitar el uso de otro dispositivo, componente de dispositivo, combinación de dispositivos, medios y o miembro. Ejemplos de portadores no limitativos incluyen sarta de perforación del tipo de tubo helicoidal, del tipo de tubería unida y cualquier combinación o porción de los mismos.

Otros ejemplos de portadores incluyen tuberías de revestimiento, líneas de cable, sondas de línea de cable, sondas de cable recuperador, pesca con detonación, adaptador de fondo de pozo, conjuntos de fondo de pozo y sartas de perforación.

5 En un modo de realización, el sistema 10 que incluye mecanismos de aislamiento tal como empacadores 22 situados a boca de pozo y a fondo de pozo con respecto al menos una porción seleccionada de la perforación 14 para aislar de forma hidráulica la porción seleccionada. La porción aislada puede estar configurada como una zona 24 de inyección y/o producción (referida en el presente documento como una “zona de inyección/producción”) para permitir el flujo de gas u otros fluidos entre la formación 16 y la sarta 12 de perforación y/o una posición de superficie. Tal y como se describe en el presente documento, el “fluido” se refiere a gases tales como CO<sub>2</sub>, fluidos a fondo de pozo tales como fluidos de formación y fluidos de perforación o producción, otros materiales que pueden fluir y cualquier combinación de los mismos. Cualquier número de zonas 24 de inyección/producción se pueden formar en la perforación 14. En un modo de realización, la zona de inyección/producción incluye una o más aberturas 25, tales como aberturas en la sarta 12 de perforación y y/u orificios de fluido para permitir al fluido pasar entre la formación 16 y la zona 24 de inyección/producción.

10 15 En un modo de realización, el sistema 20 de monitorización está dispuesto dentro de la zona 24 de inyección/producción. Por ejemplo, el sistema 20 de monitorización está dispuesto al menos parcialmente en una relación fija con respecto a la sarta 12 de perforación y/o a la tubería 18 de revestimiento en la zona 24 de inyección/producción o cualquier otra posición seleccionada en la perforación 14.

20 En un modo de realización, un conducto 26 de inyección tal como una sarta de tubos de inyección están conectados en comunicación fluida con la zona 24 de inyección/producción. El sistema 10 también puede incluir un conducto 28 de producción en comunicación fluida con la zona 24 de inyección/producción para permitir a fluidos de formación tal como petróleo y gas ser extraídos de la formación 14.

25 En un modo de realización, el sistema 10 está configurado para facilitar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la formación 14. Por ejemplo, el sistema 10 es un sistema de captura y almacenamiento/retención (CCS) de carbono. En este modo de realización la zona 24 de inyección/producción está configurada en comunicación fluida a través del conducto 26 de inyección con un sistema 30 de inyección situado en, por ejemplo, una posición de superficie. El sistema 10 CCS incluye una fuente 32 de CO<sub>2</sub> u otro fluido, tal como una central eléctrica de combustible fósil y/o un sistema de almacenamiento de superficie configurado para albergar gases tales como CO<sub>2</sub> resultantes de procesos de combustión. Los gases, en un modo de realización, incluyen CO<sub>2</sub> e incluyen gases de escape y/u otros gases (por ejemplo, gases resultantes de reacciones químicas) que resultan de los procesos de combustión. En un modo de realización, el sistema 30 de inyección de fluido y/o la fuente 32 de fluido incluyen mecanismos para la licuefacción de CO<sub>2</sub> y otros gases que se desea almacenar en la formación.

30 35 En un modo de realización, el sistema 20 de monitorización está equipado con un equipo de transmisión para comunicar finalmente con una unidad 34 de procesamiento de superficie. Dicho equipo de transmisión puede tomar cualquier forma deseada, y se pueden utilizar medios y conexiones de transmisión diferentes. En un ejemplo, el sistema 20 de monitorización está acoplado a la unidad 34 de procesamiento de superficie a través de al menos un conducto 36 de comunicaciones de fibra óptica para transmitir señales de comunicación tales como señales de interrogación y retorno.

40 En un modo de realización, la unidad 34 de procesamiento de superficie, el sistema 20 de monitorización y/u otros componentes del sistema 10 incluyen dispositivos necesarios para proporcionar datos de almacenamiento y/o procesamiento recolectados a partir del sistema 20 de monitorización y otros componentes del sistema 10. Ejemplos de dispositivos incluyen, sin limitación, al menos un procesador, un almacenamiento, una memoria, un dispositivo de entrada, un adaptador de comunicaciones, un acoplador de fibra óptica, una caja de empalmes, dispositivo de salida y similares.

45 Con referencia la figura 2, se muestra un ejemplo de modo de realización del sistema 20 de monitorización.

El sistema 20 de monitorización incluye un dispositivo 38 de medida de tensión de fibra óptica distribuido en tiempo real, referido en el presente documento como un monitor 38 de consolidación en tiempo real (RTCM). El RTCM 38 incluye al menos un sensor 40 de fibra óptica dispuesto en una posición fija con respecto a la tubería 18 de revestimiento de la perforación y/o la sarta 12 de perforación. En un modo de realización, el sensor 40 de fibra óptica incluye una pluralidad de unidades de medida formadas a lo largo de la longitud de al menos una fibra óptica. Ejemplos de unidades de medida incluyen redes Bragg en fibra (FBG). En un modo de realización, el sensor 40 de fibra óptica es una pluralidad de sensores de fibra óptica dispuestos en uno o más cables u otros conductos

50 55 El RTCM 38 está configurado para deformarse debido a los desplazamientos, deformaciones y tensiones en la sarta 12 de perforación y/o en la tubería 18 de revestimiento. El RTCM 38 detecta y mide la tensión o deformación en la sarta 12 de perforación debido a una deformación o flexión correspondiente (por ejemplo, microflexión) del sensor 40 de fibra óptica. Las unidades de medida reflejan una señal de interrogación transmitida desde, por ejemplo, la unidad 34 de procesamiento de superficie, y desplazamientos en la longitud de onda en una señal de retorno con respecto a la señal de interrogación indican una tensión o deformación en una posición correspondiente de cada unidad de

medida. En un modo de realización, las unidades de medida están incluidas o fabricadas en el núcleo de la fibra óptica para responder a una longitud de onda o una anchura de banda de longitud de onda seleccionadas que se alterarán de forma predecible con cambios en la tensión o deformación.

5 En el ejemplo mostrado en la figura 2, uno o más RTCMs 38 están dispuestos en una relación fija con una porción seleccionada de la sarta 12 de perforación. En un modo de realización, los sensores 40 de fibra óptica están enrollados alrededor de la sarta 12 de perforación de otro modo dispuestos en la sarta de perforación en una trayectoria helicoidal. Los sensores 40 de fibra óptica pueden estar fijados a la sarta 12 de perforación y/o dispuestos en una ranura u otro pasaje en la pared exterior o interior de la sarta 12 de perforación. En un modo de realización, un conector o junta 41 de fibra óptica, tal como un conector de conexión seca, está conectado de forma operativa a cada RTCM 38 para permitir al RTCM 38 estar conectado de forma operativa a un RTCM 38 adicional u otros componentes del sistema 10. Cualquier número de RTCMs 38 puede estar situado en la sarta 12 de perforación, y el número y posiciones de los RTCMs 38 con respecto a la sarta 12 de perforación no están limitados, por ejemplo, sólo a una provisión óptica de interrogador.

15 En un modo de realización, el sistema 20 de monitorización incluye al menos un sistema de detección de temperatura distribuido (DTS y/o DDTS) que incluye al menos un sensor 42 de fibra óptica, referido en el presente documento como un "sensor DTS/DDTS" 42. El sensor 42 DTS/DDTS incluye al menos una fibra óptica configurada para utilizarse en un sistema DTS y/o DDTS (referida en el presente documento como una "fibra DTS/DDTS") y posiciones de detección de temperatura múltiples a lo largo de la fibra DTS/DDTS. La fibra DTS/DDTS puede estar conectada de forma fija a la sarta de perforación. En un modo de realización, el sensor 42 DTS/DDTS está dispuesto dentro de un solo cable o un paquete de cables. El sensor 42 DTS/DDTS no está limitado a los modos de realización descritos en el presente documento. El sensor 42 DTS/DDTS puede incluir cualquier sistema óptico capaz de generar medidas de temperatura en una pluralidad de posiciones.

25 La fibra DTS/DDTS incluye una pluralidad de posiciones de detección a lo largo de la longitud de la fibra que pueden estar sujetas a varias temperaturas a fondo de pozo. Las medidas de temperatura se pueden tomar en cada una de la pluralidad de posiciones de detección en una porción seleccionada, tal como la zona 24 de inyección/producción. La fibra DTS puede ser cualquier fibra óptica utilizable con aplicaciones DTS, incluyendo por ejemplo fibra DTS Raman, puede ser considerada cualquier fibra óptica que puede producir un nivel suficiente de intensidad de dispersión Raman para las medidas de temperatura distribuida. La fibra DDTS puede ser cualquier fibra óptica que incluye, por ejemplo, una pluralidad de unidades de medida discretas tales como FBGs. La fibra DDTS, en un modo de realización, incluye cualquier fibra óptica utilizable con una aplicación DDTS, que incluye, por ejemplo, una técnica de interrogación basada en reflectometría óptica de dominio de frecuencia (OFDR) para interrogar a las FBGs.

35 En un modo de realización, el sensor 42 DTS/DDTS está conectado en comunicación con la unidad 34 de procesamiento de superficie. La fibra(s) DTS/DDTS puede ser una fibra terminada simple para una DTS y DDTS terminada simple o una fibra terminada doble para una DTS terminada doble. La fibra(s) DTS/DDTS, en un modo de realización, incluye una porción de medida dispuesta lo largo de la perforación 14 y una porción de comunicación configurada para transmitir señales de interrogación de temperatura, y señales de retorno de DTS y/o DDTS, entre la porción de medida y la unidad 34 de procesamiento de superficie. En un modo de realización, el sensor 42 DTS/DDTS está en comunicación con la unidad 34 de procesamiento de superficie a través de una fibra 44 óptica de comunicación separada. La porción de comunicación o la fibra 44 óptica de comunicación está dispuesta, por ejemplo, en el conducto 36 de comunicaciones. El sensor 42 DTS/DDTS y la fibra 44 óptica de comunicación pueden estar conectados a través de un empalme 46 u otro conector óptico adecuado. La unidad 34 de procesamiento de superficie, en un modo de realización, incluye un receptor para generar datos de temperatura a partir de las señales y un procesador para procesar una señal de retorno y determinar un valor de temperatura relativo basándose en la señal recibida.

45 El RTCM 38 y/o el sensor 42 DTS/DDTS pueden estar conectados de forma operativa al conducto 36 de comunicaciones a través de un mecanismo 48 de conexión adecuado, tal como, pero no limitado a, una caja de empalmes y/o un empalme en H. El mecanismo 48 de conexión está configurado para transmitir señales de interrogación y señales de retorno entre el RTCM 38 y/o el sensor 42 DTS/DDTS y la unidad 34 de procesamiento de superficie.

50 En un modo de realización, el sistema 20 de monitorización incluye al menos un calibrador 50 de presión y/o temperatura (P-T) dispuesto en una posición seleccionada en la perforación 14. El calibrador 50 P-T es cualquier dispositivo adecuado, tal como un dispositivo electrónico o de fibra óptica de temperatura y/o presión, adecuado para tomar medidas de temperatura y o presión discretas a fondo de pozo en posiciones seleccionadas en la perforación 14. En un modo de realización, el calibrador 50 P-T está situado en posiciones fijas seleccionadas con respecto a la sarta 12 de perforación para medir la temperatura y/o presión a fondo de pozo en la perforación 14. En un ejemplo, un calibrador 50 P-T está situado por encima o por debajo de la zona 24 de inyección/producción para establecer una temperatura de referencia, por ejemplo, una temperatura geotérmica, para proporcionar un punto de referencia para medidas DTS relativas en otro ejemplo, uno o más calibradores 50 P-T están situados en una o más posiciones seleccionadas en la perforación 14, tal como dentro de la zona 24 de inyección/producción, fuera de la zona 24 de inyección/producción, y próximas a un lado a boca de pozo y o a fondo de pozo de un empacador 22.

Otras posiciones pueden incluir posiciones en el anillo de la sarta de perforación y próximas a los componentes de aislamiento hidráulico tal como conectores de cemento.

5 En un modo de realización, el calibrador 50 P-T incluye un calibrador de presión electrónico. Por ejemplo, calibradores de presión electrónicos de alta resolución que tienen resoluciones tales como 0,0001 psi, 0,0001 a 0,0005 psi o 0,0001 a 0,001 psi son incluidos en el calibrador 50 P-T. Dichos calibradores de alta resolución pueden detectar pequeños cambios en la presión para proporcionar una notificación temprana de cambios de presión y una notificación temprana de problemas potenciales.

10 En un modo de realización, al menos un RTCM 38, al menos un sensor 42 DTS y/o al menos un calibrador 50 P-T están dispuestos en la zona 24 de inyección/producción y configurados para monitorizar la integridad de la sarta 12 de perforación (por ejemplo, monitorizar condiciones de microanillo de cemento) y detectar un flujo de fluido indicativo de fugas en el sistema 10. En un modo de realización, la unidad 34 de procesamiento de superficie está configurada para monitorizar de forma continua o de forma periódica la perforación a lo largo de un periodo seleccionado de tiempo a través de al menos un RTCM 38, al menos un sensor 42 DTS y/o al menos un calibrador 50 P-T.

15 Conjuntos de medidas adicionales se pueden también incluir para completar o facilitar las operaciones de monitorización. Por ejemplo, uno o más sensores acústicos son incluidos en la perforación 14 para monitorizar y detectar cambios en la formación 14 y/o en la perforación 12, tal como cambios en el flujo de fluido.

20 La figura 3 ilustra un método 60 de monitorización de una perforación y/o una formación. En un modo de realización, el método 60 es utilizado en conjunción con un sistema CCS, aunque el método puede ser utilizado con cualquier sistema subterráneo para monitorizar la integridad de una sarta de perforación y/o una formación, así como detectar fugas o flujo de fluido diferente en la sarta de perforación y/o la formación. El método 60 incluye una o más etapas 61-66. Aunque el método 60 es descrito en conjunción con el sistema 10 y el sistema 20 de monitorización descritos anteriormente, el método 60 no está limitado a utilizarse con estos modos de realización. En un modo de realización, el método 60 incluye la ejecución de todas las etapas 61-66 en el orden descrito. Sin embargo, ciertas etapas se pueden omitir, se pueden añadir etapas, o se puede cambiar el orden de las etapas.

30 En la primera etapa 61, la sarta 12 de perforación, la tubería 18 de revestimiento de perforación y/o el conjunto a fondo de pozo están dispuestos a fondo de pozo. La tubería 18 de revestimiento de perforación puede estar dispuesta a lo largo de toda la longitud de la perforación, o a lo largo de porciones seleccionadas de la perforación 14 para definir una o más zonas 24 de inyección/producción. El sistema 20 de monitorización está dispuesto en una relación fijada a la tubería 18 de revestimiento de perforación. En un modo de realización, un gas, un fluido a fondo de pozo u otro fluido es inyectado en los empacadores 22 para inflar los empacadores 22 y definir las zonas 24 de inyección/producción. En un modo de realización, uno o más de los empacadores 22 puede incluir reempacadores configurados para reaccionar con un catalizador o la presencia de calor o un producto químico. En un modo de realización, el CO<sub>2</sub> y/u otros gases, tal como gases de escape de un sistema de combustión de combustible fósil, son inyectados en la zona 24 de inyección/producción y en la formación 16 para el almacenamiento.

40 En la segunda etapa 62, se monitoriza la deformación y/o tensión en la tubería 18 de revestimiento de perforación en la zona 24 de inyección/producción a través del RTCM 38. Una señal electromagnética que tiene una longitud de onda seleccionada, es decir, una longitud de onda nominal, es transmitida a través de los sensores 40 de fibra óptica como una señal de interrogación para interrogar a la tubería 18 de revestimiento de perforación, tal como a través de la unidad 34 de procesamiento de superficie. Una señal de retorno que tiene una longitud de onda central es generada en las FBGs u otras unidades de medida en los sensores 40 de fibra óptica, y una diferencia entre la longitud de onda central y la longitud de onda nominal es medida para cada posición FBG para generar un perfil de tensión. En regiones en las que las longitudes de onda central y nominal son al menos sustancialmente equivalentes, no se detecta ninguna deformación o tensión. En regiones en las que la longitud de onda se ha desplazado con respecto a la longitud nominal, se calcula la tensión y/o deformación basándose en el desplazamiento de longitud de onda. Por ejemplo, una transformada de Fourier inversa es utilizada para determinar una tensión en posiciones respectivas, y un análisis de datos tal como un análisis por elementos finitos (FEA) es utilizado para detectar regiones de la tubería 18 de revestimiento de perforación que muestran una tensión por encima de un umbral seleccionado para identificar zonas de tensión elevada o regiones de tensión elevada. Las zonas de tensión elevada detectadas por el RTCM 38 pueden ser una indicación de condiciones tales como un exceso de presión, una fuga de fluido u otras condiciones. En un modo de realización, el perfil de tensión proporciona una imagen tridimensional de la tubería de revestimiento de perforación basándose en las medidas de tensión y/o deformación.

55 En la tercera etapa 63, el sensor 42 DTS/DDTS es activado para medir la temperatura relativa en varias posiciones a lo largo de la perforación 14. En un modo de realización, una señal de interrogación de temperatura que tiene una longitud de onda nominal es transmitida al sensor 42 DTS, por ejemplo, a través de la unidad 34 de procesamiento de superficie. Las señales de retorno de efecto Raman son recibidas y analizadas para calcular un perfil de temperatura lo largo de la perforación 14. En un modo de realización, el cálculo del perfil de temperatura incluye utilizar una reflectometría óptica de dominio de tiempo (OTDR). Por ejemplo, para sensores DDTS, una señal electromagnética que tenga una longitud de onda seleccionada, es decir, una longitud de onda nominal, es

- transmitida a través de los sensores 40 de fibra óptica como una señal de interrogación para interrogar la tubería 18 de revestimiento de perforación, tal como a través de la unidad 34 de procesamiento de superficie. Una señal de retorno que tiene una longitud de onda centrada es generada por las FGBs u otras unidades de medida en el sensor 42 DDTs, y la diferencia entre la longitud de onda centrada y la longitud de onda nominal es medida para cada posición de FBG para generar un perfil de temperatura. En regiones en las que las longitudes de onda centrada y nominal son al menos sustancialmente equivalentes, no se detecta ningún cambio significativo de temperatura. En regiones en las que la longitud de onda central se ha desplazado con respecto a la longitud de onda nominal, se calcula la temperatura basándose en el desplazamiento de la longitud de onda. El modo de realización, calcular el perfil de temperatura incluye utilizar una reflectometría óptica de dominio de frecuencia (OFDR).
- Monitorizar cambios en la temperatura relativa a través del sensor 42 de DTS/DDTS proporciona indicaciones de regiones que tienen temperaturas alteradas con respecto a una temperatura de DTS/DDTS de referencia. En un ejemplo, la señal de temperatura de DTS/DDTS de referencia está basada en el análisis de los datos de DTS/DDTS, tal como un valor de señal promedio. En un modo de realización, la señal de temperatura de DTS/DDTS es una señal correspondiente a la señal de interrogación de temperatura. En un modo de realización, monitorizar los cambios en la temperatura incluye detectar "puntos fríos" o regiones de temperatura reducida con respecto a la señal de temperatura de referencia que pueden ser indicativas de una fuga de fluido o de gas desde, por ejemplo, por detrás de la tubería 18 de revestimiento. En un modo de realización, los "puntos fríos" son regiones en la perforación y/o en la zona de inyección/producción que tienen una temperatura que es más baja que una temperatura de referencia (por ejemplo, la temperatura geotérmica) un umbral seleccionado. Este umbral puede ser del orden de pocas décimas de un grado Celsius a unos pocos grados Celsius. Por ejemplo, un umbral puede estar entre 0,1 grados y 10° por debajo de la temperatura de referencia.
- En la cuarta etapa 64, las medidas de temperatura de DTS son utilizadas para retirar la porción de la tensión y/o de la deformación debida a efectos térmicos. Por ejemplo, se calculan y se comparan cambios de temperatura relativa en regiones de tensión seleccionadas con propiedades conocidas de la tubería de revestimiento de la perforación para determinar la cantidad de tensión como resultado de cambios de temperatura en la región. Esta porción "de tensión térmica" es entonces sustraída de la tensión medida para obtener una tensión física, es decir, la tensión debida a la presión de la tubería 18 de revestimiento de perforación provocada por condiciones tales como fugas en la formación.
- En la quinta etapa 65, se detecta la temperatura y/o presión en la perforación 14 y/o la formación 16 utilizando el calibrador 50 P-T. Se mide una temperatura geotérmica absoluta y se compara a los datos de medida de DTS y/o DDTs para "precisar" las medidas de temperatura relativa del sensor 42 de DTS/DDTS a la temperatura absoluta, es decir, proporcionar un perfil distribuido de la temperatura absoluta a lo largo de la perforación 14.
- Adicionalmente, en un modo de realización, el calibrador 50 P-T es utilizado para medir la presión en la perforación en posiciones tales como por encima del empacador 22 a boca de pozo, en la zona 24 de inyección/producción por debajo del empacador 22 a fondo de pozo. Los cambios en la presión se pueden utilizar para indicar que está sucediendo un escape en la zona 24 de inyección/producción o en otras posiciones de la perforación 14 debido a, por ejemplo, fugas en la formación 14 que provocan que un gas entre en la zona 24 de inyección/producción o fugas en un empacador 22.
- En la sexta etapa 66, las distintas medidas son utilizadas en conjunción para proporcionar una representación precisa de la tensión y temperatura en la perforación para detectar regiones de alta presión y/o de fuga.
- Por ejemplo, las medidas de tensión de RTCM son utilizadas para determinar regiones de tensión elevada (es decir tensión por encima del umbral seleccionado, seleccionado por ejemplo, basándose en valores de tensión conocidos para indicar un problema potencial). Las medidas de DTS se pueden utilizar tal y como se describió anteriormente para retirar efectos térmicos y por tanto aislar la tensión física en la tubería 18 de revestimiento de perforación, así como monitorizar la zona de inyección. Las regiones de tensión elevada son correlacionadas con los puntos fríos identificados a través de las medidas de DTS para identificar regiones en las que está ocurriendo un escape o de otro modo está comprometida la integridad de la tubería 18 de revestimiento de perforación.
- Por ejemplo, una región de tensión elevada en la sarta de perforación, acoplada con un punto frío próximo a la región de tensión elevada puede interpretarse como que indica una fuga de CO<sub>2</sub> u otro gas/fluido en esa región. Si la tensión elevada y/o el punto frío están situados próximos a un empacador, se puede interpretar que significa que hay una fuga en el empacador. Además, las medidas de presión diferencial mediante el calibrador P-T pueden también incorporarse para anotar un incremento una disminución en la presión, lo cual se puede utilizar para confirmar adicionalmente la presencia de una fuga.
- Los dispositivos y métodos descritos en el presente documento proporcionan varias ventajas sobre métodos y dispositivos existentes. Por ejemplo los sistemas y métodos descritos en el presente documento permiten la monitorización efectiva de la deformación en pozos y/o formaciones. Dicha monitorización proporciona una determinación más completa de la deformación a permitir para la acción correctiva o los cambios en la producción para corregir dichas deformaciones. Otro ejemplo de ventaja incluye la combinación de medidas de presión,

temperatura y/o presión múltiples para obtener una representación completa de que está ocurriendo en una formación/pozo y cualquier fuga que puede estar ocurriendo.

5 En conexión con las enseñanzas del presente documento, se pueden utilizar varios análisis y/o componentes analíticos, incluyendo sistemas digitales y/o analógicos. El dispositivo puede tener componentes tales como un procesador, medios de almacenamiento, una memoria, una entrada, una salida, una conexión de comunicaciones (cableada, inalámbrica, inyección pulsada, óptica u otras), interfaces de usuario, programas de software, procesadores de señales (digitales o analógicos) y otros de dichos componentes (tales como resistencias, condensadores, inductores y otros) para proporcionar un funcionamiento y análisis del dispositivo y métodos divulgados en el presente documento en cualquiera de las diversas maneras bien apreciadas en el estado de la técnica. Se considera que estas enseñanzas pueden ser, pero no necesitan ser, implementadas en conjunción con 10 un conjunto de instrucciones ejecutables por ordenador almacenadas en un medio legible por ordenador, incluyendo memoria (ROMs, RAMs) óptico (CD-ROMs) o magnético (discos, unidades de disco duro) o cualquier otro tipo que cuando se ejecuta provoca que un ordenador incremente el método de la presente invención. Estas instrucciones pueden proporcionar una operación del equipo, un control, una recolección y análisis de datos y otras funciones consideradas relevantes por un diseñador de sistema, propietario, usuario u otro personal, además de las funciones 15 descritas en esta divulgación.

Aunque la invención ha sido descrita con referencia a ejemplos de modos de realización, se entenderá por los expertos en la materia que se pueden realizar diversos cambios y se pueden sustituir equivalentes por elementos de la misma sin alejarse del alcance de la invención. Adicionalmente, se apreciarán muchas modificaciones por los 20 expertos en la materia para adaptar un instrumento, situación o material particulares a las enseñanzas de la invención sin alejarse del alcance esencial de la misma. Por lo tanto, se pretende que de la invención esté limitada al modo de realización particular descrito como el mejor modo contemplado para llevar a cabo esta invención.



**REIVINDICACIONES**

1. Un sistema (20) para monitorizar una perforación (14) en una formación (16) terrestre, que comprende:
- 5 una sarta (12) de perforación configurada para estar dispuesta dentro de la perforación (14), la sarta (12) de perforación configurada para dirigir un fluido en una formación (16) terrestre para almacenar en la formación (16) terrestre, el fluido que incluye dióxido de carbono;
- 10 al menos un sensor (40) de fibra óptica dispuesto en la sarta (12) de perforación en una posición fijada con respecto a la sarta (12) de perforación, el sensor (40) de fibra óptica que incluye una pluralidad de unidades de medida dispuestas en el mismo a lo largo de la longitud del sensor (40) de fibra óptica, la pluralidad de unidades de medida configuradas para provocar un desplazamiento de longitud de onda en una señal de interrogación recibida en al menos un sensor (40) de fibra óptica debido a al menos una de, una tensión y una deformación de la sarta (12) de perforación; y
- 15 al menos un sensor de temperatura configurado para medir una temperatura una pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud del sensor (40) de fibra óptica, el sistema (20) está caracterizado porque
- 20 un procesador configurado para transmitir la señal de interrogación al al menos un sensor (40) de fibra óptica, calcula al menos una de, la tensión y la deformación basándose en el desplazamiento de longitud de onda, identificar una o más regiones de tensión elevadas, y correlacionar medidas de temperatura con las regiones de tensión elevada para identificar una fuga de fluido en al menos una de, la sarta (12) de perforación y la formación (16).
2. El sistema (20) de la reivindicación 1, en donde el procesador está configurado para generar al menos uno de, un perfil de tensión y la deformación para identificar la una o más regiones de tensión elevada en la sarta (12) de perforación.
3. El sistema (20) de la reivindicación 2, en donde el procesador está configurado para identificar la tensión del pozo la cual, si no se aborda, podría resultar en una o más fugas de fluido en al menos una de, la perforación (14) y la formación (16) basándose en la una o más regiones de tensión elevada.
- 25 4. El sistema (20) de la reivindicación 1, en donde la fuga de fluido incluye un escape de dióxido de carbono desde la formación (16) a la perforación (14).
5. El sistema (20) de la reivindicación 1, en donde el al menos un sensor (40) de fibra óptica está dispuesto dentro de una zona (24) de inyección aislada hidráulicamente en la sarta (12) de perforación.
- 30 6. El sistema (20) de la reivindicación 5, en donde la zona (24) de inyección está conectada en comunicación fluida a una fuente del fluido dispuesta en una posición de superficie.
7. El sistema (20) de la reivindicación 6, en donde el fluido incluye un gas generado a partir de un sistema de combustión de superficie.
8. El sistema (20) de la reivindicación 2, en donde el al menos un sensor de temperatura incluye al menos uno de, un sensor de detección de temperatura distribuido (DTS) y un sensor de detección de temperatura discreto distribuido (DDTS) dispuesto a lo largo de una longitud de la perforación y configurado para medir una temperatura en la pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud.
- 35 9. El sistema (20) de la reivindicación 8, en donde el procesador está configurado para interrogar al al menos un sensor de DTS y el sensor de DDTS para medir la temperatura y generar un perfil de temperatura, y correlacionar la una o más regiones de tensión elevada con el perfil de temperatura para identificar la fuga de fluido en al menos una de, la sarta (12) de perforación y la formación (16).
- 40 10. Un sistema (20) para monitorizar una perforación en una formación (16) terrestre, que comprende:
- 45 una sarta (12) de perforación configurada para estar dispuesta dentro de la perforación (14), la sarta (12) de perforación configurada para dirigir un fluido entre la perforación (14) y la formación (16) terrestre;
- al menos un sensor (40) de fibra óptica dispuesto en la sarta de perforación en una posición fijada con respecto a la sarta (12) de perforación y que incluye una pluralidad de unidades de medida dispuestas en el mismo a lo largo de la longitud del sensor (40) de fibra óptica, el al menos un sensor (40) de fibra óptica configurado para medir al menos una de, una tensión y una deformación en la sarta (12) de perforación; y
- 50 al menos uno de, un sensor de detección de temperatura distribuido (DTS) y un sensor de detección de temperatura discreto distribuido (DDTS) dispuestos a lo largo de una longitud de la perforación (14) y configurados para medir una temperatura de una pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud, el sistema (20) que está caracterizado por:

- un procesador configurado para interrogar el al menos un sensor (40) de fibra óptica para generar un perfil de tensión de la sarta de perforación basándose en al menos uno de, el sensor DTS y el sensor DDTs para generar un perfil de temperatura basándose en la temperatura, calcular un efecto térmico en el perfil de tensión basándose en el perfil de temperatura, sustraer el efecto térmico desde el perfil de tensión para generar un perfil de tensión físico,
- 5 identificar una o más regiones de tensión elevada en el perfil de tensión físico, e identificar una fuga de fluido en al menos una vez, la sarta (12) de perforación y la formación (16) basándose en al menos una región de tensión elevada.
11. El sistema (20) de la reivindicación 10, en donde el procesador está configurado para identificar una o más regiones de temperatura elevada basándose en el perfil de temperatura.
- 10 12. El sistema (20) de la reivindicación 11, donde el procesador está configurado para correlacionar la una o más regiones de tensión elevada con la una o más regiones de temperatura elevada para identificar la fuga de fluido en al menos una de, la sarta (12) de perforación y la formación (16).
13. El sistema (20) de la reivindicación 10, que además comprende al menos un dispositivo de medida de presión discreto dispuesto en una posición seleccionada en la perforación y configurado para medir una presión en la perforación (14).
- 15 14. El sistema (20) de la reivindicación 10, que además comprende al menos un dispositivo de medida de temperatura discreto dispuesto en una posición seleccionada en la perforación (14) y configurado para medir una temperatura absoluta en la perforación (14).
- 20 15. El sistema (20) de la reivindicación 14, en donde el procesador está configurado para comparar la temperatura absoluta con el perfil de temperatura y generar un perfil de temperatura absoluta.
16. Un método de monitorización de una perforación (14) en una formación (16) terrestre, que comprende:
- disponer una sarta (12) de perforación dentro de la perforación (14), la sarta (12) de perforación configurada para dirigir un flujo de fluido en la formación (16) terrestre para almacenar en la formación (16) terrestre, el fluido que incluye dióxido de carbono;
- 25 transmitir una señal de interrogación que tiene una longitud de onda nominal en el al menos un sensor (40) de fibra óptica, el sensor (40) de fibra óptica dispuesto en la sarta (12) de perforación en una posición fijada con respecto a la sarta (12) de perforación y que incluye una pluralidad de unidades de medida dispuestas en el mismo a lo largo de la longitud del sensor (40) de fibra óptica; y
- 30 medir una temperatura en una pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud del sensor de fibra óptica, el método que está caracterizado por:
- recibir una pluralidad de señales de retorno reflejadas por la pluralidad de unidades de medida y calcular al menos una de, una tensión y una deformación de la sarta (12) de perforación basándose en un desplazamiento de longitud de onda asociado con cada una de la pluralidad de señales de retorno, identificar una o más regiones de tensión elevada, y correlacionar las medidas de temperatura con las regiones de tensión elevada para identificar una fuga de fluido en al menos una de, la sarta (12) de perforación y la formación.
- 35 17. El método de la reivindicación 16, que además comprende generar al menos uno de, un perfil de tensión y de deformación para determinar la una o más regiones de tensión elevada en la sarta (12) de perforación.
18. El método de la reivindicación 16, en donde medir la temperatura incluye medir la temperatura en una pluralidad de posiciones a lo largo de la longitud de la perforación (14) mediante al menos uno de, un sistema de detección de temperatura distribuido (DTS) y un sistema de detección de temperatura discreta distribuido (DDTS) dispuestos a lo largo de la longitud de la perforación (14), generando un perfil de temperatura, y correlacionando la una o más regiones de tensión elevada con una o más regiones de temperatura reducida para identificar la fuga de fluido en al menos una de, la sarta (12) de perforación y la formación (16).
- 40 19. El método de la reivindicación 18, que además comprende medir una temperatura absoluta en la perforación (14) mediante al menos un dispositivo de medida de temperatura discreto dispuesto en una posición seleccionada en la perforación (14), y comparar la temperatura absoluta con el perfil de temperatura para generar un perfil de temperatura absoluta.
- 45

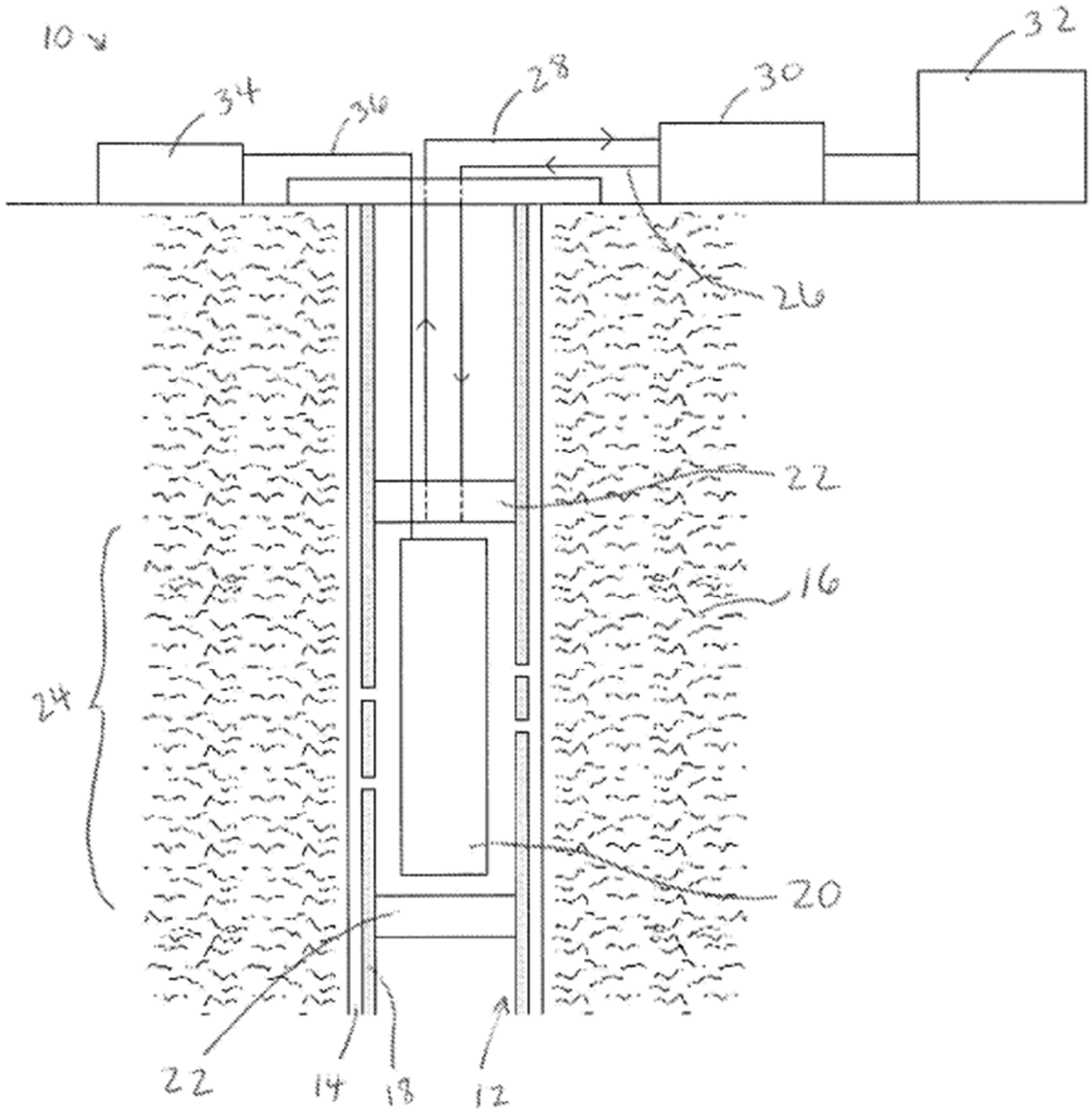


FIG. 1



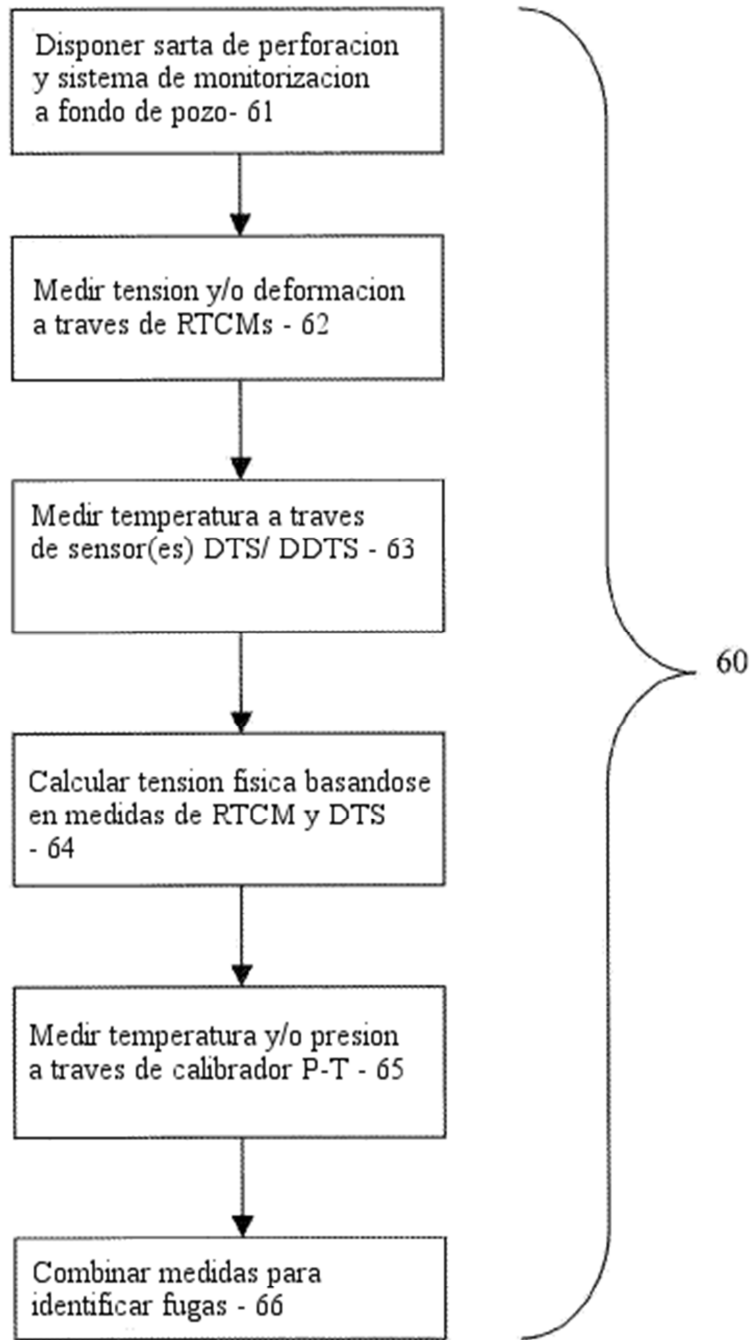


FIG. 3