

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 974 303**

51 Int. Cl.:

E21B 28/00 (2006.01)

H02K 5/20 (2006.01)

E21B 43/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **07.02.2019 PCT/US2019/017014**

87 Fecha y número de publicación internacional: **15.08.2019 WO19157155**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.02.2019 E 19751116 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.12.2023 EP 3749831**

54 Título: **Herramienta y sistema de recuperación de petróleo**

30 Prioridad:

07.02.2018 US 201862627310 P

19.04.2018 US 201862659825 P

31.01.2019 US 201916263136

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

26.06.2024

73 Titular/es:

HYDROACOUSTICS INC. (100.0%)

999 Lehigh Station Road

Henrietta, NY 14467, US

72 Inventor/es:

VALTIERRA, ROBERT, D.;

OZIMEK, MARK, J. y

SISTO, EUGENE

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 974 303 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

Herramienta y sistema de recuperación de petróleo

Campo técnico

5 Los sistemas y métodos descritos están dirigidos a generar ondas acústicas. Una herramienta de recuperación de petróleo de fondo del pozo proporciona una fuente sísmica para mejorar la recuperación de petróleo. Los sistemas y métodos descritos en el presente documento mejoran la recuperación de petróleo mediante estimulación vibratoria, por ejemplo, para disminuir las fuerzas capilares e incrementar la tasa de migración y coalescencia del petróleo retenido dentro de los medios porosos de un yacimiento de petróleo.

Antecedentes y compendio

10 Después de que un pozo petrolífero ha estado en funcionamiento durante un tiempo, su productividad a menudo disminuye hasta un punto en el que la operación del pozo es marginal o económicamente inviable. Sin embargo, es frecuente que en las zonas de estos pozos improductivos queden en el terreno cantidades sustanciales de crudo, pero no puedan ser liberadas mediante técnicas convencionales. A menudo se consideran métodos para incrementar de manera eficiente la productividad de un pozo, siempre que puedan realizarse de forma económica. Muchas veces, un
15 pozo de perforación puede servir como pozo de inyección o de monitorización y puede permitir la inserción de un generador de ondas de presión sísmicas de fondo de pozo.

Se han descubierto muchos métodos para mejorar la eficiencia de la recuperación de petróleo, incluidos los descritos en la patente de EE. UU 8 113 278 a DeLaCroix et al., para un SYSTEM AND METHOD FOR ENHANCED OIL RECOVERY USING AN IN-SITU SEISMIC ENERGY GENERATOR (14 de febrero de 2012). Esta patente describe
20 un sistema y método para la recuperación mejorada de petróleo usando al menos un generador de energía sísmica in situ para generar ondas acústicas sísmicas. Más particularmente, el sistema y el método emplean una fuente electrohidráulica de ondas de presión sísmicas de fondo de pozo para mejorar la recuperación de petróleo de los yacimientos. Además, la solicitud de patente internacional con número WO 2017/096078 A1 describe dispositivos de fondo de pozo, pozos que incluyen los dispositivos de fondo de pozo y métodos de utilización de los mismos. Los
25 dispositivos de fondo de pozo incluyen un núcleo; un soporte de componente sellante situado dentro del núcleo que incluye una abertura a una superficie externa del núcleo; una pluralidad de componentes de sellado situados dentro del soporte del componente de sellado; un dispositivo dosificador; y una cubierta situada sobre la abertura. El dispositivo dosificador está construido y diseñado para desplazar un volumen interno del soporte del componente de sellado y descargar a través de la abertura una parte de la pluralidad de componentes de sellado contenidos dentro
30 del soporte del componente de sellado. La cubierta está construida y diseñada para permitir que la parte de los componentes de sellado salga por la abertura tras el desplazamiento del volumen interno del soporte del componente de sellado. No obstante, quedan grandes volúmenes de hidrocarburos en formaciones ricas en petróleo después de que se han empleado métodos de recuperación secundarios o incluso terciarios. Se cree que un factor importante que provoca la retención de los hidrocarburos en estas formaciones es la incapacidad de dirigir fuerzas de presión
35 suficientes sobre las gotas de hidrocarburos que se encuentran en los espacios porosos de las formaciones. La recuperación de petróleo convencional generalmente se logra en un proceso de dos niveles: el método primario o inicial confía en el flujo natural o el bombeo del petróleo dentro del pozo hasta su agotamiento. Una vez que se ha eliminado el petróleo que fluye libremente, se requiere un método secundario. Generalmente, se introduce de manera forzada un fluido inmiscible, por ejemplo agua, en un pozo de perforación de inyección para arrastrar el petróleo
40 contenido dentro de los estratos hacia un pozo de producción. En el pasado, no ha sido rentable emplear métodos terciarios o de recuperación mejorada de petróleo (también denominados EOR, del inglés *enhanced oil recovery*), aunque hasta el setenta por ciento del volumen total de petróleo aún puede quedar en un pozo de petróleo abandonado después de que se usen las técnicas convencionales de recuperación de petróleo.

Otra técnica que se ha empleado para incrementar la recuperación de petróleo emplea la introducción de energía de vibración de baja frecuencia. Se ha utilizado vibración de baja frecuencia desde fuentes superficiales o de fondo de
45 pozo para influir en la recuperación de hidrocarburos líquidos de yacimientos subterráneos. A este tipo de vibración, a frecuencias de fuente generalmente inferiores a 1 KHz, se le ha denominado en la literatura estimulación de pozos sónica, acústica, sísmica, de ondas p o de ondas elásticas. Por ejemplo, la estimulación mediante vibraciones de baja frecuencia se ha utilizado eficazmente para mejorar la producción de petróleo a partir de yacimientos inundados de agua. Ejemplos de la literatura también sugieren que la estimulación de baja frecuencia puede acelerar o mejorar la
50 recuperación final de petróleo. Las explicaciones de por qué la estimulación de baja frecuencia marca la diferencia varían; sin embargo, se cree que la introducción de energía vibratoria provoca la coalescencia de las gotas de petróleo y el restablecimiento de una fase continua de petróleo debido al desprendimiento de las gotas de petróleo de la formación para que puedan recombinarse y fusionarse. Además, se cree que las ondas sonoras reducen las fuerzas capilares alterando las tensiones superficiales e interfaciales y, por lo tanto, liberan las gotas y/o les permiten fusionarse. Por ejemplo, la patente de EE. UU. n.º 5 184 678 a Pechkov et al. publicada el 9 de febrero de 1993 describe un método y aparato para estimular la producción de fluido en un pozo en producción utilizando un transductor de energía acústica dispuesto en el orificio del pozo dentro de una zona en producción. Sin embargo, Pechkov sólo
55 enseña que la irradiación ultrasónica elimina los finos y disminuye la viscosidad del fluido del pozo en las proximidades de las perforaciones mediante agitación, incrementando así la producción de fluido de un pozo activo.
60

Las ondas ultrasónicas pueden mejorar y/o acelerar la producción de petróleo desde medios porosos. El problema con las ondas ultrasónicas es que, en general, la profundidad de penetración o la distancia que las ondas ultrasónicas pueden recorrer al entrar en un yacimiento desde una fuente está limitada a no más de unos pocos pies, mientras que las ondas acústicas o de baja frecuencia generalmente pueden viajar de cientos a miles de pies a través de roca porosa. Si bien los métodos y aparatos de estimulación sónica para mejorar el flujo de hidrocarburos líquidos han logrado cierto éxito en estimular o mejorar la producción de hidrocarburos líquidos a partir de formaciones subterráneas, los transductores de energía acústica utilizados hasta la fecha generalmente han carecido de potencia acústica suficiente para proporcionar una onda pulsada significativa. Por tanto, sigue existiendo una necesidad continua de métodos y aparatos mejorados que utilicen energía sónica para estimular o mejorar la producción de hidrocarburos líquidos desde formaciones subterráneas. La energía acústica se emite desde el transductor de energía acústica en forma de ondas de presión que pasan a través de los hidrocarburos líquidos existente en la formación de modo que se mejora la movilidad del hidrocarburo líquido y éste fluye más libremente hacia el orificio del pozo. A modo de definición, una onda elástica es un tipo específico de onda que se propaga dentro de materiales elásticos o viscoelásticos. La elasticidad del material facilita la propagación de la onda, y cuando dichas ondas se producen dentro de la tierra, generalmente se las denomina ondas sísmicas.

El valor de un barril de petróleo y la demanda de petróleo han creado un mayor interés en los métodos terciarios de recuperación mejorada de petróleo para aumentar la disponibilidad de petróleo a través de la revitalización de pozos más antiguos, incluidos incluso aquellos que han sido abandonados debido a una alta proporción de agua en comparación con el volumen total de petróleo producido, o comúnmente llamado corte de agua (del inglés *water cut*). El propósito principal de la recuperación mejorada de petróleo es proporcionar unos medios para iniciar el flujo de petróleo previamente atrapado incrementando efectivamente la permeabilidad relativa de la formación con petróleo embebido y reduciendo la viscosidad y la tensión superficial del petróleo. Actualmente se ponen en práctica sobre el terreno numerosas tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, incluidas la termodinámica, la química y la mecánica. Se ha descubierto que varios de estos métodos son comercialmente viables con distintos grados de éxito y diferentes limitaciones. Calentar el petróleo con vapor ha demostrado ser un medio eficaz para reducir la viscosidad, siempre que haya fácil acceso a la energía del vapor, y representa más de la mitad del petróleo que se recupera actualmente. El uso de tensoactivos y disolventes químicos, como el CO₂, para reducir la tensión superficial y la viscosidad, si bien es eficaz, no se utiliza ampliamente debido al coste, la contaminación y las consideraciones medioambientales. Sin embargo, la estimulación sísmica carece de cualquiera de las limitaciones antes mencionadas y continúa explorándose como una técnica viable de recuperación mejorada de petróleo.

Se piensa que la vibración de baja frecuencia de las formaciones rocosas de un yacimiento facilita una recuperación mejorada de petróleo al (i) disminuir las fuerzas capilares, (ii) reducir la adhesión entre rocas y fluidos, y (iii) provocar la coalescencia de las gotas de petróleo y permitir que fluyan dentro de la masa de agua. Estudios realizados en el Laboratorio Nacional de Los Álamos realizados por Peter Roberts han indicado que este proceso puede incrementar la recuperación de petróleo en áreas sustancialmente grandes de un yacimiento a un coste significativamente menor que otros métodos de estimulación para recuperación mejorada de petróleo.

Los sistemas y métodos descritos en este documento proporcionan una solución terciaria de bajo coste para facilitar la recuperación de petróleo que anteriormente había sido antieconómico recuperar. Por lo tanto, un objeto general de las realizaciones descritas es permitir el uso de fuentes sísmicas vibratorias de fondo de pozo capaces de generar estimulación por vibración de ondas elásticas dentro de un campo petrolífero previamente abandonado para extraer el petróleo inmóvil. Al emplear un aparato para generar ondas acústicas, se estimula una mayor recuperación de petróleo dentro de un yacimiento de petróleo en contacto fluido con un pozo de perforación dentro del cual se puede colocar la fuente de ondas acústicas.

De acuerdo con la presente invención, se describe una herramienta de recuperación de petróleo de acuerdo con la reivindicación 1. El funcionamiento de la herramienta de recuperación de petróleo descrita se facilita al reducir la complejidad mecánica de la herramienta mejorando al mismo tiempo su fiabilidad global. Las mejoras incluyen la integración de un motor sin bastidor en la herramienta, donde el motor está diseñado específicamente para funcionar en un entorno saturado de agua. El rotor del motor está unido directamente para impulsar una válvula giratoria que se encarga de crear la onda sísmica. La válvula está diseñada con al menos uno y probablemente múltiples puertos para liberar la energía sísmica. En una realización, la herramienta de recuperación de petróleo puede incluir puertos más pequeños a lo largo de su longitud para implementar un cojinete hidráulico cónico. Con un cojinete cónico, la válvula utiliza agua presurizada como material "de cojinete" para reducir la fricción y, de ese modo, puede eliminar la necesidad de cojinetes mecánicos fabricados a medida. Con el rotor y la válvula acoplados y el cojinete cónico, la herramienta se reduce esencialmente a una única pieza móvil (giratoria). Además, el rotor está diseñado con un eje hueco que, cuando se une a la válvula, proporciona un camino directo para que el agua de suministro presurizada que entra en la herramienta fluya hacia la válvula. Esto permite un mayor flujo de fluido y una reducción de la posible cavitación (burbujas que se forman en el agua). Pasos de agua adicionales dentro y alrededor del estator del motor proporcionan refrigeración al motor durante el funcionamiento de la herramienta. Además, la integración del motor sin bastidor, saturado de agua, permite reducir el diámetro de la herramienta en relación con herramientas de fondo de pozo anteriores, permitiendo de ese modo emplearla en una gama más amplia de diámetros de pozo a partir de aproximadamente 0,1016 m (4 pulgadas).

De acuerdo con la reivindicación 1, se describe una herramienta de recuperación de petróleo para impartir energía de ondas sísmicas dentro de un yacimiento de petróleo, en forma de ondas, para alterar las fuerzas capilares del petróleo residual, que comprende: una carcasa; una fuente de fluido presurizado; y un motor sin bastidor y sin escobillas, ubicado operativamente dentro de dicha carcasa para recibir el fluido presurizado y generar las ondas sísmicas.

5 Algunas realizaciones preferidas pueden comprender: una carcasa alargada y generalmente cilíndrica adecuada para pasar a través de un pozo de perforación; un acumulador; una fuente de fluido presurizado; una sección de transferencia de energía, donde la sección de transferencia de energía puede incluir la válvula de transferencia de presión e incluye además un motor sin bastidor; un rotor de eje hueco que tiene un puerto de salida; y un estator que
10 tiene un puerto de salida correspondiente mediante el cual se transfiere la energía del fluido al alinearse dichos puertos del rotor y del estator, donde el motor sin bastidor está conectado operativamente al rotor de eje hueco y donde el fluido pasa a través del mismo hasta el acumulador; y una válvula de transferencia de presión, donde el fluido presurizado se almacena dentro de dicho acumulador y posteriormente se transfiere, liberando así energía de ondas sísmicas a través de los puertos al fluido que rodea el aparato.

15 Según la presente invención, también se describe un método para generar energía de ondas de presión sísmicas dentro de un estrato saturado de petróleo de acuerdo con la reivindicación 13.

En realizaciones preferidas, el sistema se utiliza para generar ondas acústicas dentro de un medio para estimular la recuperación de petróleo dentro de un yacimiento de petróleo, comprendiendo: una fuente de fluido presurizado, donde dicha fuente de fluido presurizado incluye un depósito de fluido rellenable y un sistema de presurización para presurizar el fluido procedente de dicho depósito y hacer pasar el fluido presurizado a través de un conducto, finalizando el
20 conducto en un extremo opuesto en una herramienta de recuperación de petróleo, incluyendo dicha herramienta de recuperación de petróleo; una carcasa alargada y generalmente cilíndrica adecuada para pasar a través de un pozo de perforación; un acumulador; una sección de transferencia de energía que incluye un motor sin bastidor, un rotor de eje hueco que tiene un puerto de salida, y un estator que tiene un puerto de salida correspondiente mediante el cual se transfiere energía del fluido al alinearse dichos puertos del rotor y del estator, donde el motor sin bastidor está
25 conectado operativamente al rotor de eje hueco y donde el fluido pasa a través de ellos hasta el acumulador; una válvula de transferencia de presión, donde el fluido presurizado se almacena dentro de dicho acumulador y posteriormente se transfiere, liberando así energía de ondas sísmicas a través de los puertos al fluido que rodea el aparato; y un sistema de control adecuado para monitorizar y controlar al menos la herramienta de recuperación de petróleo y la fuente de fluido presurizado para producir ondas sísmicas dentro del yacimiento.

30 **Breve descripción de los dibujos**

Las Figuras 1 a 3 son ilustraciones frontal, lateral y superior de una realización de la herramienta de recuperación de petróleo;

las Figuras 4 y 5 son, respectivamente, vistas en sección transversal de las Figuras 1 y 2 a lo largo de las líneas A-A y B-B;

35 las Figuras 6 y 7 son, respectivamente, vistas superiores en sección transversal de las Figuras 4 y 5 a lo largo de las líneas C-C y D-D;

la Figura 8 es una ilustración en corte parcial de una realización de la herramienta de recuperación de petróleo;

las Figuras 9 y 10 son ilustraciones en sección transversal ampliadas de realizaciones alternativas para el conjunto de motor y las partes de puerto de la herramienta de recuperación de petróleo;

40 las Figuras 11 - 13 son ilustraciones de diversos componentes para un motor de accionamiento ejemplar para la herramienta de recuperación de petróleo de la Figura 1, representando la Figura 12 una sección transversal a lo largo de las líneas A-A de la Figura 11;

las Figuras 14 - 17 son ilustraciones de diversas realizaciones y aplicaciones para un sensor basado en Venturi de acuerdo con el sistema y método descritos;

45 las Figuras 18 - 19 son, respectivamente, ejemplos ilustrativos de un método para instalar un sensor tipo Venturi y circuitos de monitorización y control para incorporar el sensor en un sistema de pozo con bomba de varilla;

las Figuras 20 - 24 son gráficas ilustrativas de datos ejemplares de presión y capacitancia generados por el sensor y sistema de control descritos; y

50 las Figuras 25 - 27 proporcionan ilustraciones esquemáticas de un sistema y método de recuperación de petróleo ejemplares que emplean sensores tipo Venturi y una herramienta de recuperación de petróleo de acuerdo con una realización del sistema de recuperación de petróleo descrito.

Las diversas realizaciones descritas en el presente documento no están concebidas para limitar la descripción a aquellas realizaciones descritas.

5 Para una comprensión general, se hace referencia a los dibujos. En los dibujos, se han utilizado referencias similares en todos ellos para designar elementos idénticos o similares. También se observa que los dibujos pueden no haberse dibujado a escala y que ciertas regiones pueden haberse dibujado intencionadamente de manera desproporcionada para que los rasgos y aspectos pudieran representarse adecuadamente.

Mejor modo de llevar a cabo la invención

10 Las primeras realizaciones de herramientas de recuperación de petróleo (ORT, del inglés *oil recovery tool*) empleaban fluido presurizado liberado en pulsos como se describe en el presente documento. Estas herramientas requerían componentes mecánicos complejos y vías internas de fluido, cojinetes con sellos para proporcionar fluido a la herramienta y para producir energía u ondas sísmicas adecuadas. Las herramientas anteriores también requerían una o más bombas independientes para recoger y presurizar el fluido.

Herramienta de recuperación de petróleo

15 Las realizaciones de la herramienta de recuperación de petróleo 110 descritas en el presente documento se pueden emplear para impartir energía de ondas sísmicas (por ejemplo, en forma de ondas) dentro de un yacimiento de petróleo, para alterar las fuerzas capilares del petróleo residual. La herramienta comprende: una carcasa 112; una fuente de fluido presurizado 114 y alimentación eléctrica. Y, como se describe en relación con las Figuras 1 - 13, la carcasa integra un motor sin escobillas y sin bastidor, ubicado operativamente dentro de la carcasa para recibir el fluido presurizado y hacer girar un rotor con respecto a un estator y alinear los respectivos puertos de los mismos para 20 generar las ondas sísmicas.

25 De acuerdo con las realizaciones mejoradas representadas en las Figuras 1 - 13, se ilustra una fuente electrohidráulica de ondas de presión sísmicas, configurada como una herramienta de recuperación de petróleo 110. El funcionamiento de la herramienta de recuperación de petróleo 110 descrita se facilita reduciendo la complejidad mecánica de la herramienta y mejorando al mismo tiempo su fiabilidad global. Las mejoras incluyen la integración de un conjunto de motor sin bastidor 120 en la herramienta, donde el motor está diseñado específicamente para operar en un entorno saturado de agua. El rotor 122 del motor está unido directamente para impulsar el rotor de un conjunto de válvula giratoria 130 que es responsable de crear la onda sísmica. El conjunto de válvula está diseñado con múltiples puertos 134 (166) para liberar la energía sísmica, y con la adición de puertos 136 más pequeños a lo largo de su longitud para implementar un cojinete hidráulico cónico. Los puertos tienen forma de ranura en sección transversal, pero también 30 pueden tener formas como círculos, muescas cuadradas, etc. para alterar el perfil y las características de la onda sísmica generada.

35 El rotor 122 del conjunto de válvula puede soportarse para su rotación con respecto al estator circundante usando cualquiera de varias técnicas de soporte posibles, incluidos materiales sin fricción como el Teflón® para soportar las superficies del rotor. También se contemplan rodamientos personalizados que emplean anillos interiores y exteriores convencionales soportados por bolas o rodillos y que incluyen sellos para reducir la fricción debida a la contaminación del rodamiento. En otra realización, una válvula de cojinete cónico utiliza agua presurizada (procedente de la fuente 114, que fluye a través del conjunto de motor 120 y del rotor 154) como material "de soporte" para reducir la fricción y eliminar así la necesidad de cojinetes mecánicos fabricados a medida y sellos asociados. Con el conjunto de rotor y 40 válvula acoplados y el cojinete cónico, la herramienta se reduce esencialmente a una única pieza móvil (giratoria), el rotor 154 del conjunto de válvula, impulsado por el rotor 122 unido a él del motor sin bastidor 120. Además, ambos rotores están diseñados con un eje hueco o núcleo 126 que, cuando está unido al conjunto de válvula, proporciona un camino directo para que el agua de suministro presurizada que entra en la herramienta 110 fluya a través del motor hasta el conjunto de válvula y el acumulador 180. Esto permite mayor flujo de fluido y reducción de la posible cavitación (burbujas que se forman en el agua). Pasos de agua adicionales dentro y alrededor del estator del motor (por ejemplo, los pasos 116 en las Figuras 9 - 10) proporcionan refrigeración al motor durante el funcionamiento de la herramienta. Además, la integración del motor sin bastidor saturado de agua permite reducir el diámetro de la carcasa 112 exterior de la herramienta en relación con diseños de herramientas anteriores, permitiendo así que la realización actual se pueda emplear en una gama de diámetros de pozo más pequeños, con diámetros de perforación que comienzan desde aproximadamente 0,1016 m (4,0 pulgadas).

50 Yendo específicamente a las Figuras 1, 4-5 y 8 - 10, en ellas se representan ilustraciones en sección transversal y en corte de las realizaciones de la herramienta de recuperación de petróleo (ORT) 110 y los componentes mecánicos ensamblados. Componentes específicos están etiquetados e incluyen, por ejemplo, el conjunto de motor 120, la superficie de soporte superior 150, el rotor 154, el estator 158, el puerto u orificio 162 del rotor, el puerto u orificio 166 del estator, la superficie de soporte inferior 170 y el acumulador de presión 180. A partir de las Figuras 1 - 10 se puede 55 ver cómo el conjunto del motor y la válvula giratoria están acoplados operativamente formando una única pieza giratoria y cómo están integrados de forma compacta en la herramienta 110.

Considerando las Figuras 9 y 10, se representan vistas ampliadas del conjunto de motor 120 en dos realizaciones alternativas que no forman parte de la invención actual de la herramienta 110. Se muestran el estator 156 y el rotor 122 del motor y el rotor gira dentro del estator. La interfaz 128 con la válvula 130 se representa junto con un tornillo roscado personalizado 190, que une el rotor del motor a la válvula. Como se ilustra de forma más completa en las Figuras 11 - 13, el rotor incluye un núcleo rodeado por imanes permanentes 127. El rotor gira dentro del estator. En una realización, el estator incluye los devanados del motor, que reciben energía para controlar el funcionamiento del motor desde la superficie a través de cables que pasan a través del mamparo. En la realización ilustrada de las Figuras 1 - 8, para incrementar el alcance de fondo de pozo (profundidad) de la herramienta 110, también se puede incorporar un controlador del motor 194 dentro de la carcasa de la herramienta de modo que las conexiones eléctricas con la superficie solo necesiten incluir alimentación y señales de control. El controlador del motor 194 es parte de una pequeña placa de circuito impreso o conjunto electrónico similar que es adecuado para su instalación dentro de la carcasa 112, y el conjunto del motor 120 está conectado a y alimentado por el controlador a través de cables 196.

Haciendo referencia a la Figura 10, se ilustra el diseño alternativo de la sección del conjunto de motor 120 de la herramienta 110. En el diseño alternativo, se modifican o se añaden ciertos componentes, algunos con el fin de adaptar la herramienta 110 a presiones más altas con una profundidad de fondo de pozo extendida. Las modificaciones sirven además para impedir la entrada de agua en la cámara del controlador y eliminar la erosión del material de encapsulado provocada por el líquido presurizado. Algunos de los cambios incluyen un estator 158 que ya no está encapsulado en su sitio. Además, las juntas tóricas 152 son más grandes (por ejemplo, más largas y/o más gruesas) para adaptarse a presiones operativas más altas de hasta 27579029 Pa (4000 psi) y para proporcionar un mayor aislamiento del estator del motor con respecto a la carcasa y los componentes circundantes. El conjunto de motor 120 puede incluir un manguito 144 de titanio más largo o extendido necesario para alojar las juntas tóricas de aislamiento 152 adicionales ubicadas en la parte superior e inferior de la cámara del estator del motor. El estator 156 del conjunto de motor 120 también está desviado en una posición orientada hacia arriba por un separador 146 presionado contra el extremo inferior del estator por un resorte ondulado 148 que descansa sobre el resalte 150. El separador 146 en forma de anillo protege además el material de encapsulado del motor contra daños producidos por el resorte ondulado 148, distribuyendo la carga del resorte y reduciendo así la vibración y los pulsos que se transmiten directamente desde el resorte al material de encapsulado.

Llamando la atención sobre el tornillo 190, se puede ver que el aspecto hueco del tornillo ilustra un paso 192 para que se alimente agua a la válvula directamente a través del motor. En rojo se representa un conector de mamparo personalizado 198 que se usa para encaminar cableado eléctrico desde el motor hacia el exterior de la herramienta 110.

Las realizaciones especificadas adicionalmente en la descripción no forman parte de la presente invención. Yendo a continuación a las Figuras 11 - 12, en ellas se representan detalles del conjunto de motor sin bastidor 120. Existen "cáscaras" metálicas interiores (por ejemplo, de titanio) y exteriores (por ejemplo, de acero inoxidable) 144, 222 y 224 respectivamente, colocadas adyacentes al estator 158 junto con resina de encapsulado 230 para proteger el motor contra el desgaste ambiental, la corrosión y las tensiones resultantes del agua a alta presión, el desgaste inducido por el flujo de agua, etc. Como se señaló anteriormente en relación con la realización de la Figura 10, el estator 158 del motor puede estar aislado del entorno mediante las juntas tóricas 152.

En resumen, la herramienta de recuperación de petróleo 110 es un aparato para generar ondas acústicas/sísmicas dentro de un medio para estimular la recuperación de petróleo dentro de un yacimiento de petróleo. Las realizaciones de la herramienta de recuperación de petróleo 110 descritas incluyen: una carcasa 112 alargada y generalmente cilíndrica adecuada para pasar a través de un pozo de perforación (no mostrado). La carcasa puede estar hecha de un material o una combinación de materiales, incluido acero inoxidable (304, 409 o 2507) o acero chapado (por ejemplo, con níquel no electrolítico, níquel-boro o SeaTEC 100). La herramienta incluye un acumulador 180 para acumular una reserva de fluido presurizado, por ejemplo, procedente de una fuente superficial. En una realización, el acumulador 180 incluye componentes comerciales estándar, tales como una vejiga de goma que desacopla las pulsaciones de la fuente de suministro de presión. Si bien se pueden emplear diferentes técnicas para proporcionar un acumulador para recoger fluido presurizado para liberarlo a través de los puertos, en una realización de la herramienta, la presión se libera múltiples veces (por ejemplo, dos veces) durante cada rotación completa (360°) del rotor 122; donde los puertos generalmente están cerrados pero se abren durante aproximadamente 5° - 15° de cada media rotación. El área efectiva del puerto o abertura (por ejemplo, longitud axial x longitud rotacional), en conjunto con el tamaño del acumulador y la presión del fluido, gobiernan la pérdida de carga, y la liberación de energía acústica asociada en cada ciclo de descarga. También es posible que una ranura 162, 166 más ancha o más larga (de área mayor), siendo todos los demás aspectos constantes, reduzca la presión media en el acumulador. Además del tamaño del puerto, las formas de los puertos se pueden personalizar para cambiar el contenido de armónicos y la naturaleza del pulso acústico creado por la herramienta.

La herramienta también incluye una sección de transferencia de energía que incluye la válvula de transferencia de presión e incluye el motor sin bastidor 120, un rotor 154 de eje hueco que tiene un puerto de salida, y un estator 158 que tiene un puerto de salida correspondiente mediante el cual la energía del fluido acumulada se transfiere a través de los puertos de salida al alinearse los puertos del rotor y del estator, y donde el motor sin bastidor está conectado operativamente al rotor de eje hueco (y el fluido pasa a través del mismo hasta el acumulador). Se emplea una válvula de transferencia de presión, donde el fluido presurizado se almacena dentro del acumulador y posteriormente se

transfiere, liberando así energía de ondas sísmicas al fluido/estrato del pozo de perforación circundantes a través de los puertos.

Como se apreciará, un método para generar una onda de presión dentro de un estrato saturado de petróleo usando la herramienta de recuperación de petróleo 110 puede comprender: colocar la herramienta en contacto con un fluido dentro del estrato; acumular energía de presión de fluido (por ejemplo, una onda acústica) dentro de la herramienta; y liberar y transferir periódicamente energía de presión con la herramienta para crear energía de ondas mediante la liberación del fluido en un medio poroso del estrato, donde la liberación y transferencia de energía se logra mediante el motor sin bastidor que impulsa un generador de válvula rotativa, empleando la herramienta un eje hueco para el paso de fluido, mediante el cual la relación relativa de los puertos de salida situados tanto en un rotor como en un estator dentro de la carcasa controla la liberación y transferencia de un pulso u onda de presión sistemáticos.

Monitorización de salida

Habiendo descrito la herramienta de extracción de petróleo, se dirige la atención a un sistema de detección de fluido adecuado para detectar el fluido que se está extrayendo de un pozo. Haciendo referencia a las Figuras 14 - 17, en ellas se representan diferentes vistas de un sensor de fluido 610. En el ejemplo ilustrado, el sensor de fluido 610 incluye un Venturi bidimensional 620, donde el Venturi hace que uno o más fluidos presurizados bombeados a través de él adopten la forma de un espesor controlado de fluido no estratificado a medida que fluye el fluido. El Venturi bidimensional 620 reduce o elimina la estratificación del fluido que fluye a través del mismo como resultado de la combinación de la región del Venturi bidimensional y el "estrechamiento" del paso cilíndrico de entrada de fluido 622 hasta convertirse en una región delgada y plana 624. El Venturi 620 también incluye un primer sensor de presión de fluido 630 ubicado en la entrada 632 del Venturi para medir la presión del fluido de entrada bombeado. Un segundo sensor de presión de fluido 640 está ubicado en el lado de salida 642 del Venturi 620 para medir la presión del fluido de salida. Se observará que uno o ambos sensores 630 y 640 también pueden ser adecuados para detectar la temperatura del fluido que pasa por ellos con el fin de proporcionar datos de temperatura del fluido así como datos de presión.

En una realización, el Venturi 620 se puede imprimir en 3D a partir de una resina compatible con estereolitografía o un material no magnético similar. También se contempla que el Venturi pueda moldearse por inyección o mecanizarse utilizando otras técnicas bien conocidas. Para mayor durabilidad, el Venturi u otros componentes del sensor pueden incorporarse en un tubo metálico (por ejemplo, Figura 14) y encapsularse usando una resina epoxi duradera. Los sensores de presión 630 y 640 son sensores que se pueden obtener de la empresa TE Connectivity, por ejemplo, el número de pieza MS5803-05BA. Si bien un sensor de fluido 610 fabricado con componentes poliméricos tales como cloruro de polivinilo (PVC), etc. puede ser adecuado para presiones relativamente limitadas (bajas) en rangos de hasta 344738 Pa (50 psi) o incluso 482633 Pa (70 psi), se apreciará que el sensor de fluido también puede diseñarse para su uso en aplicaciones de mayor presión que superen los 482633 Pa (70 psi). Por ejemplo, con materiales y sellos alternativos (por ejemplo, componentes de acero o acero inoxidable de paredes más gruesas, juntas y sellos de alta presión, etc.), el sensor descrito se puede emplear en pozos presurizados y similares. En una realización de este tipo, se contempla el uso de una o más sondas de presión diferencial para manejar el mayor rango de presiones que puede experimentar el sensor tipo Venturi.

Otro aspecto del Venturi bidimensional 620 es que proporciona grandes regiones planas 624 a cada lado del mismo en las que se fija un sensor capacitivo 660 adyacente al Venturi. Más específicamente, el sensor capacitivo incluye un par de placas metálicas conductoras paralelas 664 (por ejemplo, hechas de cobre, latón, etc., y de aproximadamente 0,0032258 m² (5 pulgadas cuadradas) y 0,000254 m (0,01 pulgadas) de espesor) ubicadas a cada lado del Venturi bidimensional. En una realización, se emplean placas de cobre ya que es fácil cortarlas al tamaño apropiado, y se puede emplear una soldadura blanda convencional para unir cables eléctricos a las placas 664 del sensor. Una capacitancia medida entre las placas se proporciona como una rigidez dieléctrica del fluido que fluye a través del Venturi, donde la capacitancia permite la caracterización del fluido y, en particular, la capacidad de distinguir entre la presencia de agua o de petróleo fluyendo a través del sensor por la diferencia relativa en la rigidez dieléctrica.

Usando las medidas de diferencial de presión como una diferencia entre las salidas del primer sensor de presión 630 y del segundo sensor de presión 640, es posible determinar un caudal de fluido como resultado del tamaño del Venturi bidimensional y/o de la calibración del propio Venturi. En consecuencia, el sensor de fluido 610 permite que el dispositivo determine un caudal de fluido en función de la presión del fluido de entrada obtenida del sensor 630 y de la presión del fluido de salida obtenida del sensor 640.

En una realización, como la representada en las Figuras 14 y 17, el sensor 610 está contenido dentro de una carcasa 670, que está equipada con conectores 672 de rosca estándar o acoplamientos 674 similares en cada extremo de la misma para proporcionar el sensor como una unidad completa adecuada para ser conectada o adaptada en línea a un sistema de tuberías de pozo con bomba de varilla como se representa en la Figura 18. Además, como resultado del diseño representado, el Venturi 620 y el sensor 610 son completamente autodrenantes después de que se apague la bomba de varilla, evitando así la acumulación de fluido (por ejemplo, agua) y posibles daños al sensor debido a condiciones de congelación, etc. Como se sugirió anteriormente, el uso de un diseño de Venturi bidimensional, en combinación con el estrechamiento de la sección transversal de la tubería cilíndrica hasta una hendidura lineal en la entrada del Venturi (véase, por ejemplo, la vista final de la región plana 624 en la Figura 16), evita la estratificación del

fluido. Otra característica de la realización de sensor descrita es la maximización del área superficial de la placa capacitiva manteniendo al mismo tiempo un conjunto de sensor compacto.

Habiendo descrito los detalles del sensor de fluido 610, también se dirige la atención a las Figuras 18 - 19, que se proporcionan para ilustrar una realización de un sistema de monitorización y control de la bomba de varilla, así como los datos recogidos del sistema y procesados. Más específicamente, un sistema 610 de monitorización y control de la bomba de varilla, como el representado en las Figuras 18 - 19 puede consistir en o incluir un sensor de fluido en línea 610 en una carcasa 670, donde el sensor está acoplado o conectado operativamente, por ejemplo a través de acoplamientos 674, para recibir la salida de fluido de una bomba de varilla 720 conectada a una cabeza de pozo. En la configuración representada, el sensor 610 se usa para generar y emitir señales de presión y capacitancia en respuesta a la salida de fluido, transmitiéndose las señales de salida a través de un hilo o cable 726 a circuitos de control y registro dentro del controlador eléctrico 740 del Venturi. El sensor de fluido, como se describió anteriormente, incluye un primer sensor de presión de fluido en la entrada al Venturi, un segundo sensor de presión de fluido en una salida del Venturi y un sensor capacitivo a lo largo del Venturi bidimensional, donde el sensor capacitivo incluye un par de placas metálicas conductoras paralelas a cada lado del Venturi bidimensional.

El sistema 710 también consiste en o comprende un controlador 740, que opera un microprocesador o microcontrolador 754 similar de acuerdo con un conjunto de instrucciones preprogramadas. El controlador 740 incluye una placa de circuito impreso 750, con un puerto de E/S que recibe la salida del sensor de fluido 710 a través del cable 726 conectado en el puerto 728, y procesa las señales de salida. Además de la recuperación de datos, las conexiones a otros dispositivos pueden permitir el intercambio de información distinta de los datos del sensor, incluidas actualizaciones programáticas y similares. En un modo de funcionamiento, el controlador 740 (por ejemplo, un ordenador de placa única disponible de la empresa Texas Instruments) puede operar simplemente como un dispositivo de recogida de datos, recibiendo y almacenando las señales de salida del sensor en una memoria (no mostrada), incluyendo la conversión de las señales de una salida analógica a un valor digital para su almacenamiento. También se incluye un enchufe o puerto del tipo de pines (por ejemplo, de 4 pines) 764, que proporciona conectividad por cable a la bomba de varilla (por ejemplo, alimentación y señales de control del motor). La conectividad inalámbrica también se proporciona a través de una conexión Bluetooth o Wi-Fi localizada entre el controlador y un dispositivo informático portátil (no mostrado), y también se contempla un enlace de telefonía móvil o por satélite que puede integrarse en el controlador 240 para facilitar el intercambio de datos a distancia. Además, con el controlador 240 se puede proporcionar una pantalla digital 260, para proporcionar información de estado u operativa, así como salida en tiempo real de presión u otros datos. Aunque no se muestra, se apreciará que el sistema 210 incluye además una fuente de energía, la cual puede incluir una o más baterías para alimentación primaria o de respaldo.

Haciendo referencia brevemente a las Figuras 18 - 19, en una realización el sensor tipo Venturi puede incluir un controlador digital integrado con el que el sensor se comunica con el controlador 740 a través de una señal UART digital (por ejemplo, RS232). El sistema de sensor tipo Venturi envía al controlador valores predigitalizados de presión, temperatura y capacitancia. El conjunto electrónico se coloca dentro de un recinto, por ejemplo una tubería, y a continuación se rellena (encapsula) con epoxi. Una placa electrónica central incluye el microcontrolador, que se comunica con los sensores de presión 630, 640, mide la capacitancia, almacena y transmite un flujo digital de datos del sensor al controlador 740 de la bomba de varilla. Para montar los sensores de presión se pueden usar dos placas exteriores, 830, 840. Alternativamente, como se ilustra en la Figura 15, los sensores de presión 630 y 640 están acoplados directamente a la placa electrónica 618 a través de un arnés de cables o bus. Por ejemplo, en una realización se emplea un bus digital 650 (cable plano) que el microcontrolador utiliza para comunicarse con los sensores de presión. El controlador digital integrado se emplea principalmente para convertir las señales analógicas del sensor en señales digitales para mitigar el ruido que generalmente está asociado con una señal analógica transmitida (especialmente cuando se mide capacitancia). Por último, la capacidad de detectar la temperatura del fluido que fluye a través del sensor permite una caracterización más precisa de las presiones del fluido.

En otra realización, el controlador, u otro procesador informático (no mostrado) al cual está conectado (por cable (por ejemplo, puerto 728) o de forma inalámbrica) el controlador 740, puede usar las señales de salida para monitorizar la salida de la bomba de varilla y, en base a dichas señales, analizar el rendimiento de la bomba de varilla e informar del mismo como, por ejemplo, se representa en las Figuras 20 - 24. Además, el controlador u otro ordenador puede procesar las señales de salida para obtener el valor total de la cantidad de petróleo y/o agua bombeada desde la cabeza del pozo durante un período de tiempo en base a los datos de presión diferencial entre los sensores de presión primero y segundo. Como se señaló anteriormente, el sistema de monitorización y control de la bomba de varilla puede incluir un transmisor-receptor inalámbrico para comunicar datos con otro dispositivo computarizado.

El sistema de monitorización y control de la bomba de varilla 710 también puede procesar los datos del sensor 610 y modificar el funcionamiento de la bomba de varilla para optimizar la extracción de petróleo de la cabeza del pozo. Por ejemplo, el sistema puede emplearse para determinar, en base a señales de salida en tiempo real del sensor 610, si se está bombeando petróleo, agua o gas y haciéndolo pasar a través del sensor. Y, en base a dicha determinación, el funcionamiento de la bomba de varilla se puede hacer que continúe, detener o ajustar en consecuencia. Como ejemplo, al detectar el bombeo de petróleo, se hace que continúe el funcionamiento de la bomba de varilla mientras que al detectar agua o gas se puede detener o modificar el funcionamiento de la bomba de varilla. En una realización, el sistema determina o distingue el tipo de fluido en el sensor en base a las señales de presión y capacitancia que está generando el sensor. Por ejemplo, el sistema puede emplear una o más de las siguientes reglas:

- a) petróleo = alta presión de carrera en combinación con baja capacitancia;
- b) agua = alta presión de carrera en combinación con alta capacitancia; y/o
- c) gas = baja presión de carrera en combinación con capacitancia baja/oscilante.

5 Como se ilustra en la Figura 20, por ejemplo, cada carrera de la bomba de varilla crea un "pico" de presión en la presión diferencial (610) entre los sensores de entrada y de salida (630 y 640, respectivamente). Y, cuando el fluido pasa de petróleo a agua, aproximadamente a los 80 segundos en la gráfica, el cambio en el perfil de presión (ligera disminución en la presión máxima debido al agua) es simultáneo con un aumento similar en la capacitancia medida (también consistente con que esté presente agua en lugar de petróleo en el Venturi bidimensional).

10 Como se ilustra en la Figura 21, la presión diferencial (o absoluta) observada aumenta inicialmente (por ejemplo, región de aumento de presión 410) por encima de un nivel nominal cuando la bomba de varilla arranca y comienza a bombear fluido a través del sensor. Y cuando el fluido acumulado en el pozo ha sido bombeado (por ejemplo, región de bombeo 420 del pozo), la presión vuelve a disminuir hasta cerca del nivel de presión nominal como se muestra en la Figura 22.

15 La Figura 23 se proporciona para ilustrar cómo registra el controlador una serie temporal para todo el ciclo de bombeo. La recogida de datos permite el posprocesamiento para calcular los datos de volumen/corte de agua, que se pueden emplear a continuación para facilitar una mayor precisión de las mediciones. Cada vez que se bombea fluido desde un pozo, se espera que el fluido pueda ser una combinación de petróleo y agua. Normalmente, el "corte de agua" es la relación o porcentaje de petróleo/agua que se bombeó. Por ejemplo, para el pozo ensayado (véase, por ejemplo, la Figura 23), más del 95 por ciento del fluido que se está bombeando puede ser agua. Por lo tanto, el corte de agua se caracterizaría por ser del 95 por ciento. La disponibilidad y el análisis de datos recopilados a lo largo de ciclos de bombeo completos facilita el uso de "aprendizaje", incluyendo comparación con datos anteriores y detección de patrones dentro de los datos, para facilitar el ajuste de los parámetros de control en base a datos de rendimiento anteriores de la bomba de varilla/pozo. Y, como se sugirió anteriormente y en la Figura 24, los datos del sensor también podrían usarse para permitir que el sistema detecte la presencia de gas o espuma dentro del fluido bombeado desde el pozo y ha hecho pasar a través del sensor. Por ejemplo, la región 430 de la gráfica muestra una combinación de
20
25

Sistema de recuperación de petróleo

Habiendo descrito tanto una herramienta de recuperación de petróleo como un sistema de monitorización de salida adecuados para su uso en un campo petrolífero 1110, se dirige a ahora la atención a las Figuras 25 - 27. En la Figura 25 están representados una pluralidad de pozos 1120, cada uno de los cuales tiene asociada una bomba u otro mecanismo para extraer y recoger líquidos (incluido petróleo) del pozo. Al menos uno de los pozos también tiene un sistema de monitorización a nivel del suelo 1130 como el representado en las Figuras 14 - 19 asociado operativamente con el pozo, mediante el cual el sistema de monitorización es capaz de generar datos indicativos de la cantidad de petróleo que se está produciendo desde el pozo 1120. El sistema de monitorización a nivel del suelo también puede ser capaz de almacenar y/o transmitir datos indicativos de los volúmenes de petróleo e información relacionada a la estación remota 1150 a través de uno o más canales de comunicaciones (por cable, inalámbricos (por ejemplo, satélite, microondas, WiFi, etc.)). La estación remota 1150 incluye tanto un sistema informático como una capacidad de almacenamiento de datos, donde el sistema informático es capaz de analizar los datos recopilados de uno o más de los pozos del campo 1110 para evaluar el rendimiento del campo y de pozos particulares a lo largo del tiempo y en respuesta a diferentes procesos y tratamientos. Uno de estos tratamientos puede incluir el uso de energía sísmica o acústica para estimular el campo petrolífero de una manera adecuada para incrementar la producción de los pozos y mejorar así el rendimiento del campo petrolífero en general.

Haciendo referencia también a la Figura 26, en ella se representa un sistema de recuperación de petróleo 1210, donde una herramienta de recuperación de petróleo 110 se emplea dentro de un pozo de perforación 1240 (por ejemplo, en o por debajo del nivel de fluido), y es controlada por el sistema 1250 como se representa en la Figura 26. El sistema de recuperación de petróleo 1210 para mejorar la recuperación de petróleo dentro de un yacimiento, incluye una fuente de fluido presurizado 1260, una herramienta de recuperación de petróleo 110 sumergible para impartir energía de ondas sísmicas dentro del yacimiento de petróleo 1110, en forma de ondas, para alterar las fuerzas capilares del petróleo residual en el mismo, y un sistema de control 1250 adecuado para monitorizar y controlar los componentes del sistema incluyendo al menos la herramienta de recuperación de petróleo y la fuente de fluido presurizado para producir o generar energía de ondas sísmicas/acústicas dentro del yacimiento. La herramienta de recuperación de petróleo 110 incluye una carcasa y un motor sin escobillas y sin bastidor, ubicado operativamente dentro de la carcasa, como se ha descrito en detalle anteriormente, para recibir el fluido presurizado y, en respuesta a la energía eléctrica, generar las ondas de energía sísmica/acústica mediante liberación de fluido presurizado a través de puertos alineados del rotor y del estator.

55 La fuente de fluido presurizado incluye un depósito de fluido (por ejemplo, agua) rellenable 1264, un sistema de presurización para presurizar el fluido procedente del depósito y hacer pasar el fluido presurizado a través de un conducto 1268 hacia la herramienta de recuperación de petróleo 110. El sistema de presurización incluye una bomba 1272 impulsada por un motor 1270, en combinación con un filtro 1274, junto con al menos un sensor 1276 (por ejemplo,

de presión de suministro de fluido (P) desde la bomba, de caudal de fluido (F) hacia la herramienta de recuperación de petróleo, de corriente del motor de la bomba (A), de contrapresión del fluido (PB) en el filtro, etc.) que genera una señal y que envía dicha señal a dicho sistema de control.

5 Como se ilustra en la Figura 26, el sistema de control 1250 incluye además un controlador lógico programable 1280, un ordenador de placa única 1282 y al menos un transmisor-receptor de comunicación externo (Tx/Rx 1284) (por ejemplo, WiFi, Bluetooth, Ethernet, módem satelital (Iridium)). El controlador lógico programable utiliza un microcontrolador de múltiples núcleos y proporciona controles de bajo nivel interaccionando con y proporcionando señales de control y/o energía (por ejemplo, control/contactador para motores) tanto al motor 1270 de la bomba como al motor sin bastidor y sin escobillas de la herramienta de recuperación de petróleo 110, y donde el ordenador de placa
10 única está conectado operativamente para intercambiar órdenes y datos con el controlador lógico programable para efectuar diversas operaciones del sistema de recuperación de petróleo 1210 con el fin de producir consistentemente la energía de ondas sísmicas. En una realización el ordenador de placa única 1282 emplea un sistema operativo basado en Linux y se emplean instrucciones programáticas almacenadas para una pluralidad de funciones. Como se apreciará, el sistema de recuperación de petróleo, a través del transmisor-receptor de comunicación externo, y en conjunto con el ordenador de placa única, permite un control tanto autónomo como remoto del sistema de recuperación de petróleo. Dicho control remoto puede efectuarse a través de la estación remota 1150 como se representa en la Figura 25, mediante la cual se pueden lograr de forma remota la operación, el control y la monitorización del sistema 1210, o en una consola de control centralizada. Entre otros datos, el sistema de recuperación de petróleo permite la monitorización remota de los parámetros operativos del sistema (por ejemplo, datos de sensores, estado de control, fallos del sistema, etc.) y facilita la generación remota de órdenes para ajustar ciertos parámetros (por ejemplo, la velocidad del motor (es decir, la frecuencia) de la herramienta de recuperación). La capacidad de poder ajustar el funcionamiento de la herramienta de recuperación de petróleo tiene el potencial de ahorrar tiempo y coste para realizar estudios previos del campo petrolífero con el fin de predeterminar las características operativas deseables. De hecho, la herramienta de recuperación de petróleo se puede desplegar dentro de un campo y, con el equipo de monitorización descrito anteriormente, se pueden monitorizar y ajustar las operaciones para optimizar el rendimiento y "ajustarlo" para un campo petrolífero.

Para proporcionar un rendimiento fiable, se pueden optimizar diferentes componentes del sistema. Por ejemplo, el conducto 1268, utilizado para proporcionar el fluido presurizado a la herramienta de recuperación de petróleo 110, es capaz de manejar una presión de fluido de hasta al menos 10342136 Pa (1500 psi), aunque las presiones operativas normales están típicamente en el rango de aproximadamente 1723689 a aproximadamente 2413165 Pa (250 a aproximadamente 350 psig). Además, en una realización, el conducto puede estar conformado de un material flexible (enrollable) adecuado para ser enrollado y desenrollado repetidamente sobre un carrete para subir y bajar la herramienta dentro del pozo de perforación, donde el conducto sirve además como una conexión umbilical unida a la herramienta de recuperación de petróleo y capaz de bajarla y subirla con respecto a un pozo de perforación 1240 para
35 ajustar su profundidad. Alternativamente, en lugar de ser flexible, el conducto puede estar conformado de un material generalmente rígido (por ejemplo, largueros de acero inoxidable con tuberías ensambladas de extremo a extremo), donde los largueros de acero inoxidable con tuberías sirven como conexión umbilical con la herramienta de recuperación de petróleo y son capaces de bajar y subir dicha herramienta con respecto al pozo.

En resumen, el sistema representado en las Figuras 25 - 25 es capaz de generar ondas acústicas dentro de un medio fluido para estimular la recuperación de petróleo dentro de un yacimiento de petróleo. El sistema incluye una fuente de fluido presurizado 1260, donde la fuente incluye un depósito de fluido (por ejemplo, agua) rellenable 1264 y un sistema de presurización (motor 1270, bomba 1272, filtro 1274 y sensores 1276) para presurizar el fluido procedente del depósito y hacer pasar el fluido presurizado a través del conducto, finalizando el conducto 1268 en un extremo opuesto en la herramienta de recuperación de petróleo 110. Y, como se describió anteriormente, la herramienta de recuperación de petróleo generalmente se retiene con una carcasa alargada y generalmente cilíndrica adecuada para pasar a través de un pozo de perforación. La propia herramienta incluye un acumulador; una sección de transferencia de energía (puede incluir la válvula de transferencia de presión), un motor sin bastidor, un rotor de eje hueco que tiene un puerto de salida, y un estator que tiene un puerto de salida correspondiente mediante el cual se transfiere energía del fluido al alinearse los puertos del rotor y del estator, y donde el motor sin bastidor está conectado operativamente al rotor de eje hueco para que el fluido pase a través del mismo hasta el acumulador. El motor sin bastidor se alimenta desde la superficie a través del controlador lógico programable mediante cables portadores de corriente asociados con un conducto.

Como se describió, la herramienta de recuperación de petróleo y el motor sin bastidor de la misma funcionan como una válvula de transferencia de presión, en la que el fluido presurizado se almacena dentro del acumulador y posteriormente se transfiere a través de los puertos al fluido circundante, liberando así energía de ondas sísmicas en el fluido que rodea la herramienta. El sistema de control 1250 es adecuado para monitorizar y controlar al menos la herramienta de recuperación de petróleo y la fuente de fluido presurizado para producir ondas sísmicas dentro del yacimiento. El sistema de recuperación de petróleo 1210 produce una onda sísmica a una frecuencia de entre aproximadamente 10 - 100 Hz, y más preferiblemente de entre 20 - 40 Hz.

60 Como se apreciará, el controlador lógico programable 1280 y el ordenador de placa única 1282 incluyen cada uno instrucciones programáticas respectivas para su operación, y el ordenador de placa única incluye instrucciones programáticas adecuadas para interaccionar con el controlador lógico programable y controlar ciertas operaciones del

mismo. Como se describió anteriormente con relación a la Figura 27, el sistema también puede incluir un ordenador remoto o una estación de computación 1150, incluyendo el ordenador remoto un medio de almacenamiento adecuado para almacenar instrucciones programáticas donde las instrucciones facilitan una conexión remota con el ordenador de placa única 1282 a través de un canal de comunicaciones seleccionado del grupo que consta de WiFi, Bluetooth®, Ethernet y módem satelital. Usando el ordenador remoto, es posible monitorizar la producción de pozos usando un sistema de monitorización a nivel del suelo 1130, así como controlar y ajustar la salida sísmica de la herramienta de recuperación de petróleo 110, para optimizar la producción del campo petrolífero 1110.

Es necesario que los diversos componentes descritos en relación con el sistema 1210, representados en las Figuras 25 - 27, funcionen de manera fiable aunque estén sujetos a fluctuaciones y cortes de energía. Para garantizar que el sistema 1210 es capaz de volver a funcionar después de un apagado, uno de los controladores lógicos programables y/o el ordenador de placa única incluye una memoria no volátil (NVM) adecuada para almacenar datos generados por el sistema. En una realización, los datos almacenados incluyen una indicación de si el sistema está o no realizando un reinicio después de uno de al menos dos eventos (por ejemplo, un apagado planificado o un apagado por corte de energía).

Con respecto a la Figura 27, en la parte superior de la figura se muestra un sistema de monitorización a nivel del suelo 1130 que produce salida desde un sensor como por ejemplo un sensor de tipo Venturi, donde los datos pueden ser procesados (por ejemplo, clasificados) por el procesador 1252 para caracterizar una cantidad o tasa de petróleo producida desde el pozo asociado. A continuación, los datos de producción de petróleo se pasan o se siguen procesando (por ejemplo, la estación remota 1150) donde los datos de producción de petróleo se comparan y contrastan, y se puede emplear un algoritmo u otras operaciones de inteligencia artificial para determinar si se deberían o no realizar ajustes en los parámetros operativos de sistema de recuperación de petróleo 1210, por lo cual la estación remota puede retransmitir nuevas configuraciones de parámetros (por ejemplo, frecuencia, presión, profundidad) de vuelta al sistema de recuperación para optimizar el rendimiento del campo petrolífero. Se apreciará además que la estación remota puede procesar entradas de una pluralidad de sistemas de monitorización de pozos, y que los datos de producción de petróleo procedentes de tales sistemas de monitorización pueden utilizarse simultáneamente para optimizar la producción de una serie de pozos en un campo, aunque uno o más pozos pueden no estar optimizados. En resumen, un clasificador (por ejemplo, el procesador 1252) analiza la salida de datos en bruto de los sensores tipo Venturi en el sistema de monitorización 1130 para detectar automáticamente la transición petróleo/agua y obtener el valor total de la producción de petróleo a partir de los datos del sensor. A continuación, los datos de producción de petróleo se envían a la estación remota donde un algoritmo avanzado y/o un sistema de inteligencia artificial recopila los datos de producción y ajusta la salida del sistema y la herramienta de recuperación de petróleo automáticamente para optimizar el rendimiento del campo petrolífero de forma autónoma.

Como otra alternativa, algunos o todos los componentes representados en la Figura 25, incluyendo un carrete motorizado 1300 para subir y bajar el conducto flexible, pueden montarse en un remolque para hacer que el sistema 1210 sea más portátil. Y, al implementar una realización transportable en remolque, también puede ser posible incluir sistemas de energía alternativos, uniformes y/o de respaldo de modo que se pueda reducir o eliminar el tiempo de inactividad debido a interrupciones en la alimentación de energía a la ubicación del sistema.

La invención es de acuerdo a los rasgos especificados en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de recuperación de petróleo (1210) para impartir energía de ondas sísmicas dentro de un yacimiento de petróleo, en forma de ondas, para alterar las fuerzas capilares del petróleo residual, que comprende:

una herramienta de recuperación de petróleo (110) que tiene una carcasa (112) sumergible;

5 una fuente de fluido presurizado (114, 1260) que incluye un motor (1270) de bomba y una bomba (1272) asociada conectada operativamente de manera fluida a un depósito de fluido rellenable (1264) para presurizar el fluido procedente de dicho depósito y hacer pasar el fluido presurizado a través de un conducto (1268) hasta la herramienta de recuperación de petróleo (110), donde dicha fuente de fluido presurizado incluye además al menos un sensor (1276) que genera una señal;

10 un motor eléctrico de eje hueco (120, 126), alimentado por una fuente de energía eléctrica, conectado para impulsar en rotación un rotor (154) de eje hueco que tiene un puerto de salida (162) con respecto a un estator (158) que tiene un puerto de salida (166) correspondiente, donde el motor eléctrico de eje hueco, el rotor, el estator y un acumulador (180) conectado fluidamente están ubicados operativamente dentro de dicha carcasa (112) para recibir el fluido presurizado y hacer pasar el fluido presurizado a través del eje hueco del motor eléctrico hacia el rotor de eje hueco y el acumulador para almacenamiento en el acumulador y posterior liberación del fluido presurizado a través de los puertos de salida (162, 166), cuando están alineados, para generar periódicamente las ondas sísmicas; y

15 un sistema de control (1250) adecuado para monitorizar y controlar los componentes del sistema incluyendo al menos la herramienta de recuperación de petróleo (110) y la fuente de fluido presurizado (114, 1260) y la señal del sensor asociado para producir las ondas sísmicas dentro del yacimiento.

20 2. El sistema de recuperación de petróleo (1210) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicho sistema de control incluye:

un controlador lógico programable (1280);

un ordenador de placa única (1282); y

25 al menos un transmisor-receptor de comunicación externo (1284),

donde el controlador lógico programable (1280) proporciona controles de bajo nivel interaccionando con y proporcionando señales de control y/o energía tanto al motor (1270) de la bomba como al motor (120) de la herramienta de recuperación de petróleo (110), y donde el ordenador de placa única (1282) está conectado operativamente para intercambiar órdenes y datos con el controlador lógico programable (1280) para efectuar diversas operaciones del sistema de recuperación de petróleo con el fin de producir consistentemente la energía de las ondas sísmicas; preferiblemente donde dicho transmisor-receptor de comunicación externo (1284), en conjunto con dicho ordenador de placa única (1282), permite el control tanto autónomo como remoto del sistema de recuperación de petróleo (1210).

30 3. El sistema de recuperación de petróleo (1210) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicho conducto (1268) es capaz de manejar una presión de fluido de al menos 10342136 Pa (1500 psi).

35 4. El sistema de recuperación de petróleo (1210) de acuerdo con la reivindicación 3, en el que dicho conducto (1268) está conformado de un material flexible adecuado para ser enrollado y desenrollado repetidamente sobre un carrete; preferiblemente en el que dicho conducto (1268) sirve además como una conexión umbilical a dicha herramienta de recuperación de petróleo (110) y es capaz de bajarla y subirla con respecto a un pozo de perforación (1240).

40 5. El sistema de recuperación de petróleo (1210) de acuerdo con la reivindicación 3, en el que dicho conducto (1268) está conformado de un material generalmente rígido; preferiblemente en el que dicho conducto sirve además como una conexión umbilical a dicha herramienta de recuperación de petróleo (110) y es capaz de bajarla y subirla con respecto a un pozo (1240).

6. El sistema de recuperación de petróleo (1210) de acuerdo con la reivindicación 1 para generar ondas acústicas dentro de un medio para estimular la recuperación de petróleo dentro del yacimiento de petróleo.

45 incluyendo dicha herramienta de recuperación de petróleo;

la carcasa (112) alargada y generalmente cilíndrica adecuada para pasar a través de un pozo;

un acumulador (180);

una sección de transferencia de energía que incluye,

el motor eléctrico de eje hueco (120),

50

una válvula de transferencia de presión, donde el fluido presurizado se almacena dentro de dicho acumulador (180) y posteriormente se transfiere, liberando así energía de ondas sísmicas a través de los puertos (162, 166) al fluido que rodea el aparato; y

5 el sistema de control (1250) adecuado para monitorizar y controlar al menos la herramienta de recuperación de petróleo (110) y la fuente de fluido presurizado (114, 1260) con el fin de producir ondas sísmicas dentro del yacimiento.

7. El sistema de recuperación de petróleo (1210) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicha onda sísmica producida por la herramienta de recuperación de petróleo (110) tiene una frecuencia de entre aproximadamente 10 - 100 Hz, y más preferiblemente de entre 20 - 40 Hz.

10 8. El sistema de recuperación (1210) de acuerdo con la reivindicación 6, en el que dicho sistema de presurización incluye la bomba (1272) en combinación con un filtro (1274), junto con al menos un sensor (1276) que genera una señal y envía dicha señal a dicho sistema de control (1250).

9. El sistema de recuperación de petróleo de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicho sistema de control (1250) incluye:

un controlador lógico programable (1280);

15 un ordenador de placa única (1282); y

al menos un transmisor-receptor de comunicación externo (1284),

20 donde el controlador lógico programable (1280) proporciona controles de bajo nivel interaccionando con y proporcionando señales de control y/o energía tanto al motor (1270) de la bomba como al motor (120) de la herramienta de recuperación de petróleo (110), y donde un ordenador de placa única (1282) está conectado operativamente para intercambiar órdenes y datos con el controlador lógico programable (1280) para efectuar diversas operaciones del sistema de recuperación de petróleo (1250) con el fin de producir consistentemente la energía de las ondas sísmicas; preferiblemente donde el transmisor-receptor de comunicación externo (1284), en conjunto con dicho ordenador de placa única (1282), permite el control tanto autónomo como remoto del sistema de recuperación de petróleo (1250).

25 10. El sistema de recuperación de petróleo (1250) de acuerdo con la reivindicación 9, en el que dicho controlador lógico programable (1280) y dicho ordenador de placa única (1282) incluyen cada uno instrucciones programáticas respectivas para el funcionamiento de los mismos, y donde dicho ordenador de placa única (1282) incluye instrucciones programáticas adecuadas para interaccionar con el controlador lógico programable (1280) y controlar ciertas operaciones del mismo.

30 11. El sistema de recuperación de petróleo (1250) de acuerdo con la reivindicación 10, que incluye además un ordenador remoto (1150), incluyendo dicho ordenador remoto unos medios de almacenamiento adecuados para almacenar instrucciones programáticas en los mismos, facilitando dichas instrucciones programáticas una conexión remota con el ordenador de placa única (1282) a través de un canal de comunicaciones seleccionado del grupo que consta de WiFi, Bluetooth®, Ethernet y módem satelital.

35 12. El sistema de recuperación de petróleo de acuerdo con la reivindicación 10, en el que al menos uno de dicho controlador lógico programable (1280) y dicho ordenador de placa única (1282) incluyen una memoria no volátil (NVM) adecuada para almacenar datos generados por dicho sistema (1250), donde dichos datos almacenados incluyen una indicación de si el sistema está o no realizando un reinicio después de uno de al menos dos eventos.

13. Un método para generar energía de ondas de presión sísmicas dentro de un estrato saturado de petróleo, que comprende:

40 colocar un generador de ondas acústicas (110) en contacto con un fluido dentro del estrato;

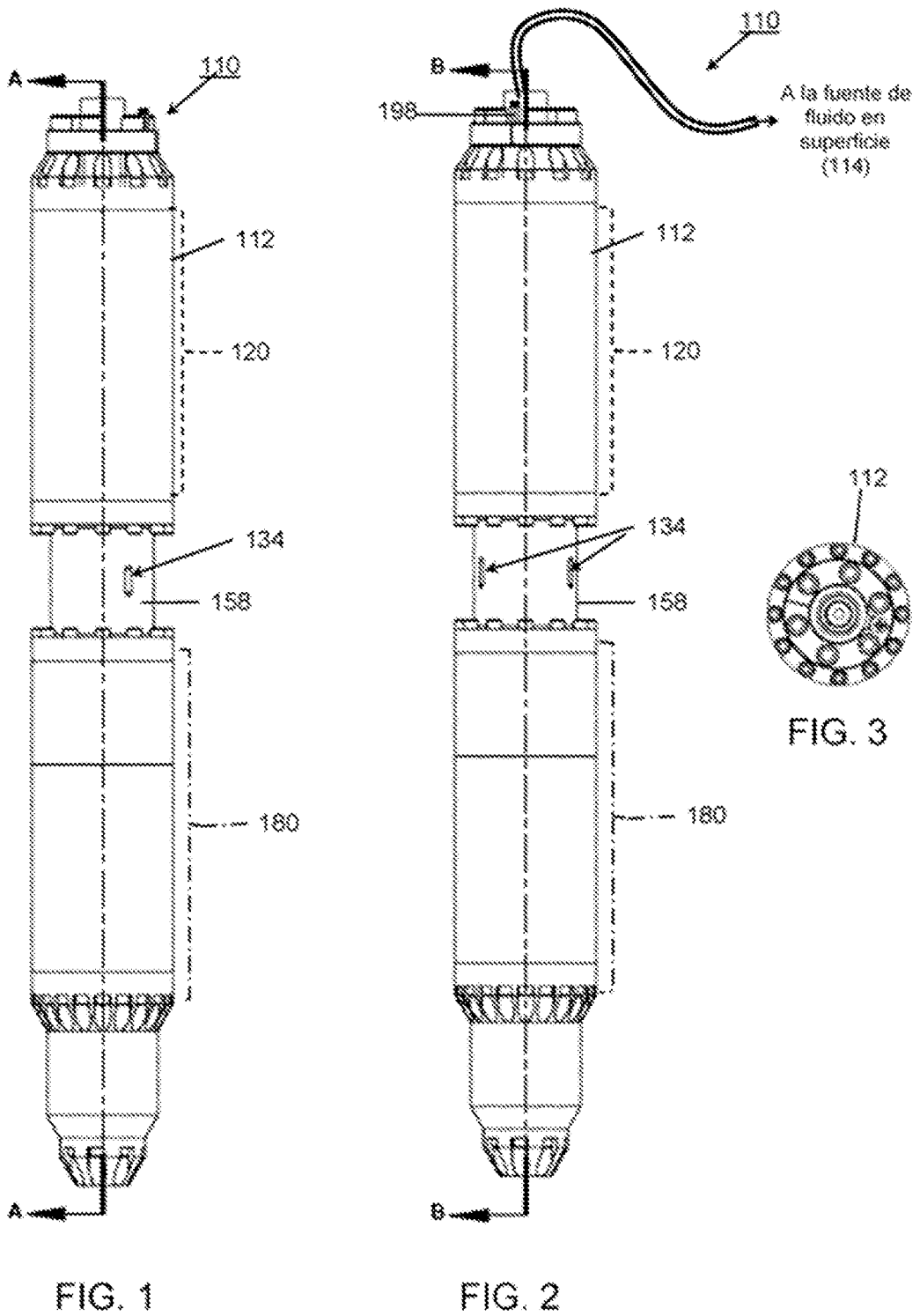
proporcionar una fuente de fluido presurizado (114, 1260) que incluye un motor (1270) de bomba y una bomba (1272) asociada operativamente conectada de manera fluida a un depósito de fluido rellenable (1264) para presurizar el fluido procedente de dicho depósito y hacer pasar el fluido presurizado a través de un conducto (1268) al generador de ondas acústicas (110);

45 usando el fluido presurizado,

acumular energía de presión de fluido dentro del generador de ondas acústicas (110); y

50 liberar y transferir periódicamente energía de presión con dicho generador (110) para crear energía de ondas que es transferida por el fluido a un medio poroso del estrato, donde la liberación y transferencia de energía se logra mediante un motor de eje hueco (120) que impulsa un generador de válvula rotativa, incluyendo dicho generador de válvula un acumulador (180) que almacena el fluido presurizado y posteriormente transfiere el fluido presurizado, liberando así energía de ondas sísmicas a través de un rotor de eje hueco (122, 154) que tiene un puerto de salida (162) y un estator (156) que tiene un puerto de salida (166) correspondiente mediante el cual la

energía del fluido presurizado se transfiere al alinearse dicho puerto (134) de salida del rotor y el puerto (136) de salida del estator, donde el motor (120) está conectado operativamente al rotor de eje hueco (122, 154) y donde el fluido presurizado pasa desde la fuente de fluido presurizado al acumulador a través del eje hueco del motor (120) y el rotor de eje hueco conectado fluidamente.



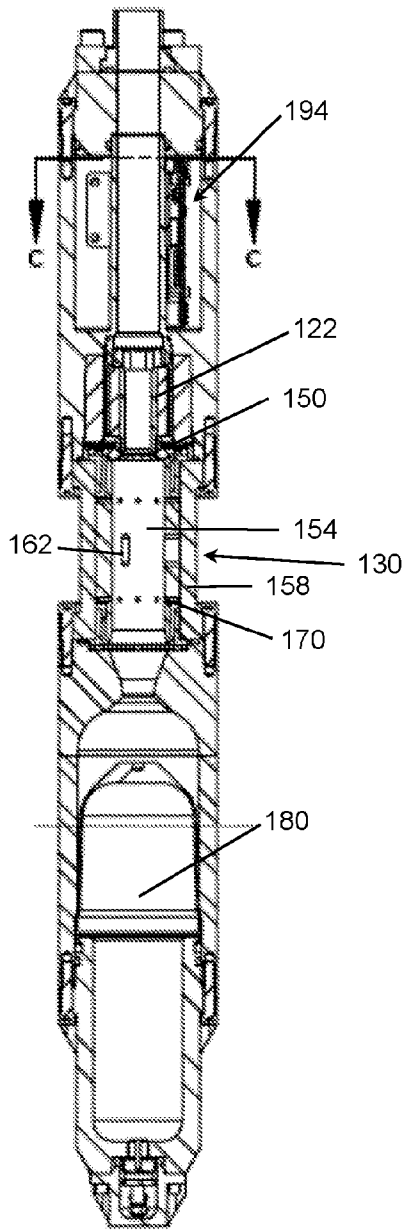


FIG. 4

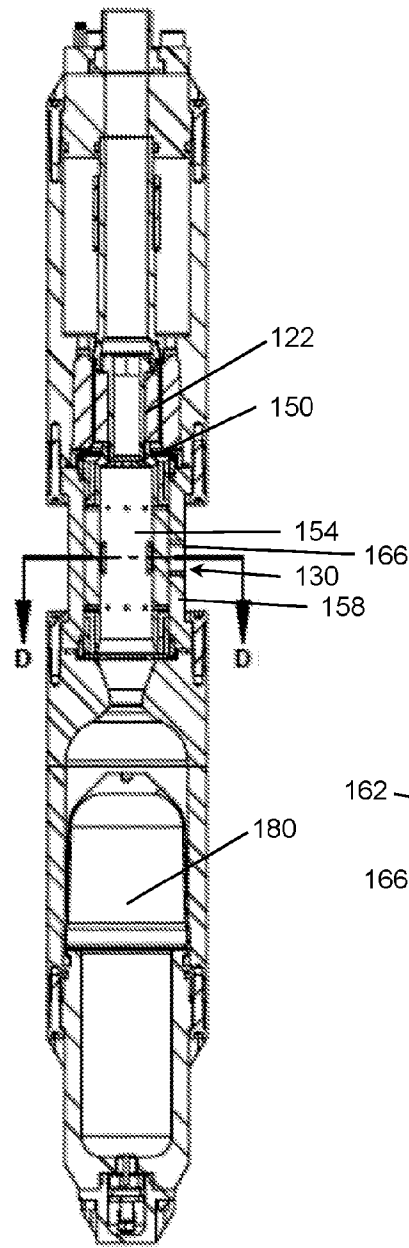


FIG. 5

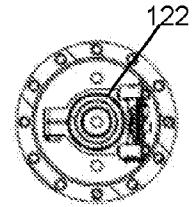


FIG. 6

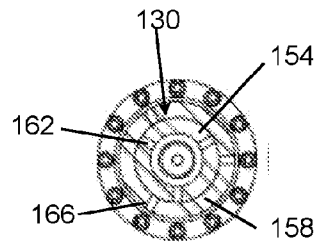


FIG. 7

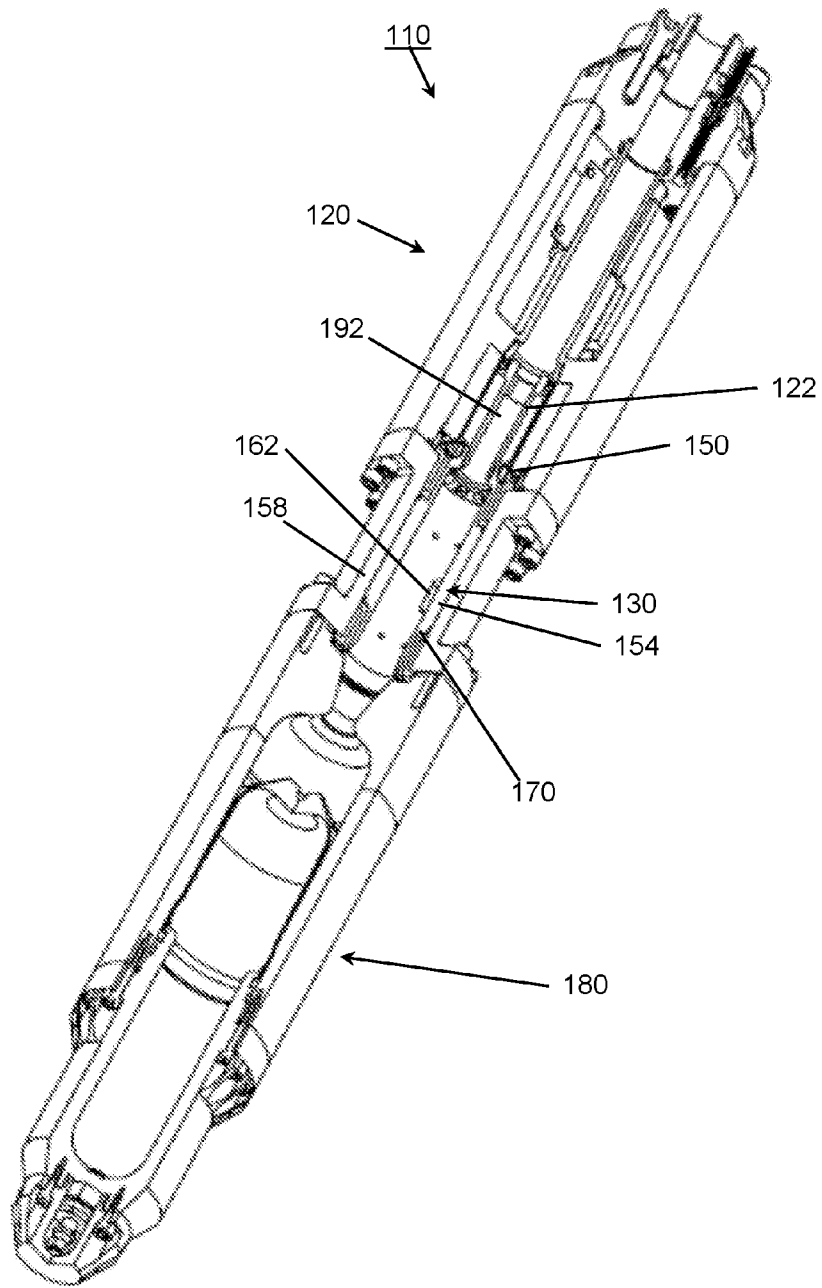


FIG. 8

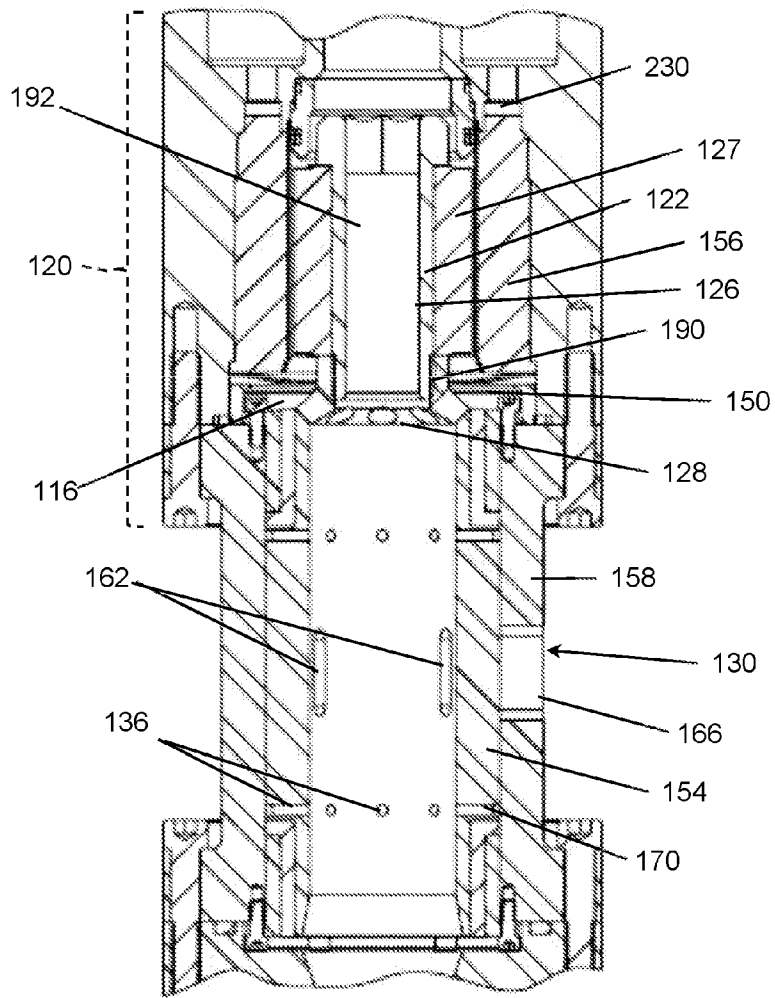


FIG. 9

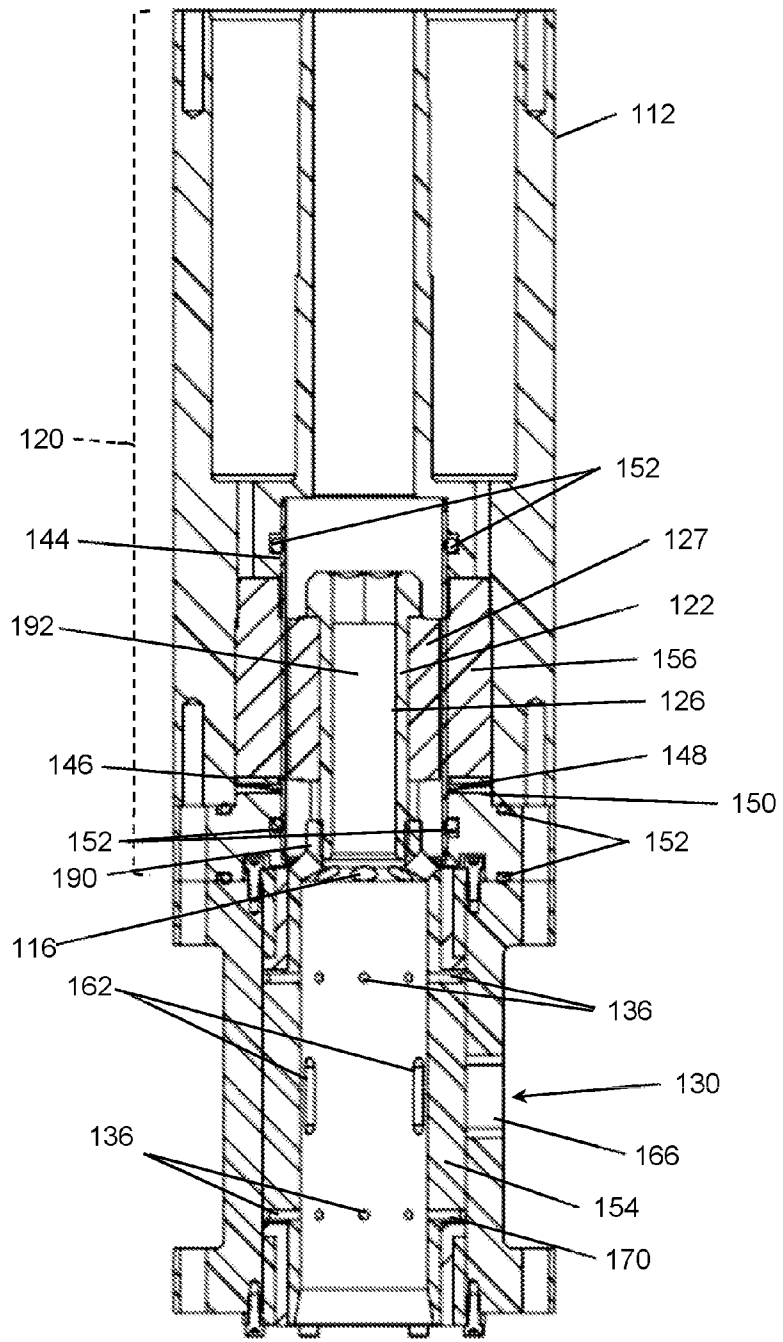


FIG. 10

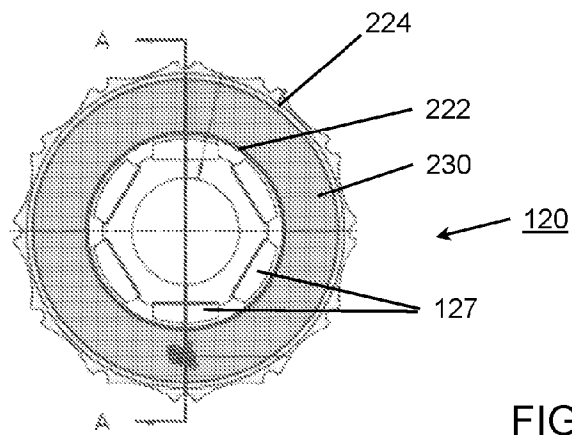


FIG. 11

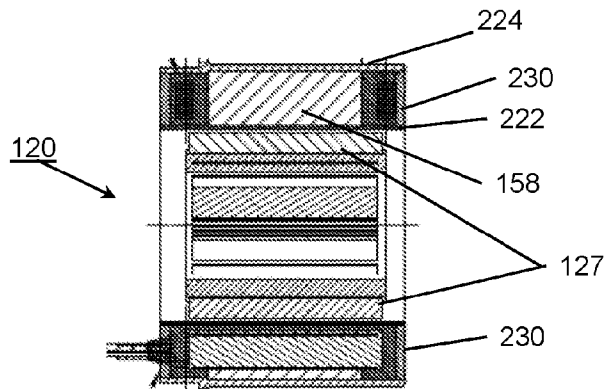


FIG. 12

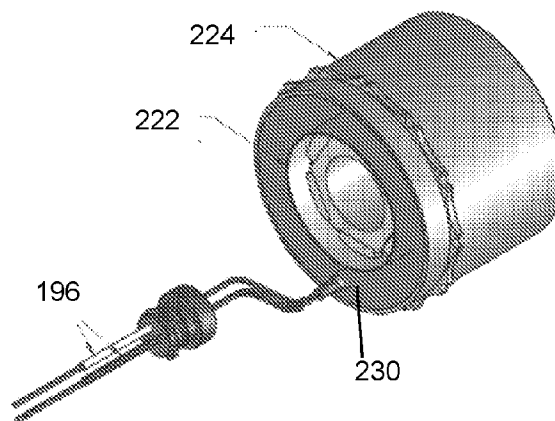


FIG. 13

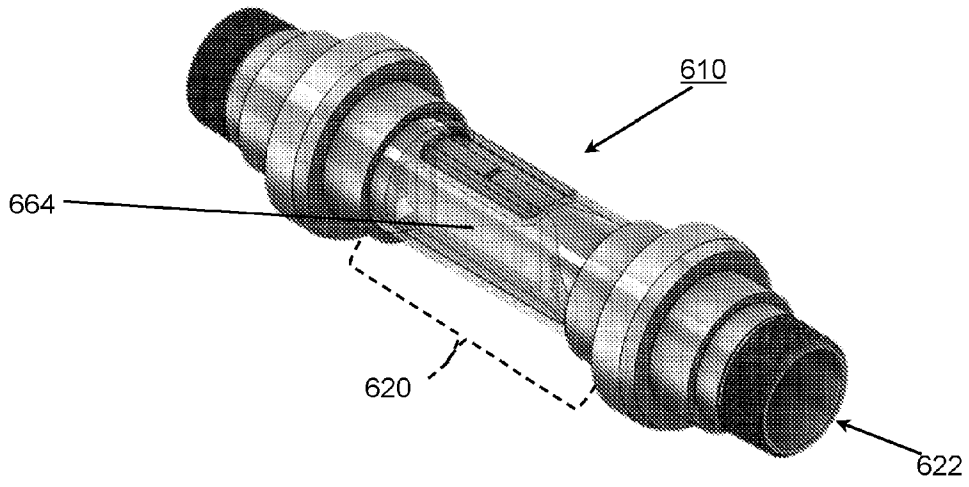


FIG. 14

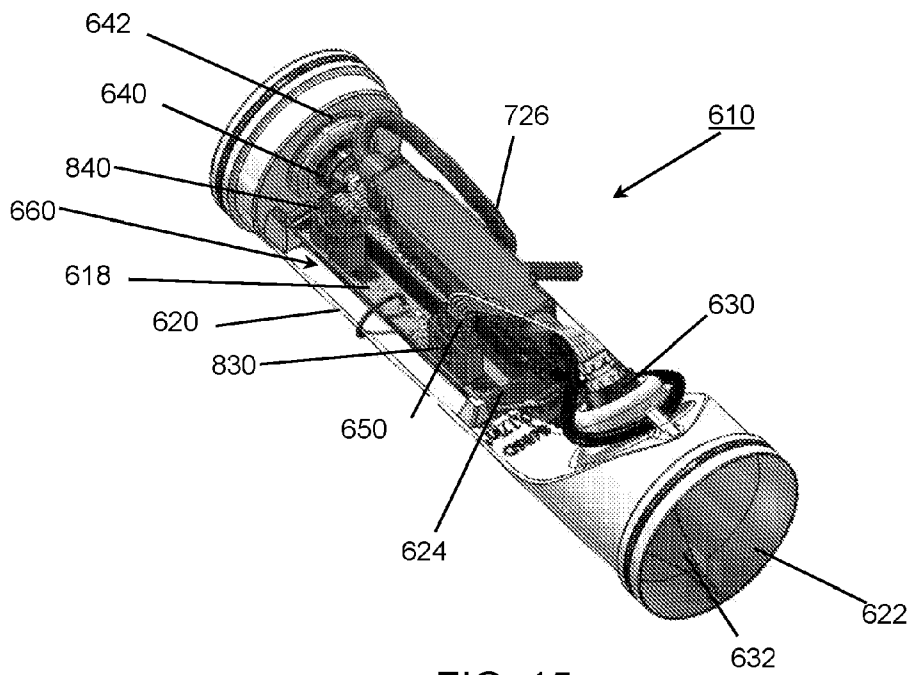


FIG. 15

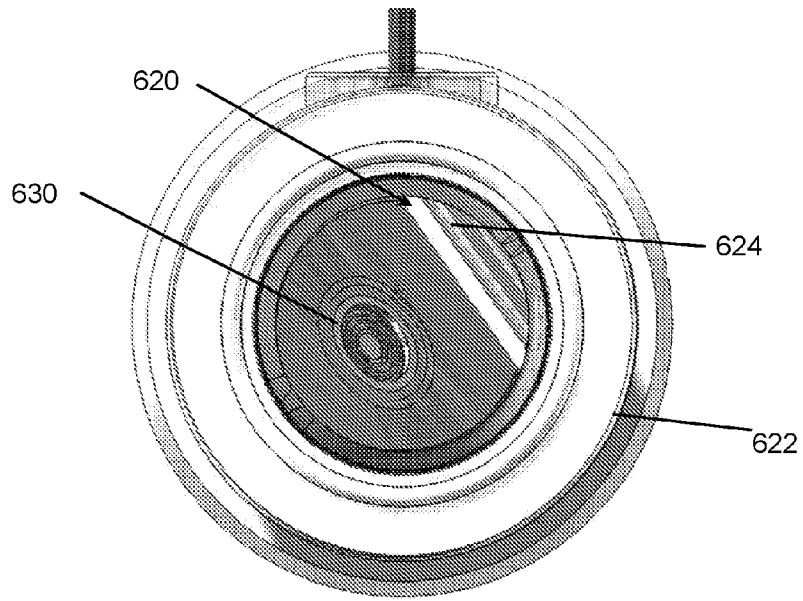


FIG. 16

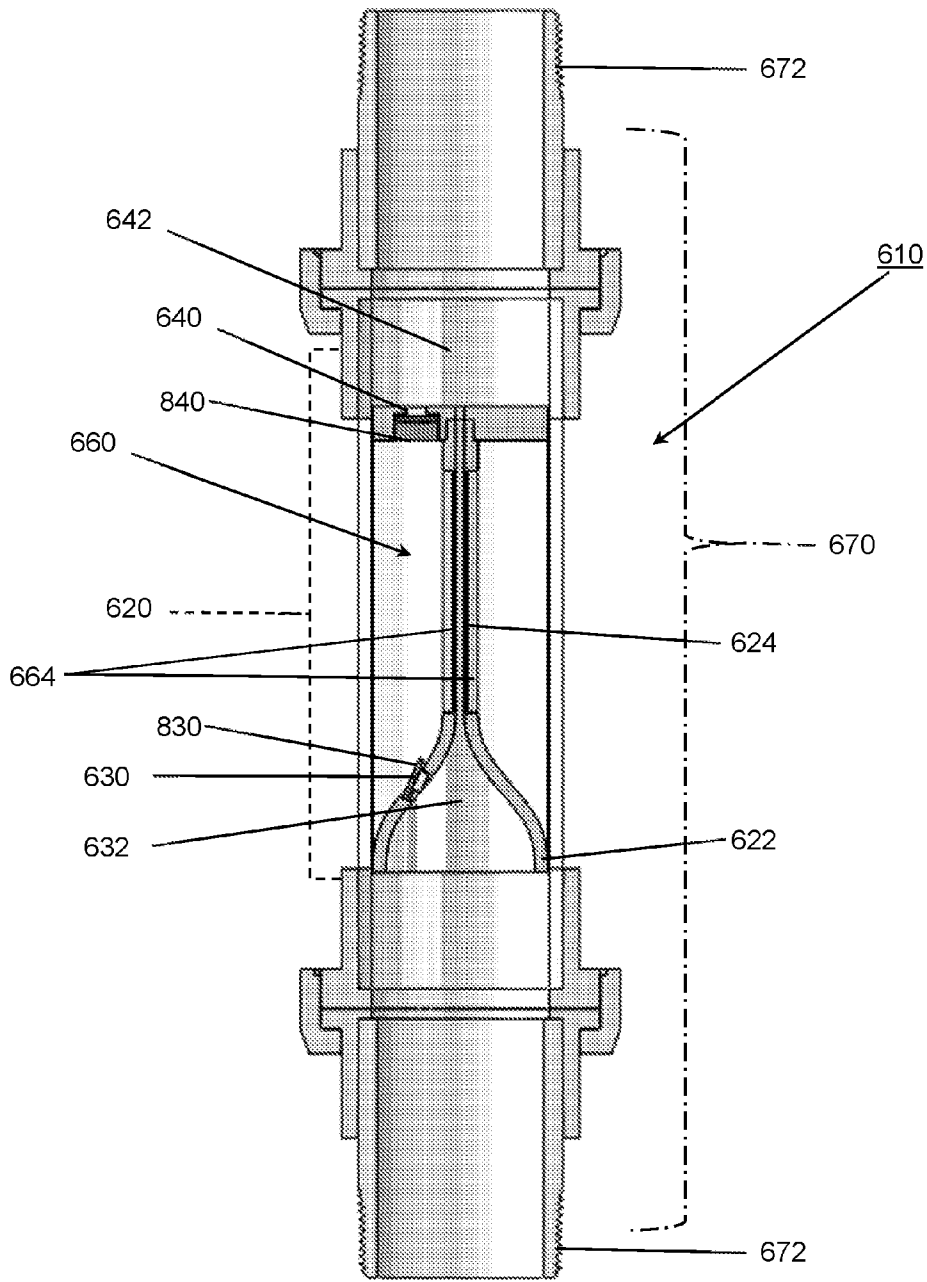


FIG. 17

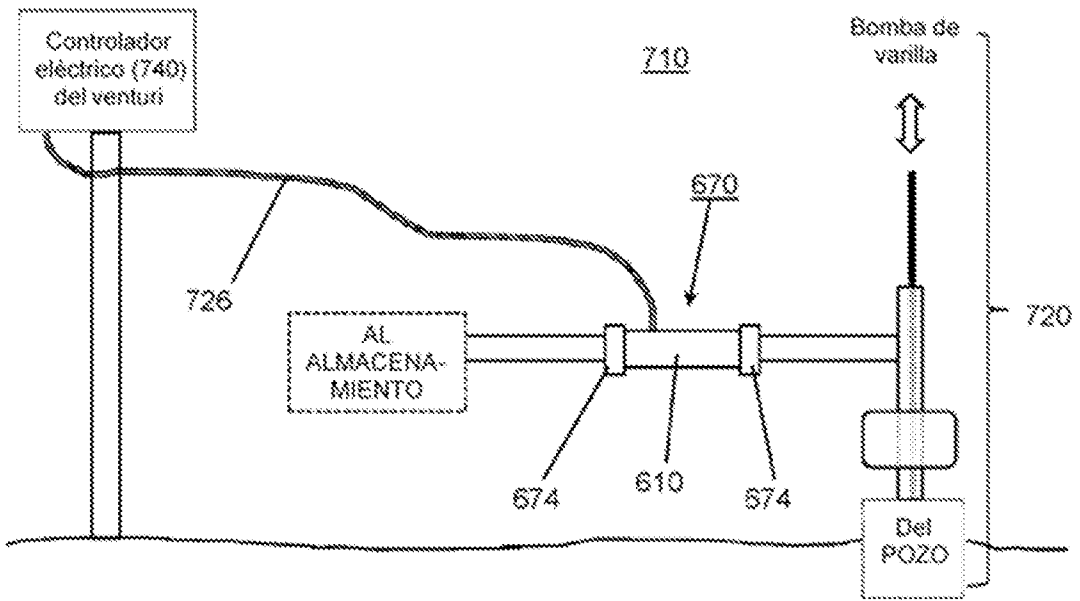


FIG. 18

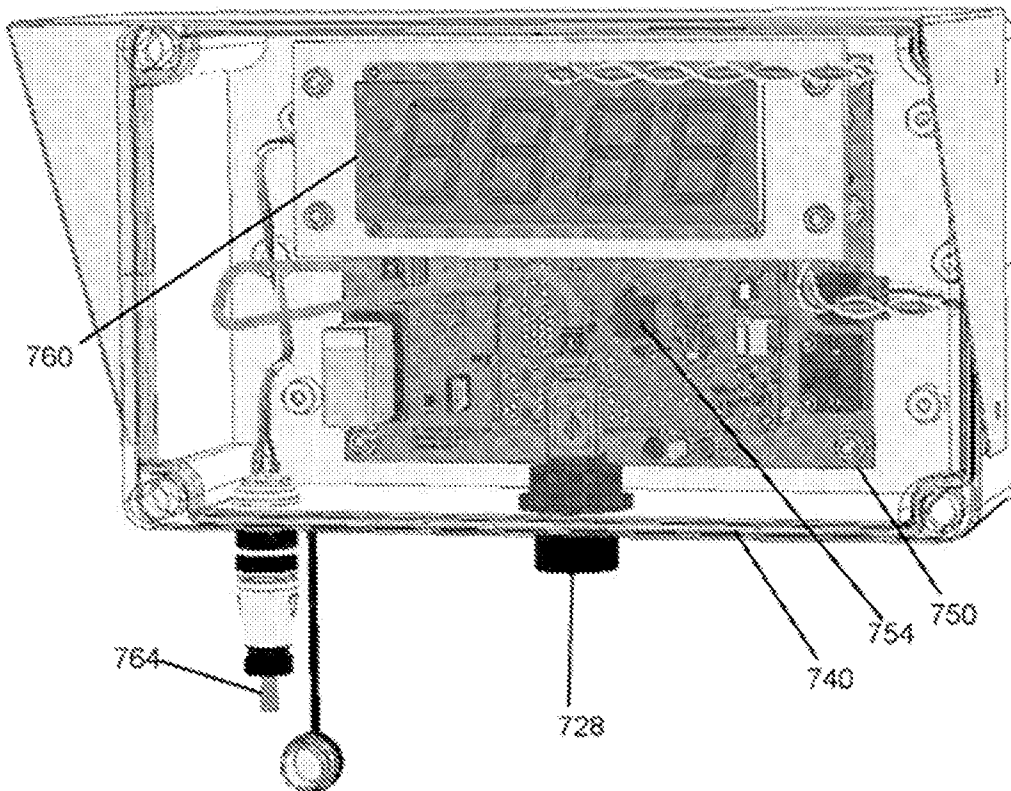


FIG. 19

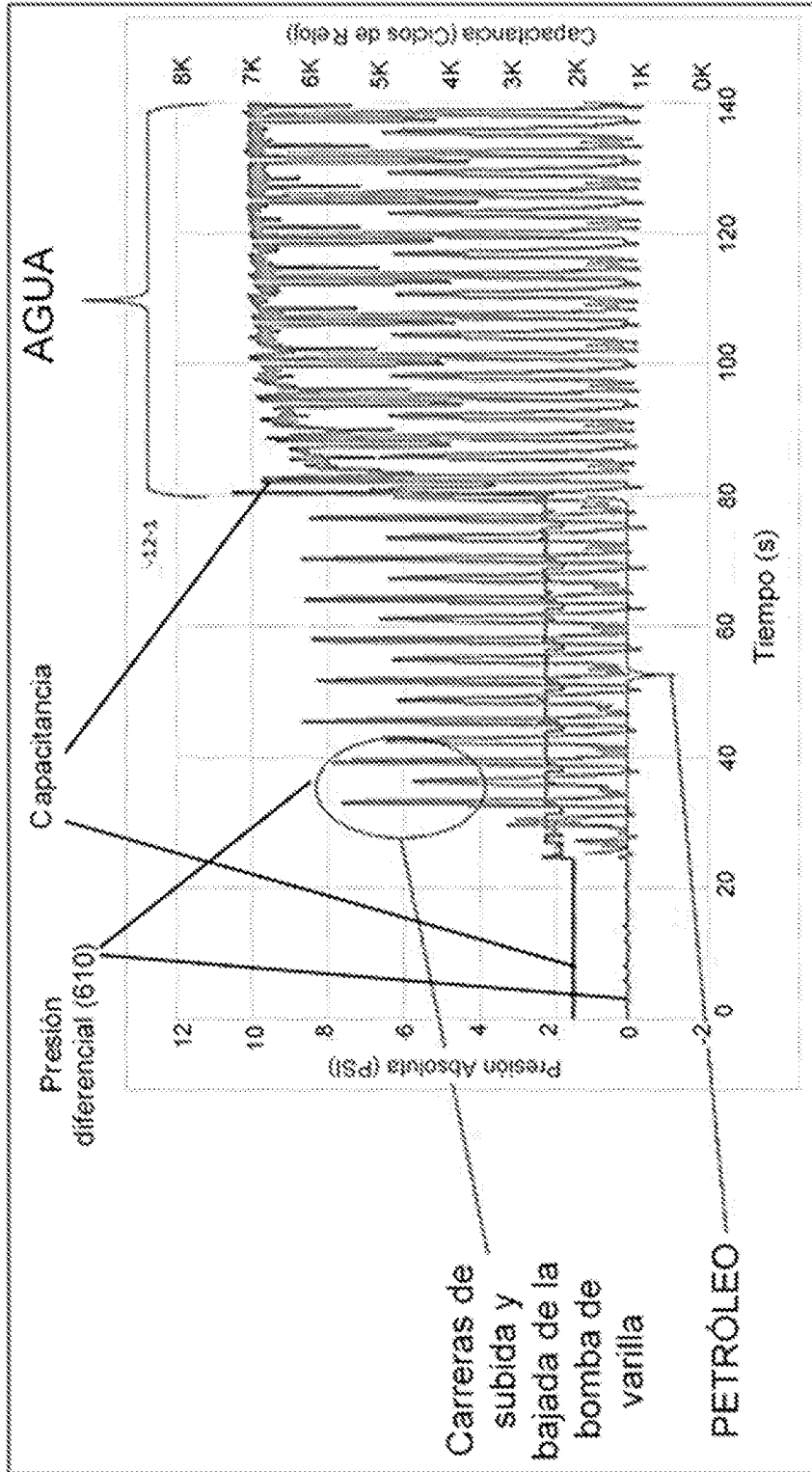


FIG. 20

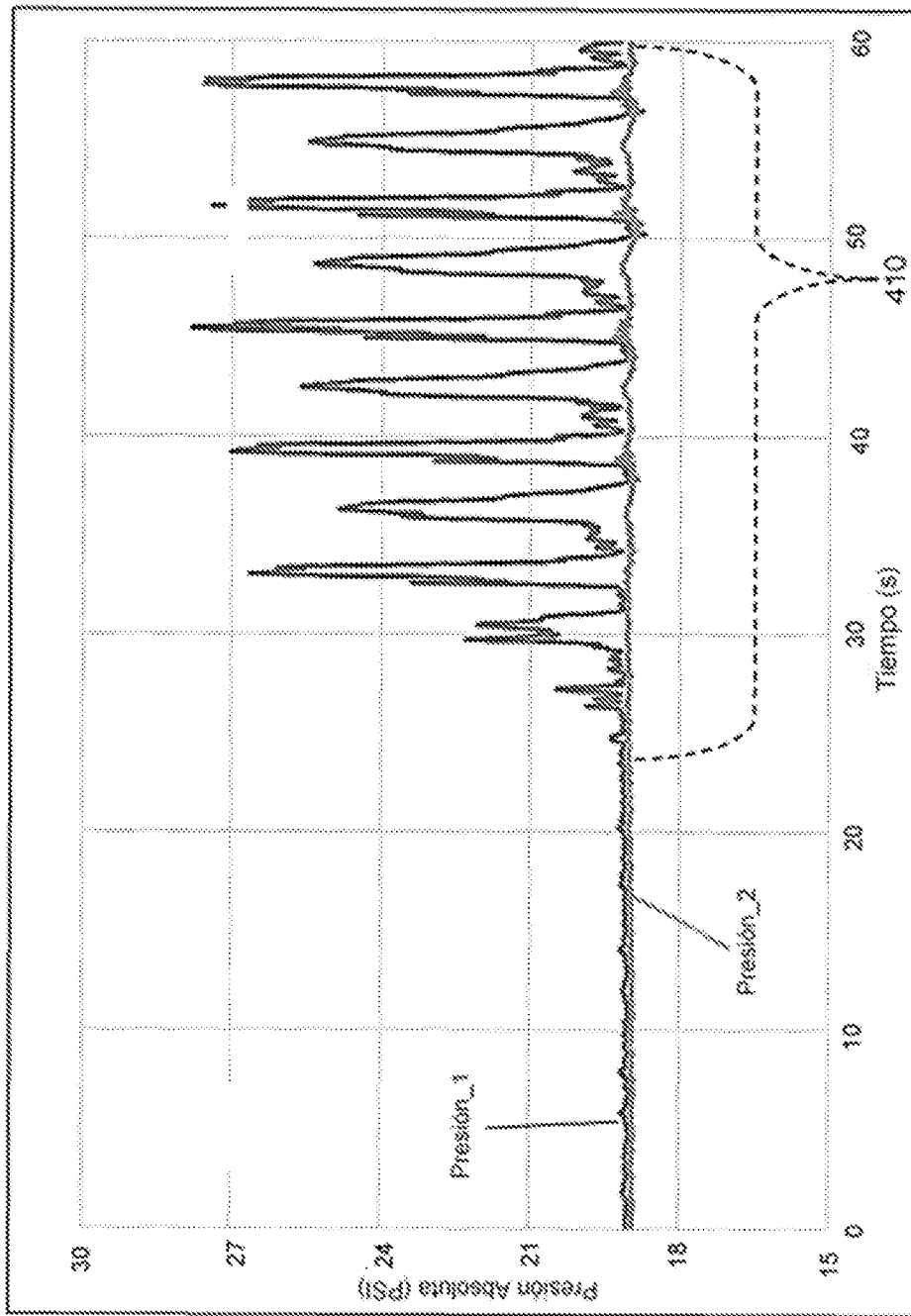


FIG. 21

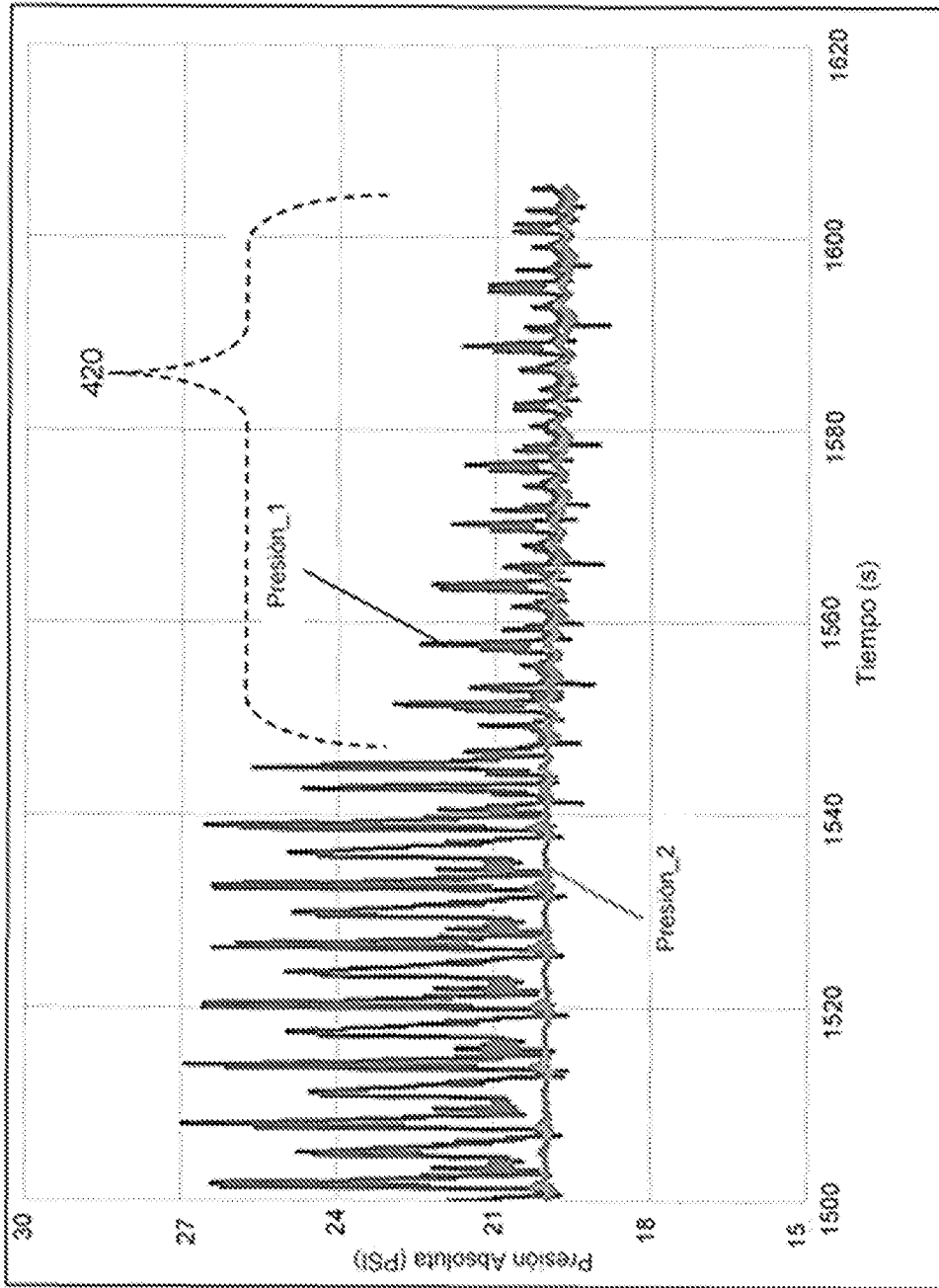


FIG. 22

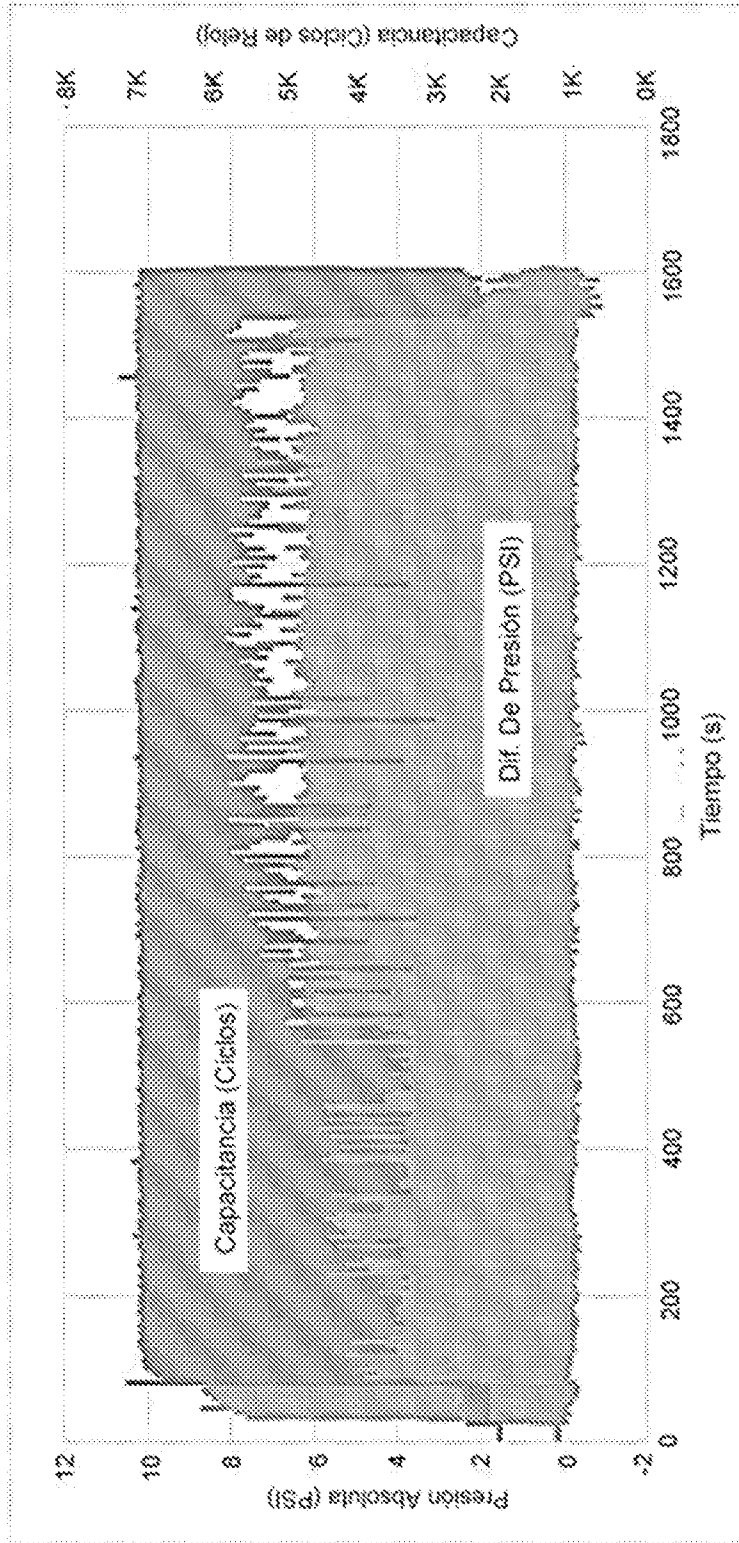


FIG. 23

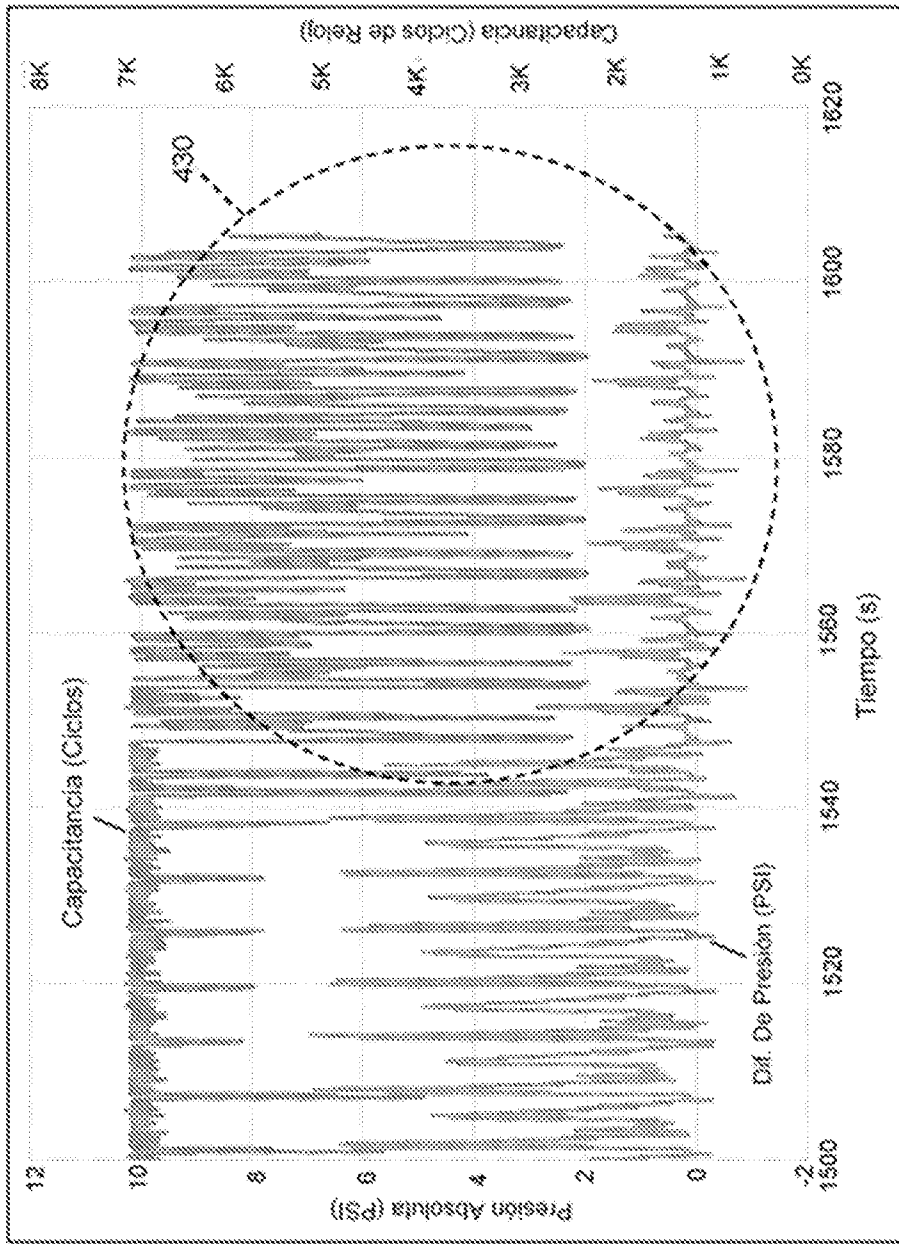


FIG. 24

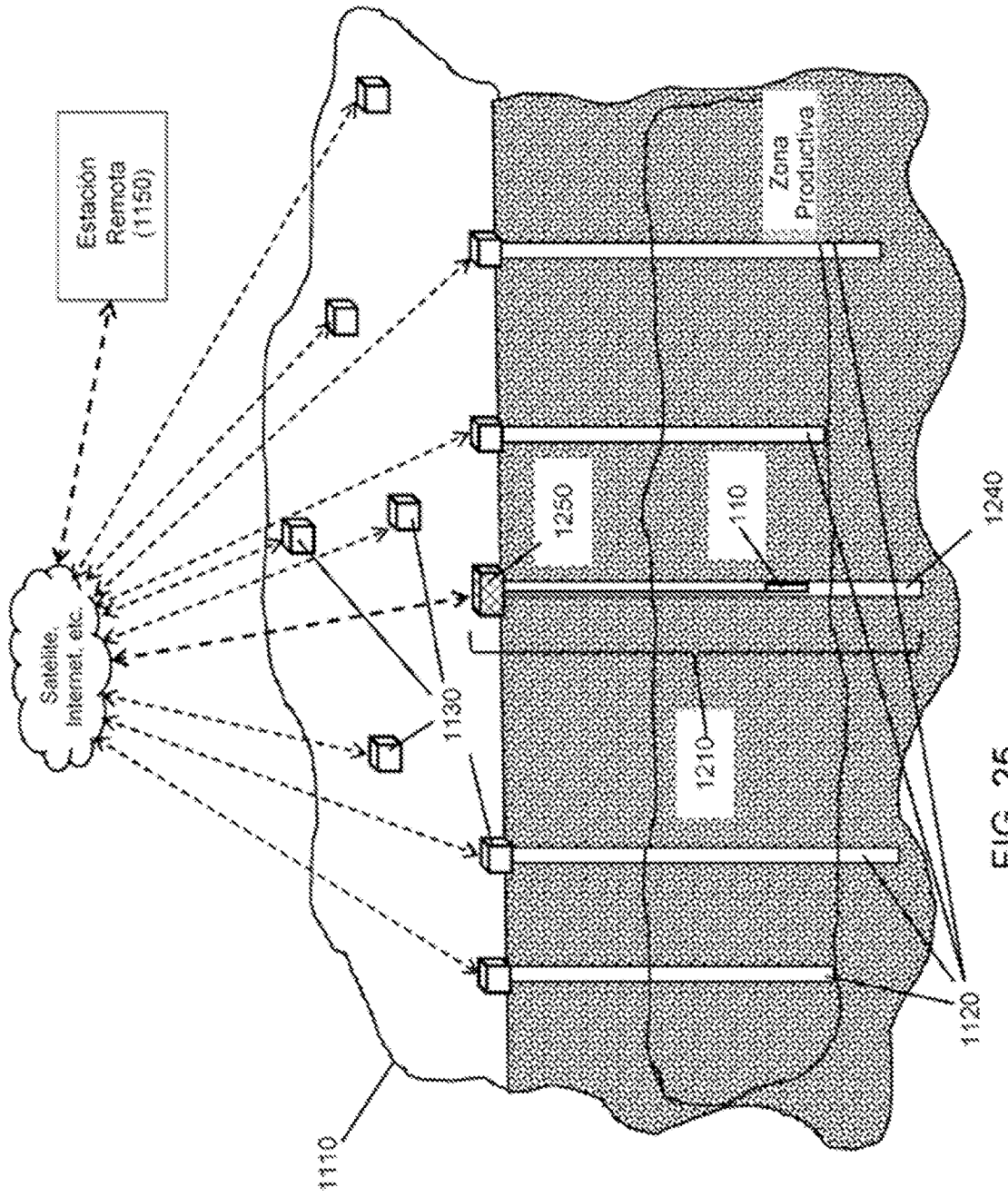
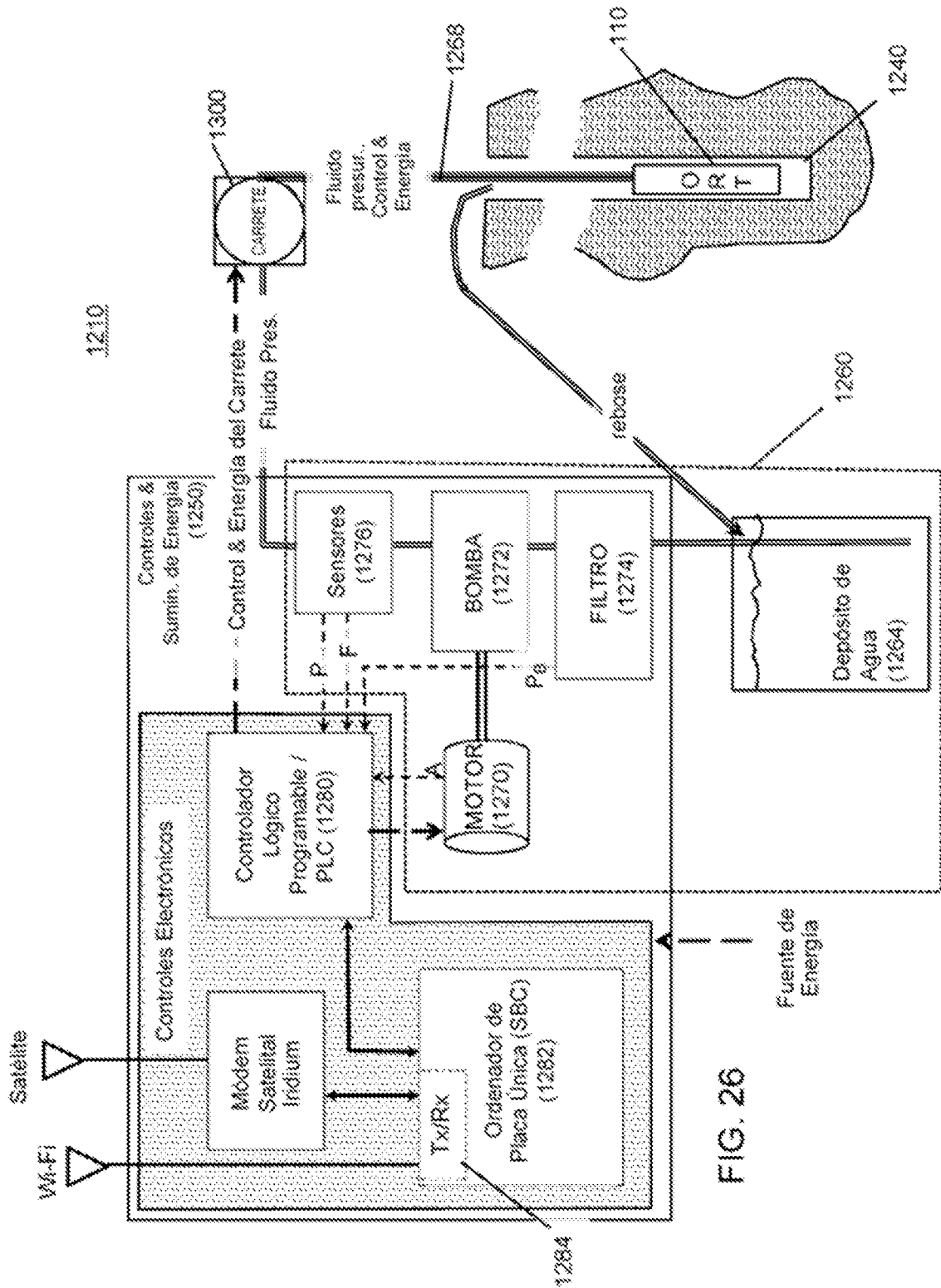


FIG. 25



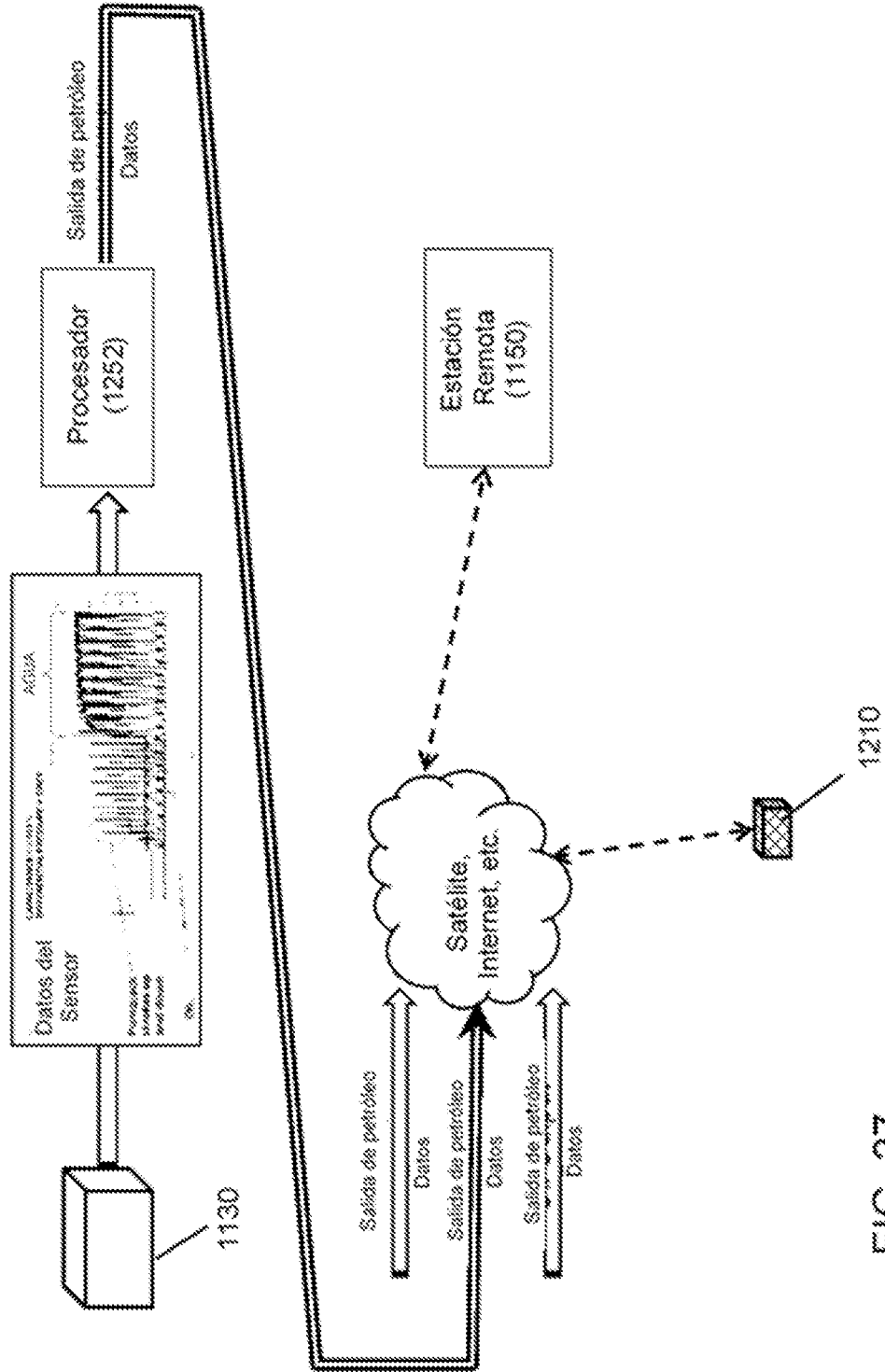


FIG. 27