

SISTEMA Y HERRAMIENTA PARA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

[1] Esta solicitud reivindica prioridad bajo el 35 U.S.C. §119(e) de las siguientes solicitudes provisionales de patente del Solicitante Hydroacoustics, Inc.: Solicitud de patente provisional de Estados Unidos No. 62/627,310 para HERRAMIENTA PARA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO por R. Valtierra y colaboradores, presentada el 7 de febrero de 2018; y la solicitud de patente provisional No. 62/659,825 para HERRAMIENTA PARA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO por R. Valtierra, presentada el 19 de abril de 2018; y también reivindica prioridad bajo el 35 U.S.C. § 120 de las solicitudes de patente de Estados Unidos co-pendiente No. 16/263,136 para un SISTEMA DE SENSOR DE FLUIDO Y CONTROL DE BOMBA DE VIGA por R. Valtierra y colaboradores, presentada el 31 de enero de 2019, todas las cuales se incorporan acá como referencia en su totalidad.

CAMPO TECNICO

[2] Los métodos y sistemas divulgados están dirigidos a generar ondas acústicas. Una herramienta para recuperación en el fondo del pozo proporciona una fuente sísmica para mejorar la recuperación del petróleo. Los sistemas y métodos divulgados acá mejoran la recuperación de petróleo mediante simulación vibratoria, por ejemplo, para reducir las fuerzas capilares y estimular la tasa de migración y coalescencia del petróleo retenido dentro del medio poroso de una reserva de petróleo.

ANTECEDENTES Y RESUMEN

[3] Después que un pozo de petróleo ha estado en operación por un tiempo, su productividad a veces disminuye hasta un punto en el cual la operación del pozo es marginal o económicamente inviable. Es usualmente el caso, sin embargo, que quedan cantidades sustanciales de crudo en el suelo en las

regiones de estos pozos improductivos pero no puede liberarse mediante técnicas convencionales. A menudo, se consideran métodos para incrementar eficientemente la productividad, con la condición que puedan llevarse a cabo económicamente. Usualmente, un pozo de barreno puede servir como un pozo de inyección o monitoreo y puede permitir la inserción de un generador de ondas sísmicas de presión dentro del pozo.

[4] Se han descubierto muchos métodos para mejorar la recuperación de petróleo eficientemente, incluidos aquellos divulgados en la patente de Estados Unidos 8.113.278 a DeLaCroix y colaboradores, para un SISTEMA Y MÉTODO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO UTILIZANDO UN GENERADOR DE ENERGÍA SÍSMICA IN-SITU (14 de febrero de 2012), la cual se incorpora acá como referencia en su totalidad. Sin embargo, un gran volumen de hidrocarburos permanecen en formaciones ricas en petróleo después de que se han empleado métodos de recuperación secundarios, o incluso terciarios. Se cree que un factor principal que causa la retención de los hidrocarburos en tales formaciones es la inhabilidad de dirigir suficientes fuerzas de presión sobre las gotas de hidrocarburos que residen en los espacios de los poros de las formaciones. La recuperación convencional de petróleo típicamente se logra mediante un proceso de dos etapas, la primaria o método inicial está supeditada en el flujo natural o bombeo del petróleo dentro del pozo del barreno hasta que se agota. Una vez se ha removido el petróleo de flujo libre, se requiere un método secundario. Generalmente se fuerza un líquido inmiscible dentro de un pozo de inyección para expulsar el petróleo contenido dentro de la estratificación a un pozo de producción. En el pasado no era eficiente desde el punto de vista de los costos emplear métodos terciarios o mejorados de recuperación de petróleo (también referenciados como EOR), aunque hasta el setenta por ciento del volumen total de petróleo puede aún quedar en el pozo de petróleo abandonado, después de que se han empleado técnicas de recuperación convencionales.

[5] Otra técnica que ha sido empleada para incrementar la recuperación de petróleo emplea la introducción de energía de vibración de baja frecuencia. Se ha

empleado la vibración de baja frecuencia desde fuentes en la superficie o dentro del pozo para influenciar las recuperaciones de hidrocarburos líquidos desde reservas subterráneas. Este tipo de vibración, a frecuencias de fuente generalmente inferiores a 1 KHz, han sido referenciadas en la literatura como estimulación de pozo sónica, sísmica, de onda p, u onda elástica. Por ejemplo, la estimulación mediante vibración de baja frecuencia ha sido empleada efectivamente para mejorar la producción de petróleo de reservorios inundados con agua. Los ejemplos de la literatura también sugieren que la estimulación con baja frecuencia puede acelerar o mejorar la recuperación final de petróleo. Las explicaciones de por qué la estimulación con baja frecuencia hace una diferencia varían, sin embargo, se cree que la introducción de energía vibracional causa 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 de tal manera que pueden recombinarse y fusionarse. Adicionalmente, se cree que las ondas sonoras reducen las fuerzas de capilaridad al alterar las tensiones superficiales y de interfaz, y así liberar las gotas y/o permitirles que se combinen. Por ejemplo, la patente de Estados Unidos No. 5.184.678 a Pechkov y colaboradores, concedida el 9 de febrero de 1993 divulga un método y aparatos para estimular la producción de fluidos en un pozo en producción utilizando un transductor de energía acústica dispuesto en el barreno del pozo dentro de la zona de producción. Sin embargo, Pechkov solo enseña que el ultrasonido que irradia remueve los finos y disminuye la viscosidad del fluido del pozo en la vecindad de las perforaciones por agitación, incrementando así la producción de fluido de un pozo activo.

[6] Las ondas ultrasónicas pueden mejorar y/o acelerar la producción de petróleo de un medio poroso. El problema con las ondas ultrasónicas es que, en general, la profundidad de penetración o la distancia a la que se pueden mover las ondas ultrasónicas dentro de la formación se limita a no más de unos pocos pies, en tanto que las ondas de baja frecuencia o acústicas pueden generalmente viajar cientos o miles de pies a través de la roca porosa. Mientras que los métodos y aparatos de estimulación sónica para mejorar el flujo de hidrocarburos han logrado

algo de éxito en estimular o mejorar la producción de hidrocarburos líquidos de formaciones subterráneas, los transductores de energía acústica utilizados a la fecha generalmente les ha faltado suficiente potencia acústica para proporcionar una onda con un pulso significativo. Por lo tanto, hay una necesidad continua para métodos y aparatos mejorados que emplean energía sónica para estimular o mejorar la producción de hidrocarburos líquidos de formaciones subterráneas. La energía acústica es emitida del transductor de energía acústica en la forma de ondas de presión que pasan a través de los hidrocarburos líquidos en la formación de tal forma que la movilidad de los hidrocarburos líquidos es mejorada y fluye más libremente al pozo de barreno. A modo de definición, una onda elástica es un tipo específico de onda que se propaga dentro de materiales elásticos o visco-elásticos. La elasticidad del material facilita la propagación de la onda, y cuando tales ondas ocurren dentro de la tierra, generalmente se conocen como ondas sísmicas.

[7] El valor de un barril de petróleo y la demanda por petróleo ha creado un gran interés en métodos terciarios mejorados de recuperación de petróleo para incrementar la disponibilidad de petróleo mediante la revitalización de pozos más viejos, incluyendo incluso aquellos que han sido abandonados debido a una gran proporción de agua comparado con el volumen de petróleo total producido, o ,como se llama comúnmente, el corte de agua. La intención primaria de la recuperación mejorada de petróleo es la de suministrar medios para iniciar el flujo de petróleo previamente atrapado al incrementar efectivamente la permeabilidad relativa de la formación empapada de petróleo y reducir la viscosidad y tensión superficial del petróleo. Numerosas tecnologías de recuperación de petróleo mejoradas se encuentran actualmente en la práctica en el campo incluyendo termodinámicas, químicas y mecánicas. Se ha encontrado que varios de estos métodos son comercialmente viables con diferentes grados de éxito e imitaciones. Calentar el petróleo con vapor ha demostrado ser un medio efectivo para reducir la viscosidad, con la condición que ya halla acceso a energía de vapor, y cuenta por mas de la mitad del petróleo que se recupera en la actualidad. El uso de surfactantes químicos y solventes, tal como CO₂, para reducir la tensión superficial

y la viscosidad, aunque efectivo, no se usa ampliamente debido al costo, contaminación y cuestiones ambientales. Sin embargo, la estimulación sísmica carece de cualquiera de las limitaciones arriba mencionadas y continúa siendo explorada como una técnica de recuperación mejorada de petróleo viable.

[8] Se piensa que la vibración a baja frecuencia de las formaciones de roca de la reserva facilita la recuperación mejorada de petróleo al (i) disminuir las fuerzas capilares, (ii) reducir la adhesión entre las rocas y los fluidos, y (iii) causar la coalescencia de las gotas de petróleo y permitirles fluir dentro de la corriente de agua. Estudios en el Laboratorio Nacional de Los Álamos conducidos por Peter Roberts han indicado que este proceso puede incrementar la recuperación de petróleo a lo largo de áreas sustancialmente grandes de un reservorio a costos significativamente más bajos que otros métodos de estimulación de recuperación mejorada de petróleo.

[9] Los sistemas y métodos divulgados acá proporcionan una solución terciaria de bajo costo para facilitar la reclamación de petróleo que no era previamente económico recuperar. Es, por lo tanto, un objeto general de las modalidades divulgadas el posibilitar el uso de fuentes vibratorias sísmicas en el fondo del pozo capaces de generar estimulación por vibración de onda-elástica dentro de un campo de petróleo previamente abandonado para extraer el petróleo inmóvil. Al emplear el aparato para generar ondas acústicas, se estimula la recuperación adicional de petróleo dentro de un depósito de petróleo en contacto fluido con un pozo de barreno dentro del cual se puede colocar la fuente de ondas.

[10] De acuerdo con las modalidades divulgadas, se divulga una fuente electro-hidráulica de onda de presión sísmica configurada como una herramienta para recuperación de petróleo. La operación de la herramienta para recuperación de petróleo divulgada es facilitada al reducir la complejidad mecánica de la herramienta mientras que al mismo tiempo se mejora su confiabilidad total. Las mejoras incluyen integración de un motor sin marco dentro de la herramienta, en donde el motor está diseñado específicamente para operar en un ambiente saturado de agua. El rotor del motor está unido directamente a un eje que rota una

válvula que es responsable de crear la onda sísmica. La válvula está diseñada con al menos uno y preferiblemente múltiples puertos para liberar energía sísmica. En una modalidad, la herramienta para recuperación de petróleo puede incluir puertos más pequeños a lo largo de su longitud para implementar un cojinete hidráulico ahusado. Con un cojinete ahusado la válvula utiliza agua presurizada como el material de “portante” para reducir la fricción y puede así eliminar la necesidad de cojinetes mecánicos fabricados a la medida. Con el rotor y la válvula acoplados, y el cojinete ahusado, la herramienta se reduce esencialmente a una sola parte móvil (rotatoria). Adicionalmente, el rotor está diseñado con un eje hueco que, cuando se une a la válvula, proporciona un paso directo para un suministro de agua presurizada que ingresa a la herramienta para fluir a la válvula. Esto permite un mayor flujo de fluido y una reducción en la posible cavitación (burbujas que se forman en el agua). Los pasajes adicionales de agua en y alrededor del estator del motor proporcionan enfriamiento al motor durante la operación de la herramienta. Adicionalmente, la integración del motor sin marco, saturado de agua, permite que la herramienta sea de diámetro reducido relativo a las herramientas del fondo del pozo anteriores, permitiendo así que sea empleada en un rango mayor de diámetros de barrenos de pozo que comienzan en alrededor de 4 pulgadas.

[11] Divulgado en las modalidades mencionadas acá hay una herramienta para recuperación de petróleo para impartir energía de ondas sísmicas dentro de una reserva de petróleo, en forma de una onda, con el propósito de alterar las fuerzas capilares del petróleo residual que comprende: una carcasa; una fuente de fluido presurizado; un motor sin marco, sin escobilla, localizado operativamente dentro de dicha carcasa para recibir el fluido presurizado y generar las ondas sísmicas.

[12] Adicionalmente se divulga en las modalidades mencionadas acá un aparato para generar ondas acústicas dentro de un medio para estimular la recuperación de petróleo dentro de una reserva de petróleo, que comprende: una carcasa alargada y generalmente cilíndrica apropiada para pasar a través de un barreno; un acumulador; una fuente de fluido presurizado; una sección de

transferencia de energía, en donde la sección de transferencia de energía puede incluir una válvula de transferencia de presión, y además incluir un motor sin marco; un rotor de eje hueco que tiene un puerto de salida; y un estator que tiene un puerto de salida correspondiente por el cual la energía de fluido es transferida al alinear dichos puertos de rotor y estator, en donde el motor sin marco esta conectado operativamente al rotor del eje hueco y en donde el fluido pasa a través del mismo al acumulador; y una válvula de transferencia de presión, en donde el fluido presurizado es almacenado dentro de dicho acumulador y subsiguientemente transferido, liberando así la energía de onda sísmica mediante los puertos dentro del fluido que rodea el aparato.

[13] También se divulga acá un método para generar onda de energía de presión sísmica en un estrato saturado con petróleo, que comprende: colocar in generador de ondas acústicas en contacto con un fluido dentro del estrato; acumular energía de presión de fluido dentro del generador de onda acústica; y periódicamente liberar y transferir energía de presión con dicho generador para crear energía de onda que es transferida por el fluido dentro de un medio poroso del estrato, en donde liberar y transferir la energía se logra mediante un motor sin marco que impulsa un generador de válvula rotativa, dicho generador de válvula emplea un eje hueco para el paso de fluido, en donde la relación relativa de los puertos de salida en tanto el rotor como el estator dentro del generador de fluido controla la liberación y transferencia de un pulso sistemático de presión para crear la energía de onda de presión sísmica.

[14] Se divulga además un sistema de recuperación de petróleo para mejorar la recuperación de petróleo dentro de un reservorio, incluyendo: una fuente de fluido presurizado; una herramienta sumergible para recuperación de petróleo para impartir ondas de energía sísmica dentro del reservorio de petróleo, en forma de una onda, de tal forma que se alteran las fuerzas capilares del petróleo residual en ella, que comprende, una carcasa; un motor libre de marco y escobilla, localizado operativamente dentro de dicha carcasa para recibir el fluido presurizado y generar las ondas sísmicas; y un sistema de control apropiado para

monitorear y controlar los componentes del sistema incluyendo al menos la herramienta para recuperación de petróleo y la fuente de fluido presurizado con el fin de producir ondas sísmicas dentro del reservorio.

[15] También se divulga acá un sistema para generar ondas acústicas dentro de un medio para estimular la recuperación de petróleo dentro de un reservorio de petróleo, que comprende: una fuente de fluido presurizado, en donde dicha fuente de fluido presurizado incluye un reservorio de fluido que se puede reabastecer y un sistema de presurización para presurizar el fluido de dicho reservorio y pasar el fluido presurizado a través de un conducto, el conducto termina en un extremo opuesto en una herramienta para recuperación de petróleo, dicha herramienta para recuperación de petróleo incluye: una carcasa alargada y generalmente cilíndrica adecuada para pasar a través de un barreno; un acumulador; una sección de transferencia de energía que incluye, un motor sin marco, un rotor de eje hueco que tiene un puerto de salida, un estator que tiene un puerto de salida correspondiente por el cual se transfiere energía de fluido al alinear dichos puertos del rotor y el estator, en donde el motor sin marco está conectado operativamente al rotor de eje hueco y en donde el fluido pasa a través de éste al acumulador; una válvula de transferencia de presión, en donde el fluido presurizado es almacenado dentro de dicho acumulador y subsiguientemente transferido liberando así la energía de onda sísmica mediante los puertos dentro del fluido que rodea el aparato; y un sistema de control adecuado para monitorear y controlar al menos la herramienta para recuperación de petróleo y la fuente de fluido presurizado con el fin de producir ondas sísmicas dentro del reservorio.

BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

[16] FIGS. 1 – 3 son ilustraciones frontal, lateral, y superior de una modalidad de la herramienta para recuperación de petróleo;

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

FIGS. 6 y 7 son, respectivamente, vista de sección transversal superior de las FIGS. 4 y 5 a lo largo de las líneas C-C y D-D;

FIG. 8 es una ilustración de un corte parcial de una modalidad de la herramienta para la recuperación de petróleo;

FIGS. 9 y 10 son ilustraciones agrandadas de sección transversal de modalidades alternativas para el ensamblaje de porciones del motor y el puerto de la herramienta para recuperación de petróleo;

FIGS. 11 – 13 son ilustraciones de diferentes componentes de un motor impulsor ejemplar para la herramienta para la recuperación de petróleo de la FIG. 1, donde la FIG. 12 muestra una sección transversal a través de las líneas A-A de la FIG. 11;

FIGS 14 – 17 son ilustraciones de diferentes modalidades y aplicaciones para un sensor basado en Venturi de acuerdo con el sistema y método divulgados;

FIGS. 18 – 19 son, respectivamente, ejemplos ilustrativos de un método para instalar un sensor Venturi, y monitorear un circuito de control para incorporar el sensor dentro de un sistema de pozo de bomba de viga;

FIGS. 20 – 24 son gráficos ilustrativos de ejemplos de datos de presión y capacitancia generados por el sistema de sensor y control divulgados; y

FIGS. 25 – 27 proporcionan ilustraciones esquemáticas de un sistema y método para recuperación de petróleo ejemplar que emplea sensores Venturi y una herramienta para recuperación de petróleo de acuerdo con una modalidad del sistema para recuperación de petróleo divulgado.

[17] Las diferentes modalidades descritas acá no tienen como propósito limitar la divulgación a aquellas modalidades descritas. Por el contrario, la intención es la de cubrir todas las alternativas, modificaciones y equivalentes como puedan incluirse dentro del espíritu y el alcance de las diferentes modalidades u equivalentes planteados. Para una comprensión general, se hace referencia a las

figuras. En las figuras, se han usado referencias similares a todo lo largo del documento para designar elementos similares o idénticos. También debe notarse que los dibujos pueden no estar hechos a escala y que ciertas regiones pueden haber sido intencionalmente dibujadas de manera desproporcionada de tal forma que las características y los aspectos puedan ser debidamente mostrados.

MEJOR MANERA DE LLEVAR A CABO LA INVENCION

[18] Las modalidades de herramienta para la recuperación temprana de petróleo (OTR) empleaban fluido presurizado liberado en pulsos como se describe acá. Tales herramientas requieren componentes técnicos y pasos internos para fluido complejos, cojinetes con sellos para proporcionar fluido a la herramienta y para producir energía u ondas sísmicas adecuadas. Las herramientas tempranas requerían una o varias bombas adicionales para recoger el fluido presurizado.

[19] *Herramienta para la recuperación de petróleo*

[20] Las modalidades de herramienta para la recuperación de petróleo **110** descritas acá pueden emplearse para impartir energía de ondas sísmica (por ejemplo, en forma de una onda) dentro de un reservorio de petróleo, de tal forma que se alteran las fuerzas capilares del petróleo residual. La herramienta comprende: una carcasa **112**; una fuente de fluido presurizado **114** y potencia eléctrica. Y, como se describe en relación con las FIGS. 1 – 13, la carcasa integra un motor sin marco, sin escobilla, localizado operativamente dentro de la carcasa para recibir el fluido presurizado y girar el rotor relativo a un estator y alinear los puertos respectivos en ellos para generar las ondas sísmicas.

[21] De acuerdo con las modalidades mejoradas mostradas en las FIGS. 1 – 13, una fuente electro-hidráulica de onda de presión sísmica es ilustrada, configurada como una herramienta para recuperación de petróleo **110**. La operación de la herramienta divulgada para la recuperación de petróleo **110** es facilitada reduciendo la complejidad mecánica de la herramienta mientras que al mismo tiempo se mejora la confiabilidad general. El rotor **122** del motor está unido

directamente para impulsar el rotor de un ensamblaje de válvula rotativa **130** que es responsable de crear la onda sísmica. El ensamblaje de la válvula está diseñado con múltiples puertos **134 (166)** para liberar la energía sísmica, y con la adición de puertos más pequeños **136** a lo largo de su longitud para implementar un cojinete hidráulico ahusado. Los puertos tienen una sección transversal en forma de ranura, pero pueden también tener formas tales como círculos, agujeros cuadrados, etc., con el fin de alterar el perfil y las características de la onda sísmica generada.

[22] El rotor **122** del ensamblaje de la válvula puede estar soportado para rotar relativo al estator que lo rodea empleando cualquiera de un número de posibles técnicas de cojinetes posibles, incluyendo materiales libres de fricción tales como Teflon® para soportar las superficies del rotor. También se contemplan cojinetes de balineras hechos a la medida que emplean anillos interiores y exteriores convencionales soportados por bolas o rodamientos e incluyen sellos para reducir la fricción debido a la contaminación del cojinete. En otra modalidad una válvula soportada por un cojinete ahusado usa agua presurizada (de la fuente **114**, fluyendo a través del ensamblaje del motor **120** y del rotor **154**) como el material “portante” para reducir la fricción y eliminar así la necesidad de cojinetes mecánicos y sellos asociados fabricados a la medida. Con el ensamblaje de la válvula y el rotor acoplado, y el cojinete ahusado, la herramienta es esencialmente reducida a una sola parte en movimiento (rotando) - el rotor **154** del ensamblaje de la válvula, impulsado por el rotor unido **122** del motor sin marco **120**. Adicionalmente, ambos rotores están diseñados con un eje hueco de núcleo **126** que, cuando se une al ensamblaje de la válvula, proporciona un paso directo para que un suministro de agua presurizada entre a la herramienta **110** y fluya a través del motor al ensamblaje de la válvula y el acumulador **180**. Esto permite un mayor flujo de fluido y una reducción en la posible cavitación (burbujas que se forman en el agua). Pasos de agua adicionales en y alrededor del estator (por ejemplo los pasos **116** en las FIGS. 9 – 10) proporcionan enfriamiento al motor durante la operación de la herramienta. Adicionalmente, la integración de un motor sin marco, saturado de agua, permite que la carcasa exterior de la herramienta **112** se

reduzca en diámetro relativo a diseños de herramientas previas, permitiendo así que la presente modalidad sea empleada en un rango de diámetros de pozo más pequeños, con diámetros de barreno comenzando tan pequeños como 4,0 pulgadas.

[23] Volviéndonos a las FIGS. 1, 4 – 5, y 8 – 10 específicamente, en ellas se muestran ilustraciones de corte de sección transversal y recortadas de modalidades de la herramienta para recuperación de petróleo (ORT) **110** y los componentes mecánicos ensamblados. Los componentes específicos se marcan e incluyen, por ejemplo, el ensamblaje del motor **120**, la superficie de apoyo superior **150**, el rotor **154**, el estator **158**, el puerto del rotor u orificio **162**, el puerto del estator u orificio **166**, la superficie de apoyo inferior **170**, y el acumulador de presión **180**. De las FIGS 1 – 10 se puede ver como el ensamblaje del motor y la válvula rotativa están acopados operativamente uno al otro en una sola pieza giratoria y como están integrados compactamente en la herramienta **110**.

[24] Considerando las FIG. 9 y 10, se muestran vistas agrandadas del ensamblaje del motor **120** en dos modalidades alternativas de la herramienta **110**. El estator del motor **156** y el rotor **122** se muestran y el rotor rota con el estator. La interfaz **128** a la válvula **130** se muestra junto con el tornillo de rosca hecha a la medida **190**, el cual une el motor a la válvula. Como se ilustra de manera más completa en las FIGS 11 – 13, el rotor incluye un núcleo rodeado por imanes permanentes **127**. El rotor rota dentro del estator. En una modalidad, el estator incluye los embobinados del motor, los cuales reciben electricidad para controlar la operación del motor desde la superficie mediante cables que pasan a través del cabezal. En la modalidad ilustrada en las FIGS. 1 – 8, con el fin de incrementar el rango en el fondo del pozo (profundidad) de la herramienta **110**, un controlador del motor **194** puede también incorporarse dentro de la carcasa de la herramienta de tal forma que las conexiones eléctricas a la superficie solo necesitan incluir las señales de corriente y control. El controlador del motor **194** es parte de una pequeña plancha de circuito impresa o un ensamblaje electrónico similar que es

adecuado para ser instalado dentro de la carcasa **112**, y el ensamblaje del motor **120** está conectado a y es alimentado por el controlador mediante los cables **196**.

[25] Refiriéndonos a la FIG. 10, el diseño alternativo de la sección del ensamblaje del motor **120** de la herramienta **110** es ilustrado. En el diseño alternativo, ciertos componentes son modificados o agregados, algunos con el fin de adaptar la herramienta **110** a presiones más altas con una profundidad del fondo del pozo mayor. Las modificaciones sirven además para prevenir que el agua entre a la cámara del controlador y eliminan la erosión del material de resina causada por el líquido presurizado. Algunos de los cambios incluyen un estator **158** que ya no está adherido en su lugar. Además, las arandelas **152** son más grandes (por ejemplo, mas largas y/o más gruesas) para acomodar presiones de operación más elevadas de hasta 4000 psi, y para proporcionar aislamiento incrementado al estator del motor de la carcasa y los componentes que lo rodean. El ensamblaje del motor **120** puede incluir una manga de titanio más larga o extendida **144** necesaria para acomodar las arandelas **152** de aislamiento localizadas en la parte alta y la parte baja de la cámara del estator del motor. El estator **156** del ensamblaje del motor **120** también esta inclinado en una posición hacia arriba mediante un separador **146** presionado contra el extremo inferior del estator mediante un resorte de onda **148** que descansa sobre un hombro **150**. El separador con forma anular **146** protege además el material de macilla del motor del daño causado por el resorte de onda **148**, al distribuir la carga del resorte y reducir así la vibración y los pulsos que son transmitidos directamente desde el resorte al material de macilla.

[26] Llamando la atención al tornillo **190**, el aspecto hueco del tornillo puede verse para ilustrar el pasaje **192** para el agua que se alimenta a la válvula directamente a través del motor. En rojo se muestra un conector al cabezal hecho a la medida **198** utilizado para direccionar el cableado eléctrico desde el motor hacia el exterior de la herramienta **110**.

[27] Volviéndonos luego a las FIGS 11 – 12, en ellas se muestran detalles del ensamblaje del motor sin marco **120**. Hay “cascarones” de metal internos (por

ejemplo, titanio) y externo (por ejemplo, acero inoxidable) **144**, **222** y **224** respectivamente, colocados adyacentes al estator **158** junto con la resina de macilla **230** para proteger el motor contra desgaste ambiental, corrosión y estrés resultante del agua a alta presión, desgaste inducido por el flujo del agua, etc. Como se observó previamente en relación con la modalidad de la FIG. 10, el estator del motor **158** puede aislarse del ambiente mediante los sellos de arandela **152**.

[28] En resumen, la herramienta para 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 reservorio de petróleo. Las modalidades de la herramienta para recuperación de petróleo **110** descrita incluyen: una carcasa alargada, generalmente cilíndrica **112** adecuada para pasar a través de un barreno (no se muestra). La carcasa está hecha de un o una combinación de materiales que incluye acero inoxidable (**304**, **409** o **2507**) o acero enchapado (por ejemplo, platinado de níquel, boro-níquel o SeaTEC 100). La herramienta incluye un acumulador **180** para acumular una reserva de fluido presurizado, por ejemplo, de una fuente en la superficie. En una modalidad el acumulador **180** incluye componentes comerciales del anaquel, tal como una vejiga de caucho que desacopla las pulsaciones de la fuente de suministro de presión. Aunque se pueden emplear diferentes técnicas para suministrar un acumulador que recolecte el fluido presurizado para liberarlo por los puertos, en una modalidad de la herramienta, la presión es liberada múltiples veces (por ejemplo, dos veces) durante cada rotación completa (360°) del rotor **122**; donde los puertos están generalmente cerrados pero se abren a alrededor de 5° - 15° de cada media rotación. El área efectiva del puerto o la abertura (por ejemplo, la longitud axial x la longitud rotacional), en conjunto con el tamaño del acumulador y la presión del fluido, gobiernan la caída de presión y la liberación asociada de energía acústica a lo largo del ciclo de descarga. También es posible que una ranura más ancha o más larga **162**, **166** (mayor área), si todos los demás aspectos se mantienen constantes, reduzca la presión promedio dentro del acumulador. En adición al tamaño del puerto, las formas de los puertos pueden ser hechas a la medida para

cambiar el contenido armónico y la naturaleza del pulso acústico creado por la herramienta.

[29] La herramienta también incluye una sección de transferencia de energía que incluye la válvula de transferencia de presión e incluye un motor sin marco **120**, un rotor de eje hueco **154** que tiene un puerto de salida, y un estator **158** que tiene un puerto de salida correspondiente por lo cual la energía de fluido acumulada es transferida a través de los puertos de salida al alinearse los puertos del rotor y el estator, y en donde el motor sin marco está conectado operativamente al rotor de eje hueco (y el fluido pasa a través de éste al acumulador). Se emplea una válvula de transferencia de presión, en donde el fluido presurizado es almacenado dentro del acumulador y subsiguientemente transferido, liberando así la energía de la onda sísmica al estrato/fluido que rodea el barreno mediante los puertos.

[30] Como se podrá apreciar, un método para generar una onda de presión dentro de un estrato saturado de petróleo utilizando la herramienta para 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 la energía de presión con la herramienta para crear energía de onda mediante la liberación de fluido dentro de un medio poroso del estrato, en donde la liberación y la transferencia de energía se logra mediante el motor sin marco que impulsa un generador de válvula rotativa - la herramienta emplea un eje hueco para el paso de fluido, por lo cual la relación relativa de los puertos de salida en tanto el rotor como el estator dentro de la carcasa controla la liberación y transferencia de un pulso u onda de presión sistemática.

[31] *Monitoreo de salida*

[32] Habiendo descrito la herramienta para remover petróleo, se voltea la atención a un sistema sensor de fluido adecuado para sensar el fluido que está siendo removido de un pozo. Refiriéndonos a las FIGS. 14 – 17, allí se muestran

diferentes vistas de un sensor de fluido **610**. En el ejemplo ilustrado, el sensor de fluido **610** incluye un Venturi bidimensional **620**, en donde el Venturi causa que el fluido o los fluidos presurizados bombeados a través del mismo tomen la forma de un fluido de un espesor controlado o 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 de Venturi bidimensional y la reducción del paso cilíndrico de fluido entrante **622** a una región delgada, plana **624**. El Venturi **620** también incluye un primer sensor de presión de fluido **630** localizado en la entrada **632** al Venturi para medir una presión para el fluido de entrada que está siendo bombeado. Un segundo sensor de presión **640** de fluido está localizado en el lado de salida **642** del Venturi **620** para medir una presión en el fluido de salida. Se debe notar que uno o ambos sensores **630** y **640** pueden también ser adecuados para sensar la temperatura del fluido que pasa por ellos con el fin de proporcionar datos de la temperatura del fluido así como datos de presión.

[33] En una modalidad, el Venturi **620** puede ser impreso en 3D de una resina compatible con estereolitografía o un material no magnético similar. También se contempla que el Venturi pueda ser moldeado por inyección o a máquina utilizando otras técnicas bien conocidas. Por durabilidad, el Venturi u otros componentes sensores pueden ser incorporados dentro de un tubo de metal (por ejemplo, FIG. 14) y asegurado con macilla utilizando una resina epoxi durable. Los sensores de presión **630** y **640** son sensores que pueden obtenerse de TE Connectivity Company, por ejemplo la Parte No. MS5803-05BA. Mientras que un sensor de fluido **610** hecho con componentes poliméricos tal como cloruro de polivinilo (PVC), etc.) pueden ser adecuados para presiones relativamente limitadas (bajas) e rangos de hasta 50 psi o incluso 70 psi, se puede apreciar que el sensor de fluido también puede diseñarse para su uso en aplicaciones de alta presión que exceden los 70 psi. Por ejemplo, con materiales y sellos alternativos (por ejemplo, acero de paredes más gruesas o componentes de acero inoxidable, juntas y sellos de alta presión, etc.), el sensor divulgado puede emplearse en pozos presurizados y similares. En una modalidad tal, el uso de sondas de presión

diferencial se contempla para manejar el rango aumentado de presiones que puede experimentar el sensor Venturi.

[34] Otro aspecto del Venturi bidimensional **620** es que proporciona regiones planas grandes **624** en cada lado del mismo a las cuales se acopla un sensor capacitivo **660** adyacente al Venturi. Mas específicamente, el sensor capacitivo incluye un par de placas metálicas paralelas de metal conductor **664** (por ejemplo, hechas de cobre, latón, etc., y de aproximadamente 5 pulgadas cuadradas y 0,01 pulgadas de espesor) localizadas en cada lado del Venturi bidimensional. En una modalidad se emplean placas de cobre ya que es fácil cortarlas del tamaño apropiado, y se puede emplear una soldadura convencional para unir cables eléctricos a las placas sensoras **664**. Una capacitancia medida entre las placas sale como la fuerza dieléctrica del fluido que fluye a través del Venturi, en donde la capacitancia permite caracterizar el fluido – y en particular la habilidad para distinguir entre la presencia de agua contra el petróleo que fluye a través del sensor mediante la diferencia relativa en la fuerza dieléctrica.

[35] Utilizando las mediciones del diferencial de presión como una diferencia entre las salidas del primer sensor de presión **630** y el segundo sensor de presión **640**, es posible determinar una tasa de flujo de fluido como resultado tanto del tamaño del Venturi bidimensional y/o la calibración del Venturi mismo. En concordancia, el sensor de fluido **610** permite al dispositivo determinar una tasa de flujo de fluido como una función de la presión del fluido de entrada del sensor **630** y una presión del fluido de salida del sensor **640**.

[36] En una modalidad, tal como la que se muestra en las FIGS, 14 y 17, el sensor **610** esta contenido dentro de una carcasa **670**, la cual esta equipada con manguitos de unión roscados **672** o acoplamientos similares **674** en cada lado de la misma con el fin de proporcionar el sensor como una unidad completa adecuada para ser eplomada o actualizada en línea dentro de un sistema de bomba de viga tal como el que se muestra en la FIG. 18. Más aún, como resultado del diseño mostrado, el Venturi **620** y el sensor **610** son completamente auto-drenantes después que la bomba de viga se apaga, evitando así la colección de

fluido (por ejemplo, agua) y el potencial daño al sensor debido a condiciones heladas, etc. Como se sugiere previamente, el uso de un diseño de Venturi bidimensional, en combinación con el estrechamiento de la sección transversal cilíndrica de la tubería a una ranura lineal a la entrada del Venturi (ver por ejemplo, la vista del extremo de la región plana **624** en la FIG. 16), evita la estratificación del fluido. Otra característica de la modalidad divulgada del sensor es la maximización de la superficie de la placa capacitiva mientras se mantiene un ensamblaje compacto del sensor.

[37] Habiendo descrito los detalles del sensor de fluido **610**, se vuelve la atención también a las FIGS. 18 – 19, las cuales se proporcionan para ilustrar una modalidad de un sistema de control y monitoreo de la bomba de viga, así como también los datos recolectados del sistema y procesados. Más específicamente, un sistema de control y monitoreo de la bomba de viga **610**, tal como se muestra en las FIGS. 18 – 19 puede consistir de o incluir un sensor de fluido en línea **610** en una carcasa **670**, en donde el sensor está conectado operativamente o aplomado, por ejemplo, mediante los acoples **674**, para recibir la salida de fluido de una bomba de viga **670** conectada a la cabeza del pozo. En la configuración que se muestra, el sensor **610** se utiliza para generar señales de presión de salida y capacitancia en respuesta a la salida de fluido, las señales de salida son transmitidas mediante un alambre o un cable **726** al circuito de control y registro dentro del controlador eléctrico **740** del Venturi. El sensor de fluido, como se describe arriba, incluye un primer sensor de presión de fluido en la entrada del Venturi, un segundo sensor de presión de fluido a la salida del Venturi, y un sensor de capacitancia a lo largo de el Venturi bidimensional, en donde el sensor capacitivo incluye un par de placas metálicas paralelas conductoras a cada lado del Venturi bidimensional.

[38] El sistema **710** también consiste de o comprende un controlador **740**, que opera un microprocesador o un microcontrolador similar **754** de acuerdo con un conjunto de instrucciones pre-programadas. El controlador **740** incluye una tarjeta de circuitos impresa **750**, con un puerto I/O que recibe la salida del sensor

de fluido **710** mediante el cable **726** conectado al puerto **728**, y procesa las señales de salida. En adición a la recuperación de datos las conexiones a otros dispositivos pueden posibilitar el intercambio de información diferente a los datos de los sensores, incluyendo actualizaciones programáticas y similares. En un modo operativo, el controlador **740** (por ejemplo un computador de una sola tarjeta disponible de Texas Instruments Company) puede operar simplemente como un dispositivo de recolección de datos, recibiendo y almacenando las señales de salida del sensor en la memoria (no se muestra), incluyendo convertir las señales de una salida análoga en un valor digital para su almacenamiento. También se incluye un enchufe de tipo de pin o puerto (por ejemplo, 4 pines) **764**, proporcionando conectividad cableada para la bomba de viga (por ejemplo, señales de control del motor y la potencia). La conectividad inalámbrica también se proporciona mediante una conexión de WiFi o Bluetooth localizada entre el controlador y un dispositivo de computo portátil (no se muestra), y también se contempla un enlace de telefonía móvil o satelital que puede ser integrado al controlador **240** para facilitar el intercambio remoto de datos. Además, se puede proporcionar una pantalla digital **260** con el controlador **240**, para proporcionar información de estado u operacional así como también datos de salida en tiempo real de la presión u otros datos. Aunque no se muestran se puede apreciar que el sistema **210** incluye además una fuente de potencia, la cual puede incluir una o más baterías como fuente de poder primaria o de respaldo.

[39] Refiriéndose brevemente a las FIGS. 18 – 19, en una modalidad el sensor Venturi puede incluir un controlador digital encastrado con el cual se comunica con el controlador **740** mediante una señal UART (por ejemplo, RS232). El sistema de sensores Venturi envía valores pre-digitalizados para presión, temperatura, y capacitancia al controlador. El ensamblaje electrónico es colocado en un recipiente tal como un tubo, y luego se llena (macilla) con epoxi. Una placa central de componentes electrónicos incluye un microcontrolador, la cual se comunica con los sensores de presión **630**, **640**, mide la capacitancia, almacena y transmite una corriente digital de datos de sensor al controlador de la bomba de viga **740**. Dos placas externas, **830**, **840**, pueden ser utilizadas para montar

sensores de presión. Alternativamente, como se ilustra en la FIG. 15, los sensores de presión **630** y **640** están acoplados directamente a la placa de electrónicos **618** mediante un arnés cableado o un BUS. Por ejemplo, en una modalidad se emplea un BUS digital **650** (cinta de cable) que el microcontrolador usa para comunicarse con los sensores de presión. El controlador digital encastrado es principalmente empleado para convertir las señales del sensor análogo a señales digitales con el fin de mitigar el ruido que está usualmente asociado con la transmisión de una señal análoga (especialmente cuando se mide la capacitancia). Por último, las habilidad de sensar la temperatura del fluido que fluye a través del sensor permite una caracterización más precisa de las presiones del fluido.

[40] En otra modalidad, el controlador, u otro procesador de computador (no se muestra) al que está enlazado el controlador **740** (de modo alámbrico (por ejemplo, mediante el puerto **728**) o inalámbrico), puede usar las señales de salida para monitorear la producción de la bomba de viga y, en base a tales señales, analizar y reportar el desempeño de la bomba de viga como, por ejemplo, se muestra en las FIGS 20 – 24. Más aún, el controlador o el otro computador puede procesar las señales de salida para totalizar la cantidad de petróleo y/o agua bombeada desde la cabeza del pozo a lo largo de un periodo de tiempo en base a los datos del diferencial de presión entre el primer y el segundo sensores de presión. Como se anota arriba, el sistema de monitoreo y control de la bomba de viga puede incluir un transceptor para comunicar datos con otro dispositivo computarizado.

[41] El sistema de monitoreo y control de la bomba de viga **710** también puede procesar los datos del sensor **610** para modificar la operación de la bomba de viga para optimizar la extracción de petróleo de la cabeza del pozo. Por ejemplo, el sistema puede utilizarse para determinar, en base a las señales de salida en tiempo real del sensor **610**, si se está bombeando y esta pasando por el sensor ya sea petróleo, agua o gas. Y, en base a tal determinación se puede continuar, detener o ajustar de otro modo en concordancia la operación de la bomba de viga. A modo de ejemplo, al detectar el bombeo de petróleo, se

continúa la operación de la bomba de viga en tanto que al detectar agua o gas la operación de la bomba de viga puede ser detenida o modificada. En una modalidad el sistema determina o diferencia el tipo de fluido en el sensor basado en las señales de presión y capacitancia que están siendo generadas por el sensor. Por ejemplo, el sistema puede emplear una o más de las siguientes reglas:

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

[42] Como se ilustra en la FIG. 20, por ejemplo, cada bombeo de la bomba de viga crea un “pico” de presión en el diferencial de presión (**610**) entre los sensores de entrada y salida (**630** y **640**, respectivamente). Y, cuando el fluido cambia de petróleo a agua, a aproximadamente los 80 segundos en la tabla, el cambio en el perfil de presión (leve incremento en el pico de presión debido al agua) es concurrente con un incremento similar en la capacitancia medida (también consistente con agua en lugar de petróleo presente en el Venturi 2D).

[43] Como se ilustra en la FIG. 21, la presión diferencial (o absoluta) observada se incrementa inicialmente (por ejemplo incremento de la presión en la región **410**) por encima del nivel nominal cuando la bomba de viga arranca y comienza a bombear fluido a través del sensor. Y cuando el fluido acumulado en el pozo ha sido bombeado fuera (por ejemplo bombeado fuera de la región **420**), la presión disminuye de regreso a cerca de los niveles de presión nominal como se muestran en la FIG. 22.

[44] La FIG. 23 se proporciona para ilustrar como el controlador registra una serie de tiempo para la totalidad del ciclo de bombeo. La recolección de datos permite el procesamiento posterior para calcular los datos de corte de volumen/agua, los cuales pueden luego emplearse para facilitar una mayor precisión en las mediciones. Toda vez que se bombea fluido del pozo se espera que el fluido pueda ser una combinación de agua y petróleo. Típicamente, el “corte

de agua” es la proporción o el porcentaje de petróleo/agua que fue bombeada. Por ejemplo, para el pozo probado (ver por ejemplo FIG. 23), mas del 95 porciento del fluido siendo bombeado es agua. Por lo tanto, el corte de agua podría caracterizarse como el 95 porciento. La disponibilidad y el análisis de los datos recolectados a lo largo de la totalidad de los ciclos de bombeo facilita el uso de “aprendizaje”, incluyendo la comparación contra datos anteriores y detección de patrones dentro de los datos, para facilitar el ajuste de los parámetros de control en base a los datos previos de desempeño para la bomba de viga/pozo. Y, como se sugiere arriba y en la FIG. 24, los datos del sensor pueden utilizarse para permitirle al sistema detectar la presencia de fas o espuma dentro del fluido bombeado del pozo y que pasó por el sensor. Por ejemplo, la región **430** de la gráfica muestra una combinación de baja presión más capacitancia baja/oscilante que puede indicar la presencia de espumado o gas.

[45] *Sistema para la recuperación de petróleo*

[46] Habiendo descrito tanto la herramienta para recuperación de petróleo como el sistema de monitoreo de salida apropiado para uso en el campo de petróleo **1110**, se vuelve la atención a las FIGS. 25 – 27. Se muestra en la FIG. 25 una pluralidad de pozos **1120**, cada uno de los cuales tienen asociada una bomba u otro mecanismo para extraer y recolectar líquidos (incluyendo petróleo) del pozo. Al menos uno de los pozos también tiene un sistema de monitoreo al nivel del suelo **1130** tal como se muestra en las FIGS. 14 – 19 asociado operativamente con el pozo, por lo cual el sistema de monitoreo es capaz de generar datos que indican la cantidad de petróleo que se esta produciendo desde el pozo **1120**. El sistema de monitoreo a nivel del suelo también puede ser capaz de almacenar y/o transmitir datos que indican los volúmenes de petróleo e información relacionada a la estación remota **1150** mediante uno o mas canales de comunicación (alámbrico, inalámbrico (por ejemplo, satélite, microondas, WiFi, etc.)). La estación remota **1150** incluye tanto un sistema de computador como la capacidad de almacenar datos, en donde el sistema de computador es capaz de analizar sistemáticamente los datos recolectados de uno o más pozos en el campo **1110**, con el fin de

evaluar el desempeño del campo y de pozos particulares a lo largo del tiempo y en respuesta a diferentes procesos y tratamientos. Uno de tales tratamientos puede incluir el uso de energía sísmica o acústica para estimular el campo de petróleo en una manera adecuada para incrementar la producción de los pozos y, por lo tanto, mejorar el desempeño del campo de petróleo en general.

[47] Refiriéndonos también a la FIG. 26, en ella se muestra un sistema de recuperación de petróleo **1210**, en donde la herramienta para recuperación de petróleo **110** es empleada dentro de un pozo de barreno **1240** (por ejemplo en o por debajo del nivel de fluido), y esta controlado por el sistema **1250** como se muestra en la FIG. 26. El sistema de recuperación de petróleo **1210** para mejorar la recuperación de petróleo dentro de un reservorio, incluye una fuente de fluido presurizado **1260**, una herramienta sumergible para recuperación de petróleo **110** para impartir energía de onda sísmica dentro del reservorio de petróleo **1110**, en forma de una onda, de tal manera que se alteran las fuerzas capilares del petróleo residual en su interior, y un sistema de control **1250** adecuado para monitorear y controlar los componentes del sistema, incluyendo al menos la herramienta para recuperación de petróleo y la fuente de fluido presurizado con el fin de producir o generar energía de onda sísmica/acústica dentro del reservorio. La herramienta para la recuperación de petróleo **110** incluye una carcasa y un motor sin marco, sin escobilla, operativamente localizado dentro de la carcasa, como se describe arriba en detalle, para recibir el fluido presurizado y, en respuesta a la corriente eléctrica, generar las ondas de energía acústica/sísmica al liberar el fluido presurizado a través de los puertos del rotor y el estator.

[48] La fuente de fluido presurizado incluye un reservorio **1264** que se puede rellenar de fluido (por ejemplo, agua), un sistema de presurización para presurizar el fluido del reservorio y pasar el fluido presurizado a través de un conducto **1268** hacia la herramienta para recuperación de petróleo **110**. El sistema de presurización incluye una bomba **1272** impulsada por el motor **1270**, en combinación con un filtro **1274**, junto con al menos un sensor **1276** (por ejemplo, suministro de presión (P) de fluido de la bomba, tasa de flujo (F) de fluido a la

herramienta para recuperación de petróleo, la corriente (A) del motor de la bomba, la contrapresión (P_B) del fluido en el filtro, etc.)) generando una señal y enviar dicha señal a dicho sistema de control.

[49] Como se muestra en la FIG. 26, el sistema de control **1250** incluye además un controlador lógico programable **1280**, un computador de una sola placa **1282**, y el menos un transceptor de comunicación externa (Tx/Rx **1284**) (Por ejemplo, WiFi, Bluetooth, Ethernet, satélite moderno (Irridium)). El controlador de lógico programable utiliza un microcontrolador de núcleos múltiples y proporciona controles de bajo nivel mediante una interfaz con y proporcionando señales de control y/o potencia (por ejemplo, control/interruptor para motores) a tanto el motor de la bomba **1270** y el motor sin marco ni escobillas en la herramienta para la recuperación de petróleo **110**, y en donde el computador de una sola placa esta conectado operativamente para intercambiar comandos y datos con el controlador lógico programable para efectuar diferentes operaciones del sistema de recuperación de petróleo **1210**, con el fin de producir consistentemente la energía de ondas sísmicas. En una modalidad el computador de una sola placa **1282** emplea un sistema operativo basado en Linux y las instrucciones programáticas almacenadas se emplean para una pluralidad de funciones. Como se podrá apreciar, el sistema de recuperación de petróleo, mediante el transceptor de comunicaciones externas, y en conjunto con el computador de una sola placa, posibilita tanto el control autónomo como el remoto del sistema de recuperación de petróleo. Tal control remoto puede efectuarse mediante una estación remota **1150** como se muestra en la FIG. 25, por lo cual la operación, el control y el monitoreo del sistema **1210** se puede lograr remotamente, o en una consola centralizada. Entre otros datos, el sistema de recuperación de petróleo permite el monitoreo remoto de los parámetros de operación del sistema (por ejemplo, los datos del sensor, estado de control, fallas del sistema, etc.) y facilita la generación remota de comandos para ajustar ciertos parámetros (por ejemplo, la velocidad del motor de la herramienta para recuperación (o sea, la frecuencia)). La habilidad de poder ajustar la operación de la herramienta para recuperación de petróleo tiene el potencial de evitar el tiempo y los costos para conducir estudios previos del campo

de petróleo con el fin de predeterminedar las características operativas deseables. De hecho, la herramienta para la recuperación de petróleo puede desplegarse dentro de un campo y, con el equipo de monitoreo previamente mencionado, la operación puede monitorearse y ajustarse con el fin de optimizar el desempeño y “sintonizarla” para un campo de petróleo.

[50] Con el fin de proporcionar un desempeño confiable, varios componentes del sistema pueden optimizarse. Por ejemplo el conducto **1268**, utilizado para proporcionar el fluido presurizado a la herramienta para recuperación de petróleo **110** es capaz de manejar presiones de fluido de hasta al menos 1500 psi, aunque las presiones de operación normales están típicamente en el rango de alrededor de 250 a alrededor de 350 psig. Además, en una modalidad, el conducto puede formarse de un material flexible (enrollable) adecuado para ser enrollado y desenrollado repetidamente en un carrete para subir y bajar la herramienta dentro del pozo de barreno, en donde el conducto sirve además como una a conexión umbilical unida a y capaz de hacer descender y elevar la herramienta para recuperación de petróleo respecto pozo de barreno **1240** para ajustar la profundidad. Alternativamente, en lugar de ser flexible, el conducto puede estar formado de un material generalmente rígido (por ejemplo, largueros de acero inoxidable con tubería ensamblada de extremo a extremo), en donde los largueros de acero inoxidable con la tubería sirven como una conexión umbilical a, y capaz de subir y bajar la herramienta para recuperación de petróleo relativo al pozo del barreno.

[51] En resumen, el sistema mostrado en las FIGS. 25 – 25 es capaz de generar ondas acústicas dentro de un medio de fluido para estimular la recuperación de petróleo dentro de una reserva de petróleo. El sistema incluye una fuente de fluido presurizado **1260**, en donde la fuente incluye un reservorio **1264** de fluido (por ejemplo, agua) que se puede rellenar y un sistema de presurización (el motor **1270**, la bomba **1272**, el filtro **1274**, y los sensores **1276**) para presurizar el fluido del reservorio y pasar el fluido presurizado a través del conducto, el conducto **1268** termina en un extremo opuesto en la herramienta para

recuperación de petróleo **110**. Y, como se describe arriba, la herramienta para recuperación de petróleo esta generalmente retenida con una carcasa alargada y generalmente cilíndrica adecuada para pasar a través de un pozo de barreno. La herramienta misma incluye un acumulador, una sección de transferencia de energía (*puede estar incluida en la válvula de transferencia de presión*), un motor sin marco, un rotor de eje hueco que tiene un puerto de salida, y un estator que tiene un puerto de salida correspondiente por el cual la energía del fluido es transmitida al alinearse los puertos del rotor y el estator, y en donde el motor sin marco esta conectado operativamente al rotor de eje hueco de tal manera que el fluido pasa a través del mismo hacia el acumulador. El motor sin marco es alimentado desde la superficie mediante el controlador lógico programable mediante cables portadores de corriente asociados con un conducto.

[52] Como se describe, la herramienta para recuperación de petróleo, y el motor sin marco en su interior, opera como una válvula de transferencia de presión, en donde el fluido presurizado es almacenado dentro del acumulador y subsiguientemente transferido a través de los puertos dentro del fluido circundante, liberando así energía de onda sísmica dentro del fluido que rodea la herramienta. El sistema de control **1250** es adecuado para monitorear y controlar al menos la herramienta para recuperación de petróleo y la fuente de fluido presurizado con el fin de producir las ondas sísmicas dentro del reservorio. El sistema para recuperación de petróleo **1210** produce una onda sísmica a una frecuencia entre 10 – 100 Hz, y más preferiblemente entre 20 – 40 Hz.

[53] Como se podrá apreciar, el controlador lógico programable **1280** y el computador de placa sencilla **1282** incluyen cada uno instrucciones programáticas respectivas para su operación y el computador de placa sencilla incluye instrucciones programáticas para hacer interfaz con y controlar ciertas operaciones del controlador lógico programable. Como se describió anteriormente en relación con la FIG. 27, el sistema puede también incluir un computador remoto o estación de computo **1150**, el computador remoto incluye un medio de almacenamiento adecuado para almacenar instrucciones programáticas donde las

instrucciones facilitan una conexión remota al computador de placa sencilla **1282** mediante canales de comunicación seleccionados del grupo que consiste de WiFi, Bluetooth®, Ethernet, y modem satelital. Utilizando el computador remoto, es posible tanto monitorear la producción de pozos utilizando un sistema de monitoreo **1130** al nivel del suelo, así como también controlar y ajustar la salida sísmica de la herramienta para la recuperación de petróleo **110**, con el fin de optimizar la producción del campo de petróleo **1110**.

[54] Los diferentes componentes descritos en relación con el sistema **1210**, mostrado en las FIGS. 25 – 27, necesitan operar de manera confiable aun estando sujetos a fluctuaciones e interrupciones de electricidad. Para asegurar que el sistema **1210** es capaz de o regresa a la operación después de un apagón, uno del controlador lógico programable y/o el computador de placa sencilla incluyen memoria no volátil (NVM) adecuada para almacenar datos generados por el sistema. En una modalidad, los datos almacenados incluyen la indicación de si el sistema esta realizando un reinicio después de uno de al menos dos eventos (por ejemplo, una apagada planeada o una apagada por corte eléctrico).

[55] Con respecto a la FIG. 27, en la parte alta de la figura se muestra un sistema de monitoreo al nivel del suelo **1130** que produce una salida de un sensor tal como un sensor tipo Venturi, en donde los datos pueden ser procesados (por ejemplo, clasificados) por el procesador **1252** de tal forma que se caracteriza una cantidad o tasa de petróleo producido del pozo asociado. Los datos de producción de petróleo luego son pasados o procesados adicionalmente (por ejemplo, por la estación remota **1150**) en donde los datos de producción de petróleo son comparados y contrastados, y un algoritmo u otras operaciones de inteligencia artificial pueden emplearse para determinar si se deben hacer ajustes a los parámetros de operación del sistema para la recuperación de petróleo **1210**, por lo cual la estación remota puede transmitir un nuevo ajuste del parámetro (por ejemplo, frecuencia, presión, profundidad) de regreso al sistema de recuperación con el fin de optimizar el desempeño del campo de petróleo. Se podrá preciar además, que la estación remota puede procesar una entrada de una pluralidad de

sistemas de monitoreo, de pozos, y que los datos de producción de petróleo de tales sistemas de monitoreo pueden usarse concurrentemente para optimizar la producción de una serie de pozos en un campo, aunque uno o mas de los pozos puedan no ser optimizados. En resumen, un clasificador (por ejemplo, el procesador **1252**) analiza los datos crudos que salen de los sensores Venturi en el sistema de monitoreo **1130** para detectar automáticamente la transición petróleo/agua y totalizar la producción de petróleo de los datos del sensor. Los datos de producción de petróleo luego son alimentados a la estación remota en donde un algoritmo avanzado y/o un sistema de inteligencia artificial reúne los datos de la producción y ajusta la salida del sistema y la herramienta para recuperación de petróleo y automáticamente optimiza el desempeño del campo de manera autónoma.

[56] Como otra alternativa, algunos o todos los componentes mostrados en la FIG. 25, incluyendo el carrete motorizado **1300** para subir y bajar el conducto flexible, pueden ser montados en un remolque con el fin de hacer el sistema **1210** más portátil. Y, al implementar la modalidad montada en un remolque, también es posible incluir sistemas de corriente alternativos, uniformes y/o de respaldo de tal forma que el tiempo de apagado debido a las interrupciones de la corriente al la ubicación del sistema puede reducirse o eliminarse.

[57] Debe entenderse que diferentes cambios y modificaciones a las modalidades descritas acá serán aparentes para aquellos con habilidad en el arte. Tales cambios y modificaciones pueden hacerse sin alejarse del espíritu y alcance de la presente divulgación y sin disminuir sus ventajas planeadas. Por lo tanto, se anticipa que todos de tales cambios y modificaciones pueden estar cubiertos por la presente solicitud.