



Delegatura de propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO SISTEMA, APARATO Y MÉTODO PARA
ESTIMULAR POZOS Y MANEJAR UN DEPÓSITO DE RECURSOS
NATURALES

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE TECHNOLOGICAL RESEARCH LTD.

DOMICILIO Road Town, Tortola, Islas Virgenes
Británicas

74. APODERADO HUMBERTO RUBIO CAMACHO
COD. 4134

22. BOGOTÁ, D.C., 11 DE JULIO DE 2012

Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO No. 12-116455- -00000-0000 Fecha. 2012-07-11 14:32:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONAL Act 411 PRESENTACION Folios 69
---	---

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL –PCT

1	TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☒ Capítulo I	☐ Patente de Modelo de Utilidad ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
Solicitud Internacional No.		PCT/EP2010/069358	Fecha 10/12/2010
Publicación Internacional No.		WO 2011/070143	Fecha 16/06/2011
3	TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)		
SISTEMA, APARATO Y MÉTODO PARA ESTIMULAR POZOS Y MANEJAR UN DEPÓSITO DE RECURSOS NATURALES			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (CIP)		
5	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN TIPO
TECHNOLOGICAL RESEARCH LTD.			
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN		No. TELÉFONO	
Ciudad		CORREO ELECTRÓNICO	
DEPARTAMENTO/ESTADO		NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN	
PAÍS DE RESIDENCIA		Islas Virgenes Británicas	
7	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1. ZOLEZZI-GARRETON		Alfredo	Estadounidense
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:			
8	DATOS INVENTOR (ES)		
PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO/ESTADO	CIUDAD	DIRECCIÓN
1. Estados Unidos de America	California 91606	Toluca Lake	10061 Riverside Drive, 142,
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)			
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.			
9	REPRESENTANTE LEGAL ☒ APODERADO		
APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
RUBIO CAMACHO		HUMBERTO	C.C. 17'192.062 T.P. 50.007
DIRECCIÓN		No. TELÉFONO	
CIUDAD		CORREO ELECTRÓNICO	
PAÍS		No. RADICACIÓN DE PROTOCOLO DE PODER GENERAL	
Carrera 7 # 74-64 Oficina 506		3132408	
Bogotá, D.C.		mail@rubiolawyers.com	
Colombia			
10	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO		
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO (32) FECHA (AAAA/MM/DD)

SISTEMA, APARATO Y MÉTODO PARA ESTIMULAR POZOS Y MANEJAR UN DEPÓSITO DE RECURSOS NATURALES

MEMORIA DESCRIPTIVA

La invención se relaciona con estimular y manejar la producción de pozos
5 que producen recursos naturales tales como petróleo crudo, gas y/o agua;
en particular la invención se relaciona con un sistema, método y aparato
para estimular una formación geológica usando una herramienta en el
fondo del pozo para aplicar ondas mecánicas de alta y baja frecuencia en
uno o más pozos en un campo de producción, y un sistema para recopilar
10 datos de información sobre parámetros de producción y procesar los datos
para guiar el proceso de estimulación.

Una parte de la descripción de este documento de patente contiene
material que está sujeto a la protección de los derechos de autor. El
propietario de los derechos de autor no tiene objeción respecto de la
15 reproducción en facsímile que pueda efectuar cualquiera del documento de
patente o la descripción de patente, según aparece en el expediente o
registros de la Oficina de Patentes y Marcas, pero, de otro modo, se
reserva todos los derechos de autor asociados con este documento.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

20 Un desafío mayor en la producción de recursos naturales tales como el
petróleo, gas y agua de pozos es que la productividad disminuye
gradualmente con el tiempo. Si bien se espera que una disminución
acompañe naturalmente el agotamiento de las reservas en el depósito, a
menudo mucho antes de cualquier reducción significativa de las reservas,
25 la producción se reduce como resultado de factores que afectan la
formación geológica en la zona inmediata alrededor del pozo y en la
configuración misma de éste. Por ejemplo, la producción de Petróleo Crudo
puede disminuir como resultado de la reducción de la permeabilidad de la
formación rocosa que rodea el pozo, una disminución de la fluidez del
30 petróleo o del depósito de sólidos en las perforaciones que llevan a la zona

de captura del pozo.

En los pozos de producción, las perforaciones ayudan a que el fluido de la formación que se escurre a través de grietas o fisuras en ésta fluya hacia un compartimiento de recolección en el pozo. Por lo tanto, el tamaño de los poros de las perforaciones que conectan el pozo con la formación determina el caudal del fluido desde la formación hacia el pozo. Junto con el flujo de petróleo, gas o agua, fluyen partículas sólidas muy pequeñas desde la formación, denominadas "finos," y a menudo se asientan alrededor y dentro del pozo, reduciendo así el tamaño de los poros.

- 10 Sólidos tales como las arcillas, coloides, sales, parafina, etc. se acumulan en las zonas de perforación del pozo. Estos sólidos reducen la permeabilidad absoluta o la interconexión entre los poros. Las partículas minerales pueden depositarse, las escamas inorgánicas precipitarse, las parafinas, el asfalto o el bitumen asentarse, la arcilla hidratarse y los sólidos de lodo y salmuera de las inyecciones pueden invadir las perforaciones. Estos problemas llevan a una limitación del flujo en la zona que rodea las perforaciones.

- 20 Como resultado de la reducción de la productividad, de pozos petrolíferos, por ejemplo, la explotación puede volverse extremadamente costosa forzando el abandono de los pozos.

Los pozos de producción de petróleo y gas, por ejemplo, se estimulan periódicamente aplicando tres tipos generales de tratamiento: mecánico, químico y otras técnicas convencionales que incluyen enjuague intenso, fracturación y tratamiento ácido.

- 25 El tratamiento ácido químico consiste en inyectar en la zona de producción mezclas de ácidos, tales como ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico (HCl y HF). El ácido se utiliza para disolver componentes reactivos (p. ej., carbonatos, minerales de la arcilla y, en una menor cantidad, silicatos) en la roca, lo que aumenta la permeabilidad. Aditivos tales como agentes

retardadores de reacción y solventes se agregan normalmente a las mezclas para mejorar el desempeño del ácido en la operación de acidificación.

Si bien el tratamiento ácido es un tratamiento común para estimular los pozos de petróleo y gas, este tratamiento tiene múltiples desventajas. Entre las desventajas del tratamiento ácido están: 1) el costo de los ácidos y el costo de eliminar los residuos de la producción son altos; 2) por lo general los ácidos son incompatibles con el petróleo crudo y pueden producir residuos aceitosos viscosos dentro del pozo; los precipitados que se forman una vez que se consume el ácido pueden a menudo ser más molestos que los minerales disueltos; y 3) la profundidad de penetración del ácido activo o vivo es habitualmente baja (menos de 5 pulgadas o 12,7 cm).

La fracturación hidráulica es un tratamiento mecánico que se usa usualmente para estimular los pozos de petróleo y gas. En este proceso, se utilizan presiones hidráulicas altas para producir fracturas verticales en la formación. Las fracturas pueden llenarse con tapones de polímero o tratarse con ácido (en rocas, carbonatos y rocas blandas) para formar canales de permeabilidad dentro de la región del orificio del pozo; estos canales permiten fluir al petróleo y gas. Sin embargo, el costo de la fracturación hidráulica es extremadamente alto (hasta 5 a 10 veces más alto que los costos del tratamiento ácido). En algunos casos, la fractura puede extenderse hacia áreas en que hay agua, lo que aumenta la cantidad de agua producida (una desventaja significativa para la extracción de petróleo). Los tratamientos de fracturación hidráulica se extienden varios cientos de metros desde el pozo y se usan con mayor frecuencia cuando las rocas son de baja permeabilidad. La posibilidad de formar tapones de polímero exitosos en todas las fracturas es normalmente limitada, y problemas tales como el taponamiento de las fracturas y la trituración del tapón pueden deteriorar seriamente la productividad de las fracturas hidráulicas.

Otro método para mejorar la producción de petróleo en pozos involucra la inyección de vapor o agua. Uno de los problemas más comunes en pozos de petróleo agotados es la precipitación de parafina y asfaltenos o bitumen dentro y alrededor del pozo. Se inyecta vapor de petróleo caliente en estos pozos para fundir y disolver la parafina en el petróleo y luego toda la mezcla fluye a la superficie. Con frecuencia, se utilizan solventes orgánicos (tales como xileno) para eliminar los asfaltenos o el bitumen, cuyo punto de fusión es alto, y que son insolubles en alcanos. El vapor y los solventes son muy costosos (los solventes mucho más que el vapor), en particular cuando se tratan pozos marginales, que producen menos de 10 barriles de petróleo por día. La principal limitación en el uso de vapor y solventes es la ausencia de mezclado mecánico, que es necesario para disolver o mantener en suspensión la parafina, los asfaltenos o el bitumen.

Evidencia empírica ha demostrado que las ondas sísmicas pueden tener un efecto importante sobre los depósitos de petróleo. Por ejemplo, tras las ondas sísmicas, sea que tengan su origen en terremotos o inducción artificial, se observa una elevación de los niveles de fluido (agua o petróleo), lo que genera un aumento en la producción de petróleo. I.A. Beresnev y P. A. Johnson (GEOFÍSICA, VOL. 59, Nº 6, JUNIO 1994; P. 1000-1017) publican un informe acerca de estos fenómenos, el que se incluye en su totalidad en la presente a modo de referencia.

Se han descrito varios métodos que utilizan ondas de sonido para estimular pozos petrolíferos. Challacombe (Patente de Estados Unidos Nº 3721297) describe una herramienta para limpiar pozos usando pulsos de presión: una serie de módulos explosivos y generadores de gas se interconectan en una cadena, de manera tal que el encendido de uno de ellos activa el siguiente y se produce una progresión o secuencia de explosiones. Estas explosiones generan ondas de choque que limpian el pozo. Existen desventajas obvias en este método, como el daño potencial que puede ocasionarse a los pozos de petróleo y gas de alta presión. El uso de este método no es factible debido a otros peligros, incluyendo incendios y falta de control durante el período de tratamiento.

Sawyer (Patente de Estados Unidos Nº 3648769) describe un diafragma controlado hidráulicamente que produce “vibraciones sinusoidales en el rango acústico bajo”. Las ondas generadas son de baja intensidad y no se dirigen ni enfocan hacia la formación (roca). Como consecuencia, la mayor parte de la energía se propaga a lo largo de las perforaciones.

Se han desarrollado técnicas de ultrasonido para aumentar la producción de petróleo crudo de pozos. Sin embargo, existe una gran cantidad de efectos relacionados con la exposición de sólidos y fluidos a un campo de ultrasonido de ciertas frecuencias y energía. En el caso de fluidos en particular, pueden generarse burbujas de cavitación. Éstas son burbujas de gas disueltas en líquido, o burbujas del estado gaseoso de este líquido (cambio de fase). Otros fenómenos asociados son la desgasificación del líquido y limpieza de las superficies sólidas.

Maki Jr. *et al.* (Patente de Estados Unidos Nº 5595243) propone un dispositivo acústico en que un transductor piezoeléctrico se establece como radiador. El dispositivo presenta dificultades en su fabricación y uso, ya que se requiere de la operación asíncrona de una gran cantidad de radiadores piezoeléctricos.

Vladimir Abramov *et al.*, en “Dispositivo para Transferir Energía Ultrasónica a un Medio Líquido o Pastoso” (Patente de Estados Unidos Nº 5994818) y en “Dispositivo para Transmitir Energía Ultrasónica a un Medio Líquido o Pastoso” (Patente de Estados Unidos Nº 6429575), propone un aparato que consiste en un generador de corriente alterna que opera en el rango de 1 a 100 kHz para transmitir energía ultrasónica, y un transductor piezoeléctrico o magnetostrictivo que emite ondas de ultrasonido, que son transformadas mediante un resonador tubular o sistema de guías de ondas (o sonotrodo) en oscilaciones transversales que entran en contacto con el medio líquido o pastoso irradiado. Sin embargo, estas patentes están pensadas para ser usadas en contenedores de dimensiones muy grandes, al menos en comparación con el tamaño y geometría de las perforaciones presentes en pozos. Esto muestra limitaciones desde un

punto de vista dimensional, y además para el modo de transmisión si se desea aumentar las capacidades de producción de pozos de petróleo.

- Julie C. Slaughter *et al.*, en "Radiador de Ultrasonido Tipo Fondo de Pozo y Método para su Uso" (en Patente de Estados Unidos N° 6 230 788),
 5 propone un dispositivo que utiliza transductores ultrasónicos fabricados de aleación de terfenol-D y colocados en el fondo del pozo, y alimentados por un generador ultrasónico ubicado en la superficie. La ubicación de los transductores, axialmente al dispositivo, permite la emisión en una dirección transversal. Esta invención propone una reducción a nivel de
 10 viscosidad de los hidrocarburos contenidos en el pozo mediante emulsificación, al reaccionar con una solución alcalina inyectada al pozo. Este dispositivo considera una circulación de fluido superficial forzada, como un sistema de refrigeración, para garantizar la continuidad de la irradiación.
- 15 Dennis C. Wegener *et al.*, en "Reducción de Viscosidad y Producción de Petróleo Pesado," (Patente de Estados Unidos N° 6 279 653), describe un método y dispositivo para producir petróleo pesado (gravedad específica API inferior a 20) aplicando ultrasonido generado por un transductor hecho de aleación de terfenol, unido a una bomba de extracción convencional, y
 20 alimentado por un generador instalado en la superficie. En esta invención se considera también la presencia de una solución alcalina, similar a una solución acuosa de hidróxido de sodio (NaOH), para generar una emulsión con petróleo crudo de menor densidad y viscosidad, facilitando así la recuperación del crudo mediante la impulsión con una bomba. Aquí, se
 25 instala un transductor en una posición axial para producir emisiones ultrasónicas longitudinales. El transductor se conecta a una barra adyacente que opera como guía de onda o sonotrodo.

Robert J. Meyer *et al.*, en "Método para Mejorar la Recuperación de Petróleo Usando una Técnica Ultrasónica" (Patente de Estados Unidos N° 6 405 796), propone un método para recuperar petróleo usando una técnica de ultrasonido. El método propuesto consiste en desintegrar aglomerados

mediante una técnica de irradiación ultrasónica, y la operación se propone dentro de un determinado rango de frecuencia, para efectos de manejar fluidos y sólidos en diferentes condiciones. El principal mecanismo de recuperación de petróleo se basa en el impulso relativo de estos componentes dentro del dispositivo.

El último arte previo mencionado genera ondas ultrasónicas mediante un transductor alimentado externamente por un generador eléctrico conectado al transductor a través de un cable de transmisión. El cable de transmisión, en general, mide más de 2 km., lo que presenta la desventaja de pérdidas en la transmisión de la señal. Debido a que la transmisión de corriente eléctrica de alta frecuencia a tales profundidades se reduce a un 10% de su valor inicial, la señal generada debe tener una alta intensidad (o energía), suficiente para una adecuada operación de los transductores dentro del pozo. Es más, puesto que los transductores necesitan operar en un régimen de alta potencia, se requiere de un sistema de enfriamiento de aire o agua, lo que su vez implica grandes dificultades al colocarlo dentro del pozo. Lo último implica que la intensidad del ultrasonido no debe superar 0,5-0,6 W/cm². Este nivel es insuficiente para los fines deseados, porque el umbral de efectos acústicos en el petróleo y rocas es de 0,8 a 1 W/cm².

Andrey a. Pechkov, en "Método para Estimulación Acústica de la Zona del Fondo de Barreno de Pozo para Formación de Producción" (Patente de Rusia Nº 2 026 969), describe métodos y dispositivos para estimular la producción de fluidos dentro de un pozo productor. Estos dispositivos incorporan, como un elemento innovador, un generador eléctrico unido al transductor, y ambos integrados en el fondo del pozo. Estos transductores operan en un modo no continuo y pueden funcionar sin necesidad de un sistema de enfriamiento externo. La imposibilidad de operar en un modo continuo para evitar sobrecalentamiento es una de las principales desventajas de esta implementación, ya que la disponibilidad del dispositivo es reducida. Además, debido a que el generador se ubica en el fondo del pozo, y especialmente debido al uso de alta potencia, es posible

que la tasa de fallos del equipo sea alta, aumentando así el costo de mantenimiento.

Oleg Abramov *et al.*, en "Método Acústico para la Recuperación de Pozos y Aparato para su Implementación" (Patente de Estados Unidos Nº 7063144), describe un método electroacústico para estimular la producción dentro de un pozo de petróleo. El método consiste en estimular, mediante potentes ondas de ultrasonido, la zona de extracción del pozo, provocando un aumento de la transferencia de masa a través de sus paredes. Este campo ultrasónico produce grandes ondas de tensión y presión en la formación, lo que facilita el paso de líquidos a través del barreno de pozo. También evita la acumulación de "finos" en esos orificios, lo que aumenta la vida útil del pozo y su capacidad de extracción.

Kostyuchenko en "Método y aparato para generar ondas sísmicas" (Patente de Estados Unidos 6776256) genera ondas sísmicas en un depósito de petróleo para la estimulación de pozos mediante detonación química. Se hace descender al pozo un dispositivo de relleno, en donde se inyecta una mezcla de combustible y aire que luego se detona, generando ondas sísmicas que alcanzan las paredes del pozo. Pueden surgir algunos problemas en términos de posibles explosiones no deseadas y dificultades relacionadas con el transporte de una mezcla de combustible hacia las profundidades del pozo.

Kostrov en "Método y aparato para la estimulación sísmica de formaciones que contienen fluidos" (Patente de Estados Unidos 6899175) describe otro dispositivo para la generación de ondas sísmicas. Las ondas de choque se generan cuando el líquido comprimido se descarga al encamisado de pozo, formando ondas sísmicas en el barreno del pozo. Este dispositivo tiene un rango limitado de aplicaciones ya que sólo se puede utilizar en pozos de inyección.

Ellingsen en "Fuente de sonido para la estimulación de depósitos de petróleo" (publicación de solicitud de patente de Estados Unidos

2009/0008082) se presenta un generador de ondas sísmicas. Gas presurizado desde un compresor ubicado en la superficie es transportado hacia el barreno de pozo en donde opera una fuente de sonido que emite las ondas sísmicas. La principal limitación de este dispositivo es que no puede operar sobre 1 kHz.

Murray en "Herramienta de activación por presión eléctrica y método" (Patente de Estados Unidos 7367405) describe el uso de una herramienta para estimular un fondo de un pozo utilizando ondas mecánicas. Esta herramienta comprende una carcasa que tiene una cámara llena de fluido, en donde se produce una descarga eléctrica. La descarga vaporiza el líquido creando una onda de choque que empuja un pistón, generando así una onda de presión en el fluido circundante. Sin embargo, la presencia de partes en movimiento en el fondo de pozo puede presentar dificultades, por ejemplo, para brindar el mantenimiento necesario.

En "La aplicación de ondas de sonido de alta potencia para la limpieza de barreno de pozos", Champion *et al.*, analiza técnicas relacionadas con ondas de sonido de alta potencia que se utilizan en la estimulación de pozos, e indica que existe una variedad de técnicas para la generación de ondas de sonido, en donde los métodos de laboratorio más comunes comprenden el uso de transductores piezoeléctricos o magnetostrictivos. Los dispositivos piezoeléctricos emplean un cristal que oscila en respuesta a la aplicación de voltaje oscilante, mientras que los dispositivos magnetostrictivos emplean una aleación que cambia de forma en presencia de un campo magnético y crea una fuerza poderosa. En ambos casos, este estudio indica que el movimiento oscilatorio generado se utiliza para impulsar un elemento transmisor acústico. El nivel de potencia promedio de estos dispositivos está en el rango de 0,5 watts/cm², y la posibilidad de un aumento significativo es limitada debido a la presencia de burbujas de gas liberadas por las oscilaciones periódicas de presión dentro del fluido. En lugar de este método basado en transductores, Champion *et al.* propone la generación de ondas de sonido de alta potencia iniciando una descarga eléctrica de alto voltaje en un medio líquido – el electrolito.

Este concepto de generación de ondas de sonido se ha practicado anteriormente en el desarrollo y aplicación de fuentes “encendedoras” sísmicas a nivel marino y de fondo de pozo.

Una descarga eléctrica de alta energía, que puede ser del orden de varios cientos de joules, se gatilla en un descargador sumergido en un electrolito. Los tiempos típicos de ruptura dieléctrica en el agua pueden diseñarse para ocurrir en una escala de tiempo de nanosegundos. Una corriente elevada fluye desde el ánodo al cátodo, lo que hace que el electrolito adyacente al descargador se vaporice y forme una burbuja de gas de plasma de rápida expansión. Después que la descarga se detiene, la burbuja continua expandiéndose hasta que su diámetro aumenta más allá del límite sostenible por la tensión superficial, punto en el que colapsará rápidamente (mecanismo de cavitación), produciendo la onda de choque que se propaga a través del fluido y se utiliza para la limpieza del barreno de pozo. Trabajos anteriores en el campo han demostrado que la creación de esta onda de choque acústico transitoria, en la forma de una función de pasos de presión, tiene el potencial para generar ultrasonido de alta potencia con una intensidad de más de 50 watts/cm².

Sidney Fisher y Charles Fisher en “Recuperación de hidrocarburos desde pozos de petróleo parcialmente agotados mediante calentamiento de ondas mecánicas” (Patente de Estados Unidos 4049053) describe el calentamiento de depósitos subterráneos de hidrocarburos viscosos, tales como los residuos viscosos en pozos de petróleo convencionales, mediante la energía de ondas mecánicas para fluidificar los hidrocarburos, facilitando así la extracción. La última invención comprende un sistema para generar ondas mecánicas que se ubica en la superficie del terreno que transmite las ondas hacia el fondo del pozo.

Patente 7079952 de Estados Unidos, titulada “Sistema y método para manejo de depósitos en tiempo real” para Halliburton Energy Services, Inc. Esta patente comprende un sistema de manejo amplio de campo para un depósito de petróleo en tiempo real. Este sistema de manejo de campo

comprende varias herramientas de software que interactúan continuamente para generar un pronóstico de inyección y producción de campo. El resultado correspondiente del sistema divulgado en esta patente es el control en tiempo real de dispositivos de flujo de inyección y/o producción en el fondo del pozo tales como bobinas, válvulas y otros dispositivos de control y el control en tiempo real de dispositivos de control de inyección y producción en la superficie.

Patente 6943697 de Estados Unidos, "Sistema y método para manejo de depósitos" para Schlumberger Technology Corporation. La patente anterior divulga un sistema para controlar las tasas de agotamiento de un campo de hidrocarburos en desarrollo. En este sistema, la unidad de control central recibe los datos de formación y los analiza para una pluralidad de pozos a fin de determinar la tasa de agotamiento de cada uno, de manera de poder agotar el campo de manera económica y eficiente.

Solicitud de patente 2007/0156377 de Estados Unidos, Optimización integrada de depósitos. La patente anterior divulga un método para manejar un depósito de fluido o gas. Este sistema asimila diversos datos que tienen diferentes escalas de tiempo de adquisición (frecuentes e infrecuentes o de tasa alta o baja, respectivamente) generando un plan de despliegue del depósito que se utiliza para optimizar el desempeño general de dicho depósito.

La patente 7809537 B2, titulada "Manejo generalizado de pozos en simulación paralela de depósitos", divulga un método de implementación computacional para analizar el desempeño de un depósito de hidrocarburos a fin de predecir la futura producción de fluidos de hidrocarburos desde los pozos en el depósito. Se establece una serie de reglas de producción para un objeto en la formación. El objeto puede ser un pozo, un número de terminaciones en un pozo o un grupo de pozos en el depósito. Los datos de desempeño de estos objetos se procesan luego en el computador para determinar los resultados de la producción simulada. Estos resultados se comparan luego con la serie establecida de

reglas de producción. Si cualquiera de estas reglas se incumple, pueden tomarse acciones correctivas para el objeto respecto del cual se incumplió la regla.

En consecuencia, lo que se necesita es un método y sistema para mejorar la productividad de pozos que no presente (o al menos minimice) las desventajas antes mencionadas en el arte previo.

SUMARIO DE LA INVENCION

La invención corresponde a un sistema, método y aparato para estimular pozos de recursos naturales, tales como petróleo, gas y agua, y manejar el proceso de estimulación de uno o más pozos a fin de optimizar la explotación del recurso natural desde un depósito.

La invención proporciona un sistema que permite al encargado de manejar el pozo (o depósito) recolectar y procesar información, diseñar un enfoque para manejar uno o más pozos en un depósito de producción e implementar métodos y sistemas que aumenten la producción del depósito. Por ejemplo, al utilizar el sistema el encargado puede analizar los datos recolectados desde sondas sísmicas, identificar y anticipar las zonas de alta productividad en un depósito y tomar decisiones respecto del manejo de los pozos de producción a fin de optimizar la misma.

La invención proporciona un aparato modular que puede configurarse con uno o más módulos que proporcionan generadores de ondas elásticas de alta potencia, una fuente de poder y uno o más sistemas para recolectar información y transmitir los datos del fondo de un pozo a un sistema de control y procesamiento de datos en la superficie. Los generadores de ondas elásticas comprenden dispositivos capaces de generar ondas elásticas de alta frecuencia y dispositivos capaces de generar ondas elásticas de baja frecuencia. El aparato puede adaptarse a otras tecnologías de tratamiento existentes para mejorar la recuperación. Además, el aparato no necesita ser retirado entre un tratamiento y otro y

puede instalarse en forma permanente en el pozo mientras la producción se encuentra en curso a fin de aplicar la estimulación y recolectar la información de producción y estimulación en tiempo real continuamente (o en forma periódica).

En una modalidad de la invención, se llevan a cabo descargas de pulsos de corta duración de alta energía en un ambiente controlado dentro de una cámara de radiación a fin de generar ondas sísmicas que se transmiten a la superficie de la cámara y dentro de la formación geológica.

Al combinar uno o varios módulos acústicos, el sistema que comprende la invención puede adaptarse para tratar cualquier tipo de pozo, dependiendo de una serie de parámetros que caracterizan cada pozo y/o formación geológica en particular. En las modalidades de la invención, pueden combinarse uno o más módulos para lograr la estimulación del pozo. Al utilizar un módulo electroacústico de baja frecuencia y alta potencia, la baja atenuación de las ondas mecánicas de baja frecuencia permite que las ondas viajen grandes distancias. Esta configuración puede destinarse a aplicaciones de largo alcance en depósitos. La configuración anterior permite el tratamiento acústico de depósitos en profundidades extremas (5000 a 15000 metros) y también en profundidades superficiales.

Una implementación de la invención puede utilizar otros medios para generar ondas elásticas de baja frecuencia. Las ondas elásticas de baja frecuencia pueden resultar de la modulación de ondas elásticas de alta frecuencia. Por ejemplo, al hacer funcionar periódicamente un generador de ondas elásticas de alta frecuencia en estallidos de energía a alta frecuencia, es posible generar ondas de baja frecuencia cuya longitud de onda se determina según la periodicidad de baja frecuencia de la operación del dispositivo. Esto último se debe a las propiedades intrínsecas del material (p. ej., formación geológica) en que se propagan las ondas.

Además de los beneficios de estimulación de largo alcance de las vibraciones de baja frecuencia, el módulo de baja frecuencia puede

incorporarse en aplicaciones que trazan mapas de estructuras geológicas subterráneas usando tecnología de detección sísmica.

Los módulos electroacústicos de alta frecuencia y alta potencia pueden usarse en aplicaciones de corto alcance, tales como estimulación de pozos petrolíferos. Estos módulos pueden afectar el petróleo presente en el fondo del pozo, en el orificio del mismo y/o en la zona perforada de éste, aumentando su fluidez, reduciendo su viscosidad e incrementando en gran medida la permeabilidad del pozo. Por lo tanto, la tasa de extracción de hidrocarburos se ve mejorada.

Los módulos sísmicos basados en un dispositivo sísmico de trabajo continuo pueden orientarse a la caracterización de depósitos en términos de la movilidad del fluido, la saturación del fluido y la permeabilidad efectiva de la roca.

Por otra parte, pueden utilizarse uno o más sistemas de activación, como por ejemplo para aplicar tratamiento térmico, tratamiento de acidificación o cualquier otro medio existente para tratar pozos, para aplicar el tratamiento convencional de pozos ya sea por sí solo o en combinación con el tratamiento con ondas acústicas.

Puede utilizarse un sistema sensor que comprende uno o más sensores para recolectar información acerca del estado del pozo con el propósito de evaluar la condición de cada pozo en forma independiente, integrar los datos con aquellos obtenidos previamente y analizarlos dentro del marco del depósito como un todo.

Las aplicaciones previstas de conformidad con las modalidades de la invención comprenden el sistema integrado de manejo de depósitos, por ejemplo, mediante la instalación y operación de uno o más de los diferentes módulos de la invención en uno o más pozos de un depósito; mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos a cualquier profundidad, incluidas zonas de extracción extremadamente profundas; el

sistema de manejo para depósitos, incluidos depósitos muy complejos y depósitos no convencionales; recolección y manejo de información valiosa nueva que permite al encargado decidir respecto de las tareas operativas, p. ej., si es o no factible intervenir en la operación del pozo mediante fracturación hidráulica, acidificación, entre otros posibles enfoques.

Al combinar una herramienta versátil que permite al encargado del depósito (o pozo) aplicar una pluralidad de tratamientos en cualquier pozo de un campo de producción, con la capacidad de medir en tiempo real la respuesta de los pozos al tratamiento, e integrar los datos recién obtenidos con los datos obtenidos anteriormente, el sistema permite al encargado del depósito realizar tareas que de otro modo serán inviables o requerirían el uso costoso y exhaustivo de varios sistemas diferentes que aún no son capaces de obtener datos en tiempo real.

Los siguientes son algunos ejemplos de usos novedosos que son posibles gracias al sistema que comprende la invención:

Si los niveles de producción en un pozo (p. ej., la presión y otros parámetros importantes) comienzan a disminuir, y a partir de los datos sísmicos obtenidos con el sistema, el encargado del depósito puede determinar que el petróleo en la formación se está alejando de dicho pozo. Se puede tomar la decisión de detener el bombeo de petróleo desde ese pozo específico y desviarlo a un pozo de inyección.

Si la producción de un pozo comienza a disminuir y también lo hace la presión, esto podría significar que el pozo está taponado. En base a los análisis de los datos recolectados, el encargado del depósito puede determinar que es necesaria radiación de alta frecuencia a fin de limpiar la zona de producción del pozo. Una vez que los datos obtenidos del pozo y del depósito indiquen que los niveles de producción han vuelto al nivel deseado (o esperado), puede detenerse la alta frecuencia y aplicarse radiación de baja frecuencia para aumentar la movilidad del petróleo en el depósito

Si la producción de un pozo disminuye a niveles muy bajos y el análisis de los datos (p. ej., del mapeo sísmico) indica que la zona del pozo es capaz de producir, puede ser señal de que se requieren otros tratamientos de recuperación mejorada de petróleo (RMP) además del tratamiento con ondas elásticas. El encargado del depósito puede determinar que podrían necesitarse métodos de extracción secundaria y terciaria y RMP (recuperación mejorada de petróleo). La eficiencia de los actuales métodos de RMP se ve significativamente aumentada cuando se complementa con otras técnicas disponibles con este sistema. Por ejemplo, la acidificación por sí sola alcanza una profundidad de un par de pulgadas. Cuando la acidificación se complementa con radiación de alta frecuencia, ésta puede alcanzar profundidades mayores en el depósito.

Si la producción de un pozo tiende a cambiar con el tiempo, por ejemplo, al aumentar (o alternativamente disminuir) después de un determinado tratamiento, la capacidad para registrar toda la información obtenida y analizar los datos históricos permite al encargado del depósito determinar un patrón de respuesta a la estimulación. Con el tiempo, el encargado puede afinar el patrón respecto del tipo, cantidad y períodos de tratamientos que maximizan la producción del pozo/depósito.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 es una representación esquemática de un campo petrolífero producción que tiene una pluralidad de pozos, en donde la producción se maneja mediante el uso de una modalidad de la invención.

La Figura 2 muestra una representación esquemática de un pozo típico para extraer petróleo y/o gas, cuyo objetivo es presentar el contexto en que se utiliza una herramienta que comprende la invención.

La Figura 3 es un diagrama de bloque que representa componentes de un sistema que comprende la invención para estimular un depósito, manejar la producción, recolectar información en tiempo real y procesar datos para el ajuste en línea de los parámetros de producción.

La Figura 4 es un diagrama de bloque que representa componentes (o módulos) de una herramienta para estimular pozos de conformidad con una modalidad de la invención.

La Figura 5 muestra esquemáticamente partes de un generador de ondas mecánicas de baja frecuencia de conformidad con una modalidad de la invención.

La Figura 6A ilustra esquemáticamente un modo montar una herramienta para estimular y sondear un pozo de conformidad con una modalidad de la invención, en donde se conectan un módulo de baja frecuencia y el suministrador de potencia de modo proximal al tubo y un conjunto de generadores de ondas acústicas de alta frecuencia y activadores de modo distal desde el tubo.

La Figura 6B ilustra esquemáticamente un modo de montar una herramienta para estimular y sondear un pozo de conformidad con una modalidad de la invención, en donde se conectan un módulo de baja frecuencia y el suministrador de potencia entre un segmento proximal y uno distal, en donde cada uno de estos segmentos comprende al menos

un generador de ondas acústicas de alta frecuencia y/o al menos un activador.

La Figura 6C ilustra esquemáticamente un modo de montar una herramienta para estimular y sondear un pozo de conformidad con una modalidad de la invención, en donde se conectan un módulo de baja frecuencia y el suministrador de potencia de manera distal desde el tubo y un conjunto de generadores de ondas acústicas de alta frecuencia y activadores de modo proximal al tubo.

La Figura 7 es un diagrama de bloque que representa componentes para estimular pozos de conformidad con una modalidad de la invención.

La Figura 8 es un diagrama de flujo que muestra los pasos para estimular un pozo usando una modalidad de la invención.

La Figura 9 es un diagrama de flujo de los pasos del método para manejar un depósito de producción de conformidad con una modalidad de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

La invención proporciona un sistema, método y aparato para estimular y manejar la producción de un recurso natural, tale como petróleo, gas o agua, instalando un dispositivo en uno o más pozos dentro de un depósito, recolectando datos en tiempo real y aplicando uno o más tratamientos al depósito. La invención proporciona una herramienta del tipo fondo de pozo que puede alojar uno o más dispositivos de estimulación acústica, dispositivos de energía, sistemas sensores y otros activadores que permiten al sistema aplicar otros tratamientos además de los tratamientos acústicos. El sistema es capaz de recolectar datos en tiempo real, transmitirlos a un centro de procesamiento de datos y procesarlos mientras se integran con los datos obtenidos anteriormente.

En la siguiente descripción, se establecen numerosos detalles específicos a fin de brindar una descripción completa de la invención. Sin embargo, será evidente para el experto que la invención puede ponerse en práctica sin estos detalles específicos. En otras instancias, las características bien conocidas no han sido descritas en detalle para no ensombrear la invención. Las reivindicaciones que siguen a esta descripción son las que definen las medidas y límites de la invención.

La referencia a "recurso natural" en la siguiente descripción puede significar cualquier tipo de producto que pueda extraerse desde una formación geológica. A lo largo de toda la solicitud, el término "petróleo" se usa para referirse a petróleo crudo, gas natural, agua o cualquier otra sustancia presente en una formación geológica cuya extracción puede beneficiarse de una modalidad de la invención. En algunos ejemplos específicos, el término "petróleo" se usa en su significado usual, como por ejemplo al describir una situación de un pozo petrolífero con un alto contenido de gas natural o que contiene agua.

En la siguiente descripción, el término usuario puede utilizarse para referirse a una persona que usa el sistema, como el operador de un

dispositivo, el encargado de producción de un campo petrolífero o cualquier otra persona involucrada en la operación, control, comunicación y/o programación de uno o más componentes del sistema. El término usuario puede referirse también a una máquina que puede ser programada por un operador para funcionar, controlar y/o comunicarse con cualquier parte del sistema. En el último caso, un computador que se programa para capturar datos, procesarlos y modificar los parámetros de producción puede denominarse usuario.

Las tecnologías actuales proporcionan numerosos sistemas para la obtención de datos, su transmisión y análisis. La obtención, análisis y transmisión de datos que se usan en las modalidades de la invención pueden utilizar el software computacional existente para realizar cualquier tarea de procesamiento de datos. De manera alternativa, uno puede desarrollar software en base a una aplicación específica para usar una modalidad de la invención. Un experto reconocería las herramientas específicas para el procesamiento de datos y/o programación computacional digital que se requiere para implementar los programas computacionales involucrados en la implementación de la invención sin una descripción detallada de los mismos en la presente divulgación. El desarrollo de tales programas computacionales puede llevarse a cabo en una multitud de aplicaciones para implementar la invención sin alejarse del alcance de la misma.

La Figura 1 es una representación esquemática de un campo petrolífero de producción que tiene una pluralidad de pozos, en donde la producción se maneja mediante el uso de una modalidad de la invención. Un campo petrolífero típico (p. ej., **100**) aloja una pluralidad de pozos (p. ej., W1, W2, W3, W4, W5, W6 y W7). El mapa del campo petrolífero **100** muestra líneas isópacas (p. ej., **110**) que representan regiones de igual grosor de una capa geológica, que puede ser la capa que contiene el recurso natural de interés o cualquier otra capa por sobre o por debajo de la capa de interés. Los datos anteriores se obtienen, por ejemplo, de estudios sísmicos en evaluaciones preliminares del contenido del depósito.

Un sistema que comprende la invención comprende una pluralidad de herramientas de estimulación y/o recolección de datos que pueden instalarse en cualquier número de pozos en un campo de producción de acuerdo con la invención. Un dispositivo de estimulación de acuerdo con la invención comprende uno o más dispositivos para generar ondas acústicas de baja y alta frecuencia. En el ejemplo que se ilustra en la Figura 1, se instala un dispositivo de estimulación en cada uno de los pozos W1, W2, W3, W4, W5, W6 y W7. El sistema permite que el encargado del depósito opere las herramientas de estimulación en cualquier régimen escogido. En el ejemplo de la Figura 1, la herramienta de estimulación opera los dispositivos de alta y baja frecuencia en el pozo **120** (que se muestra como W2), mientras que los pozos W1, W3, W4, W5, W6 y W7 operan sólo los dispositivos de alta frecuencia. Por lo tanto, el pozo **120** genera ondas de baja frecuencia (p. ej., **140**) que se caracterizan por una longitud de onda larga y un alcance espacial mayor, mientras que las vibraciones de alta frecuencia (p. ej., **130**) tienen una longitud de onda mucho más corta y, por consiguiente, un alcance menor.

Un sistema que comprende la invención permite al encargado del depósito recolectar datos en tiempo real, monitorear la producción y modificar los parámetros de producción a fin de optimizar la misma. Por ejemplo, el encargado puede determinar que el tratamiento de estimulación debería aplicarse en forma continua o periódica o, por otra parte, el encargado puede determinar la cantidad y tipo de tratamiento. Por ejemplo, el encargado puede determinar que el pozo **150** debería usarse como pozo de inyección, si el pozo **150** tiene una baja productividad y se determina que el flujo de petróleo se está alejando del pozo **150**.

La Figura 2 muestra una representación esquemática de un pozo típico para extraer petróleo y/o gas, cuyo objetivo es presentar el contexto en que se utiliza una herramienta que comprende la invención. El pozo **220**, para extraer fluidos desde una formación geológica, es básicamente un orificio revestido con una capa de cemento **225** y una carcasa **228** que alberga y sostiene un tubo de cadena de producción **230** instalado

coaxialmente en su interior. El pozo se conecta a un depósito **210** que tiene la permeabilidad adecuada para permitir que los fluidos que se producen en la formación fluyan a través de perforaciones y/u orificios **240** en el revestimiento del pozo, proporcionando una senda o trayectoria dentro de la formación.

Normalmente, existen numerosas perforaciones (p. ej., **240**) que se extienden radialmente desde el pozo revestido o cubierto. Las perforaciones están separadas de manera uniforme en el revestimiento y pasan al exterior del mismo a través de la formación. En un caso ideal, las perforaciones se ubican únicamente dentro de la formación y su número depende del grosor de ésta. Es bastante común tener nueve (9) y hasta doce (12) perforaciones por metro de profundidad de la formación. Otras perforaciones se extienden longitudinalmente, y otras pueden extenderse radialmente desde un acimut 0° , mientras que perforaciones adicionales, ubicadas cada 90° , pueden definir cuatro series de perforaciones alrededor del acimut. Los fluidos de la formación pasan a través de estas perforaciones y entran en el pozo revestido (o cubierto).

De preferencia, el pozo petrolífero se cierra mediante un mecanismo de sellado (p. ej., **232**), y/o con un tapón puente, ubicado por debajo del nivel de las perforaciones (p. ej., **234**). El elemento obturador **232** puede conectarse a un tubo de producción y define un compartimiento **205**. El fluido de producción que proviene de la formación o depósito ingresa al compartimiento y lo llena hasta alcanzar un determinado nivel de fluido. Por ejemplo, el petróleo acumulado fluye desde la formación y puede estar acompañado por cantidades variables de gas natural. Por lo tanto, el compartimiento revestido **105** puede contener petróleo, algo de agua, gas natural y residuos sólidos, en donde la arena se deposita normalmente en el fondo del compartimiento.

Una herramienta **200** para estimular el pozo de conformidad con las modalidades de la invención puede hacerse descender al pozo para alcanzar el nivel de la formación o, en otras instancias, puede ser

beneficiosa para estimular las profundidades por sobre o por debajo de la capa de producción. Para obtener este último resultado, un sistema que comprende la invención brinda la capacidad para operar la herramienta a cualquier profundidad deseada. La herramienta puede conectarse a la superficie del suelo a través de un medio de unión **250**, puede también unirse a la extremidad del tubo **230** usando un adaptador o puede montarse en serie con segmentos del tubo. Cuando se monta en serie con el tubo, pueden instalarse una o más herramientas en cada pozo simplemente uniendo la herramienta con un acoplamiento al tubo, luego uniendo otra herramienta o un segmento de tubo, luego repitiendo el proceso las veces que se desee para cualquier aplicación específica.

Por lo tanto, una herramienta **200** puede hacerse descender momentáneamente al pozo para el tratamiento del mismo o, uniendo la herramienta al extremo del tubo **230**, ésta puede operarse incluso cuando continúa la producción desde el pozo. El medio de unión comprende una serie de cables que proporcionan la resistencia para soportar el peso de la herramienta **200**. El medio de unión puede comprender también cables de potencia para transmitir energía eléctrica a la herramienta, y cables de comunicación tales como cables de cobre y/o fibra óptica como medio de transmisión de datos entre los computadores de control en la superficie y la herramienta.

La Figura 3 es un diagrama de bloque que representa componentes de un sistema que comprende la invención para estimular un depósito, manejar la producción, recolectar información en tiempo real y procesar los datos para el ajuste en línea de los parámetros de producción. Un depósito **210** está equipado normalmente con una o más herramientas (p. ej. **310**, **312** y **314**), denominadas también sondas de estimulación, para estimular un depósito y recolectar datos.

Una sonda de estimulación (véase abajo para más detalles) comprende cualquier combinación de lo siguiente: uno o más dispositivos generadores de ondas acústicas de baja frecuencia, uno o más dispositivos de ondas

acústicas de alta frecuencia, uno o más suministradores de potencia, uno o más activadores para aplicar otros métodos convencionales de estimulación de pozos, uno o más sensores para recolectar datos acerca de la condición operativa de los dispositivos, el estado físico de la zona que rodea el pozo, el movimiento del recurso natural dentro de cualquier parte del depósito (p. ej., usando detección sísmica).

Las sondas de estimulación (p. ej., **310**, **312** y **314**) aplican energía acústica a la formación mediante la transmisión de ondas de presión (p. ej., **310**) hacia la formación rocosa. Una sonda de estimulación, de conformidad con las modalidades de la invención, comprende uno o más sensores para obtener información acerca del estado de la formación (p. ej., **322**).

Cada sonda de estimulación se conecta a un sistema de procesamiento y control de datos del pozo (p. ej., **330**, **332** y **334**). Una sonda de estimulación puede transmitir la información recolectada por los sensores al sistema de procesamiento y control de datos a través de medios de transmisión de datos, tales como cables de cobre y/o fibra óptica, y recibir datos de control, por ejemplo, para ajustar la potencia y temporización de la aplicación del tratamiento con ondas acústicas y/u otros tratamientos convencionales, tales como calor.

El sistema de procesamiento y control de datos del pozo (p. ej., **330**, **332** y **334**) comprende un sistema computacional que puede atender un solo pozo o compartirse entre una pluralidad de pozos que pertenecen al mismo depósito. Además, el sistema de procesamiento y control de datos del pozo puede ubicarse en el sitio o fuera de éste.

Un sistema que comprende la invención comprende un sistema de procesamiento e integración de datos de depósito **340**. El sistema de procesamiento e integración de datos permite al encargado del depósito recolectar datos de una pluralidad de pozos dentro de un campo de producción, integrar los datos recién obtenidos con aquellos obtenidos

anteriormente y analizarlos. El sistema de procesamiento e integración de datos del depósito puede ubicarse en el sitio en el campo de producción o en una ubicación remota. Los datos se transmiten luego en forma remota a través de cualquier medio de red disponible **350** (p. ej., medios de comunicación por cable o inalámbrica) para comunicar la información entre los sistemas de procesamiento y control de datos y el sistema de procesamiento e integración de datos del depósito.

En otras implementaciones de la invención, un sistema de procesamiento e integración de datos del depósito puede incorporar las capacidades de los sistemas de procesamiento y control de datos del pozo.

La Figura 4 es un diagrama de bloque que representa componentes (o módulos) de una herramienta para estimular pozos de conformidad con una modalidad de la invención. Una herramienta **200** que comprende la invención puede comprender cualquier combinación de un suministrador de potencia **410**, uno o más generadores de ondas de baja frecuencia **420**, un generador de ondas de alta frecuencia **230**, un sistema sensor **440** y uno o más sistemas de activación **450**. En términos físicos, los módulos anteriores pueden montarse en cualquier secuencia con el aparato de sonda de estimulación.

Cualquiera de los módulos antes indicados puede construirse usando un tubo metálico resistente a la corrosión como sección exterior dentro de la cual se montan uno o más dispositivos. Además, uno o ambos extremos del tubo cilíndrico pueden configurarse para acoplarse con otros tubos de similar configuración a fin de permitir el acoplamiento de más dispositivos.

La invención brinda al encargado la flexibilidad para adaptar la herramienta a necesidades específicas de estimulación de un pozo. Una herramienta **200** puede combinar cualquier número de módulos. El tipo, número y configuración de los módulos dependen del objetivo que desea alcanzar el encargado mediante la estimulación del pozo. Por ejemplo, una herramienta **200** permite al encargado del pozo, tras estudiar la

composición de la formación, el caudal del líquido, la presión, la temperatura y otros parámetros del pozo, configurar la herramienta **200** para un fin específico. El fin específico puede ser inducir vibraciones en la roca a una mayor distancia (p. ej., varios metros desde el pozo), en cuyo caso el encargado puede escoger utilizar uno o más generadores de ondas de baja frecuencia. En otras instancias, el encargado puede escoger agregar múltiples generadores de ondas de alta frecuencia, como sería el caso por ejemplo cuando se desea más fluidez del petróleo.

El suministrador de potencia **410** está compuesto por un sistema eléctrico capaz de recibir potencia (p. ej., potencia de corriente continua-alterna) desde la superficie a través de un cable de transferencia de energía, transformando la energía eléctrica de conformidad con el requisito de los demás componentes (p. ej., **420**, **430**, **440** y **450**) de la herramienta **200**, y llevando energía a cada uno de los componentes según lo requieran. Al transformar la energía, el suministrador de potencia **410** puede convertir corriente continua (CC) en corriente alterna o viceversa (CA); generar corrientes alternas en una o varias frecuencias; generar corrientes a impulsos o cualquier tipo de energía eléctrica que pueda ser necesaria para el adecuado funcionamiento de un componente. Para tal fin, el suministrador de potencia **410** comprende uno o más circuitos electrónicos que brindan la corriente eléctrica correcta a los componentes **420**, **430**, **440** y **450** en la herramienta. Por ejemplo, la herramienta **200** puede comprender un circuito electrónico para almacenar energía en un condensador y entregar un pulso de alto voltaje cuando la energía almacenada en el condensador alcanza un umbral predeterminado. Esto último resulta útil por ejemplo para accionar un generador de ondas de baja frecuencia que utiliza una corriente de alto voltaje para generar un arco eléctrico dentro de una cámara de radiación, generando así ondas elásticas.

El suministrador de potencia **410** pueden comprender también circuitos electrónicos que le permiten recibir información y ejecutar comandos desde un computador y/u otro circuito electrónico. Por ejemplo, el

suministrador de potencia **410** puede recibir una instrucción desde un computador en la superficie para iniciar, interrumpir o reanudar la operación de cualquier componente. Puede recibir instrucciones para entregar más o menos potencia a cualquiera de los componentes o cambiar la frecuencia de operación de uno o más generadores de ondas.

Las modalidades de la invención comprenden uno o más generadores de ondas de baja frecuencia **420**. Las ondas de sonido de baja frecuencia se caracterizan por su capacidad para transferir energía en distancias largas (p. ej., cientos de metros). Las modalidades de la invención pueden utilizar cualquier dispositivo disponible capaz de generar ondas elásticas de baja frecuencia entre 0,1 a 1000 Hz, que puedan resultar en longitudes de onda de entre 1 metro y 3000 metros.

Además de ser capaz de incorporar cualquier tecnología disponible para hacer un módulo que genere ondas elásticas de baja frecuencia, la invención proporciona al menos dos formas más de generar ondas de baja frecuencia y contempla el uso de otros dispositivos en base a diferentes principios. Las modalidades de la invención pueden utilizar la entrega periódica de estallidos de alta frecuencia y sacar provecho de las propiedades de propagación de las ondas elásticas en la formación geológica, a fin de transformar la periodicidad de baja frecuencia de la aplicación de alta frecuencia en ondas de baja frecuencia que se propagan a través del depósito. Esta última implementación de baja frecuencia se describe en detalle en una solicitud de patente de utilidad de Estados Unidos también pendiente (Nº de serie 12954906), que se incluye en su totalidad como referencia.

De manera alternativa, las modalidades de la invención pueden implementar un generador de ondas de baja frecuencia que se basa en el principio de crear un arco eléctrico, que puede configurarse para emitir ondas de sonido poderosas. Una descripción detallada de un generador de ondas mecánicas de baja frecuencia de conformidad con la invención aparece más abajo en la divulgación y en una solicitud de patente de

Estados Unidos también pendiente, N° de serie 12962436, que se incluye en su totalidad como referencia.

Además, la invención contempla utilizar la capacidad de generar una onda elástica de baja frecuencia golpeando dos (2) materiales duros a alta velocidad uno contra el otro, liberando así parte de la energía cinética en forma de ondas de presión. Esto último puede implementarse basándose en el principio del yunque y el martillo. El martillo puede ser operado por un conductor (p. ej., electroimán) que es capaz de moverse a alta velocidad y golpear una superficie dura, liberando así la energía en forma de ondas elásticas de baja frecuencia.

Las modalidades de la invención pueden comprender uno o más generadores de ondas de alta frecuencia (p. ej., **430**). Las ondas elásticas de alta frecuencia pueden ser producidas por cualquier dispositivo de radiación de alta frecuencia (p. ej. Transductores magnetostrictivos, transductores piezoeléctricos o cualquier otro generador de ondas electroacústicas de alta frecuencia disponible). Una revisión completa de las técnicas de alta frecuencia para estimular pozos petrolíferos aparece en un documento de Wong et al. publicado por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE Producción e Instalaciones, noviembre de 2004, Vol. 19 N° 4, Páginas 183-188) que se incluye como referencia.

Un efecto importante de las ondas mecánicas de alta frecuencia en un pozo petrolífero es el desacoplamiento fluido-a-sólido debido a la incapacidad de las fuerzas viscosas para compensar las fuerzas inertes en todo el volumen. La capa de fluido más cercana al sólido está muy ligada a él, oscilando con éste, y en donde el grosor de la capa disminuye a medida que aumenta la frecuencia. Dentro de la capa, la viscosidad aparente aumenta, mientras que en el resto del fluido de los poros, se observa una reducción de la viscosidad.

El fluido que se encuentra en una formación corresponde a un sistema coloidal, ya que se encuentra una fase sólida en el fluido. Esto da origen a

un fluido no Newtoniano, que se comporta como sólido o puede tener una viscosidad extremadamente alta en determinadas condiciones. El fluido de la formación afecta la región cercana al orificio del pozo bloqueando el flujo a través de los poros y disminuyendo la permeabilidad de la zona. Este proceso se conoce como daño de formación.

Las ondas mecánicas de alta frecuencia afectan el daño de formación por dos medios. El primero es la desintegración debido a las oscilaciones mecánicas, cuando la energía es suficiente (10^{-7} J/cm³), lo que destruye las estructuras de coagulación con espaciado largo. El segundo medio es la electro-osmosis, a partir de la oscilación de un sólido sumergido en un fluido que genera cargas eléctricas no compensadas. Esto puede producir la rotura de los enlaces de van der Waals entre las partículas.

Una herramienta que comprende la invención (p. ej., **200**) puede comprender un sistema sensor **440**. Un sistema sensor comprende uno o más sensores diseñados para capturar parámetros físicos tales como temperatura, presión, contenido de gas y cualquier otra manifestación física relacionada con la recuperación de petróleo y manejo de pozos. Los sensores se escogen para la tarea en base a su diseño industrial para soportar la tensión de los elementos en el ambiente de la operación. Por ejemplo, los sensores deben estar diseñados para soportar el ambiente corrosivo en que se realizan las operaciones.

Además, los sensores pueden incluir sensores sísmicos capaces de detectar las ondas que se propagan a través de la formación rocosa. Estos últimos sensores pueden ser muy valiosos para recolectar datos sísmicos durante la operación del dispositivo de estimulación y la producción. Un sistema que implementa la invención es capaz entonces de realizar estudios del depósito en tiempo real, ya que el sistema comprende tanto los generadores de ondas sísmicas de baja frecuencia que se instalan en una pluralidad de pozos, como los sensores para detectar las propiedades de propagación de las ondas. Por lo tanto, un sistema que implementa la invención es capaz de proporcionar un mapeo sísmico detallado de un

depósito en cualquier momento de la operación recolectando los datos de los sensores sísmicos y procesándolos.

Un sistema sensor **440** de conformidad con las implementaciones de la invención puede comprender un conjunto de transductores para convertir la información física en información digital para su transmisión a un computador remoto.

La herramienta **200** que comprende la invención puede comprender un sistema de activación **450**. El sistema de activación **450** comprende cualquier combinación de herramientas disponibles (o activadores) tales como calentadores, toberas de agua de alta presión y cualquier otra herramienta disponible para el tratamiento del pozo. Una herramienta montada de conformidad con las indicaciones de la invención puede utilizar un acoplamiento a fin de unir uno o más activadores en serie con otros componentes de la herramienta.

La Figura 5 muestra esquemáticamente partes de un generador de ondas mecánicas de baja frecuencia de conformidad con una modalidad de la invención. El generador de ondas mecánicas de baja frecuencia de la Figura 4 comprende una cámara de radiación **560** donde se realizan las descargas de pulsos de corta duración de alta energía en un ambiente controlado en su interior.

El generador de ondas mecánicas de baja frecuencia **500** puede construirse usando una carcasa exterior **520**, dos o más tapas (p. ej., **540** y **545**), un primer y segundo electrodos **510** y **512**, respectivamente, un recubrimiento interior de goma **530**, cubiertas aislantes **515** (p. ej., cubiertas de teflón) y bridas de goma (p. ej., **550**). La cámara **560** dentro de la cual los electrodos sobresalen puede llenarse con un fluido. En algunas aplicaciones, el fluido en la cámara **560** puede ser más o menos conductor de la electricidad según la aplicación deseada.

La carcasa **520** puede construirse usando un metal resistente a la corrosión o cualquier otro material que proporcione resistencia necesaria, resistencia a la corrosión y otras propiedades físicas tales como conductancia eléctrica y térmica, densidad o cualquier otra propiedad que sea relevante para cualquier aplicación determinada. Cabe señalar que las propiedades físicas del material de la carcasa son importantes porque la forma y tamaño de ésta puede determinar propiedades vibratorias relevantes de la herramienta. Por ejemplo, el generador de ondas mecánicas de baja frecuencia puede diseñarse para tener una determinada frecuencia de resonancia deseada.

El generador de ondas mecánicas de baja frecuencia **500** comprende un dispositivo de almacenamiento de energía que se carga mediante una fuente de poder. Cuando se alcanzan los niveles de energía necesarios para interrumpir el voltaje de ruptura dieléctrica del fluido no conductor dentro de la cámara de radiación **560**, toda la energía se descarga mediante pulsos desde el dispositivo de almacenamiento de energía hacia el fluido. Esto último resulta en una explosión dentro de la cámara **560**, creándose las ondas de choque.

En las modalidades de la invención, el interior de la cámara **560** puede estar labrado para proveer una o más superficies que reflejen las ondas de presión de tal manera que éstas puedan centrarse y/o propagarse en una dirección específica. Por ejemplo, la forma **565** puede ser una superficie parabólica cuyo reflejo transforme una onda de presión esférica que emana desde el espacio entre los electrodos en una onda de presión radial que se propaga perpendicularmente al eje de la herramienta **500**.

Las ondas mecánicas de baja frecuencia se generan debido al régimen de excitación de las descargas de pulsos del sistema de almacenamiento de energía. Un sistema que comprende la invención comprende una cámara de radiación cuya longitud puede ser la mitad de la longitud de onda ($\lambda/2$, donde " λ " simboliza la longitud de onda) o un múltiplo entero de la longitud de onda de la vibración electroacústica. La longitud de onda

depende de la velocidad de la onda de presión en el material escogido para la construcción de la cámara. Por ejemplo, al usar acero inoxidable que tiene una conductividad aproximada de las ondas de sonido de 5000-6000 m/s, la cámara poseerá una longitud de onda de entre 2,5 m y 12,5 cm para una frecuencia razonable de 1 kHz a 20 kHz.

En las modalidades de la invención, a fin de aumentar la transmisión de la potencia electroacústica, la cámara **560** puede llenarse con un fluido conductor (p. ej., cloruro de calcio disuelto en agua). Los electrodos también pueden ubicarse a una distancia específica para interrumpir el voltaje de ruptura dieléctrica del líquido. Puede establecerse un régimen de descargas eléctricas para la radiación de baja frecuencia (p. ej. para la estimulación de depósitos de petróleo/gas o agua de baja frecuencia se recomienda 1 Hz a 200 Hz). Dicho régimen se logra cargando y descargando el dispositivo de almacenamiento de energía (p. ej., usando un condensador de impedancia baja de alto voltaje).

Una modalidad de la invención proporciona una cámara disipadora del calor resistente a la corrosión capaz de usarse como cámara de resonancia acústica. La disposición de la cámara en relación con otros generadores de ondas confiere al dispositivo sus características de resonancia. La cámara disipadora del calor resistente a la corrosión evita también que el sistema se sobrecaliente mediante un líquido disipador del calor que llena el dispositivo, permitiendo al sistema operar en depósitos de gas o pozos petrolíferos con altas concentraciones de gas. Cuando se opera en pozos de petróleo pesado, la capacidad para transferir eficientemente el calor generado por los radiadores de ondas al ambiente mejora también la capacidad del sistema para reducir la viscosidad del crudo, facilitando así la extracción del petróleo crudo.

En un dispositivo que comprende la invención que comprende un módulo de radiación electroacústica de baja frecuencia, la cámara puede hacerse de goma resistente a la corrosión **530** (p. ej. goma envuelta en teflón)

cuya longitud puede ser $\lambda/2$ o un múltiplo entero de λ , que es la longitud de onda.

Una modalidad de acuerdo con la Figura 5, donde el material dentro de la cámara de radiación resistente a la corrosión es un material no conductor (p. ej. aire). La energía que se necesita en el dispositivo de almacenamiento de energía debe alcanzar los niveles necesarios para lograr el voltaje de ruptura dieléctrica en el espacio entre los electrodos. Cuando se alcanzan tales niveles, ocurrirá una descarga de pulsos de la energía almacenada en el dispositivo de almacenamiento de energía en el espacio entre los electrodos, creándose una onda de choque de la onda elástica.

En las modalidades de la invención, el dispositivo comprende un adaptador (no se muestra) que conecta el generador de ondas de baja frecuencia con la carcasa del pozo. En la última modalidad, la baja frecuencia se irradia hacia el depósito a través de la frecuencia de resonancia natural de la carcasa del pozo. Por ejemplo, la frecuencia de resonancia natural de la carcasa de acero de un pozo de 2,5 km es 1 Hz, considerando una velocidad del sonido de 5000 m/s en el acero del que está hecha normalmente dicha carcasa. Como beneficio adicional, un dispositivo que comprende la invención puede usarse en pozos abandonados (dentro de un depósito) que puede destinarse a estimular el depósito con frecuencias altas y bajas de alta potencia, sin preocuparse del daño a las paredes de cemento de tales pozos.

La Figura 6A ilustra esquemáticamente un modo de montar una herramienta para estimular y sondear un pozo de conformidad con una modalidad de la invención, donde un módulo de baja frecuencia y el suministrador de potencia se conectan al tubo de manera proximal y un conjunto de generadores de ondas acústicas de alta frecuencia y activadores se conectan desde el tubo en forma distal. En la ilustración de la Figura 6A, se observa un segmento del suministrador de potencia **610** unido a un acoplamiento **605** que conecta la herramienta con el tubo del

pozo. El siguiente componente de la herramienta, en el ejemplo anterior, es un generador de ondas acústicas de baja frecuencia **615**. Otros segmentos, tales como **625**, pueden unirse al extremo del generador de baja frecuencia. El segmento **625** comprende cualquier número de generadores de ondas acústicas de alta frecuencia **630** y/o activadores **640**. Un sistema de cables **620** comprende los cables que llevan la energía al suministrador de potencia **610** y/o a los generadores de ondas acústicas de alta frecuencia y activadores. Los cables pueden comprender también cables para transmitir datos entre la herramienta y los sistemas de procesamiento y control de datos.

La Figura 6B ilustra esquemáticamente un modo de montar una herramienta para estimular y sondear un pozo de conformidad con una modalidad de la invención, donde un módulo de baja frecuencia y el suministrador de potencia se conectan entre un segmento proximal y uno distal, en donde cada uno de estos segmentos comprende al menos un generador de ondas acústicas de alta frecuencia y/o al menos un activador. La Figura 6B muestra dos segmentos **626** y **628** de la herramienta además del segmento de baja frecuencia **615**. En el ejemplo anterior, cada uno de los segmentos conectados de manera proximal y distal, respectivamente, pueden alojar al menos un generador de ondas acústicas de alta frecuencia y al menos un activador.

La Figura 6C ilustra esquemáticamente un modo de montar una herramienta para estimular y sondear un pozo de conformidad con una modalidad de la invención, donde un módulo de baja frecuencia y el suministrador de potencia se conectan al tubo en forma distal y un conjunto de generadores de ondas acústicas de alta frecuencia y activadores se conectan al tubo de manera proximal.

El dispositivo para generar ondas electroacústicas de baja y alta frecuencia puede configurarse de manera tal que la sección de radiación de baja frecuencia pueda colocarse sobre, debajo o entre los elementos de radiación de alta frecuencia. Debido a que el dispositivo tiene como

propósito ser modular y flexible, la construcción puede requerir simplemente unir cada uno de los generadores de ondas de baja y alta frecuencia (p. ej., **640**) en cadena y llevarles energía eléctrica desde el suministrador de potencia **610**. Uno o más cables (p. ej., **608**) conectan el suministrador de potencia con cada uno de los generadores de ondas.

La construcción modular de un dispositivo que comprende la invención es una característica importante en comparación con el arte previo. Los encargados del pozo pueden de este modo montar un dispositivo para tratar un determinado pozo en base a las características específicas de dicho pozo. Por ejemplo, en base a la información de la geología de la formación, el tipo de petróleo extraído desde el pozo, las reservas en el depósito y cualquier otra característica del pozo, el encargado puede determinar qué tratamiento (p. ej., de alta frecuencia versus de baja frecuencia de alta potencia) puede llevar a los resultados deseados. Al usar una modalidad de la invención, el encargado puede montar componentes modulares que cumplan con el objetivo.

La Figura 7 es un diagrama de bloque que representa componentes para estimular pozos de conformidad con una modalidad de la invención. El factor más importante a la hora de recuperar un recurso natural, tal como el petróleo, gas o agua, es la formación geológica **710** en que reside dicho recurso natural. El contenido de minerales y la compactación de la textura son algunos de los factores físicos que caracterizan la formación geológica. Al estimular un pozo, uno debe considerar también las características del recurso mismo. Por ejemplo, el petróleo puede diferir enormemente en su composición química y contenido de gas de un pozo a otro dentro del mismo depósito, aún cuando la formación geológica se mantenga en forma similar. Esta última instancia se considera al seleccionar los métodos mediante los cuales debe estimularse un pozo.

Las modalidades de la invención proporcionan una herramienta (p. ej., **200**) que puede comprender uno o más componentes para aplicar varios regímenes distintos de estimulación usando ondas mecánicas, aplicar uno

o más tratamientos tales como proyección de agua a alta presión y recolectar información desde del pozo a fin de evaluar el resultado de la estimulación y reajustar los parámetros del tratamiento.

La Figura 7 es un diagrama de bloque que representa componentes de un sistema para el manejo de un pozo mediante la estimulación acústica de conformidad con una modalidad de la invención. Según se describe arriba, el sistema comprende una herramienta (p. ej., **200**) del tipo fondo de pozo. La herramienta comprende una pluralidad de dispositivos que comprenden uno o más generadores de ondas acústicas de alta y baja presión (p. ej., **732** y **730**, respectivamente), uno o más generadores de potencia **740**, uno o más dispositivos de activación **734** y uno o más dispositivos sensores **738**. Además, un sistema que comprende la invención comprende un sistema de procesamiento y control de datos **750**. El sistema de procesamiento y control de datos está compuesto por uno o más computadores. Un computador (p. ej., del tipo personal o servidor) puede ser cualquier dispositivo computacional equipado con un procesador, memoria, sistema de almacenamiento de datos, capaz de ejecutar instrucciones de software. El computador cuenta con interfaces electrónicas para la comunicación con otros computadores y otros dispositivos tales como conmutadores de red análogos y digitales, línea de teléfono, comunicación inalámbrica y cualquier otro dispositivo capaz de recibir, procesar y/o transmitir datos.

El sistema de procesamiento y control de datos **750** proporciona una interfaz de usuario que permite al encargado interactuar con el procesamiento y control de datos. Durante la operación, el tratamiento acústico del pozo resulta en cambios que afectan la formación geológica **710**. Estos cambios pueden reflejarse en uno o más parámetros físicos tales como temperatura, presión, acidez del agua, caudal del recurso natural, contenido de gas o cualquier otro parámetro que pueda medirse con un sensor colocado en el sistema sensor. Otros tipos de información no se reflejan directamente en los parámetros medidos, pero mediante el procesamiento de los datos el encargado puede contar con la experiencia

para interpretar el resultado de dicho procesamiento de datos y con ello tomar decisiones respecto de otros tratamientos. Por ejemplo, tras recolectar los datos durante un período de tiempo, el encargado puede aprender a partir del procesamiento de los datos que se está dando una determinada tendencia, conforme a lo cual, el encargado puede decidir adoptar medidas para estimular el pozo a fin de mejorar la recuperación y/o anticipar problemas futuros que puedan demorar o interrumpir la producción.

El sistema de procesamiento y control de datos puede proporcionar la energía necesaria par abastecer al suministrador de energía **740**. Por lo general, se hace descender un cable de poder (p. ej., **770**) en el pozo junto con la herramienta del fondo del pozo. El sistema de control puede llevar la energía, por ejemplo, en forma bruta como potencia de corriente continua-alterna o como energía eléctrica modulada que controla directamente el dispositivo en el fondo del pozo. En el caso en que la energía es llevada al suministrador de potencia, el sistema de control puede simplemente comunicar los comandos al suministrador de potencia. La comunicación se establece a través de medios de comunicación **786** que pueden ser cables, cables de fibra óptica u otros medios elegidos para implementar la invención. Los comandos del sistema de control al suministrador de potencia pueden incluir instrucciones que determinan la potencia que lleva el suministrador de potencia a cada uno de los dispositivos, tales como los generadores de ondas acústicas, el sistema sensor y el sistema de activación. Por ejemplo, el sistema de procesamiento y control de datos permite al encargado preestablecer la periodicidad con que debe operar un generador de ondas acústicas de baja frecuencia.

El suministrador de potencia **740** comprende una pluralidad de circuitos electrónicos, cada uno de los cuales puede diseñarse para accionar un componente individual. Por ejemplo, el suministrador de potencia **740** puede generar pulsos de alto voltaje que accionan (p. ej., **772**) los generadores de ondas acústicas de baja frecuencia; el suministrador de

potencia **740** puede generar una potencia de alta frecuencia para accionar (p. ej., **774**) los generadores de ondas acústicas de alta frecuencia; el suministrador de potencia **740** puede generar la potencia necesaria para accionar (p. ej., **776**) otros dispositivos (p. ej., sistema de calentamiento) para realizar uno o más tratamientos para estimular el pozo.

El sistema de procesamiento y control de datos puede conectarse con el sistema sensor a fin de recolectar datos a través de medios de comunicación **780**. El sistema sensor permite a las modalidades de la invención recolectar datos en tiempo real. Debido a que la herramienta del fondo del pozo puede unirse al extremo del tubo (según se describe arriba), usar las modalidades de la invención permite tratar un pozo mientras al mismo tiempo se recolectan los datos y se sigue el avance del tratamiento.

Los sistemas que comprenden la invención comprenden un sistema de manejo del depósito **760**. El sistema de manejo del depósito es capaz también de procesar datos y entregar al usuario una interfaz para interactuar con las operaciones y el procesamiento de los datos. El sistema de manejo del depósito es compuesto por uno o más computadores que pueden ubicarse a nivel local (p. ej., en los alrededores de los pozos de producción) o en forma remota en una instalación central. El sistema de manejo del depósito está equipado con dispositivos de comunicación tales como conmutadores de red, comunicación inalámbrica y cualquier interfaz necesaria para comunicar datos entre computadores dentro del sistema hacia y desde una ubicación remota.

Un usuario, como por ejemplo el encargado del pozo, puede integrar una pluralidad de sistemas de procesamiento de datos y determinar los parámetros para actuar en un solo pozo y/o varios pozos a la vez.

La Figura 8 es un diagrama de flujo que muestra los pasos para estimular un pozo usando una modalidad de la invención. Los pasos del diagrama de flujo de la Figura 8 son únicamente para efectos de ilustración y no limitan

al usuario de un sistema que comprende la invención a seguirlos en el orden en que se muestran en la Figura. Un usuario, como por ejemplo el encargado del pozo/depósito, puede elegir investigar cualquiera de los parámetros de la producción del pozo y luego tomar una decisión en base los indicadores. Los pasos y tipo de estimulación del pozo se realizan luego conforme a los resultados de las pruebas. La invención proporciona la flexibilidad en el sentido de que la información del pozo puede accederse en cualquier punto en el tiempo y un sistema que comprende la invención que se encuentra instalado en el pozo puede operarse para estimular el mismo.

En el paso **810**, un usuario del sistema de conformidad con la invención puede en principio recolectar una pluralidad de información acerca de un pozo y/o depósito. Por ejemplo, estudios sísmicos, análisis de composición de la roca durante la perforación, análisis químico del recurso que se va a extraer (o está siendo extraído), caudal del recurso, presión del pozo y una pluralidad de datos de entrada son todos datos que ayudan al encargado a determinar si el pozo necesita tratamiento y qué tipo de tratamiento se necesita. En el paso **820**, el encargado compara los datos recolectados con una base de conocimientos. Esta base de conocimientos incluye información recolectada previamente a través de otros medios (p. ej., estudios geológicos preliminares del depósito), datos recolectados usando el sistema sensor provisto por el sistema que comprende la invención, así como también información en tiempo real recolectada durante las operaciones usando una modalidad de la invención. El resultado de estas pruebas entrega indicadores respecto del estado de los pozos. Por ejemplo, en un pozo petrolífero en donde el flujo ha disminuido mientras la viscosidad del petróleo recuperado se mantiene inalterada, puede ocurrir que los poros en la zona de extracción se hayan obstruido en lugar de que el flujo de petróleo haya sido afectado por un cambio en la naturaleza física de este último.

Pueden efectuarse uno o más pasos de prueba a fin de ayudar al encargado a evaluar la condición del pozo y seleccionar uno o más

métodos de tratamientos a aplicar en el pozo. Por ejemplo, en el paso **830**, el encargado puede verificar si los indicadores señalan un aumento en las fuerzas capilares, lo que implicaría un indicador de reducción en el diámetro de los poros. En este caso, el encargado puede aplicar el tratamiento con ondas sísmicas en el paso **840**. Las ondas sísmicas son por lo general ondas de baja frecuencia (es decir, longitud de onda larga), que viajan distancias muy largas en comparación con las ondas de alta frecuencia (es decir, longitud de onda corta). El tratamiento sísmico tiende a aumentar el diámetro de los poros, reduciendo así las fuerzas capilares y de este modo rompe las películas líquidas superficiales que se absorben hacia los límites de los poros. El tratamiento sísmico puede inducir también un mayor flujo ya que las fuerzas de Bjerknes inducen la coalescencia de las gotas de petróleo haciéndolas oscilar y moverse. El tratamiento sísmico puede también aumentar la temperatura.

Por lo general, en un pozo agotado típico, el petróleo residual se encuentra disperse en el agua en forma de gotas, debido a la separación de densidad de estos dos fluidos. Las fuerzas capilares juegan un importante papel en la percolación del líquido a través de los poros, en donde se absorben las películas líquidas hacia las paredes de los poros, haciendo que sea más difícil que las gotas se muevan y reduciendo el diámetro efectivo de los poros. Debido a esto, el descenso de presión necesario para la percolación debe ser mayor, lo que significa una menor movilidad. Las ondas sísmicas reducen las fuerzas capilares ya que destruyen las películas superficiales absorbidas en los límites de los poros, reduciendo su adherencia a la superficie, aumentando la sección transversal efectiva del poro.

Además, las ondas mecánicas con longitud de onda más larga que el diámetro de las gotas de petróleo inducen el movimiento de las gotas. Las fuerzas de Bjerknes, que son fuerzas de atracción de las gotas oscilantes de un fluido en otro, inducen la coalescencia de las gotas de petróleo, formando corrientes de petróleo en el espacio poroso. El resultado es que la movilidad aumenta.

El encargado del pozo/depósito puede verificar en un pozo petrolífero, en el paso **835**, si el agua recuperada junto con el petróleo contiene gotas pequeñas de petróleo disperso en el agua, lo que indicaría una movilidad reducida. Si éste fuera el caso, el encargado puede elegir aplicar ondas sísmicas en el paso **840**. En el paso **838**, el encargado puede verificar si la viscosidad del petróleo es alta, lo que también puede indicar que la movilidad del petróleo es reducida (o se reducirá). Si la viscosidad del petróleo está aumentando, las modalidades de la invención permiten estimular el pozo con ondas de baja frecuencia, en el paso **840**, y hacerlo con ondas de alta frecuencia en el paso **860**, lo que estimularía el flujo de petróleo desde una distancia en la formación hacia el interior del pozo, y la aplicación de alta frecuencia aumenta la fluidez del petróleo.

En el paso **855**, los indicadores pueden señalar daños en la formación. En este caso, el encargado puede aplicar, en el paso **860**, ondas de alta frecuencia, que ayudan a eliminar los residuos de las grietas de la formación.

Un efecto importante de las ondas mecánicas de alta frecuencia en un pozo petrolífero es el desacoplamiento fluido-a-sólido debido a la incapacidad de las fuerzas viscosas para compensar las fuerzas inertes en todo el volumen. La capa de fluido más cercana al sólido está muy ligada a él, oscilando con éste, y en donde el grosor de la capa disminuye a medida que aumenta la frecuencia. Dentro de la capa, la viscosidad aparente aumenta, mientras que en el resto del fluido de los poros, se observa una reducción de la viscosidad.

El fluido que se encuentra en una formación corresponde a un sistema coloidal, ya que se encuentra una fase sólida en el fluido. Esto da origen a un fluido no Newtoniano, que se comporta como sólido o puede tener una viscosidad extremadamente alta en determinadas condiciones. El fluido de la formación afecta la región cercana al orificio del pozo bloqueando el flujo a través de los poros y disminuyendo la permeabilidad de la zona. Este proceso se conoce como daño de formación.

Las ondas mecánicas de alta frecuencia afectan el daño de formación por dos medios. El primero es la desintegración debido a las oscilaciones mecánicas, cuando la energía es suficiente (10^{-7} J/cm³), lo que destruye las estructuras de coagulación con espaciado largo. El segundo medio es la electro-osmosis, a partir de la oscilación de un sólido sumergido en un fluido que genera cargas eléctricas no compensadas. Esto puede producir la rotura de los enlaces de van der Waals entre las partículas.

La Figura 9 es un diagrama de flujo de los pasos del método para manejar un depósito de producción de conformidad con una modalidad de la invención. El paso **910** involucra recolectar datos preliminares, tales como estudios geológicos del campo, resultados de estudios geofísicos y cualquier otro dato que pueda recolectarse antes de perforar en un depósito. Debido a que un sistema que comprende la invención está bien adaptado para su instalación en campos petrolíferos en proceso de agotamiento debido a la disminución en la producción, muchos de los datos pueden haberse obtenido muchos años antes de la instalación del sistema. El sistema puede integrar información de varios tipos de datos. Por ejemplo, los mapas que se realizaron al comienzo de la explotación pueden compararse con los mapas que se obtuvieron en un uno o más estudios al transcurrir el tiempo. Esto debiera permitir al encargado del depósito extraer información valiosa acerca del flujo del recurso en el suelo y tomar la decisión de seguir usando el sistema para estimular los pozos en el depósito.

Los datos del depósito pueden ingresarse en un sistema computacional que almacena, procesa y permite al encargado ejecutar varios tipos de herramientas de procesamiento de datos, para la representación de la condición real del depósito y/o para efectos de simulación y predicción. Por ejemplo, al comparar mapas anteriores del contenido del depósito con mapas obtenidos periódicamente, es posible obtener un mapeo del depósito en cuatro dimensiones, es decir, un mapa tridimensional del depósito durante un determinado período de tiempo. Este mapeo podría revelar, por ejemplo, un movimiento del recurso natural dentro de un

depósito, o si algunas áreas del mismo se agotan con mayor rapidez que otras, o cualquier otra información que pueda ser útil al encargado de un depósito, o que pueda inferirse de los datos.

El paso **912** implica obtener información de cada uno de los pozos. Según la descripción anterior, se mantiene un registro para cada pozo durante la perforación y a través de toda la etapa de producción. Los datos de los pozos comprenden datos físicos, tales como presión, temperatura, acidez y mucha otra información relevante. Los datos de los pozos comprenden también el historial de producción y las características de conducta. Estas últimas características definen los cambios de producción que pueden haber ocurrido en el pozo, ya sea de modo espontáneo o como resultado de uno o más tratamiento de estimulación. La información de los pozos es importante no solo para caracterizar el pozo mismo, sino también para complementar la caracterización del depósito como un todo. La información de los pozos puede ingresarse en un sistema computacional a fin de crear representaciones gráficas de la condición del pozo, desarrollar mapas (p. ej., 3D y 4D) del depósito, monitorear los cambios en la producción del pozo y anticipar los cambios que pueden ocurrir como resultado de los tratamientos.

El paso **914** implica establecer un trazado preliminar para el despliegue en base a los conocimientos reunidos a partir de los datos del depósito y los pozos en el sistema. El encargado del pozo puede designar, por ejemplo, pozos para que sean pozos de producción equipados con una herramienta de estimulación, y otros que sirvan sólo para estimulación y recolección de datos y no para producción. En consecuencia, el encargado determina en el paso **914** qué tipo de dispositivos se van a implementar en la estimulación y en qué pozo específico. Por ejemplo, según se describe arriba, un pozo puede equiparse con una combinación de dispositivos de estimulación acústica de alta y baja frecuencia, mientras que otro puede equiparse con una herramienta al fondo del pozo que comprende una combinación diferente de dispositivos acorde con el requisito evaluado para el tratamiento.

El paso **920** implica el despliegue de una herramienta en el fondo del pozo en cada uno de los pozos escogidos. El despliegue involucra determinar si la herramienta en el fondo del pozo se instala de manera permanente o temporal en el mismo, la profundidad en que se aplica el tratamiento y cualquier otro factor involucrado en la optimización del sitio del tratamiento. El paso **920** implica también determinar el número de dispositivos que se van a instalar en cada pozo. Por ejemplo, la herramienta en el fondo del pozo puede comprender más de un generador de dispositivos acústicos de alta o baja frecuencia en un solo pozo, mientras que en otro pozo, el número de dispositivos puede ser diferente.

El despliegue de herramientas para la estimulación del pozo y la recolección de datos del paso **920** implica también determinar cómo se hará descender la herramienta en el fondo del pozo y se mantendrá en su lugar durante la operación. Por ejemplo, las herramientas en el fondo del pozo pueden ubicarse dentro del tubo, montarse en serie con otros segmentos del tubo o unirse al extremo de éste.

El paso **930** implica configurar los dispositivos de estimulación. Según se describe arriba, un módulo de control permite seleccionar un régimen conforme al cual opere un dispositivo dentro de la herramienta en el fondo del pozo. El encargado del depósito puede configurar el dispositivo en cada una de las herramientas en el fondo del pozo para que opere en un régimen específico, que optimizaría la producción en el depósito como un todo. Por ejemplo, el encargado puede configurar la periodicidad según la cual se aplican las descargas acústicas de baja frecuencia. Los parámetros de configuración son flexibles y pueden modificarse en cualquier momento en el sistema de conformidad con las modalidades de la invención. El paso **930** puede ser llevado a cabo manualmente por el usuario o realizarse en forma automática como en el caso de un monitoreo continuo que entrega información al sistema, el que ajusta automáticamente los parámetros de configuración de los dispositivos en el fondo del pozo.

El paso **940** implica aplicar uno o más regímenes de estimulación a uno o más pozos. Durante el paso **940**, los dispositivos en las herramientas en el fondo del pozo se operan suministrando energía en forma modulada para accionar los dispositivos o, en otras instancias, suministrando energía eléctrica bruta, y la instrucción a través del módulo de comandos para generar la energía modulada, la que acciona los generadores acústicos de alta y/o baja frecuencia.

El paso **950** implica la recolección de datos de los sensores que se instalan en las herramientas en el fondo del pozo y otros sensores que pueden instalarse en la superficie. Los datos recolectados reflejan el tipo de sensores usados para cada aplicación prevista. Por ejemplo, cada herramienta del pozo puede comprender un número de sensores de medición para capturar temperatura, presión y otros parámetros físicos. Se utilizan geófonos para capturar ondas de presión de tipo sísmico que se reflejan fuera de las superficies subterráneas, lo que ayuda a construir mapas subterráneos tridimensionales y en 4 dimensiones.

Los geófonos (es decir, sensores sísmicos) se usan en la invención combinados con los métodos de procesamiento de datos incluidos.

El paso **960** implica recibir y analizar los datos recolectados de conformidad con las instrucciones de la invención. Los datos recolectados que son capturados por los sensores en el fondo del pozo y en la superficie se transmiten a los módulos de procesamiento de datos. Estos datos recolectados se transmiten a un sistema computacional que integra los datos recién recolectados con datos obtenidos previamente, además de los datos de producción. El sistema procesa los datos, y pueden efectuarse uno o más análisis. El encargado puede, mediante el uso de herramientas de análisis de datos y herramientas de representación gráfica, aplicar pasos específicos de procesamiento (p. ej., mapeo, comparación de mapas) para tomar decisiones respecto de los pasos que puedan requerirse para optimizar la producción.

El paso **962** implica determinar, en base a los resultados de los análisis de datos, si se justifica el trazado de herramientas en el fondo del pozo dentro de un depósito. Por ejemplo, cuando la producción ha cambiado en una zona del depósito, el encargado puede determinar que la herramienta en el fondo del pozo en uno o más pozos debe configurarse de manera diferente o que su ubicación debe cambiar, agregando por ejemplo más generadores acústicos o modificando la profundidad del despliegue. Las herramientas en el fondo del pozo que resultan afectadas son entonces modificadas y se establece un nuevo trazado y las herramientas se despliegan.

El paso **964** implica determinar, en base a los resultados de los análisis de datos, si el régimen de operación de una o más herramientas en el fondo del pozo dentro de un depósito debe o no modificarse. El encargado puede cambiar la frecuencia acústica, intensidad y/o periodicidad de los pulsos del tratamiento acústico. Este proceso puede realizarse emitiendo instrucciones a través de un sistema computacional (p. ej., local o remoto) a los módulos de control de cada una de las herramientas en el fondo del pozo.

Por lo tanto, se describe un sistema, aparato y método para estimular la productividad de los campos de producción de recursos naturales. La invención proporciona un aparato que comprende uno o más dispositivos generadores de ondas acústicas de alta y/o baja frecuencia, activadores para aplicar tratamientos convencionales de pozos y sensores para recolectar información de los pozos. El sistema de conformidad con la invención proporciona medios para procesar datos e integrar los datos recién obtenidos con aquellos obtenidos previamente. El sistema permite al encargado del depósito visualizar los datos, efectuar evaluaciones respecto de los requisitos de estimulación (u otro tipo de tratamiento) y configurar cada sonda de estimulación de acuerdo con las necesidades evaluadas de cada pozo.

La invención proporciona la habilidad para aumentar la capacidad de producción de los pozos de petróleo, gas y/o agua mediante la estimulación de los orificios de los pozos para aplicaciones en profundidad y superficiales, proporciona herramientas para estudios sísmicos para aplicaciones en profundidad y superficiales y proporciona un sistema integrado de manejo de depósitos que combina la estimulación del pozo, la estimulación del depósito, los estudios sísmicos y la recolección de datos en tiempo real.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema para el manejo de la extracción de un recurso natural desde una formación geológica, CARACTERIZADO porque comprende:

- medios para estimular al menos un pozo;
- medios para recolectar datos de dicho pozo;
- medios para transmitir estos datos a un centro de procesamiento de datos;
- medios para procesar los datos del pozo; y
- medios para emitir comandos para controlar dichos medios para estimular dicho pozo.

2. El sistema de la reivindicación 1, CARACTERIZADO porque dichos medios para estimular comprenden además medios para generar ondas acústicas de baja frecuencia.

3. El sistema de la reivindicación 1, CARACTERIZADO porque dichos medios para estimular comprenden además medios para generar ondas acústicas de alta frecuencia.

4. El sistema de la reivindicación 3, CARACTERIZADO porque dichos medios para generar ondas acústicas de alta frecuencia comprenden además medios piezoeléctricos para generar dichas ondas acústicas de alta frecuencia.

5. El sistema de la reivindicación 3, CARACTERIZADO porque dichos medios para generar ondas acústicas de alta frecuencia comprenden además medios magnetoestrictivos para generar dichas ondas acústicas de alta frecuencia.

6. El sistema de la reivindicación 1, CARACTERIZADO porque dichos medios para estimular comprenden además medios para generar ondas acústicas de baja frecuencia y medios para generar ondas acústicas de alta frecuencia.

7. El sistema de la reivindicación 1, CARACTERIZADO porque dichos medios para recolectar datos comprenden además medios para detectar parámetros físicos de un orificio de pozo.

8. El sistema de la reivindicación 1, CARACTERIZADO porque dichos medios para procesar datos comprenden además:

medios para recibir datos de estudios sísmicos de al menos una fuente de datos; y

medios para el mapeo de dichos datos del pozo y dichos datos estudios sísmicos.

9. El sistema de la reivindicación 8, CARACTERIZADO porque comprende además medios para determinar la magnitud y dirección del movimiento del fluido en un depósito.

10. Un método para manejar la extracción de un recurso natural desde una formación geológica, CARACTERIZADO porque comprende los pasos de:

obtener datos preliminares de un depósito que tiene una pluralidad de pozos;

obtener datos para cada uno de los pozos de dicha pluralidad de pozos;

establecer un trazado preliminar para el despliegue, que comprende determinar el tipo de herramientas en el fondo del pozo de una pluralidad de herramientas para desplegar al menos una de dichas herramientas en un pozo de un subconjunto de pozos de dicha pluralidad;

desplegar dicha herramienta de la pluralidad de herramientas en un pozo de un subconjunto de pozos de dicha pluralidad;

configurar dicha pluralidad de herramientas en el fondo del pozo; y

aplicar al menos un régimen de estimulación a cada herramienta de dicha pluralidad de herramientas en el fondo del pozo.

11. El método de la reivindicación 10, CARACTERIZADO porque dicho paso de obtener tales datos preliminares comprende además obtener tales datos preliminares de una pluralidad de fuentes de datos.

12. El método de la reivindicación 10, CARACTERIZADO porque dicho paso de obtener tales datos del pozo comprende además comparar los mapas obtenidos de una pluralidad de estudios realizados con el tiempo.

13. El método de la reivindicación 12, CARACTERIZADO porque dicho paso de obtener tales datos del pozo comprende además obtener datos de presión, temperatura y acidez de al menos un subconjunto de pozos de dicho depósito.

14. El método de la reivindicación 10, CARACTERIZADO porque comprende además almacenar dichos datos preliminares y dichos datos del pozo en al menos un computador.

15. El método de la reivindicación 14, CARACTERIZADO porque comprende además representar gráficamente dichos datos preliminares y dichos datos del pozo en un computador.

16. El método de la reivindicación 15, CARACTERIZADO porque comprende además desarrollar una representación gráfica en cuatro dimensiones de dicho depósito.

17. El método de la reivindicación 10, CARACTERIZADO porque comprende además monitorear los cambios de dicha pluralidad de pozos.

18. El método de la reivindicación 10, CARACTERIZADO porque dicho paso de desplegar comprende además desplegar en forma permanente al menos una herramienta de dicha pluralidad de herramientas en un pozo de dicho subconjunto de pozos de dicha pluralidad de pozos.

19. El método de la reivindicación 18, CARACTERIZADO porque dicho paso de desplegar comprende además montar al menos una herramienta de dicha pluralidad de herramientas en serie con un tubo de un pozo de dicho subconjunto de pozos de dicha pluralidad de pozos.

20. El método de la reivindicación 18, CARACTERIZADO porque dicho paso de desplegar comprende además montar al menos una herramienta de dicha pluralidad de herramientas unidas al extremo de un tubo de un pozo de dicho subconjunto de pozos de dicha pluralidad de pozos.

21. El método de la reivindicación 18, CARACTERIZADO porque dicho paso de desplegar comprende además montar al menos una herramienta de dicha pluralidad de herramientas unidas dentro de un tubo de un pozo de dicho subconjunto de pozos de dicha pluralidad de pozos.

22. El método de la reivindicación 10, CARACTERIZADO porque comprende además los pasos de:

recolectar datos en tiempo real de un conjunto de sensores en al menos una herramienta de dicha pluralidad de herramientas;

procesar dichos datos en tiempo real;

determinar si es necesario establecer un trazado secundario de dicha pluralidad de herramientas;

determinar si es necesario modificar un subconjunto de dicha pluralidad de herramientas; y

determinar, en base a los resultados de los análisis de datos, si deben modificarse los parámetros de operación.

23. El método de la reivindicación 10, CARACTERIZADO porque dicho paso de aplicar al menos un régimen de estimulación comprende además operar un primer subconjunto de dicha pluralidad de herramientas en un régimen de baja frecuencia, y operar un segundo subconjunto de dicha pluralidad de herramientas en un régimen de alta frecuencia.

24. El método de la reivindicación 23, CARACTERIZADO porque dicho paso de aplicar al menos un régimen de estimulación comprende además aplicar en forma remota los parámetros de configuración de dicho régimen de estimulación.

25. Un aparato para estimular un pozo que produce petróleo, gas o agua que comprende:

medios para generar ondas mecánicas de baja frecuencia;

medios para recolectar una pluralidad de datos de información de parámetros de producción de un pozo;

medios para suministrar energía eléctrica que tienen al menos un circuito electrónico que produce un pulso de alto voltaje para accionar tales medios para generar ondas mecánicas de baja frecuencia; y

medios para transmitir dicha pluralidad de datos de información a una unidad de control.

26. El aparato de la reivindicación 25, CARACTERIZADO porque comprende además medios para recibir una pluralidad de datos de comando desde dicha unidad de control.

27. El aparato de la reivindicación 25, CARACTERIZADO porque comprende además medios para generar ondas mecánicas de alta frecuencia.

28. El aparato de la reivindicación 27, CARACTERIZADO porque comprende además al menos un transductor piezoeléctrico de alta frecuencia.

29. El aparato de la reivindicación 27, CARACTERIZADO porque comprende además al menos un transductor magnetoestrictivo.

30. El aparato de la reivindicación 25, CARACTERIZADO porque comprende además medios para dirigir óptimamente dichas ondas mecánicas hacia una formación geológica.

31. Un método para estimular un pozo productor de recursos que comprende los pasos de:

obtener una pluralidad de datos de información para un pozo productor de recursos;

determinar un tratamiento a aplicar en dicho pozo productor de recursos; y

aplicar al menos un tipo de ondas acústicas a dicho pozo productor de recursos.

32. El método de la reivindicación 31, CARACTERIZADO porque dicho paso de obtener tal pluralidad de datos de información comprende además recolectar datos de información en tiempo real desde al menos un sensor empotrado dentro de dicho pozo productor de recursos.

33. El método de la reivindicación 31, CARACTERIZADO porque dicho paso de determinar comprende además comparar dicha pluralidad de datos de información con un conjunto de bases de datos de indicadores de condición.

34. El método de la reivindicación 33, CARACTERIZADO porque comprende además determinar el nivel de las fuerzas capilares en la perforación de dicho pozo productor de recursos.

35. El método de la reivindicación 33, CARACTERIZADO porque comprende además determinar si el agua recuperad desde un pozo petrolífero contiene pequeñas gotas de petróleo.

36. El método de la reivindicación 33, CARACTERIZADO porque comprende además determinar el nivel de viscosidad del petróleo de un pozo petrolífero.

37. El método de la reivindicación 33, CARACTERIZADO porque comprende además determinar el daño de formación.

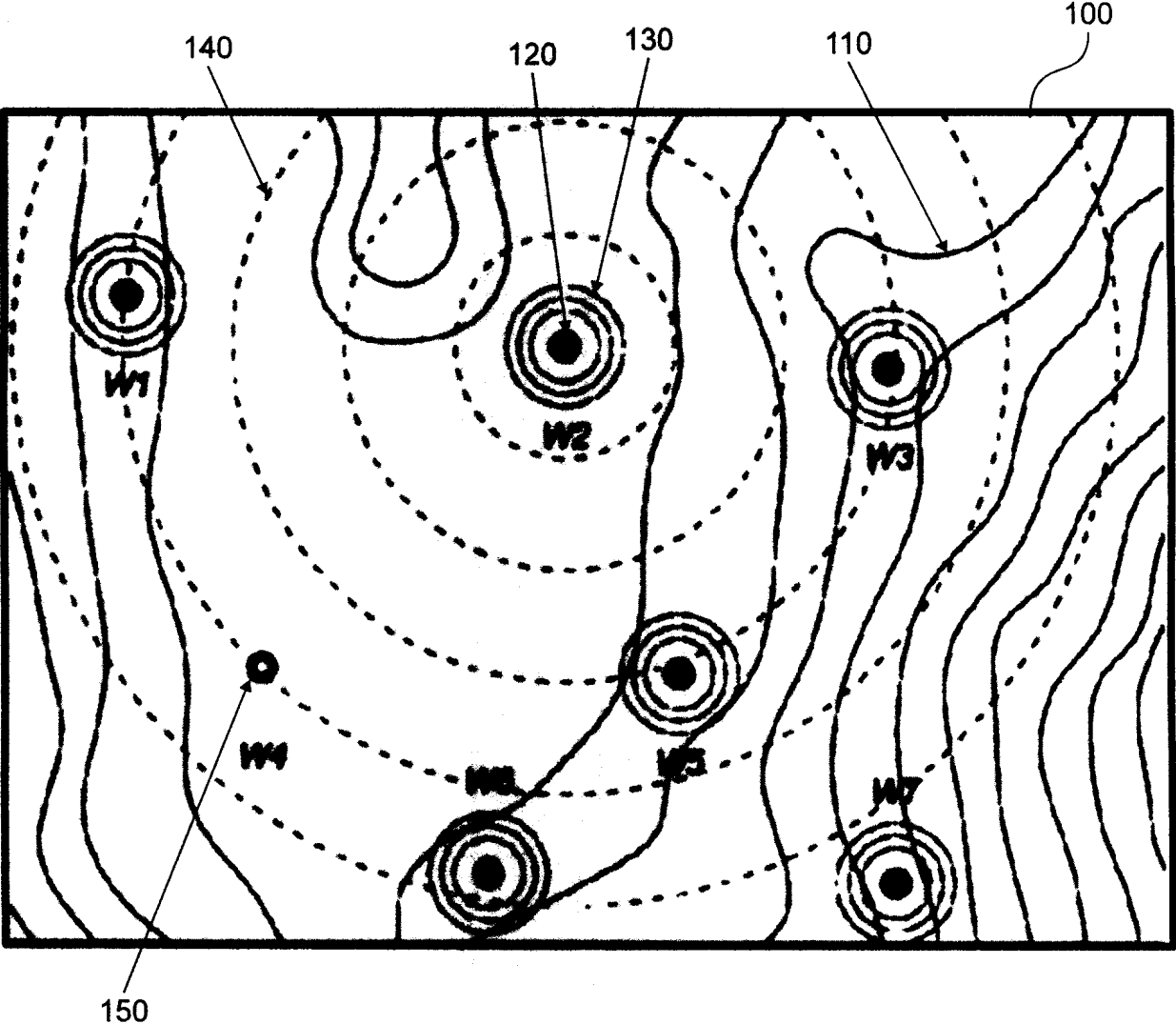
38. El método de la reivindicación 31, CARACTERIZADO porque dicho paso de aplicar al menos un tipo de ondas acústicas comprende además generar ondas elásticas de baja frecuencia.

39. El método de la reivindicación 31, CARACTERIZADO porque dicho paso de aplicar al menos un tipo de ondas acústicas comprende además generar ondas elásticas de alta frecuencia.

40. El método de la reivindicación 39, CARACTERIZADO porque comprende además utilizar un dispositivo magnetostrictivo.

41. El método de la reivindicación 39, CARACTERIZADO porque comprende además utilizar un dispositivo piezoeléctrico.

Fig. 1



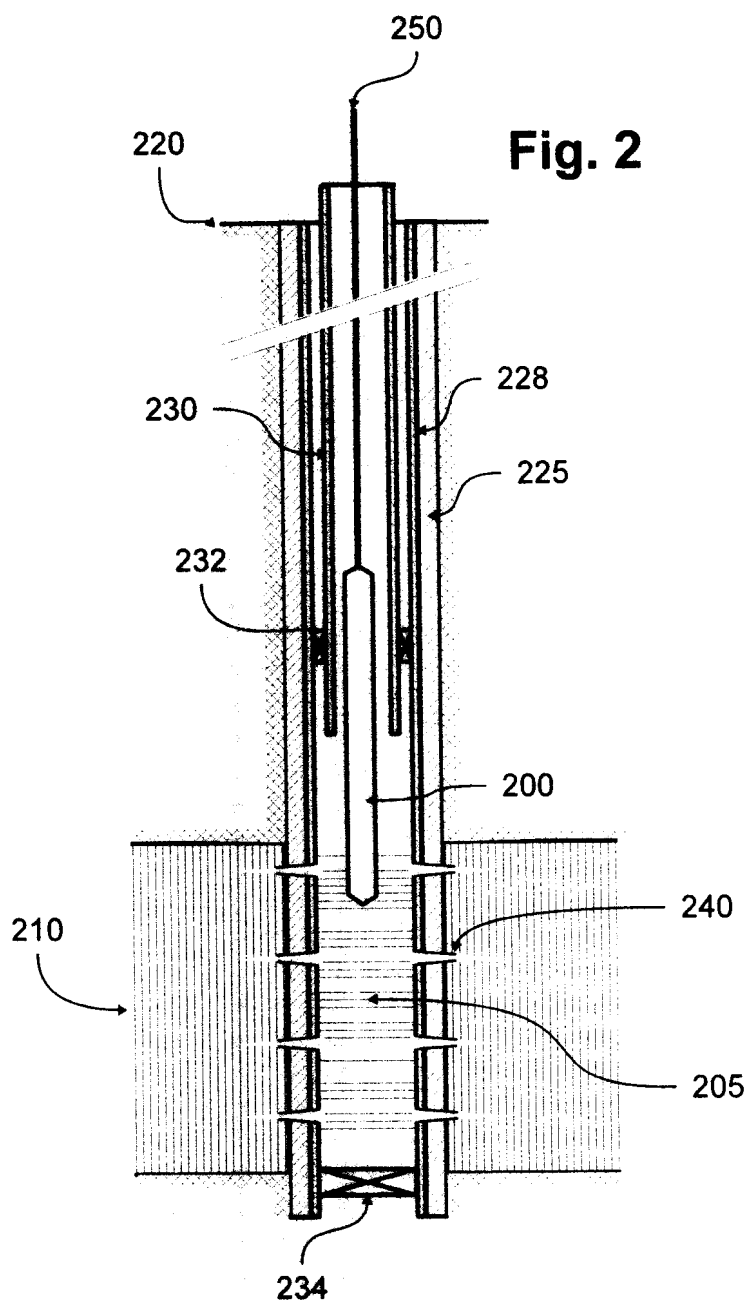


Fig. 3

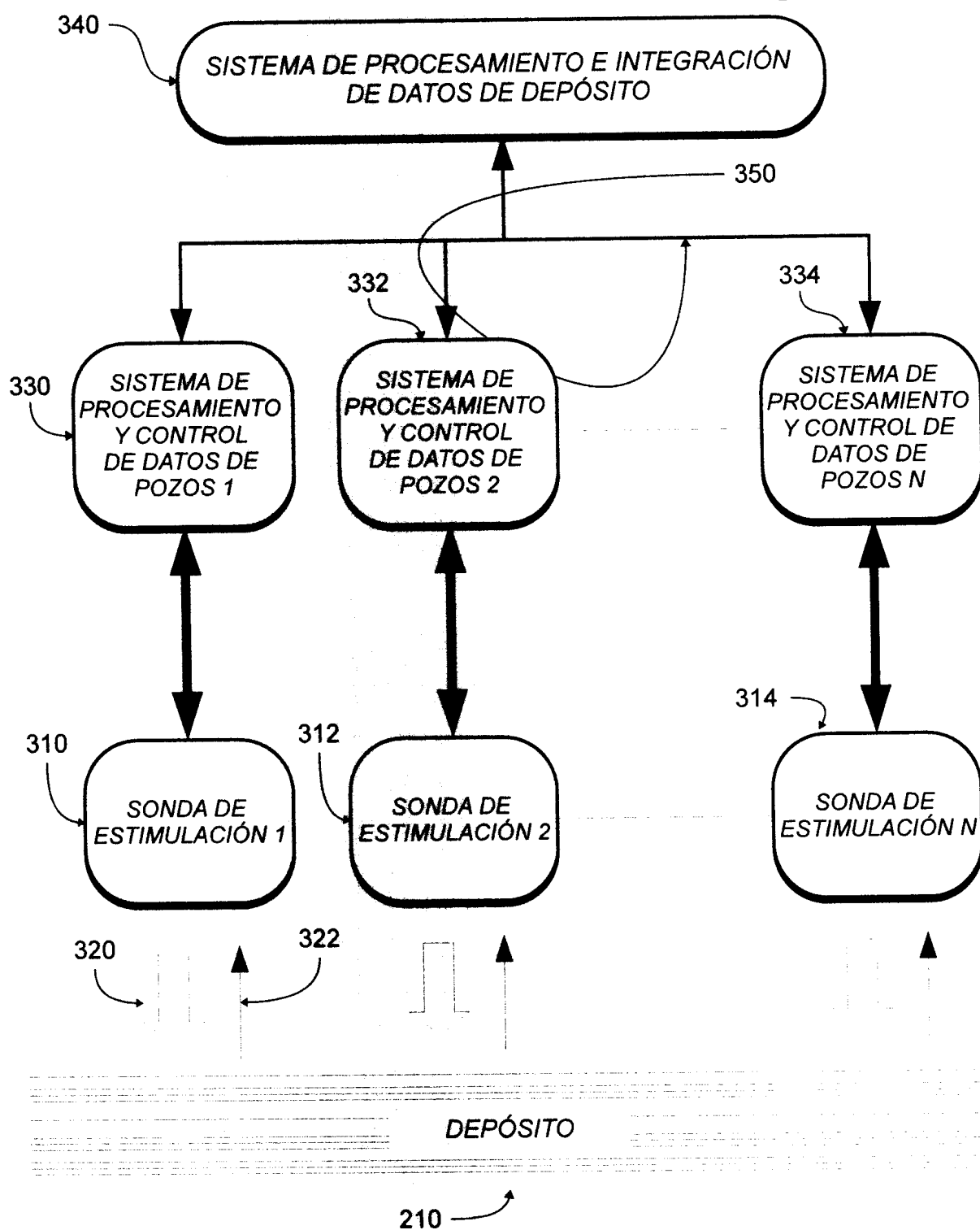
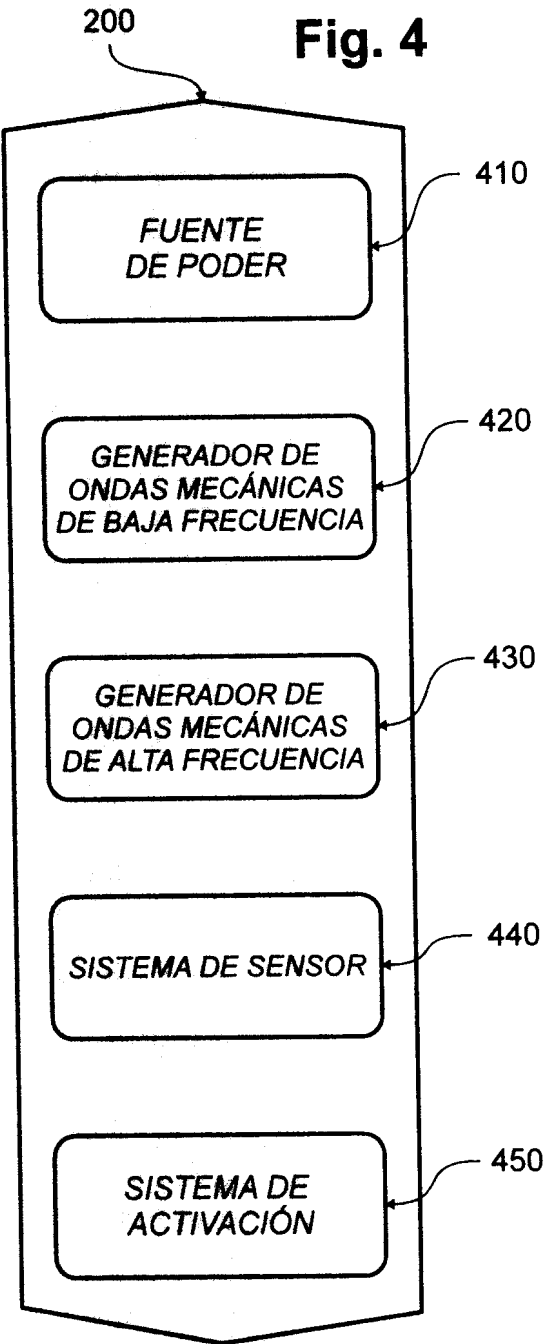


Fig. 4



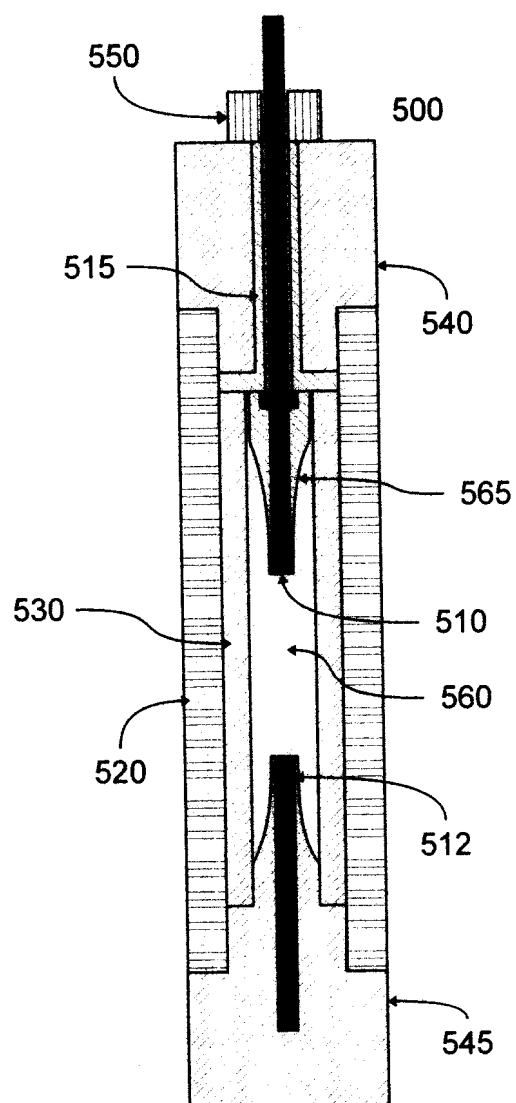


Fig. 5

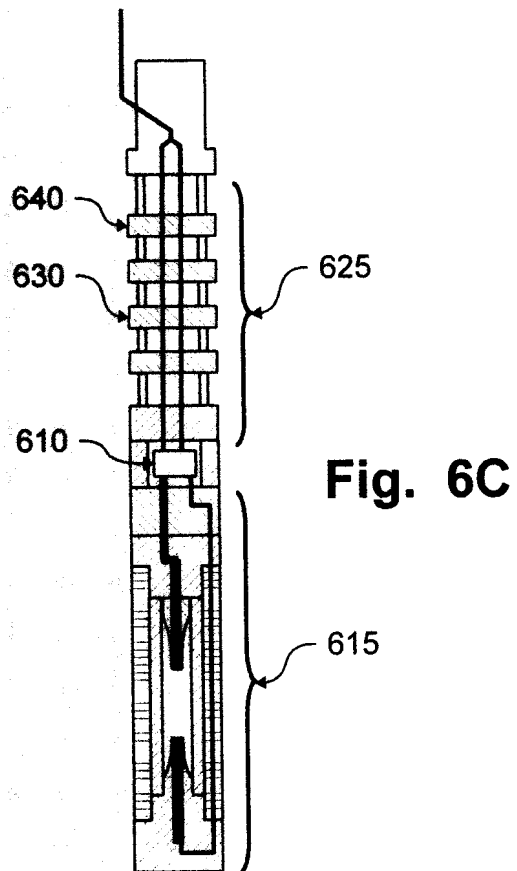
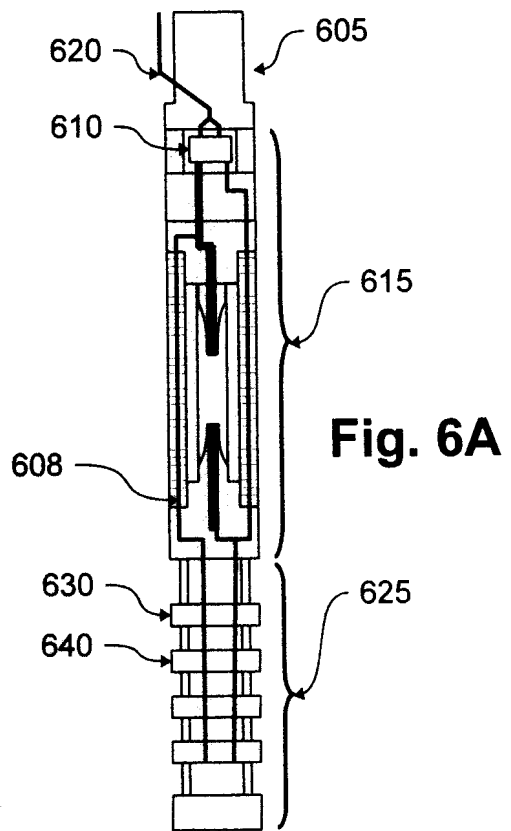
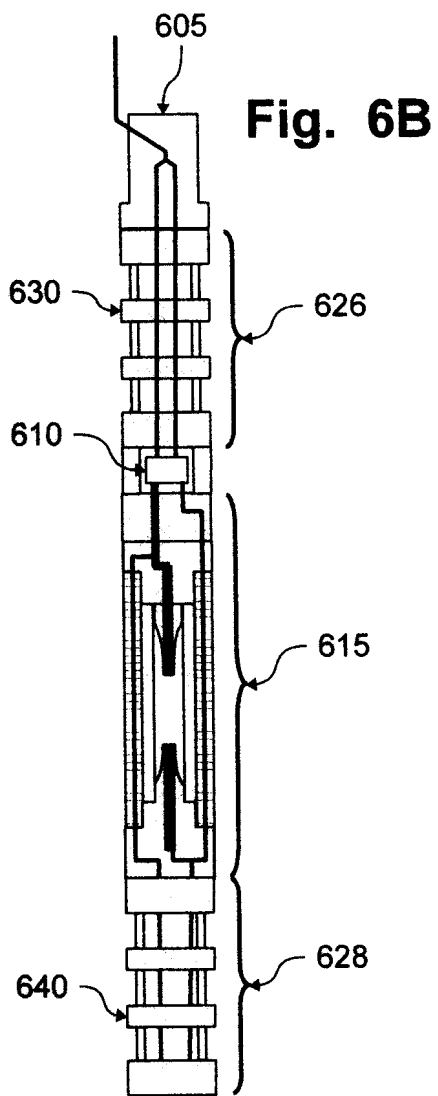


Fig. 7

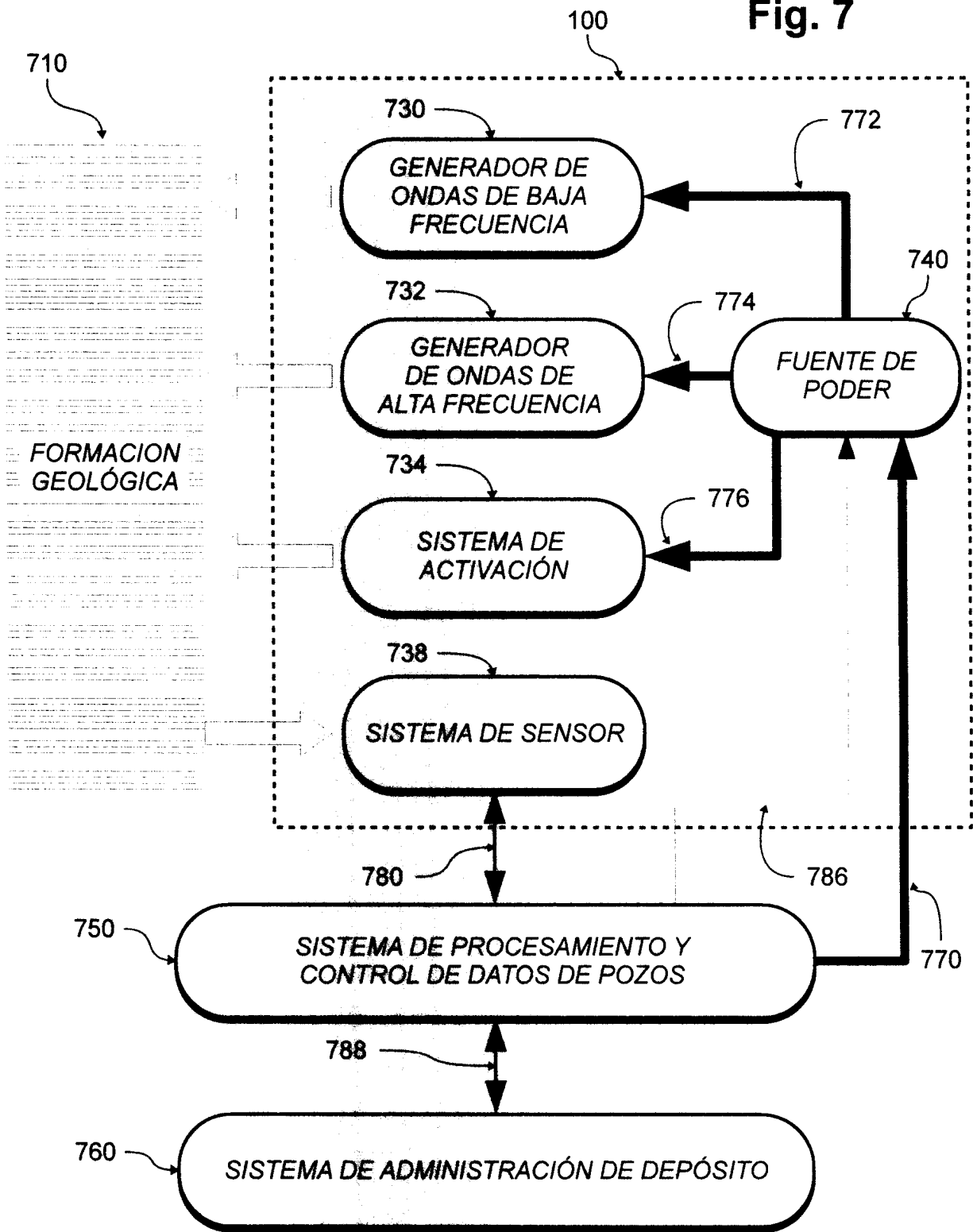
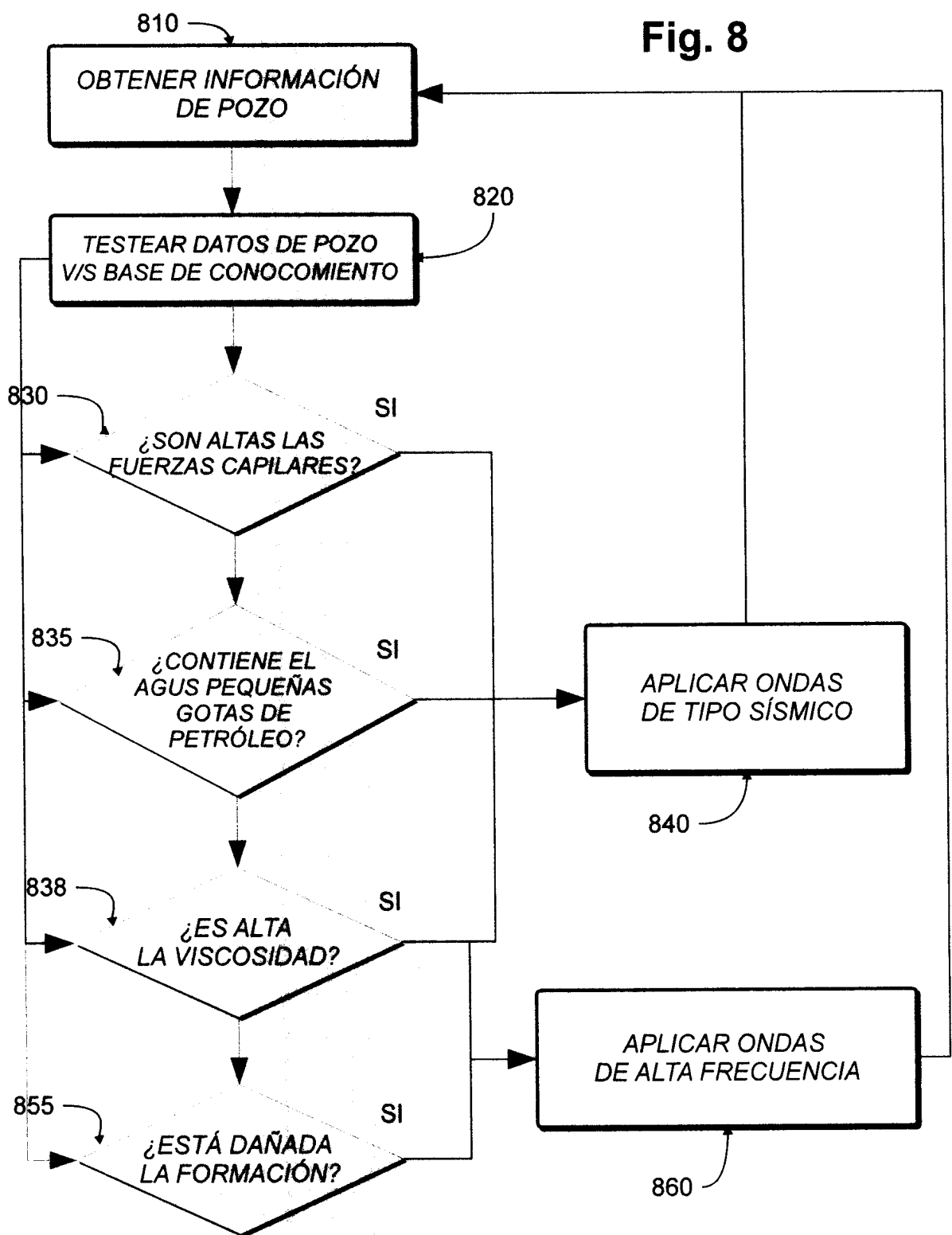
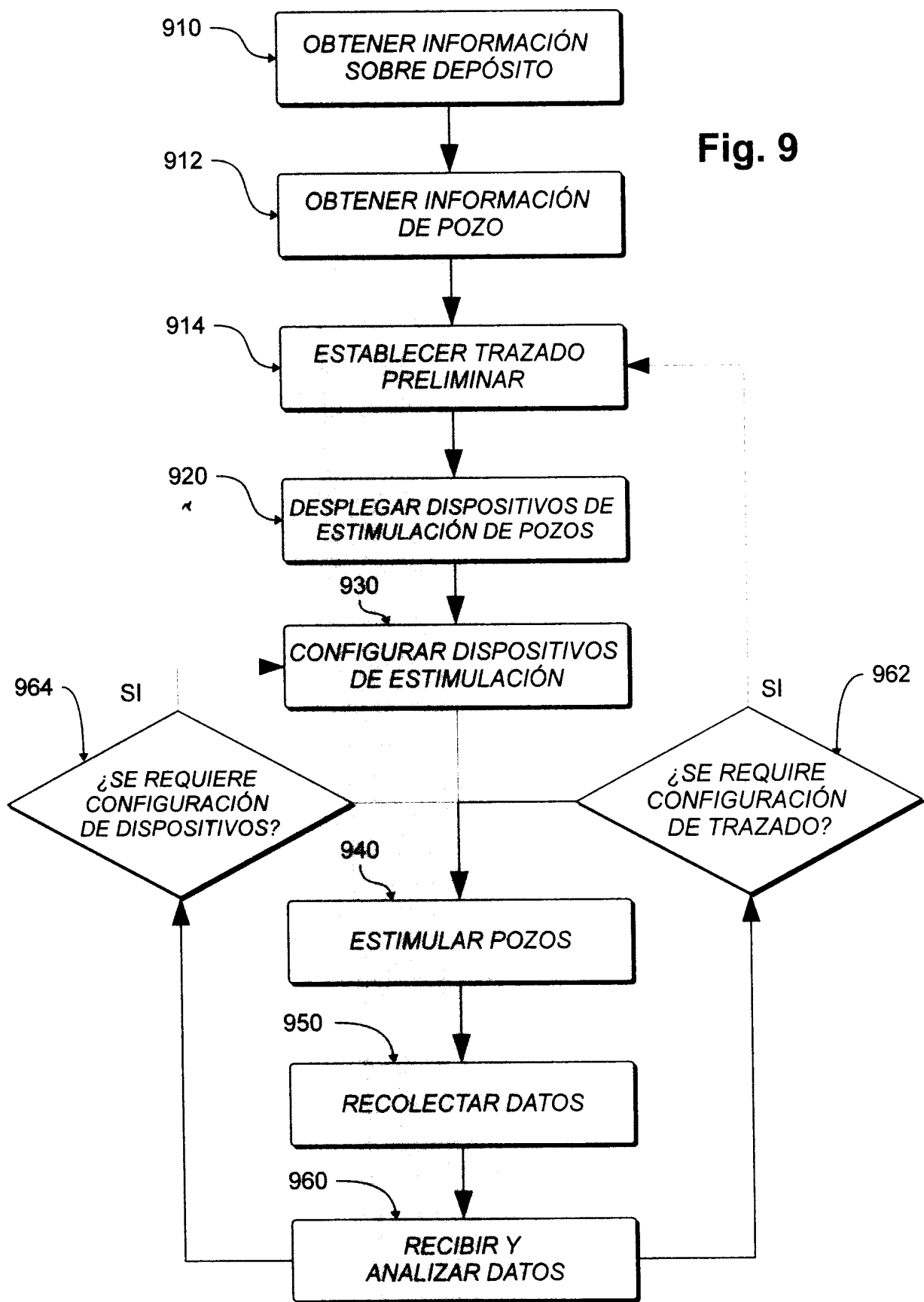


Fig. 8

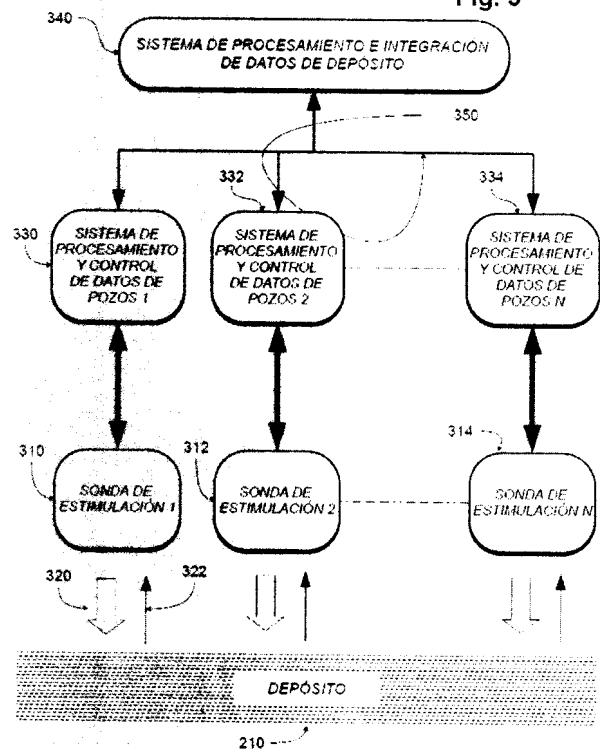




Resumen

La invención proporciona un sistema, método y herramienta en el fondo del pozo para estimular los orificios de los pozos en un depósito. La invención permite al usuario determinar el tipo de estimulación adecuada para fomentar la producción en un depósito y aplicar uno o más tratamientos a cada pozo individual activando uno o más módulos comprendidos en las herramientas en el fondo del pozo. Además, la herramienta comprende sensores que recolectan información en tiempo real acerca de la condición del depósito. Los datos recolectados se procesan y los datos recién obtenidos se comparan con datos obtenidos previamente para evaluar el desarrollo de la producción y planificar las estrategias de tratamiento para optimizar la producción.

Fig. 3



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 12 - 0070437

Bogotá D.C., Julio 11 de 2012 - 11:00:19

RECIBIDO DE : HUMBERTO RUBIO

NI 830.000.228

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	495382683	11/07/2012	1.520.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	590.000.00	590.000.00
				\$590.000.00

SON: **QUINIENTOS NOVENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SOLICITUD DE PATENTE:
PATENTE: SISTEMA, APARATO Y MÉTODO PARA ESTIMULAR POZOS Y
MANEJAR UN DEPÓSITO DE RECURSOS NATURALES
PCT/EP2010/069358

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-116455- -00000-0000

Fecha: 2012-07-11 14:32:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 69

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Julio 11 de 2012 - 11:00:24

68

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

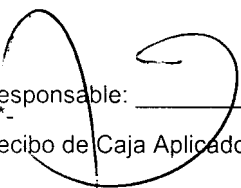
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 12 - 0070438
		Bogotá D.C., Julio 11 de 2012 - 11:00:19

RECIBIDO DE : HUMBERTO RUBIO	NI 830.000.228
------------------------------	----------------

*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	495382683	11/07/2012	1.520.000.00

*** Conceptos Pagados ***					
CANT	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
31	50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES	30.000.00	930.000.00
					\$930.000.00

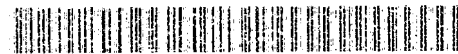
SON: **NOVECIENTOS TREINTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: 
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

EXCESO DE REIVINDICACIONES:
PATENTE: SISTEMA, APARATO Y MÉTODO PARA ESTIMULAR POZOS Y
MANEJAR UN DEPÓSITO DE RECURSOS NATURALES
PCT/EP2010/069358

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 12-116455-00000-0000
Fecha: 2012-07-11 14:32:30 Dep. 2020 DIR NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 69



No. 12-116455- -00000-0000

Fecha: 2012-07-11 14:32:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 69

PATENTE DE INVENCION ☒

MODELO DE U

☒	Indicación que se solicita una patente.
☒	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☒	Descripción de la invención
☒	Dibujos de ser estos pertinentes
☒	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
Completa ☒	Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCION PCT ☐ MODELO DE UTILIDAD PCT ☐ Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☐	Indicación que se solicita una PCT
☐	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa ☐	Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita Diseño industrial
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐