

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 383 102**

51 Int. Cl.:
E21B 43/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 96 Número de solicitud europea: **04810770 .0**
96 Fecha de presentación: **12.11.2004**
97 Número de publicación de la solicitud: **1825101**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **29.08.2007**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo electro acústico para la estimulación de procesos de transferencia de masa para una extracción de pozos mejorada**

30 Prioridad:
11.11.2004 US 986677

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
18.06.2012

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
18.06.2012

73 Titular/es:
**KLAMATH FALLS, INC.
CITCO BUILDING, WICKHAMS CAY P.O. BOX 662
ROAD TOWN, TORTOLA, VG**

72 Inventor/es:
**ARNOLDO-BARRIENTOS, Mario;
ABRAMOV, Oleg;
ABRAMOV, Vladimir;
PECHKOV, Andrey;
ZOLEZZI-GARRETON, Alfredo y
PAREDES-ROJAS, Luis**

74 Agente/Representante:
Zea Checa, Bernabé

ES 2 383 102 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Procedimiento y dispositivo electro acústico para la estimulación de procesos de transferencia de masa para una extracción de pozos mejorada

5

ESTADO DE LA TÉCNICA ANTERIOR

[0001] La presente invención está relacionada con la industria del petróleo, en particular con un sistema electro acústico y procedimiento asociado para aumentar la capacidad de producción de pozos que contienen petróleo, y consiste en la aplicación de ondas mecánicas en una zona de extracción de pozos.

10

[0002] La productividad de los pozos de petróleo disminuye con el tiempo debido a diversas razones. Las dos causas principales de esta disminución tienen que ver con una disminución de la permeabilidad del petróleo crudo, disminuyendo así su fluidez, y un taponamiento progresivo de los poros de una reserva en una región del agujero de perforación del pozo debido a la acumulación de sólidos (arcillas, coloides, sales) que reducen la permeabilidad o interconexión absoluta de los poros. Los problemas asociados con las causas antes mencionadas son: la obstrucción de los poros por partículas minerales finas que fluyen junto con el fluido que se extrae, la precipitación de costras inorgánicas, parafina y la decantación de asfaltenos, la hidratación de arcilla, la invasión de sólidos del lodo y la filtración de lodo y la invasión de fluidos de terminación y de sólidos resultantes de la inyección de salmuera. Cada una de las razones mencionadas anteriormente puede causar una disminución en la permeabilidad o una restricción de flujo en la región que rodea el agujero de perforación del pozo.

15

20

[0003] Un pozo (Figura 1) es básicamente una formación de producción revestida con una capa de cemento 19 y una carcasa 10 que a su vez sostiene una serie de tubos de producción 11 colocados coaxialmente dentro de éste. El pozo conecta una reserva de petróleo, que tiene una permeabilidad adecuada que permite que los fluidos producidos en la formación 12 fluyan a través de perforaciones 14 y/o hoyos 13 en el revestimiento del pozo, proporcionando una ruta dentro de la formación 12. Los tubos 11 proporcionan una salida para los fluidos 18 producidos en la formación. Típicamente hay muchas perforaciones 14 que se extienden radialmente en el exterior del pozo revestido. Las perforaciones 14 están uniformemente espaciadas en el revestimiento donde éste pasa a través de la formación 12. Idealmente, las perforaciones sólo están colocadas en la formación 12 de manera que el número de éstas depende del espesor de la formación 12. Es bastante común tener de nueve a doce perforaciones por metro de profundidad en la formación 12. Por otro lado, las perforaciones 14 se extienden en cada dirección longitudinal, por lo que hay perforaciones 14 que pueden extenderse radialmente en un azimut de 0°, mientras que las perforaciones adicionales 14 están colocadas cada 90 ° con el fin de definir cuatro grupos de perforaciones 14 alrededor del acimut.

25

30

35

[0004] Los fluidos de la formación 12 fluyen a través de las perforaciones 14 que penetran en el pozo revestido. Preferiblemente, el pozo está tapado por algún mecanismo de sellado, tal como un tapón obturador 15 o tapón puente colocado por debajo del nivel de las perforaciones 14. El tapón obturador 15 conecta con el tubo de producción 11 definiendo un compartimiento 16 en el que el fluido producido a partir de la formación 12 fluye llenando el compartimiento (16) y alcanzando un nivel de fluido (17). El fluido acumulado 18 fluye desde la formación 12 y puede estar acompañado por cantidades variables de gas natural. En resumen, el compartimiento revestido acumula petróleo, algo de agua, gas natural y también residuos de arena y sólidos. Normalmente, la arena se asienta en la parte inferior del compartimiento 16. El fluido producido procedente de la formación 12 puede cambiar de fase en el caso de que haya una reducción de la presión sobre la formación 12 que permita la evaporación de las moléculas más ligeras. Por otro lado, el pozo también puede producir moléculas muy pesadas.

40

45

[0005] Después de un período de tiempo, las vías de las perforaciones 14 que se extienden por el interior de la formación 12 pueden obstruirse con "finos" o residuos. Esto define el tamaño del poro que conecta con el fluido dentro de la formación 12, permitiendo que éste fluya desde la formación 12, a través de las grietas o fisuras o poros conectados, hasta que el fluido alcanza los espacios intersticiales dentro del compartimiento 16 para su recogida. Durante este flujo, las partículas sólidas muy pequeñas procedentes de la formación 12 conocidas como "finos" pueden fluir, pero en lugar de fluir pueden tender a asentarse. Considerando que los "finos" pueden mantenerse en un estado disperso durante algún tiempo, pueden agregarse y por tanto obstruir el espacio del poro reduciendo la tasa de producción de fluido. Esto puede representar un problema que se retro-alimenta y resultar en una disminución en el flujo de producción. Pueden depositarse más y más "finos" dentro de las perforaciones 14 y obstruirlas, tendiendo a impedir incluso un caudal mínimo.

50

55

[0006] Incluso con los mejores procedimientos de producción y las condiciones de extracción más favorables, típicamente un porcentaje superior al 20% del petróleo crudo originalmente existente dentro de la reserva permanece por detrás.

60

[0007] La estimulación periódica de pozos de petróleo y gas se realiza mediante tres tipos generales de tratamiento: la acidificación, fracturación y el tratamiento con disolventes y calor. La acidificación implica el uso de HCl y mezclas de ácido HF que se inyectan en la zona de producción (roca). El ácido se utiliza para disolver los componentes reactivos de la roca (carbonatos y minerales de arcilla y, en menor medida, silicatos) y así aumentar su

65

permeabilidad. A menudo se agregan aditivos tales como retardadores de reacción y disolventes para mejorar el rendimiento del ácido en su cometido. Aunque la acidificación es un tratamiento común para la estimulación de pozos de petróleo y gas, está claro que tiene algunos inconvenientes, a saber, el alto coste de los productos químicos y los costes de la eliminación de residuos involucrados. Los ácidos son a menudo incompatibles con el petróleo crudo y pueden producir residuos oleaginosos gruesos dentro del pozo. Los precipitados que se forman después de que el ácido haya actuado a menudo pueden ser más perjudiciales que los minerales disueltos. La profundidad de penetración del ácido en vivo es generalmente menor a 5 pulgadas (12,7 cm).

[0008] La fracturación hidráulica es otra técnica muy utilizada para la estimulación de pozos de petróleo y gas. En este proceso, se utilizan grandes presiones hidráulicas para crear fracturas verticales en la formación. Las fracturas pueden llenarse con tapones de polímeros o ser tratadas con ácido (en carbonatos y rocas blandas) para crear conductos dentro del pozo que permiten que el petróleo y el gas fluya. Este proceso es muy caro (con un factor de aproximadamente 5 a 10 veces más que el tratamiento con ácido). En algunos casos la fractura puede extenderse a las zonas con agua, aumentando la cantidad de agua producida (lo que no es deseable). Estos tratamientos se extienden a cientos de pies de distancia del pozo y son más comúnmente usados en las rocas con una baja permeabilidad. La capacidad de colocar tapones de polímero con éxito en toda la fractura es generalmente limitada y problemas tales como el cierre de la fractura y aplastamientos del tapón (de apuntalamiento) pueden deteriorar seriamente la productividad de las fracturas hidráulicas.

[0009] Uno de los problemas más comunes en los pozos de petróleo maduros es la precipitación de parafina y asfaltenos dentro y alrededor del pozo. Se inyecta vapor o petróleo caliente en el pozo para fundir y disolver la parafina en el petróleo, haciendo que todo fluya a la superficie. Se utilizan a menudo disolventes orgánicos (tales como xileno) para eliminar asfaltenos, cuyo punto de fusión es alto y son insolubles en alcanos. El vapor de agua así como los disolventes son muy caros (los disolventes más que el vapor), particularmente en el tratamiento de los pozos marginales que producen menos de 10 barriles (1,59 m³) de petróleo por día. Cabe señalar que hay más de 100.000 de dichos pozos sólo en el estado de Texas y probablemente muchos más en otros estados en los EE.UU.

[0010] La limitación principal para el uso de vapor de agua y disolventes es la ausencia de agitación mecánica, necesaria para disolver o mantener en suspensión la parafina y asfaltenos.

[0011] En la Patente de EE.UU. N ° 3.721.297 a nombre de RD Challacombe, se propone una herramienta para la limpieza de los pozos por impulsos de presión, mediante el cual se interconectan en cadena una serie de módulos de explosivos y generadores de gas de tal manera que la activación de uno de ellos desencadena la activación del siguiente sucesivamente.

[0012] Las explosiones crean ondas de choque que permiten la limpieza de los pozos. Este procedimiento tiene inconvenientes claros, como el peligro potencial de dañar pozos de gas y petróleo de alta presión con explosivos. Este procedimiento resulta inviable por el riesgo añadido de incendio y la falta de control durante el período de tratamiento.

[0013] La Patente de EE.UU. No. 3.648.769 a nombre de H.T. Sawyer describe un diafragma de control hidráulico que produce "vibraciones sinusoidales en el rango de sonido de baja frecuencia". Las ondas que se generan son de baja intensidad y no son dirigidas o centradas hacia la superficie de la roca. En consecuencia, la mayor parte de la energía es propagada a lo largo del pozo del pozo.

[0014] La Patente de EE.UU. No. 4.343.356 a nombre de E.D. Riggs et al., describe un aparato para el tratamiento de perforaciones de la superficie. La aplicación de un alto voltaje produce la generación de arcos de tensión que desalojan el material incrustado de las paredes del pozo. Entre las dificultades de este aparato se encuentra el hecho de que el arco no puede ser guiado de forma continua, incluso aunque se logre realizar alguna limpieza. Además, sigue sin resolverse el tema de la seguridad (problemas eléctricos y de incendio).

[0015] A.G. Bodine (Patente de EE.UU. No. 4.280.557) propuso otro oscilador hidráulico/mecánico. En este caso se usan unos pulsos de presión hidráulica creados dentro de un tubo elástico alargado para limpiar las paredes revestidas de los pozos. Este sistema también presenta los inconvenientes de ser de baja intensidad y de guiado limitado.

[0016] Finalmente, J.W. Mac Manus et al. (Patente de EE.UU. No. 4.538.682) propuso un procedimiento para eliminar la parafina de los pozos de petróleo. El procedimiento se basa en establecer un gradiente de temperatura dentro del pozo mediante la introducción de un elemento de calentamiento en el pozo.

[0017] Es bien conocido que los pozos de petróleo, gas y agua, después de algún tiempo de operación se obstruyen y disminuye la descarga de fluidos, de tal manera que se hace necesario regenerar los pozos. Las técnicas mecánicas, químicas y convencionales para regenerar los pozos son las siguientes:

65 Lavado intensivo

Bombeo de sacudidas

Tratamiento con aire

5 [0018] Disolución de los sedimentos con ácido clorhídrico u otros ácidos combinados con otras sustancias químicas.

Chorros de agua de alta presión

Inyección de CO₂

10 Generación de sacudidas de presión mediante el uso de explosivos

[0019] Estos procedimientos usan productos químicos dañinos o funcionan a alta potencia, lo que puede poner en riesgo la estructura del pozo.

15 [0020] Existen un gran número de efectos asociados a la exposición de los sólidos y líquidos a los campos de ultrasonido de ciertas frecuencias y potencia. Particularmente en el caso de los fluidos, es posible generar burbujas de cavitación, que consiste en la creación de burbujas a partir de gases disueltos en el líquido o a partir del cambio de fase de estos últimos. Otros fenómenos asociados son la desgasificación del líquido y la limpieza superficial de las superficies sólidas.

20 [0021] Las técnicas de ultrasonido han sido desarrolladas con el objetivo de aumentar la producción de crudo procedente de pozos petroleros. La Patente de EE.UU. No. 3.990.512 a nombre de Arthur Kuris, titulada "Procedimiento y sistema para la extracción de petróleo por ultrasonidos", divulga un procedimiento y un sistema de extracción de petróleo mediante la aplicación de ultrasonidos generados por la oscilación producida mientras se inyectan fluidos de alta presión y cuyo objetivo es fracturar la reserva para producir nuevos canales de drenaje.

25 [0022] La Patente de EE.UU. No. 5.595.243 a nombre de Maki, Jr. et al., propone un dispositivo acústico en el cual se utilizan una serie de transductores piezocerámicos usados como radiadores. Este dispositivo presenta dificultades en su fabricación y uso, ya que requiere el funcionamiento asincrónico de un gran número de radiadores piezocerámicos.

30 [0023] La Patente de EE.UU. No. 5.994.818, titulada "Dispositivo para la transferencia de energía ultrasónica en un medio líquido o pastoso", y la Patente de EE.UU. No. 6.429.575, titulada "Dispositivo para la transmisión de energía ultrasónica a un medio líquido o pastoso", ambas a nombre de Vladimir Abramov et al., proponen un aparato que consta de un generador de corriente alterna que opera en el rango de 1 a 100 kHz para transmitir energía ultrasónica y un transductor piezocerámico o magnetoestrictivo que emite ondas longitudinales, en el cual un resonador tubular acoplado a un sistema de guiado de ondas (o sonotrodo) las transforma a su vez en oscilaciones transversales en contacto con el líquido o medio pastoso irradiado. No obstante, estas patentes están diseñadas para uso en reservas de dimensiones muy grandes, al menos en comparación con el tamaño y la geometría de las perforaciones presentes en los pozos de petróleo. Esto presenta limitaciones de dimensiones así como en el modo de transmisión si se desea aumentar la capacidad de producción de pozos de petróleo.

35 [0024] La Patente de EE.UU. No. 6.230.799 a nombre de Julie C. Masacre et al., titulada "Radiador ultrasónico del fondo de un pozo y procedimiento para su uso", propone un dispositivo que utiliza transductores ultrasónicos hechos con aleación de Terfenol-D, colocados en el fondo del pozo y alimentados por un generador de ultrasonidos colocado en la superficie. La disposición de los transductores en el eje del dispositivo permite la emisión en una dirección transversal. Esta invención plantea una disminución de la viscosidad de los hidrocarburos contenidos en el interior del pozo a través de una emulsificación cuando reaccionan con una solución alcalina inyectada en el pozo. Este dispositivo considera una circulación forzada de fluido en la superficie como un sistema de refrigeración, para garantizar la continuidad de la irradiación.

40 [0025] La Patente de EE.UU. No. 6.279.653 a nombre de Dennis C. Wegener et al., titulada "Reducción de la viscosidad y producción de petróleo pesado", presenta un procedimiento y dispositivo para la producción de petróleo pesado (gravedad API menor que 20) mediante la aplicación de ultrasonidos generados por un transductor, hecho con una aleación de Terfenol, acoplado a una bomba de extracción convencional y alimentado por un generador colocado en la superficie. Esta invención también considera la presencia de una solución alcalina, como una solución acuosa de hidróxido sódico (NaOH), para generar una emulsión con crudo de menor densidad y viscosidad en la reserva, y facilitando de este modo la extracción del crudo mediante bombeo. Un transductor es colocado en una posición axial de manera que produce emisiones longitudinales de ultrasonido. El transductor es conectado con una barra adyacente que actúa como una guía de onda (o sonotrodo) para el dispositivo.

45 [0026] La Patente de EE.UU. No. 6.405.796 a nombre de Robert J. Meyer et al., titulada "Procedimiento para mejorar la extracción de petróleo utilizando una técnica de ultrasonido", propone un procedimiento para aumentar la extracción de petróleo utilizando una técnica ultrasónica. El procedimiento propuesto consiste en la desintegración de aglomerados por irradiación ultrasónica planteando la operación en un rango de frecuencias determinado con el

fin de estimular los fluidos y sólidos en diferentes condiciones. El principal mecanismo de extracción de crudo se basa en el movimiento relativo de estos componentes dentro de la reserva.

[0027] Todas las patentes precedentes utilizan la aplicación de ondas ultrasónicas a través de un transductor, alimentado externamente por un generador eléctrico, cuya transmisión por cable excede generalmente una longitud de 2 km. Esto conlleva el inconveniente de pérdidas en la señal de transmisión, lo que significa que una señal tiene que ser generada con suficiente potencia para permitir un funcionamiento adecuado de los transductores en el pozo puesto que a esa profundidad la amplitud de la corriente eléctrica de alta frecuencia disminuye a un 10% del valor inicial.

[0028] Como los transductores deben trabajar en un régimen de alta potencia, se requiere un sistema de refrigeración por aire o agua, lo que presenta grandes dificultades cuando es colocado en el interior del pozo, lo que significa que la intensidad ultrasónica no debe ser mayor que 0,5 - 0,6 W/cm². Esta cantidad es insuficiente teniendo en cuenta que, según el propósito perseguido, el umbral para los efectos acústicos en el petróleo y las rocas es de 0,8 a 1 W/cm².

[0029] La Patente Rusa No. 2.026.969, perteneciente a Andrey A. Pechkov titulada "Procedimiento para la estimulación acústica de una zona del fondo de un pozo para la producción de una formación", la Patente Rusa N° 2.026.970 que pertenece a Andrey A. Pechkov et al., titulada "Dispositivo para la estimulación acústica de una zona del fondo de un pozo para la producción de una formación", la Patente de EE.UU. No. 5.184.678 a nombre de Andrey A. Pechkov et al., titulada "Procedimiento y aparato de estimulación de flujo acústico", divulgan procedimientos y dispositivos para estimular la producción de fluidos desde el interior de un pozo de producción. Estos dispositivos incorporan como elemento innovador un generador eléctrico junto con el transductor, ambos integrados en la parte inferior del pozo. Estos transductores funcionan en un régimen no continuo que les permite funcionar sin requerir un sistema de refrigeración externo.

La patente de EE.UU. 3.583.677 describe un transductor electromecánico para ser usado en la extracción secundaria en pozos de petróleo, que produce un campo de radiación tipo dipolo que se extiende a lo largo de un eje único perpendicular al eje del pozo de petróleo.

[0030] Una estimulación adecuada de los materiales sólidos requiere eficiencia en la transmisión de las vibraciones acústicas procedentes de los transductores a la roca de la reserva, que a su vez está determinada por las diferentes impedancias acústicas existentes en el interior del pozo (rocas, agua, paredes y petróleo, entre otros). Es bien sabido que en una interfaz líquido-sólido el coeficiente de reflexión es alto, lo que significa que la cantidad de ondas que pasan a través del tubo de acero no será la más adecuada para actuar en los intersticios de los orificios que comunican el pozo con la reserva.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0031] Uno de los principales objetivos de la presente invención es desarrollar un procedimiento acústico altamente eficiente que ofrece alta movilidad de fluidos en una región del agujero de perforación de un pozo.

[0032] Otro objetivo es proporcionar un dispositivo acústico de aplicación al fondo de un pozo que genera ondas mecánicas de muy alta energía capaces de eliminar los depósitos de finos, orgánicos, costras y orgánicos, tanto del interior como de alrededor de la perforación del pozo.

[0033] Un objetivo adicional es proporcionar un dispositivo acústico de aplicación al fondo de un pozo para pozos de petróleo, gas y agua que no requiere la inyección de productos químicos para estimularlos.

[0034] Otro objetivo es proporcionar un dispositivo acústico de aplicación al fondo de un pozo que no tiene costos de tratamientos ambientales asociados con fluidos que retornan al pozo después del tratamiento.

[0035] Se provee un dispositivo acústico de aplicación al fondo de un pozo que puede funcionar dentro de un tubo sin que requiera retirar o tirar de dicho tubo. En algunas realizaciones, el tubo puede ser de cualquier diámetro, típicamente de aproximadamente 42 mm de diámetro. En algunas realizaciones, el tubo es de 42 mm de diámetro.

[0036] Finalmente, se desea proporcionar un dispositivo acústico de aplicación al fondo de un pozo que puede funcionar en cualquier tipo de hoyo de terminación, hoyo entubado/perforado, lleno de grava, coberturas/revestimientos, etc.

BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

[0037] La Figura 1 muestra un dispositivo de irradiación de ejemplo de acuerdo con las enseñanzas descritas en esta memoria;

[0038] La Figura 2 muestra un diagrama que ilustra un procedimiento de ejemplo de acuerdo con la presente descripción;

[0039] La Figura 3 muestra una vista en sección longitudinal a través de una unidad acústica de ejemplo;

5 [0040] La Figura 4 muestra un diagrama más detallado de una segunda modalidad de una unidad acústica de ejemplo descrita en esta memoria;

[0041] La Figura 5 muestra un diagrama de una tercera modalidad de una unidad acústica de ejemplo;

10 [0042] La figura 6 es una vista en sección a través de una cuarta modalidad de un dispositivo de irradiación de ejemplo.

[0043] Figura 6a es una sección transversal de la figura 6 a lo largo de la línea AA.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

15 [0044] De acuerdo con la presente descripción y con el propósito de aumentar la permeabilidad de una región del agujero de perforación de pozos petróleo, gas y/o agua, se describe un procedimiento y dispositivo para estimular dicha región del agujero de perforación del pozo con vibraciones mecánicas, con un fin de estimular la formación de vibraciones de cizalladura en una zona de extracción debidas al desplazamiento de la fase de vibraciones mecánicas producidas a lo largo de un eje del pozo, causar fuerzas de tensión y presión alternativamente debidas a la superposición de las ondas longitudinales y de cizalladura, y estimular de este modo la aparición de procesos de transferencia de masa dentro del pozo.

20 [0045] Esto está ilustrado mediante los diagramas presentados en la Figura 2, en los que el vector de la velocidad oscilante V^R_1 (45) de vibraciones longitudinales que se propagan en un radiador (46), está dirigido a lo largo del eje del radiador, mientras que la distribución de la amplitud de desplazamientos vibratorios ξ^R_{ml} (47) de las vibraciones longitudinales también se propaga a lo largo del radiador. En lugar de esto, como resultado del efecto Poisson, se generan vibraciones radiales en el radiador (46) con una distribución característica con amplitud de desplazamiento de ξ^R_{nv} (48).

25 [0046] Las vibraciones radiales a través de la superficie radiante (49) del radiador (46) se transmiten por el interior de la región del agujero de perforación del pozo (50). El vector de velocidad V^Z_1 (51) de las vibraciones longitudinales se propaga en la región del agujero de perforación del pozo (50) en una dirección perpendicular al eje del radiador. El diagrama 52 muestra la distribución radial característica de las amplitudes de desplazamiento ξ^Z_{ml} (501) de las vibraciones radiales que se propagan en la región del agujero de perforación del pozo (50) y que son radiados desde puntos del radiador localizados a una distancia igual a $\lambda_1/4$ (donde λ es la longitud de onda de la onda longitudinal en el material del radiador).

30 [0047] El desplazamiento de fase de las vibraciones radiales que se propagan en el medio conduce a la aparición de vibraciones de cizalladura en la región del agujero de perforación del pozo, cuyo vector de velocidad oscilante V^Z_s (53) se dirige a lo largo del eje del radiador. El diagrama 54 muestra la distribución característica de amplitudes de desplazamiento de capas de vibraciones de cizalladura.

35 [0048] Como resultado, se produce un flujo acústico (55) en la región del agujero de perforación del pozo (50) debido a la superposición de las ondas longitudinales y de cizalladura con velocidad (U_i) y longitud de onda característica $\lambda_1/4$.

40 [0049] La frecuencia de operación del campo acústico generado corresponde al menos a la frecuencia característica definida por la ecuación 1.

50

$$f = F_A \frac{\eta\phi}{2\pi k\delta} \quad \text{Ecuación 1}$$

[0050] en la cual ϕ y k son la porosidad y la permeabilidad de la formación, es decir, de la región del agujero de perforación del pozo (50) desde la cual se origina la extracción, δ y η son la densidad y la viscosidad dinámica del fluido de poro en la región del agujero de perforación del pozo y F_A es el factor de amplitud para el desplazamiento relativo de fluido con respecto a los medios porosos.

55 [0051] La Tabla 1 presenta los valores característicos de frecuencia obtenidos al utilizar la ecuación 1, con un factor de amplitud de 0,1, para unas supuestas propiedades ϕ y k de las rocas de la reserva. Las viscosidades del agua, petróleo normal y petróleo pesado se supone que son 0,5 mPa, mPa 1,0 y 10 MPa, respectivamente.

[0052]

Tabla 1. Valores de frecuencia característica

		Frecuencia característica , KHz		
ϕ [%]	k [mD]	$\eta=0.5\text{mPas}$ (agua)	$\eta = 1 \text{ mPa s}$ (petróleo normal)	$\eta=10\text{mPas}$ (petróleo pesado)
5	0.1	4000	8000	80000
10	1	800	1600	16000
15	20	60	120	1200
20	300	5.3	10.6	106
30	1000	2.5	5	50

[0053] El procedimiento descrito en los párrafos anteriores es implementado, en particular, en el dispositivo mostrado en la figura. 3, en la cual dicho dispositivo se encuentra dentro de un pozo.

[0054] Volviendo a la figura. 3, un dispositivo electro-acústico (20) que comprende una carcasa cerrada (200), preferiblemente con forma cilíndrica y denominada sonda, es descendido por el interior del pozo mediante un cable blindado (22), compuesto preferiblemente de cables, y en el que se proveen uno o más conductores eléctricos (21) con el cable blindado (22), también referido como un cable de registro.

[0055] La carcasa cerrada (200) está construida con un material que transmite las vibraciones. La carcasa cerrada (200) tiene dos secciones, una carcasa superior (23) y una carcasa inferior (201). La carcasa inferior (201), en su extremo más lejano tiene dos cavidades internas, una primera cavidad (25) y una cámara de compensación (302). La primera cavidad (25) se comunica con el exterior por medio de pequeños orificios (26). El fluido (18) que se quiere extraer de la región del agujero de perforación del pozo, puede fluir a través de estos pequeños agujeros (26) en la primera cavidad (25). Una vez que este fluido (18) ha llenado la primera cavidad (25), se puede compensar la presión en la región del agujero de perforación del pozo con la del dispositivo (20). La cámara de compensación (302) es inundada con un líquido de refrigeración (29), que actúa sobre un conjunto de fuelles expandibles (27), que a su vez permiten la expansión de ésta en un área de compensación (28) de la carcasa inferior (201).

[0056] Sobre la cámara de compensación (302), se encuentra una segunda cámara (301), denominada "cámara de estimulación", situada en una zona de estimulación (34) de la carcasa inferior (201). La zona de estimulación (34) tiene unos agujeros (35) que proporcionan un aumento en el nivel de transmisión de energía acústica a la formación (12).

[0057] La segunda cámara y la cámara de compensación (301 y 302) constituyen una gran cámara (30) que alberga una guía de ondas o sonotrodo (61). El sonotrodo (61) tiene un cuerno (32), un radiador (31), y un extremo en forma de hemisferio (33). Dicho radiador (31) tiene una forma geométrica tubular con un diámetro exterior D_0 , teniendo su extremo más cercano (proximal al cable blindado (22)) la forma de cuerno (32) colocada dentro de la cámara de estimulación (301), mientras que su otro extremo tiene la forma de un hemisferio con un diámetro interior de $D_0/2$, colocado dentro de la cámara de compensación (302). Ambas cámaras están selladas por una brida perimetral (44) que a su vez sostiene el extremo en forma de hemisferio (33) del radiador (31). Las dimensiones geométricas de la parte tubular del radiador (diámetro externo " D_0 ", longitud " L " y espesor de pared " δ ") están determinadas por las condiciones de trabajo bajo los parámetros de resonancia de las vibraciones longitudinales y radiales en la frecuencia de resonancia natural de un transductor electro acústico (36).

[0058] Para poner en práctica el principio arriba indicado, según se ha mencionado anteriormente en la discusión de la figura. 2, sobre la formación de la superposición de ondas longitudinales y de cizalladura en la región del agujero de perforación del pozo, la longitud " L " de la pieza tubular (radiador 31) del sonotrodo (61) no es menor que la mitad de la longitud de la onda longitudinal λ en el material del radiador, que es $L \geq \lambda/2$.

[0059] El cuerno (32) está soldado al transductor (36), que debe ser preferentemente un transductor electro acústico tal como un transductor magnetoestrictivo o piezocerámico, rodeado por una bobina (37).

[0060] Para mejorar el sistema de refrigeración, el transductor (36) está construido en dos partes (no se muestra en la fig. 2).

[0061] La bobina (37) está conectada adecuadamente con un conductor eléctrico (38) que se extiende desde una fuente de alimentación (39) colocada en un compartimiento separado (40) dentro de la carcasa superior (23). La

fuelle de alimentaci3n (39) es alimentada desde la superficie del pozo por medio de conductores (21) en el cable blindado (22). La fuente de alimentaci3n (39) y el transductor (36) son enfriados con lquidos (41) existentes en los compartimentos que los contienen (40 y 42 respectivamente).

5 [0062] Con el fin de aumentar la potencia ac3stica suministrada a la regi3n del agujero de perforaci3n del pozo, se aade al dispositivo (20) al menos un segundo transductor (56), preferentemente un transductor electro ac3stico, operando en fase con el primer transductor (36), seg3n se muestra en la figura 4. La fuente de alimentaci3n (39) est3 conectada a ambos transductores (36 y 56) con un conductor de alimentaci3n com3n (38).

10 [0063] En este caso, el sonotrodo (61) tiene dos cuernos (32 y 57) y un radiador (31). El radiador (31) adopta una forma tubular con ambos extremos acabados en forma de cuerno de media onda (32 y 57).

[0064] La Figura 5 muestra otra modalidad para el desarrollo del principio especificado de formaci3n de ondas longitudinales y de cizalladura en la regi3n del agujero de perforaci3n del pozo, en la que el dispositivo (20) incluye 2
15 3n (donde n es un n3mero entero) sistemas vibratorios (58 y 59), para los que los transductores electro ac3sticos de cada par operan en fase y cada par siguiente del sistema vibratorio opera en anti-fase con respecto al sistema vibratorio anterior.

[0065] La fuente de alimentaci3n (39) est3 conectada a transductores de cada sistema vibratorio (58 y 59) con un
20 conductor de alimentaci3n com3n (38).

[0066] Los otros elementos para la construcci3n de este sistema son an3logos a los descritos anteriormente en la figura. 3.

25 [0067] Para aumentar la eficiencia operativa del sonotrodo (61), se modifica su construcci3n de acuerdo con las figuras 6 y 6a.

[0068] Seg3n se ejemplifica en las figuras. 6 y 6a, el sonotrodo (61) tiene una carcasa cil3ndrica (60) en la que se proveen/disean una o m3s ranuras longitudinales (62). En una realizaci3n las ranuras longitudinales (62) var3an en
30 n3mero de 2 a 9. La longitud de estas ranuras (62) es un m3ltiplo de la mitad de la longitud de onda λ de las ondas transmitidas por el dispositivo electro ac3stico, mientras que su anchura puede variar en un intervalo de aproximadamente 0,3 D_0 a aproximadamente 1,5 D_0 , en realizaciones particulares de 0,3 D_0 a 1,5 D_0 .

REIVINDICACIONES

5 1. Un dispositivo electro acústico (20) para la estimulación de procesos de transferencia de masa que aumentan la capacidad de producción de pozos que contienen petróleo, gas y/o agua introduciendo ondas mecánicas en una región del agujero de perforación de dichos pozos, que comprende:

10 un sonotrodo (61) cuya superficie de irradiación está dispuesta a lo largo de un eje de un pozo y tiene una longitud igual o superior a la mitad de una longitud de onda característica de las vibraciones generadas,

15 produciendo dicho sonotrodo vibraciones de cizalladura en la región del agujero de perforación del pozo debidas al desplazamiento de fase de las vibraciones mecánicas producidas a lo largo del eje del pozo y logrando, alternativamente, una tensión y presión debidas a la superposición de las ondas longitudinales y de cizalladura producidas y estableciendo procesos de transferencia de masa resultantes dentro de pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, ajustándose dicha superposición de las ondas longitudinales y de cizalladura con el fin de proporcionar un flujo acústico con una velocidad U_r y longitud de onda $\lambda/4$;

caracterizado por el hecho de que

20 dicho sonotrodo (61) tiene una forma geométrica tubular (31) con dimensiones determinadas por condiciones de funcionamiento bajo parámetros de resonancia longitudinal y

25 vibraciones radiales de una frecuencia de resonancia natural de un transductor electro acústico (36) contenido en dicho dispositivo electro acústico (20), siendo dicha frecuencia de resonancia natural al menos un valor correspondiente a una frecuencia característica calculada para medios a irradiar por dicho dispositivo electro acústico,

30 calculándose dicha frecuencia característica (f) de acuerdo con
$$f = F_A \frac{\eta \phi}{2\pi k \delta}$$
 en la que ϕ es la porosidad de la región del agujero de perforación del pozo, k es la permeabilidad de la región del agujero de perforación del pozo, δ es la densidad del fluido de poro en la región del agujero de perforación del pozo, η es la viscosidad dinámica del fluido de poro en la región del agujero de perforación del pozo y F_A es el factor de amplitud para el desplazamiento relativo de fluido con respecto a los medios porosos.

35 2. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicha forma geométrica tubular (30) tiene un diámetro exterior, D_0 , y tiene un extremo (32) en forma de cuerno y un extremo opuesto (33) con forma de hemisferio y con un diámetro interior de $D_0/2$.

3. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicho transductor electro acústico (36) es un transductor electro acústico magnetoestrictivo.

40 4. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 3, en el que dicho transductor electro acústico (36) es un transductor electro acústico piezoeléctrico.

45 5. El dispositivo electro acústico de acuerdo con la reivindicación 3, en el que dicho dispositivo electro acústico (20) incluye dos o más transductores electro acústicos (36,56) que forman un sistema vibratorio operando en fase, conectados a dicho sonotrodo (61) a distancias que son múltiplos de la mitad de la longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

50 6. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 5, que comprende $2n$ sistemas vibratorios (58,59), que cuando son agrupados en pares consecutivos, los transductores electro acústicos (36,56) de cada par de sistemas vibratorios operan en fase, y cada par siguiente opera en anti-fase con respecto al sistema vibratorio adyacente a éste.

7. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 6, en el que n es un número entero.

55 8. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 2, en el que dicho sonotrodo (61) incluye una carcasa cilíndrica que tiene al menos dos ranuras (62).

60 9. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 8, en el que dichas ranuras (62) son paralelas a un eje longitudinal de dicho sonotrodo (61) y tienen una longitud que es un múltiplo de la mitad de la longitud de onda generada por dicho dispositivo electro acústico y cuya anchura está en el intervalo de 0,3 a 1,5 D_0 .

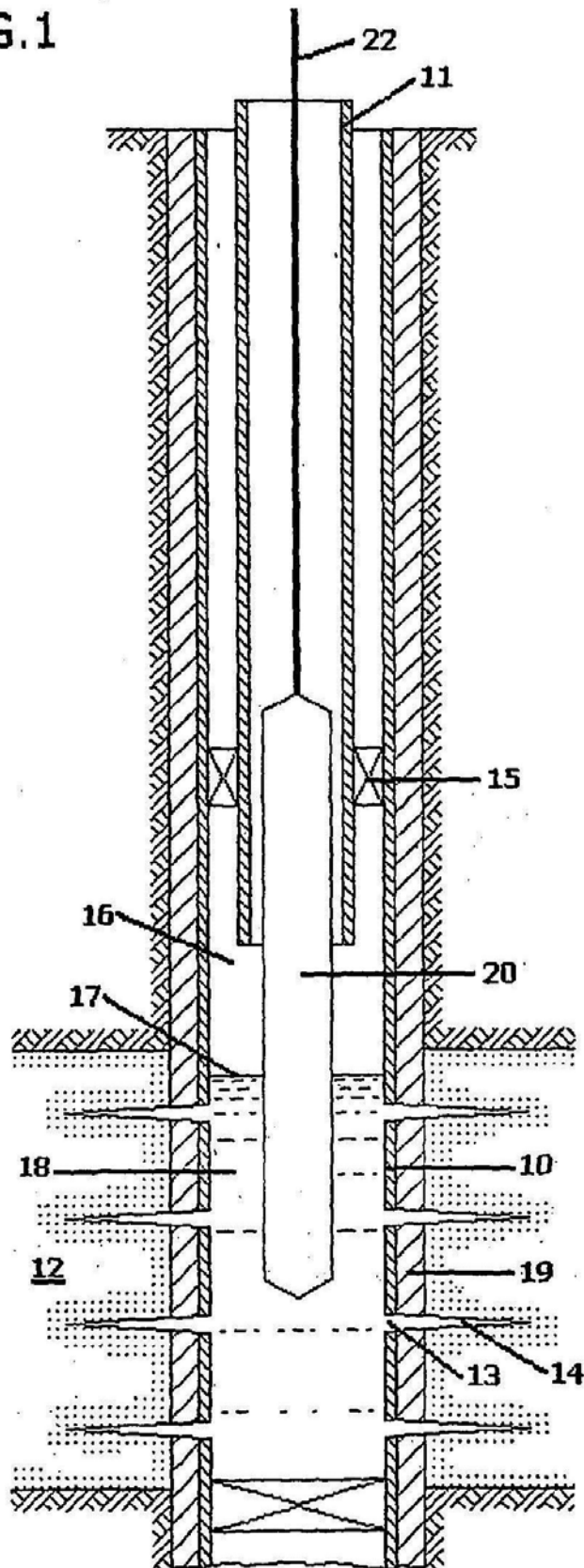
10. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 9, en el que dicho transductor electro acústico (36) es un transductor electro acústico magnetoestrictivo.

11. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 9, en el que dicho transductor electro acústico (36) es un transductor electro acústico piezoeléctrico.
- 5 12. El dispositivo electro acústico (20) de acuerdo con la reivindicación 3 ó 4, en el que dicho dispositivo electro acústico incluye dos o más transductores electro acústicos (36,56) que forman un sistema vibratorio operando en fase, conectados a dicho sonotrodo a distancias que son múltiplos de la mitad de la longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.
- 10 13. El dispositivo electro acústico de acuerdo con la reivindicación 12, que comprende 2n sistemas vibratorios (58,59), que cuando se agrupan en pares adyacentes consecutivos, los transductores electro acústicos de cada par de sistemas vibratorios operan en fase, y cada par siguiente opera en anti-fase con respecto al sistema vibratorio adyacente a éste.
- 15 14. El dispositivo electro acústico de acuerdo con la reivindicación 13, en el que n es un número entero.
15. Un procedimiento para estimular la aparición de procesos de transferencia de masa que aumentan la capacidad de producción de pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, que comprende:
- 20 (a) introducir vibraciones mecánicas en una región del agujero de perforación de un pozo para producir vibraciones de cizalladura en dicha región del agujero de perforación del pozo debidas al desplazamiento de fase de vibraciones mecánicas producidas a lo largo de un eje de dicho pozo; y
- 25 (b) causar dentro de dicho pozo tensión y presión alternativamente por superposición de ondas longitudinales y de cizalladura en medios porosos irradiados de este modo y dentro de dicho pozo, estimulando así las apariciones de procesos de transferencia de masa dentro de dicho pozo; en el que dicha superposición de ondas longitudinales y de cizalladura proporciona un flujo acústico en la región del agujero de perforación del pozo con velocidad U_t y longitud de onda $\lambda/4$, y **caracterizado por el hecho de que** una frecuencia de desplazamiento de un campo acústico que proporciona dicho flujo acústico es al menos un valor correspondiente a una frecuencia característica (f) calculado para dicho medio poroso a irradiar,
- 30
- $$f = F_A \frac{\eta\phi}{2\pi k\delta}$$
- en el que dicha frecuencia característica (f) se calcula de acuerdo con $f = F_A \frac{\eta\phi}{2\pi k\delta}$ en la que ϕ es la porosidad de la región del agujero de perforación del pozo, k es la permeabilidad de la región del agujero de perforación del pozo, δ es la densidad del fluido de poro en la región del agujero de perforación del pozo, η es la viscosidad dinámica del fluido de poro en la región del agujero de perforación del pozo y F_A es el factor de amplitud para el desplazamiento relativo de fluido con respecto a los medios porosos.
- 35
16. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 15, en el que el campo acústico generado induce zonas de mayor fluidez en medios porosos como resultado de las fuerzas inerciales generadas que son mayores que las fuerzas viscosas de dichos medios irradiados.
- 40
17. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 15, en el que dicho flujo acústico estimula la eliminación de daños en la formación en la región del agujero de perforación del pozo.
- 45
18. Un procedimiento para aumentar la productividad de pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, que comprende:
- (a) introducir un dispositivo electro acústico (20) en un pozo que tiene una región perforada;
- (b) estimular la aparición de procesos de transferencia de masa mediante un procedimiento según la reivindicación 15 activando dicho dispositivo electro acústico (20);
- 50 (c) recibir un fluido deseado de dicho pozo.
19. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 18, en el que dicho campo acústico generado induce zonas de mayor fluidez en dicho medio poroso como resultado de fuerzas inerciales generadas que son mayores que las fuerzas viscosas de dichos medios irradiados.
- 55
20. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 18, en el que dicho dispositivo electro acústico (20) incluye un sonotrodo (61) cuya superficie de irradiación está dispuesta a lo largo de un eje de dicho pozo, teniendo dicho sonotrodo (61) una longitud igual o mayor que la mitad de una longitud de onda característica de las vibraciones generadas.
- 60
21. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 20, en el que dicho dispositivo electro acústico (20) incluye al menos dos o más transductores electro acústicos (36, 56) que forman un sistema vibratorio operando en fase, conectados a dicho sonotrodo (61) a distancias que son múltiplos de la mitad de la longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

5 22. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 20, que comprende además la etapa de proporcionar $2n$ sistemas vibratorios (58,59), que cuando se agrupan en pares adyacentes consecutivos, los transductores electroacústicos de cada par de sistemas vibratorios operan en fase, y cada par siguiente opera en anti-fase con respecto al sistema vibratorio adyacente a éste.

10 23. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 20, 21 ó 22 en el que dicho sonotrodo (61) incluye una pluralidad de ranuras longitudinales (62), estando provistas dichas ranuras (62) de tal manera que están uniformemente espaciadas a lo largo de un perímetro de una carcasa cilíndrica de dicho sonotrodo.

FIG. 1



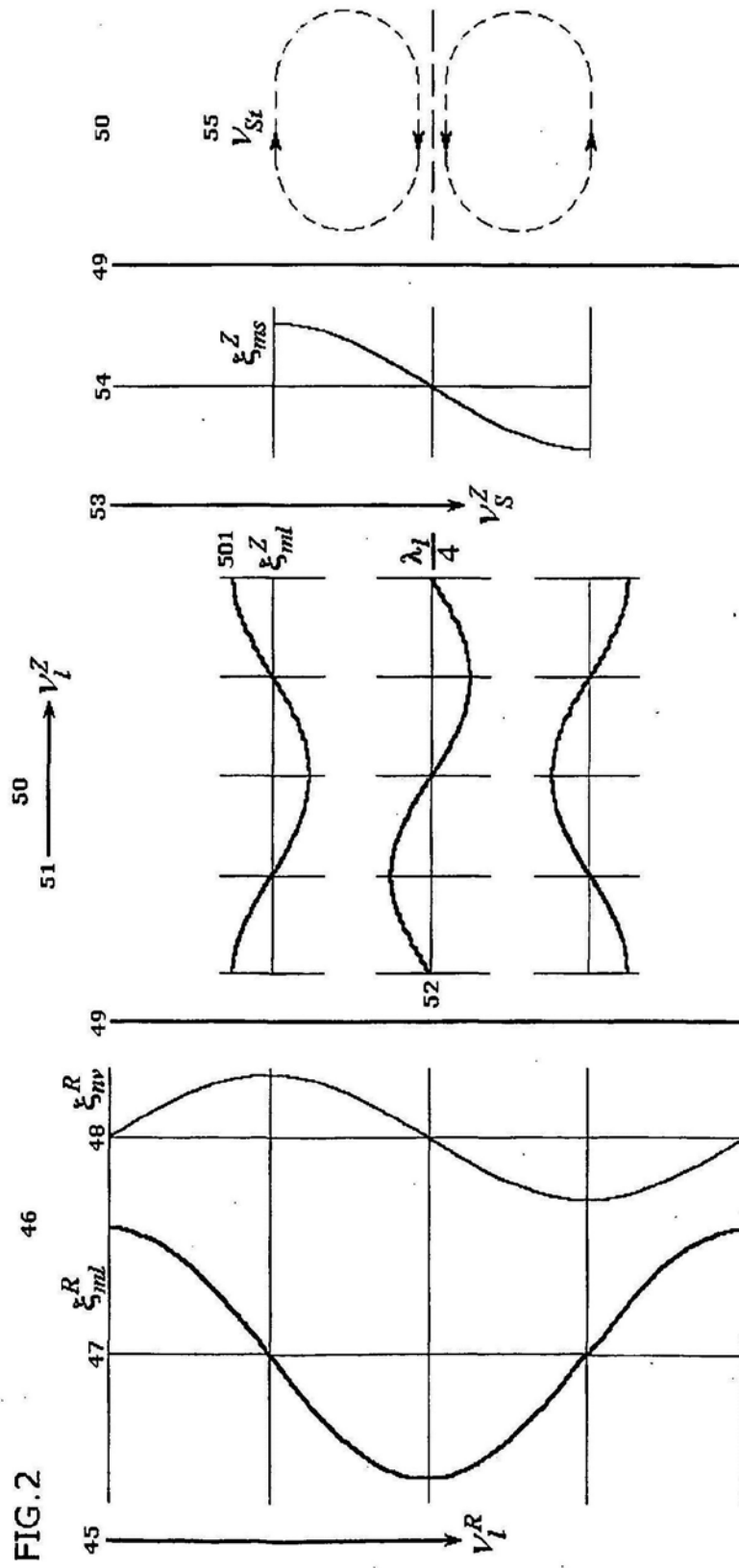
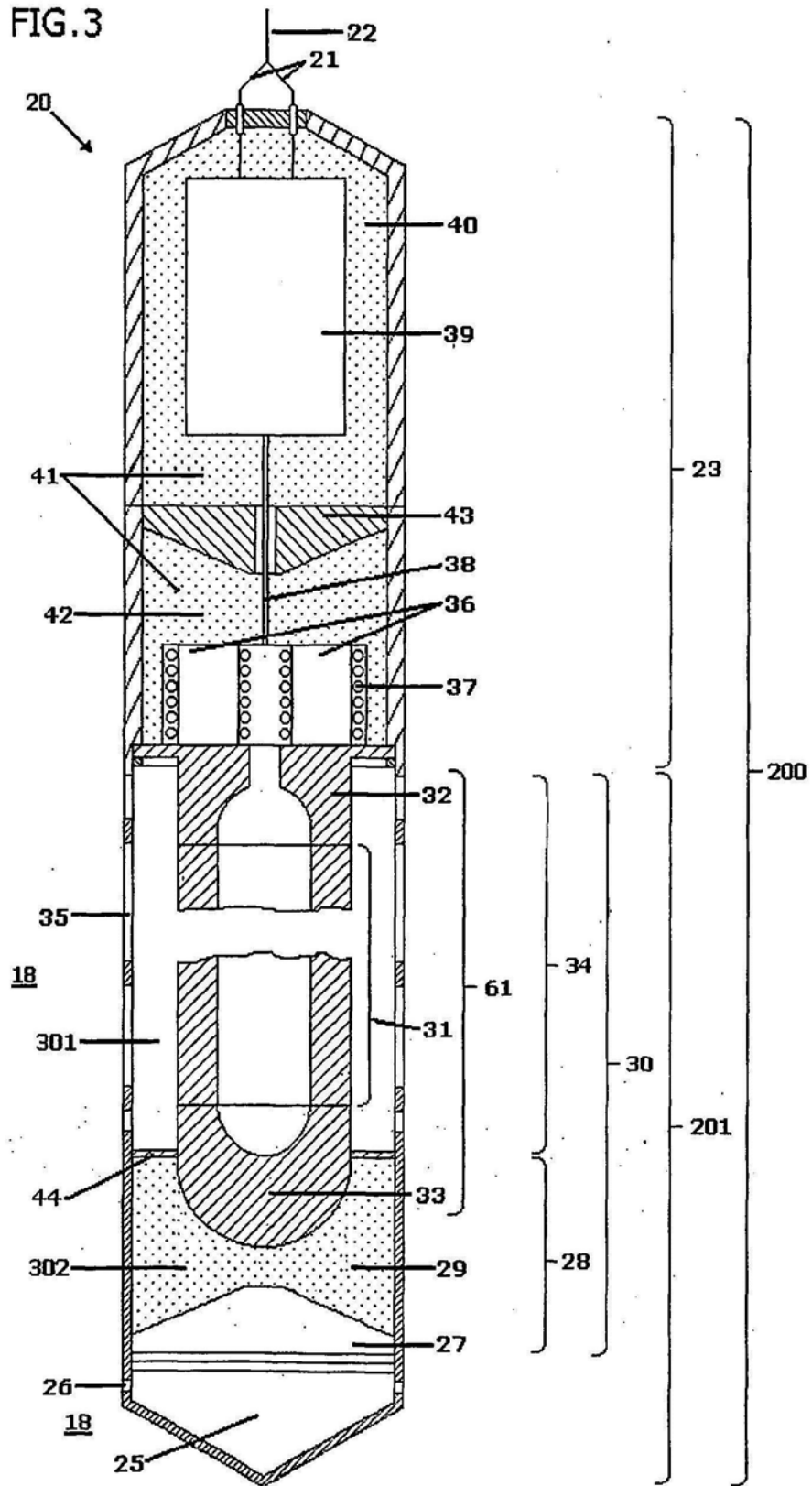
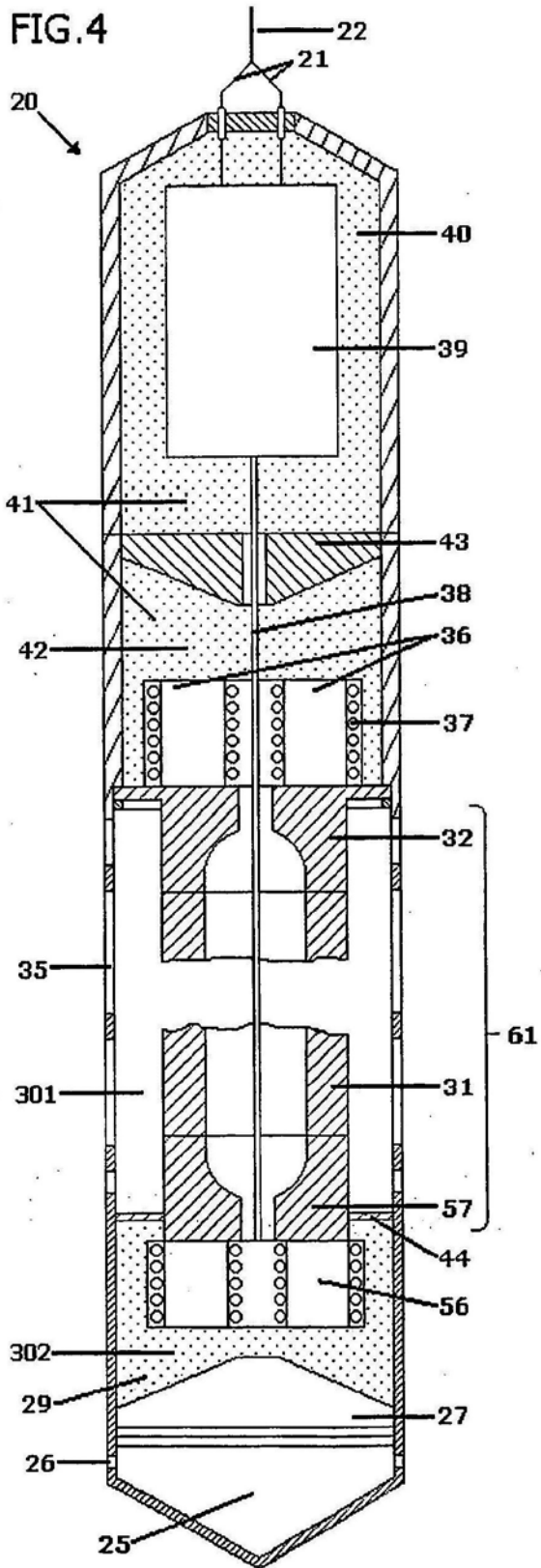


FIG. 3





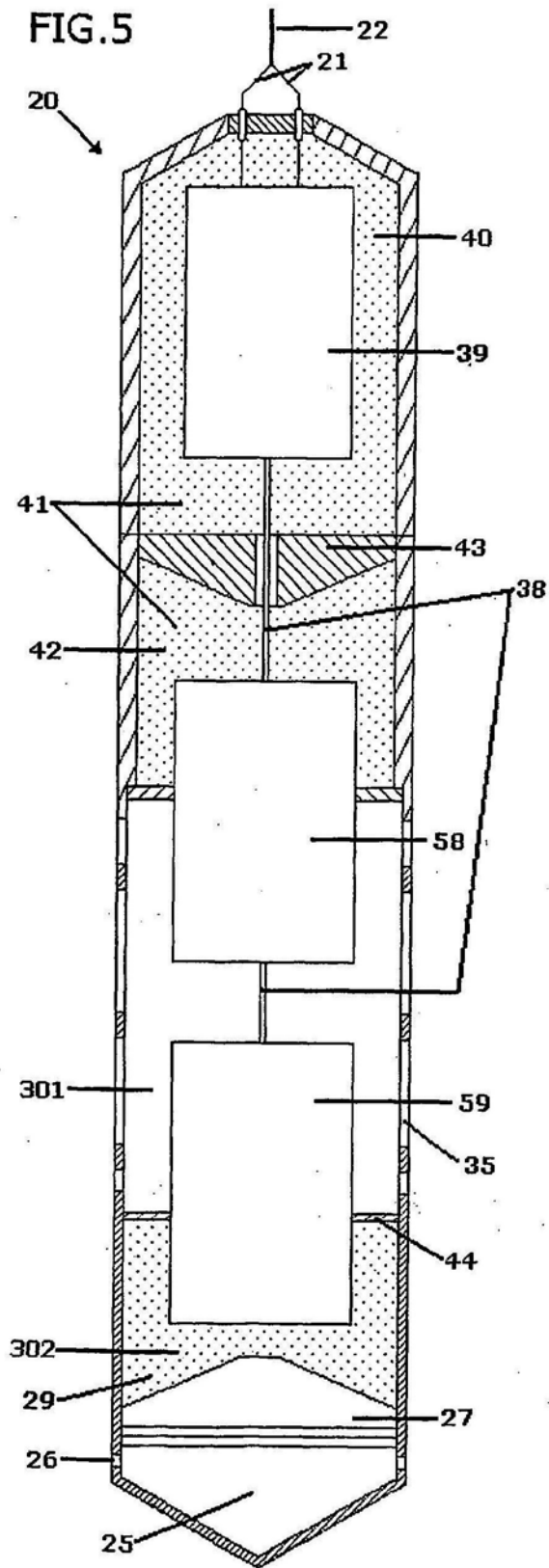


FIG.6

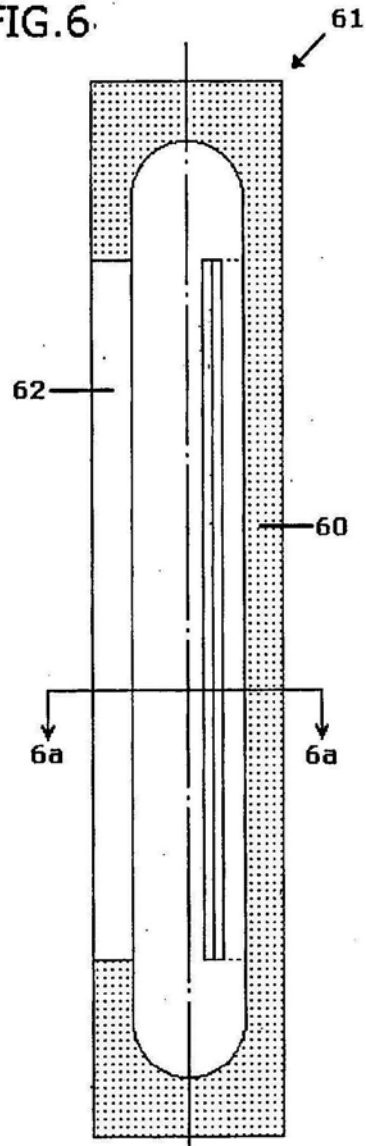
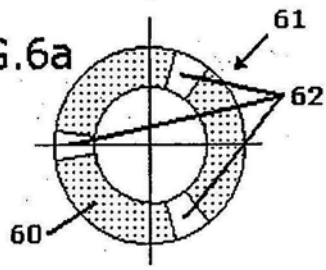


FIG.6a



REFERENCIAS CITADAS EN LA DESCRIPCIÓN

5 *Esta lista de referencias citadas por el solicitante es únicamente para la comodidad del lector. No forma parte del documento de la patente europea. A pesar del cuidado tenido en la recopilación de las referencias, no se pueden excluir errores u omisiones y la EPO niega toda responsabilidad en este sentido.*

10 **Documentos de patente citados en la descripción**

- 15
- US 3721297 A [0011]
 - US 3648769 A [0013]
 - US 4343356 A, E.D. Riggs [0014]
 - US 4280557 A [0015]
 - US 4538682 A, J.W. Mac Manus [0016]
 - US 3990512 A, Arthur Kuris [0021]
 - US 5595243 A, Maki, Jr. [0022]
 - US 5994818 A [0023]
 - US 6429575 B [0023]
 - US 6230799 B, Julie C. Slaughter [0024]
 - US 6279653 B, Dennis C. Wegener [0025]
 - US 6405796 B, Robert J. Meyer [0026]
 - RU 2026969, Andrey A. Pechkov [0029]
 - RU 2026970, Andrey A. Pechkov [0029]
 - US 5184678 A, Andrey A. Pechkov [0029]
 - US 3583677 A [0029]