

HUMBERTO RUBIO & CIA.

ABOGADOS

Cra. 7a # 74 – 64 Oficina 506
Tel: (571) 3132408 – 3132423 - 3132410 - 3131759
Fax: (571) 3131647 - 3132367
E-mail: mail@rubiolawyers.com
Apartado Aéreo 21848
Bogotá, D.C. -Col

Doctor

JOSE LUIS SALAZAR LOPEZ

Jefe División de Nuevas Creaciones

Superintendencia de Industria y Comercio

E. S. D.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 07-039465- -00008-0000

Fecha: 2011-06-23 15:16:28 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 33

REF: Expediente No. **07-039.465**
Patente de Invención: **"METODO Y DISPOSITIVO ELECTROACUSTICO PARA LA ESTIMULACION DE LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE MASA PARA LOGRAR RECUPERACION MEJORADA DE POZOS"**
Solicitud Internacional No.: **PCT/US2004/037702**
Titular: **KLAMATH FALLS, INC.**

RESPUESTA A REQUERIMIENTO

OFICIO NO. 05861 Y CONCEPTO TÉCNICO NO.1009 NOTIFICADO EL 1 DE ABRIL DE 2011

HUMBERTO RUBIO CAMACHO, mayor de edad, domiciliado en Bogotá, D.C., identificado con la cédula de ciudadanía número 17'192.062 de Bogotá, abogado graduado portador de la Tarjeta Profesional No. 50.007 expedida por el Consejo Superior de la Judicatura, actuando en carácter de **Apoderado** de **KLAMATH FALLS, INC.**, **CON** domicilio en Road Town, Tórtola, Islas Vírgenes Británicas; debidamente reconocido por su Despacho, encontrándome dentro de la debida oportunidad procesal para dar respuesta al auto proferido por su Despacho, mediante Oficio No. 05861 y Concepto Técnico No.1009 notificado por fijación en lista de 1 de abril de 2011, me permito:

Manifiestar:

Enmiendas al Capitulo Descriptivo y de reivindicaciones

Enmiendas del Capitulo Descriptivo

Se han realizado modificaciones a la descripción de acuerdo a lo sugerido por el examinador, resaltando la forma específica de la invención de manera suficientemente clara y completa para su comprensión y para que una persona capacitada en la materia técnica correspondiente pueda ejecutarla.

Enmiendas al Capitulo Reivindicatorio

El examinador manifiesta que se ratifican las mismas objeciones planteadas en el oficio inicial ya que las reivindicaciones no cumplen con los requisitos de claridad y de concisión exigidos por nuestra legislación. Teniendo en cuenta las observaciones indicadas en este nuevo oficio, nos permitimos presentar un capitulo reivindicatorio modificado que reemplaza el presentado con la solicitud inicial sin que haya materia no reivindicada anteriormente, es decir las modificaciones no implican una ampliación de la protección que corresponde a la divulgación contenida en la solicitud inicial.

Nos permitimos manifestar que las reivindicaciones que se presentan definen la materia que se desea proteger, son claras y concisas y están enteramente sustentadas por la descripción.

Determinación del Estado de la Técnica y Análisis de Patentabilidad

El examinador considera que la presente solicitud en estudio se ve afectada por:

Los requisitos de patentabilidad de la presente solicitud se encuentran afectados así:

Nº	Documento Nº	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US3583677	1 a 5, 7 a 10 y 18 a 25	Novedad

Phillips. US 3583677. Junio 1971.
Reclamo sobre Novedad de **PCT / US 2001 / 037702 (011600, US 7059403). Barrientos et al.**, titulada "Método electro acústico y dispositivo para la simulación de procesos de transferencia de masa para una mejor recuperación de pozos, por US 3583677. Phillips. Junio 08, 1971 titulada "Transductor electromecánico para recuperación de pozos secundarios".

Resumen de la invención y objetos:

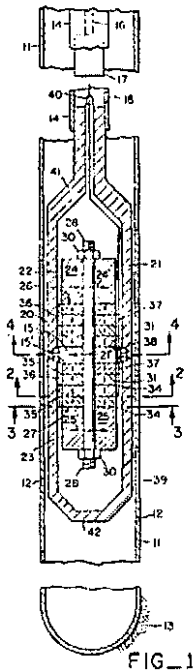
Phillips Columna 2, líneas 13 - 16 indica:

Es otro objeto de la invención proporcionar un transductor electromecánico para usar en pozos petrolíferos que transfieren de manera efectiva energía a través del encamisado del pozo petrolífero a la formación de petróleo circundante.

Philips Columna 2, líneas 23 - 27 indica:

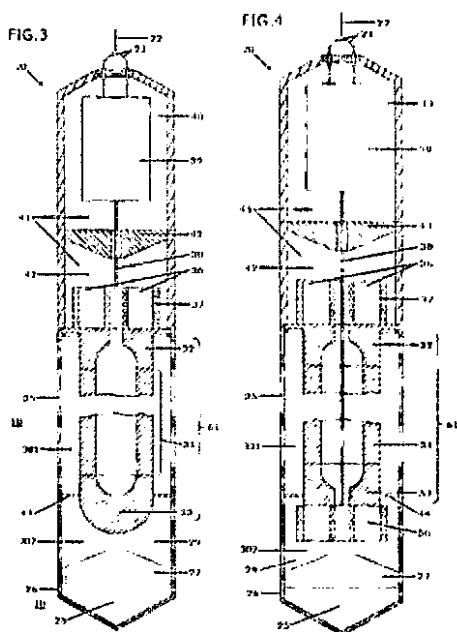
Es otro objeto de la invención proporcionar un transductor que incluye un grupo de anillos (stacks) que coinciden con el medio circundante mediante vigas vibratorias que transmiten energía mediante ondas de cizalla a un cuerpo circundante en contacto con dicho medio.

Phillips, Figura 1



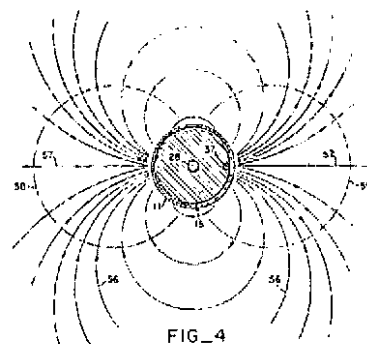
Donde se indica que el aparato de Phillips está compuesto por un transductor construido por un grupo (stack) de anillos, dispuestos al interior de un cuerpo contenedor.

Por otra parte la solicitud de Barrientos et al., plantea un aparato compuesto por uno (36 en la Figura 3) o dos transductores (36 y 56 en la Figura 4) embobinados (37) que se conectan solidariamente a un sonotrodo (31, Figuras 3 y 4) y que debido a su construcción, en su operación permite implementar el método planteado por Barrientos basado en la superposición de ondas longitudinales y de cizalla.



El método de Phillips radica en desarrollar el siguiente patrón de irradiación acústica (referencia 56), Phillips Columna 4, líneas 71 - 75 y Phillips Columna 5, líneas 1 -5, ilustrado en Phillips, Figura 4.

Como se describe a la fecha, se cree que la distribución de energía de los elementos del transductor mejor ilustrados por un patrón de irradiación indicado por las líneas 56 en la FIG. 4, donde la mayor densidad de las líneas ocurre a lo largo de un eje 57 que se entiende a través de un perno 28. En otras palabras, en un aspecto bidimensional, la radiación vibratoria desde el transductor forma un patrón de transmisión mayor que se dirige a lo largo de un eje individual 57 que es perpendicular al eje vertical del pozo petrolífero. Esto, por supuesto, significa que también es perpendicular al eje del encamisado 11.



En cambio la solicitud de Barrientos et al., plantea un método basado en la superposición de ondas longitudinales y de cizalla, que se explica en la DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION.

En Barrientos, Columna 6, líneas 61 - 64 se indica el resultado obtenido al implementar el método propuesto:

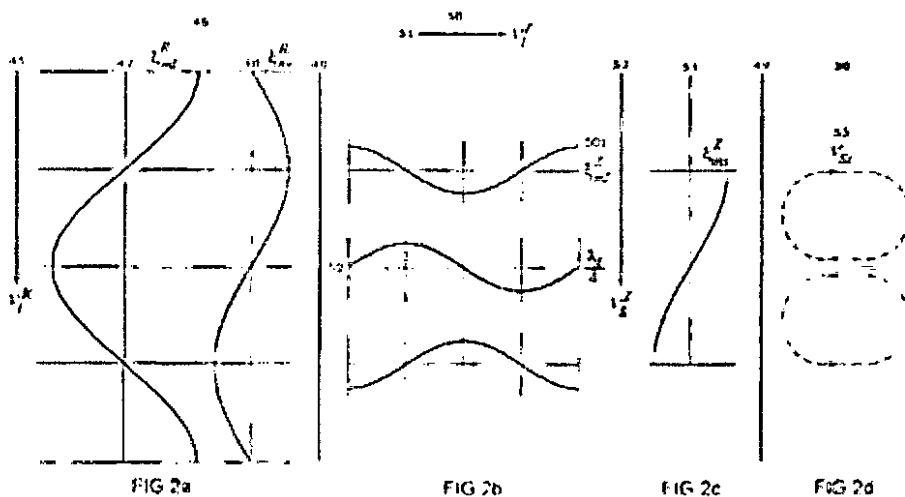
HUMBERTO RUBIO & CIA.

ABOGADOS

Expediente No. 07-039465

Página 4 de 4

Como resultado (ver Figura 2d), se produce un flujo acústico (55) en la región de la perforación del pozo (50) debido a la superposición de ondas longitudinales y de cizalla con velocidad (U_f) y longitud de onda $\lambda/4$ característica.



Por lo anteriormente expuesto consideramos que la presente solicitud no se ve afectada por D1, por tanto debe considerarse la presente solicitud como novedosa y con nivel inventivo, las reivindicaciones *modificadas* definen la materia que se desea proteger siendo claras, concisas y debidamente sustentadas en la descripción y no está comprendida en el estado de la técnica, conforme lo establece el Art. 14, 16 y 30 de la Decisión 486.

Anexo:

1. Nuevo capítulo descriptivo
2. Nuevo capítulo reivindicatorio
3. Nuevo pliego de dibujos

Petición:

Conforme a lo anterior, una vez atendidos los requerimientos y exigencias del examinador y al tener en cuenta el nuevo capítulo descriptivo, reivindicatorio y los dibujos, solicito muy respetuosamente a su Despacho, continuar el trámite de rigor y de ser el caso se hagan las correspondientes observaciones con el ánimo de hacer lo pertinente dentro del presente trámite.

Atentamente,

HUMBERTO RUBIO CAMACHO
C.C. 17'192.062 de Bogotá
T.P. 50.007 Consejo Superior
de la Judicatura
COD. 4134

Método y dispositivo electroacústico para la estimulación de los procesos de transferencia de masa para lograr la recuperación mejorada de pozos

La presente invención se refiere, en general, a la industria petrolera, y en particular a un sistema electroacústico y el método asociado para incrementar la capacidad de producción de los pozos petrolíferos que contienen petróleo y que consiste en la aplicación de ondas mecánicas en una zona de recuperación de los pozos.

10 ANTECEDENTES DE LA INVENCION

La productividad de los pozos petrolíferos se va reduciendo a lo largo del tiempo debido a diversas razones. Las dos principales causas de esta reducción están relacionadas con la permeabilidad relativa del petróleo crudo, reduciendo así su fluidez y obstruyendo progresivamente los poros de un depósito o reservorio en una región de perforación del pozo debido a la acumulación de sólidos (arcillas, coloides, sales) los cuales reducen la permeabilidad absoluta o la interconexión de los poros. Los problemas asociados con las causas mencionadas anteriormente son la obstrucción de los poros por partículas minerales que fluyen conjuntamente con el fluido o ser extraído, la precipitación de costras inorgánicas, la decantación de parafina y asfalto o bitumen, la hidratación de arcilla, la invasión de sólidos del lodo y la filtración del lodo de perforación y la invasión de fluidos de término y sólidos resultantes de la inyección de salmuera. Cada una de las razones mencionadas anteriormente puede producir una reducción de la permeabilidad o una restricción del flujo en la región que rodea la perforación del pozo petrolero.

Un pozo (Figura 1) es básicamente una formación de producción revestida con una capa de cemento) 19, y una carcasa, 10, la cual a su vez recibe y apoya un conjunto de tuberías de producción, 11, instaladas coaxialmente en el interior. El pozo petrolero conecta con un depósito o reservorio de petróleo, el cual tiene una

permeabilidad adecuada, la cual permite que los fluidos producidos en la formación, 12, fluyan a través de perforaciones, 14, y/u orificios, 13, en el revestimiento del pozo, entregando una vía o trayectoria dentro de la formación, 12. Las tuberías, 11, proveen una salida para los fluidos, 18, producidos en la formación. Típicamente se tiene numerosas perforaciones, 14, las cuales se extienden radialmente en el exterior a partir del pozo revestido o recubierto. Las perforaciones, 14 están separadas uniformemente en el revestimiento, donde pasa a través de la formación, 12. En el caso ideal, las perforaciones solamente están ubicadas en la formación, 12, de tal modo que el número de estos depende del espesor de la formación, 12. Es algo bastante común tener nueve hasta doce perforaciones por metro de profundidad en la formación, 12.

Por otra parte, las perforaciones, 14, se extienden en toda dirección longitudinal, de tal manera que hay perforaciones, 14, que se pueden extender radialmente según un azimut de 0°, mientras que perforaciones adicionales, 14, están ubicadas según cada 90°, de tal modo de definir cuatro grupos de perforaciones, 14, alrededor del azimut.

Los fluidos de la formación, 12, fluyen a través de las perforaciones, 14, penetrando en el pozo recubierto o revestido. De manera preferente, el pozo petrolífero está tapado mediante algún mecanismo de sello, tal como un obturador, 15, o un tapón tipo puente, ubicado debajo del nivel de las perforaciones, 14. El elemento obturador, 15, conecta con la tubería de producción, 11 definiendo un compartimiento, 16, al interior del cual fluye el fluido producido a partir de la formación o depósito, 12, llenando el compartimiento, (16), y alcanzando un nivel fluido (17). El fluido acumulado, 18, fluye desde la formación, 12, y puede estar acompañado de cantidades variables de gas natural. En resumen, el compartimiento revestido acumula petróleo, algo de agua, gas natural y también arena y residuos sólidos. Normalmente, la arena sedimenta hasta el fondo del compartimiento, 16.

El fluido producido a partir de la formación, 12, puede cambiar de fase en el caso de producirse una reducción de presión alrededor de la formación, 12, la cual permite la evaporación de las moléculas más livianas. Por otra parte, el pozo petrolífero también puede producir moléculas muy pesadas.

- 5 Después de un cierto período de tiempo se pueden obstruir las trayectorias a través de las perforaciones, 14, que se extienden dentro de la formación o depósito, 12, con "finos" o residuos. Esto define el tamaño de los poros que conectan con el fluido dentro de la formación, 12, permitiendo el flujo del mismo a partir de la formación, 12, a través de las grietas o fisuras o los poros conectados hasta que el fluido alcanza los espacios intersticiales dentro del compartimento, 16, para ser recolectada.

Durante este flujo, partículas sólidas muy pequeñas de la formación, 12, conocidas como "finos" pueden fluir, pero en vez de ello, ellas tienden a sedimentar. Mientras los "finos" se pueden mantener en un estado disperso durante algún tiempo, ellos pueden aglomerarse entre sí y obstruir así el espacio en el poro, reduciendo la tasa o cantidad de producción de fluidos. Esto puede llegar a ser un problema, el cual se va realimentando a si mismo, resultando una reducción en el flujo de producción. Más y más "finos" se pueden ir depositando en las perforaciones 14, y los van obstruyendo, tendiendo a evitar incluso una tasa mínima de flujo o de caudal.

Incluso con los mejores métodos de producción y las condiciones de extracción más favorables, un porcentaje superior al 20% del crudo de petróleo existente originalmente en el depósito o yacimiento permanece típicamente sin recuperar.

La estimulación periódica de los pozos de petróleo y gas se realiza aplicando tres tipos generales de tratamientos: acidificación, fracturación y tratamiento con solventes y calor. El tratamiento de acidificación comprende el uso de mezclas de los ácidos HCl y HF, la cual se inyecta 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 una menor cantidad, silicatos), aumentando así la permeabilidad. Frecuentemente se incorporan aditivos, tales como agentes retardadores de reacción y solventes, con el objeto de mejorar el desempeño del ácido en la operación. A pesar de que la acidificación es un tratamiento común para estimular los pozos de petróleo y de gas, este tratamiento presenta claramente algunas desventajas, en particular, el alto costo de los productos y los costos de disposición o descarte de desechos involucrados. Frecuentemente, los ácidos son incompatibles con el crudo de petróleo y pueden producir residuos oleosos viscosos dentro del pozo.

- 10 Los precipitados formados después de ser consumido el ácido pueden ser frecuentemente más perjudiciales que los minerales disueltos. La profundidad de penetración del ácido activo o vivo es generalmente inferior a 5 pulgadas (12,7 cm).

El fracturado hidráulico es otra técnica empleada usualmente para estimular los pozos de petróleos y de gas. En este proceso, se utilizan altas presiones hidráulicas para producir fracturas verticales en la formación. Las fracturas se pueden rellenar con tapones de polímero o tratar con ácido (en rocas, carbonatos y rocas blandas), para formar conductos en el interior del pozo, los cuales permiten el flujo de petróleo y de gas. Este proceso es extremadamente caro (en un factor de alrededor de 5 hasta 10 veces superior al tratamiento con ácido). En algunos casos la fractura se puede extender al interior de áreas con presencia de agua, incrementando la cantidad de agua producida (no es conveniente). Tales tratamientos se extienden varios cientos de metros, alejándose del pozo y se emplean más usualmente en rocas con una baja permeabilidad. La posibilidad de colocar tapones de polímero que sean exitosas en todas las fracturas está usualmente limitada y los problemas tales como los cierres de las fracturas y la molienda del tapón pueden deteriorar severamente la productividad de las fracturas hidráulicas.

Uno de los problemas más comunes en los pozos petrolíferos maduros es la precipitación de parafina y asfaltenos o bitúmenes dentro y alrededor del pozo.

Se ha inyectado vapor de agua o aceite caliente en el pozo con el objeto de fundir y disolver la parafina en el aceite o petróleo, haciendo que todo fluya hasta la

5 superficie. Frecuentemente se emplean solventes orgánicos (tal como xileno) para remover los asfaltenos o bitúmenes, cuyo punto de fusión es alto y son insolubles en alcanos. El vapor de agua como también los solventes son muy caros (los solventes más que el vapor), en particular cuando se tratan pozos marginales que producen menos que 10 barriles (bbl) de petróleo por día (1590
10 litros).

Se debe tener presente que hay más que 100.000 de tales pozos solamente en el estado de Texas de los EE.UU. y probablemente muchos más en otros estados de los EE.UU.

La principal limitante para el uso de vapor de agua y solventes es la ausencia de
15 agitación mecánica, requerida para disolver o mantener en suspensión la parafina y los asfaltenos o bitúmenes.

En la patente US No. 3.721.297, concedida a R.D. Challacombe, se ha propuesto una herramienta para limpiar los pozos mediante pulsos de presión, y para lo cual se interconectan en cadena una serie de módulos explosivos y generadores de
20 gas, de tal modo que el encendido o la ignición de uno de ellos dispara el siguiente, es una sucesión o secuencia.

Las explosiones generan ondas de choque las cuales permiten limpiar los pozos. Este método tiene claras desventajas, tal como el daño potencial de los pozos petrolíferos y de gas de alta presión con explosivos. Este método pasa a ser no
25 factible de emplear debido al riesgo adicional de incendio y falta de control durante el período de tratamiento.

La patente US NO. 3.648.769, concedida a H.T. Sawyer, describe un diafragma controlado hidráulicamente, el que produce "vibraciones sinusoidales en el rango

sónico bajo". Las ondas generadas son de baja intensidad y no están dirigidas o enfocadas en la cara de la roca. Como consecuencia, la mayor parte de la energía se propaga a lo largo de la perforación.

La patente US No. 4.343.356, concedida a E.D. Riggs y colaboradores, describe un aparato para tratar perforaciones superficiales. La aplicación de una alta tensión o voltaje produce la generación de arcos de voltaje, los cuales liberan el material incrustado desde las paredes del pozo. Entre las dificultades de este aparato se tiene el hecho que no es posible guiar continuamente el arco, o incluso si se logra alguna limpieza del pozo.

Adicionalmente, no se ha solucionado el aspecto de seguridad (problemas eléctricos y de incendio).

Otro oscilador hidráulico/mecánico que propuesto por A.G. Bodine (patente US No. 4.280.557).

Pulsos de presión hidráulica creados en el interior de un tubo alargado elástico se emplean para limpiar las paredes revestidas de los pozos. Este sistema también tiene la desventaja de una baja intensidad y una capacidad limitada de guiado.

Finalmente, J.W. Mac Manus y colaboradores propusieron un método para remover la parafina desde los pozos petrolíferos (patente US No. 4.538.682).

El método está basado en establecer un gradiente de temperatura dentro del pozo para lo cual se introduce un elemento calefactor en dicho pozo.

Se sabe que los pozos de petróleo, gas y de agua, se obstruyen después de algún tiempo de operación, bajando la descarga de fluido, de tal manera que es necesario regenerar los pozos. Las técnicas mecánicas, químicas y convencionales para regenerar los pozos son las siguientes:

Lavado intensivo

Golpe de bombeado

Tratamiento con aire.

La disolución de los sedimentos con ácido clorhídrico u otros ácidos combinados con otros agentes químicos:

Manguereado con agua a alta presión

Inyección de dióxido de carbono

- 5 Generación de golpes de presión, mediante el uso de explosivos.

Estos métodos operan con productos químicos peligrosos o trabajan con presiones de tanta energía que pueden ser riesgosos para la estructura del pozo.

Existe una gran cantidad de efectos asociados con la exposición de sólidos y fluidos a los campos de ultrasonido de ciertas frecuencias y energía. En

- 10 particular, en el caso de los fluidos, es posible generar burbujas de cavitación, las que consisten en la creación de burbujas a partir de gases disueltos en el líquido o a partir del cambio de fase de este último. Otros fenómenos asociados son la desgasificación del líquido y la limpieza superficial de las superficies sólidas.

Se han desarrollado técnicas de ultrasonido con el objetivo de aumentar la

- 15 producción de crudo de petróleo a partir de los pozos. En la patente US No. 3.990.512, concedida a Arthur Kuris, titulada "Método y Sistema para la Recuperación de Petróleo mediante Ultrasonido", divulga un método y sistema para recuperar petróleo mediante la aplicación de ultrasonido generado por medio de la oscilación generada al inyectar fluidos de alta presión y cuya finalidad es
- 20 fracturar el depósito para producir nuevos canales de drenaje.

La patente US No. 5.595.243, concedida a Maki, Jr y colaboradores, propone un dispositivo acústico en el cual se utiliza un conjunto de transductores piezocerámicos como radiadores. Este dispositivo presenta dificultades en su fabricación y uso, debido a que requiere de una operación asincrónica de un

- 25 número elevado de radiadores piezocerámicos.

La patente US No. 5.994.818 titulada "Dispositivo para Transferir Energía Ultrasónica a un medio líquido o Pastoso", y la patente US No. 6.429.575, titulada "Dispositivo para Transmitir Energía Ultrasónica a un Medio Líquido o Pastoso",

ambas pertenecientes a Vladimir Abramov y colaboradores, proponen un aparato consistente en un generador de corriente alterna que opera en el rango de 1 hasta 100 kHz para transmitir energía ultrasónica y un transductor piezocerámico o magnetorestrictivo que emite ondas longitudinales, las cuales a su vez transforma
5 un resonador tubular a un sistema de guía de onda (o sonotrodo) en oscilaciones transversales en contacto con el medio líquido pastoso irradiado.

No obstante, estas patentes están diseñadas para ser usados en recipientes con dimensiones muy grandes, al menos en comparación con el tamaño y la geometría de las perforaciones presentes en los pozos. Esto presenta
10 limitaciones desde el punto de vista de la dimensión, como también en el modo de transmisión si se desea aumentar la capacidad de producción de los pozos petrolíferos.

En la patente US No. 6.230.788, concedida a Julie C. Slaughter y colaboradores, titulada "Radiador Ultrasónico tipo "Downhole" y método para el uso del Mismo" y
15 se propone un dispositivo que emplea transductores ultrasónicos fabricados en aleación Terfenol-D, colocados en el fondo del pozo y alimentados por medio de un generador de ultrasonido ubicado en la superficie. La disposición de los transductores en el eje del dispositivo permite emitir según una dirección transversal. Esta invención propone una reducción de la viscosidad de los
20 hidrocarburos contenidos en el pozo mediante una emulsificación, al reaccionar con una solución alcalina inyectada en el pozo. Este dispositivo considera una circulación superficial forzada del fluido como un sistema de refrigeración con el objeto de garantizar la continuidad de irradiación.

La patente US No. 6.279.653, concedida a Dennis C. Wegener y colaboradores,
25 titulada "Reducción de la Viscosidad del Petróleo Pesado y Producción", presenta un método y dispositivo para producir petróleo pesado (peso específico API menor que 20) mediante de aplicación de ultrasonido generado por un transductor; fabricado en aleación Terfenol, fijado en una bomba extractora convencional y

alimentado por medio de un generador instalado en la superficie. En esta invención también se considera la presencia de una solución alcalina, similar a una solución acuosa de hidróxido de sodio (NaOH) para generar una emulsión con el petróleo crudo en el dispositivo de menor densidad y viscosidad, facilitando con ello la recuperación del crudo mediante impulsión con una bomba. Aquí, un transductor está instalado en una posición axial para producir emisiones longitudinales de ultrasonido. El transductor está conectado con una varilla adyacente, la que actúa como guía de onda (o "sonotrodo") hasta el dispositivo.

En la patente US No. 6.405.796, concedida a Robert J. Meyer y colaboradores,

titulada "Método para Mejorar la Recuperación de Petróleo Usado Técnicas de Ultrasonido", se propone un método para aumentar la recuperación de petróleo usando una técnica ultrasónica. El método propuesto consiste en la desintegración de los aglomerados mediante la irradiación ultrasónica, proponiendo la operación en un determinado rango de frecuencia con la finalidad de entender los fluidos y sólidos en diferentes condiciones. El principal mecanismo de la recuperación de crudo se basa en el momento relativo de estos componentes dentro del dispositivo.

Todas las patentes precedentes hacen uso de las ondas ultrasónicas a través de un transductor, alimentado exteriormente por un generador eléctrico, cuyo cable de transmisión generalmente excede un largo de 2 km. Esto trae consigo la desventaja de las pérdidas en la transmisión de la señal, lo que significa que una señal se deberá generar con suficiente intensidad o energía, para permitir un funcionamiento adecuado de los transductores en el pozo, debido a que la amplitud de la corriente eléctrica de alta frecuencia a tal profundidad se reduce hasta un 10% del valor inicial.

Debido a que los transductores necesitan trabajar a un régimen de alta potencia, se requiere un sistema de refrigeración con agua o aire, presentando grandes dificultades al ser colocadas en el interior del pozo, lo que significa que la

intensidad ultrasónica no debe exceder los 0,5-0,6 W/cm². Esta cantidad es insuficiente para los fines pensados, dado que el umbral para los efectos acústicos en el petróleo y rocas es de 0,8 hasta 1 W/cm².

La patente RU No. 2.026.969, perteneciente a Andrey A. Pechkov, titulada
 5 "Método para la Estimulación Acústica de la zona del fondo de la perforación para la formación de producción; RU No. 2.026.970, perteneciente a Andrey A. Pechkov y colaboradores, titulada "Dispositivo para la Estimulación Acústica de la zona del fondo de la perforación para la formación de producción", la patente US
 10 No. 5.184.678, concedida a Andrey A. Pechkov y colaboradores, titulada "Método de Estimulación Acústica del Flujo y Aparato", divulgan métodos y dispositivos para estimular la producción de fluidos en el interior de un pozo productor.

Estos dispositivos incorporan como elemento innovador un generador eléctrico conjuntamente con el transductor, ambos integrados en el fondo de pozo.

Estos transductores operan en un régimen no continuo, permitiendo operar sin la
 15 necesidad de un sistema de refrigeración externo.

Una estimulación adecuada de los materiales sólidos requiere eficiencia en la transmisión de las vibraciones acústicas desde los transductores hasta la roca del depósito o reservorio, la cual a su vez está determinada por las diferentes impedancias acústicas en el interior del pozo (rocas, agua y petróleo, entre otros).
 20 Es un hecho muy conocido que el coeficiente de reflexión es alto en una interfaz líquido-sólido, lo que significa que la cantidad de ondas que pasan a través de la tubería de acero no será la más adecuada para actuar en las interfases de los orificios que comunican el pozo con el depósito o reservorio.

25 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

Uno de los principales objetivos de la presente invención es desarrollar un método acústico altamente eficiente el cual proporciona una elevada movilidad de los fluidos en una región de la perforación del pozo.

Otro objetivo es proveer un dispositivo acústico tipo "down-the-hole", o en el fondo de la perforación, el cual genera ondas mecánicas con una energía extremadamente alta capaces de remover depósitos finos, orgánicos, costras y depósitos orgánicos tanto en, como también alrededor de la perforación del pozo.

- 5 Un objetivo adicional es el de entregar un dispositivo acústico para el fondo de la perforación para pozos de petróleo, gas y agua, el cual no requiere inyectar productos químicos para la estimulación de los mismos.

Otro objetivo es entregar un dispositivo acústico para el fondo de la perforación ("down hole") el cual no tenga costos de tratamiento ambiental asociados con los fluidos que retornan al pozo después del tratamiento.

- 10

Se proporciona un dispositivo acústico para el fondo de la perforación ("down hole") el cual pueda funcionar en el interior de una tubería sin la necesidad de retirar o tirar dicha tubería. En algunas modalidades la tubería puede tener cualquier diámetro, teniendo típicamente un diámetro de alrededor de 42 mm. En algunas modalidades, la tubería tiene un diámetro de 42 mm.

- 15

Finalmente, es conveniente proveer un dispositivo acústico para el fondo de la perforación ("down hole") el cual sea capaz de operar en cualquier perforación de completado, perforación encerrada/perforada, relleno con gravilla, mallas/revestimiento, etc.

- 20

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 muestra un ejemplo del dispositivo de irradiación de acuerdo con las enseñanzas divulgadas aquí.

La Figura 2 muestra un diagrama ilustrando un ejemplo del método de acuerdo a la presente divulgación.

- 25

La Figura 3 muestra un corte longitudinal a través de un ejemplo de la unidad acústica,

La Figura 4 muestra un diagrama más detallado de una segunda modalidad de un ejemplo de unidad acústica divulgada aquí.

La Figura 5 muestra un diagrama de una tercera modalidad de un ejemplo de la unidad acústica.

- 5 La Figura 6 es una vista en corte a través de la cuarta modalidad de un ejemplo del dispositivo de irradiación.

La Figura 6a es una vista en corte transversal de la Figura 6 según el eje A-A.

- De acuerdo con la presente divulgación y con la finalidad de aumentar la permeabilidad de la región de petróleo de la perforación del pozo, gas y/o pozos
10 de agua, se describe un método y dispositivo para estimular dicha región de la perforación del pozo mediante vibraciones mecánicas, con el fin de promover la formación de vibraciones de cizalle a corte en una zona de extracción debido al desplazamiento de fase de las vibraciones mecánicas producidas a lo largo de un eje del pozo y logrando fuerzas alternantes de tensión y presión debido a la
15 superposición de ondas longitudinales y de corte, y estimulando de esta forma el desarrollo de los procesos de transferencia de masa dentro del pozo.

- Esto se ha ilustrado mediante los diagramas presentados en la Figura 2, donde el vector de la velocidad oscilante $V_1^R(45)$ de las vibraciones longitudinales propagado en un radiador (46) está dirigido a lo largo del eje del radiador,
20 mientras la distribución de amplitud de los desplazamientos vibratorios $\xi_{ml}^R(47)$ de las vibraciones longitudinales también se propaga a lo largo del radiador. En lugar de esto, como un resultado del efecto de Poisson, se generan vibraciones radiales en el radiador (46) con una distancia característica con una amplitud de desplazamiento de $\xi_{nv}^R(48)$.

- 25 Las vibraciones radiales a través de la superficie radiante (49) del radiador (46) son transmitidas al interior de la región de perforación del pozo (50). El vector velocidad $V_1^Z(51)$ de las vibraciones longitudinales se y propaga en la región de la 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 $\xi_{ml}^z(501)$ de las vibraciones radiales que se propagan en la región de la perforación del pozo (50), siendo radiadas desde puntos del radiador localizadas a una distancia igual a $\lambda_1/4$ (donde λ es la longitud de onda de la onda longitudinal en el material radiador).

El desplazamiento de fase de las vibraciones radiales que se propagan en el medio genera vibraciones de corte o cizalle en la región de perforación del pozo, cuyo vector de la velocidad oscilante V_s^z (53) está dirigido a lo largo del eje del radiador. El diagrama 54 muestra la distribución característica de las amplitudes de desplazamiento de las vibraciones de corte o cizalla ξ_{ms}^z .

Como un resultado, se produce un flujo acústico (55) en la región de la perforación del pozo (50) debido a la superposición de ondas longitudinales y de corte con una velocidad (U_f) y una longitud de onda característica $\lambda_1/4$.

La frecuencia de operación del campo acústico generado corresponde por lo menos a la frecuencia característica definida por la ecuación 1.

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

donde $\varnothing$ y k son la porosidad y la permeabilidad de la formación, esto es la región de perforación del pozo (50) a partir de la cual se origina el extracto, δ y η son la densidad y la viscosidad dinámica del fluido de poros en la región de la perforación del pozo y F_A es el factor de amplitud para el desplazamiento relativo del fluido con respecto del medio acuoso.

En la Tabla 1 se indican los valores característicos de la frecuencia obtenidos al aplicar la ecuación 1 con un factor de amplitud de 0,1, para propiedades supuestas $\varnothing$ y k de la roca del depósito o reservorio. Las viscosidades del agua, petróleo normal y petróleo pesado se han supuesto como siendo 0, 5mPa, 1,0 mPa y 10 mPa, respectivamente.

Tabla 1. Valores de la frecuencia característica

		Frecuencia característica, KHz		
ϕ [%]	K[mD]	η = 0.5mPa s (agua)	η = 1mPa s (petróleo normal)	η = 10 mPa s (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

El método descrito en los párrafos precedentes se ha implementado, en particular, en el dispositivo mostrado en la Figura 3, donde dicho dispositivo está situado dentro del pozo.

5 Pasando a la Figura 3, un dispositivo electroacústico (20), formado por una carcasa cerrada (200), preferentemente con una forma cilíndrica, conocida como una sonda, se hace descender al interior del pozo mediante un cable blindado (22), formado preferentemente por alambres, y en el cual se producen uno o más conductores eléctricos (21) con dicho cable blindado (22),
10 también conocido como cable soportante o transportador.

La carcasa cerrada (200) está fabricada de 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) está provista, en su extremo más alejado, de dos cavidades interiores, una primera
15 cavidad (25) y una cámara de compensación (302). La primera cavidad (25) comunica con el exterior a través de orificios pequeños (26). El fluido (18) a ser recuperado a partir de la región de la perforación del pozo, puede fluir a través de estos orificios pequeños (26) al interior de la primer cavidad (25). Cuando este fluido (18) ha llenado la primera cavidad (25), se permite compensar la presión en

la región de la perforación del pozo con aquella del dispositivo (20). La cámara de compensación (302) se inunda con un líquido refrigerante (29) el cual actúa sobre un conjunto de fuelles expandibles (27) las que, a su vez permiten la expansión del mismo al interior del área de compensación (28) de la carcasa inferior (201).

5 Encima de la cámara de compensación (302) se ubica una segunda cámara (301), denominada "cámara de estimulación", localizada en una zona de estimulación (34) de la carcasa inferior (201). La zona de estimulación (34) tiene orificios (35) los cuales proveen un aumento en el nivel de transmisión de energía acústica hasta la formación (12).

10 La segunda cámara y la cámara de compensación (301 y 302) forman una cámara grande o voluminosa (30), la cual recibe una guía de onda o sonotrodo (61). El sonotrodo (61) tiene una bocina (32), un radiador (31), y un extremo con forma de semiesfera (33). Dicho radiador (31) tiene una forma geométrica tubular con un diámetro exterior D_0 , su extremo (proximal al cable

15 blindado (22)) transforma de bocina (32) localizado dentro de la cámara de estimulación (301), mientras que su extremo distal tiene forma de una semiesfera con un diámetro interior $D_0/2$ ubicado en el interior de la cámara de compensación (302) Ambas cámaras están selladas mediante un brida perimetrial (44) la cual, a su vez, apoya el extremo con forma de semiesfera o casquete semiesférico (33)

20 del radiador (31). Las dimensiones geométricas de la parte tubular del radiador (diámetro exterior " D_0 " largo " L " y espesor de pared " δ ") están determinadas por las condiciones de trabajo bajo los parámetros de resonancia de las vibraciones longitudinal y radial en la frecuencia natural de resonancia de un transductor electroacústico (36).

25 Para implementar el principio señalado anteriormente en la discusión anterior de la Figura 2, acerca de la formación de un superposición de la ondas longitudinales y de corte o cizalle en la región de la perforación del pozo, el largo " L " de la pieza tubular (radiador 31) del sonotrodo (61) deber no ser menor

que la mitad del largo de la onda longitudinal λ , en el material del radiador, la cual es $L \geq \lambda/2$.

La bocina (32) está soldada en el transductor (36), el cual debe ser preferente un transductor electroacústico, tal como transductor segmento 2
5 extractivo o pieza cerámica, rodeado por la bobina (37).

Para mejorar el sistema de refrigeración, el transductor (36) se ha constituido en dos partes (no mostradas en la Figura 2).

La bobina (37) está conectada convenientemente con un conductor eléctrico (38), el cual se extiende desde una fuente de poder o de energía (39)
10 colocada en un compartimiento separado (40) en el interior de la carga superior (23). La fuente de poder (39) se alimenta desde la superficie del pozo a través de los conductores (21) en el interior del cable blindado (22). La fuente de poder (39) y el transductor (36) se refrigeran con líquidos (41) existentes en los compartimientos que los contienen (49 y 42, respectivamente).

15 Para aumentar la potencia acústica suministrada a la región de la perforación del pozo, se instala por lo menos un segundo transductor (56), preferentemente un transductor electroacústico, operado en fase con el primer transductor (36), al dispositivo (20) mostrado en la Figura 4. La fuente de poder o energía (39) está conectada con ambas transductores (36 y 56) mediante un
20 conductor de alimentación común (38).

En este caso el sonotrodo o guía de onda (61) tiene dos bocinas (32 y 57) y un radiador (31). El radiador (31) adopta una forma tubular, terminado ambos extremos en una forma de bocina de media onda (32 y 57).

La Figura 5 muestra otra modalidad de desarrollo del principio
25 específico para la formación de ondas longitudinales y de corte en la región de la perforación del pozo, donde el dispositivo (20) incluye 2 o $2n$ (siendo n un número entero) sistemas vibradores (58 y 59), para los cuales los transductores

electroacústicos de cada par operan en fase, y cada par siguiente al sistema vibrador opera en antifase con respecto del sistema vibratorio anterior.

La fuente de poder o de energía (39) está conectado a los transductores de cada sistema vibrador (58 y 59) mediante un conductor alimentador común (38).

Los otros elementos de construcción del sistema son similares a aquellos descritos anteriormente para la Figura 3.

Para aumentar la eficiencia de operación del sonotrodo (61), se ha modificado su construcción de acuerdo a las Figuras 6 y 6a.

Tal como se expone en los ejemplos de las Figuras 6 y 6 a, el sonotrodo o guía de onda (61) tiene una carcasa cilíndrica (60) con una o más ranuras longitudinales (62) diseñadas/provistas en ella. En una modalidad las ranuras longitudinales (62) varían en una cantidad desde 2 hasta 9. El largo de estas ranuras (62) es un múltiple de media longitudinal de ondas, λ ; y transmitidas por el dispositivo electroacústico, mientras que su ancho puede variar en un rango desde alrededor de $0,3 D_0$, hasta alrededor de $1,5 D_0$. En modalidades particulares $0,3 D_0$ hasta $1,5 D_0$.

REIVINDICACIONES

1. Un método para estimular la ocurrencia de procesos de transferencia de masa, el cual permite aumentar la capacidad de producción de los pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, **CARACTERIZADO** porque comprende:

(a) introducir vibraciones mecánicas en la región de perforación de un pozo para producir vibraciones de corte o cizalle en la mencionada región de perforación del pozo debido al desplazamiento de fase de las vibraciones mecánicas producidas a lo largo del eje de dicho pozo, y

(b) lograr alternadamente la aplicación de tensión y presión en el interior de dicho pozo mediante la superposición de ondas longitudinales y de corte en el medio poroso irradiado de este modo y dentro de dicho pozo, estimulando con ello la ocurrencia o el desarrollo de los procesos de transferencia de masa en el interior de dicho pozo; donde la superposición de las ondas longitudinales y de corte es adecuada para proveer un flujo acústico en la región de la perforación del pozo con una velocidad U_f y una longitud de onda $\lambda/4$, y en donde la frecuencia de desplazamiento de un campo acústico que provee dicho flujo acústico con una velocidad U_f tiene por lo menos un valor correspondiente a la frecuencia característica calculada para el medio poroso a ser irradiado.

2. El método de acuerdo a la reivindicación 1, **CARACTERIZADO** porque el campo acústico generado induce zonas de mayor fluidez en el medio poroso como resultado de las fuerzas de inercia generadas que son mayores que las fuerzas viscosas de dicho medio irradiado.

3. El método de acuerdo a la reivindicación 1, **CARACTERIZADO** porque dicho flujo acústico promueve evitar la formación de daños en la región de perforación del pozo.

5 4. Un dispositivo electroacústico para la estimulación de procesos de transferencia de masa que aumentan la capacidad de producción de los pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, mediante la introducción de ondas mecánicas en la región de perforación del pozo, **CARACTERIZADO** porque comprende:

10 un sonotrodo o guía de onda, cuya superficie de irradiación está ubicada a lo largo del eje del pozo y que tiene un largo mayor o igual a media longitud de onda característica de las vibraciones generadas, donde dicho sonotrodo produce vibraciones de corte o de cizalle en la región de perforación del pozo debido al desplazamiento de fase de las vibraciones mecánicas producidas a lo largo del eje
15 del pozo y obtener, alternadamente, una tensión y presión debido a la superposición de las ondas longitudinales y de corte producidas de esta forma y establecer procesos de transferencia de masa resultante en los pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, en donde la superposición de las ondas longitudinales y de corte es adecuada para proveer un flujo acústico con una
20 velocidad U_f y una longitud de onda $\lambda/4$; donde dicho sonotrodo tiene una forma geométrica tubular con dimensiones determinadas por las condiciones de operación bajo los parámetros de resonancia de vibraciones longitudinales y radiales de una frecuencia natural de resonancia de un transductor electroacústico contenido en dicho dispositivo electroacústico, donde la mencionada frecuencia
25 natural de resonancia es por lo menos un valor correspondiente a la frecuencia característica calculada para el medio a ser irradiado por dicho dispositivo electroacústico.

5. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 4, **CARACTERIZADO** porque dicha forma geométrica tubular del sonotrodo tiene un diámetro exterior, D_0 , un extremo en forma de bocina y un extremo opuesto con una forma semi-esférica, y tiene un diámetro interior igual a $D_0/2$.

5

6. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 4, **CARACTERIZADO** porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico magnetoestrictivo.

10

7. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 4, **CARACTERIZADO** porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico piezoeléctrico.

15

8. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 4, **CARACTERIZADO** porque dicho dispositivo electroacústico incluye 2 o más transductores electroacústicos que forman un sistema vibrador que opera en fase, conectado con dicho sonotrodo a una distancia múltiplo de media longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

20

9. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 8, **CARACTERIZADO** porque comprende $2n$ sistemas vibradores, los cuales al estar agrupados en pares consecutivos, permiten que los transductores electroacústicos de cada par del sistema vibrador operen en fase, y cada par siguiente opere en contrafase o fase contraria con respecto del sistema vibrador adyacente al mismo.

25

10. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 9, **CARACTERIZADO** porque n es un número entero.

11. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 5, **CARACTERIZADO** porque dicho sonotrodo incluye una carcasa cilíndrica provista de por lo menos dos ranuras.

5 12. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 11, **CARACTERIZADO** porque dichas ranuras son paralelas al eje longitudinal de dicho sonotrodo y tienen un largo igual a un múltiplo de media longitud de onda generada por dicho dispositivo electroacústico y cuyo ancho está comprendido en el rango de aproximadamente 0,3 hasta 1,5 D_0 .

10

13. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 4, **CARACTERIZADO** porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico magnetostrictivo.

15

14. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 4, **CARACTERIZADO** porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico piezoeléctrico.

20

15. El dispositivo electroacústico de acuerdo a las reivindicaciones 6 ó 7, **CARACTERIZADO** porque dicho dispositivo electroacústico incluye dos o más transductores electroacústicos que forman un sistema vibrador operando en fase, conectados con dicho sonotrodo a distancias que son múltiplos de media longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

25

16. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 15, **CARACTERIZADO** porque comprende $2n$ sistemas vibradores, los cuales al estar agrupados en pares consecutivos permiten que los transductores electroacústicos

de cada par del sistema vibrador operen en fase, y cada par siguiente opere en contrafase o fase contraria con respecto del sistema vibrador adyacente al mismo.

17 El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 16,
5 **CARACTERIZADO** porque n es un número entero.

18. Un método, según las reivindicaciones 1, 2 ó 3, que incluye el dispositivo de las reivindicaciones 4 a 17 para producir las vibraciones, **CARACTERIZADO** porque comprende:

10 (i) introducir un dispositivo electroacústico en un pozo que tiene una región de perforación;

(ii) activar dicho dispositivo electroacústico, donde dicha etapa de activación introduce vibraciones mecánicas al interior de dicha región de perforación del pozo;

15 19. El método de acuerdo a la reivindicación 18, **CARACTERIZADO** porque dicho campo acústico generado induce zonas con una fluidez más alta en dicho medio poroso como resultado de las fuerzas de inercia generadas que son mayores que las fuerzas viscosas de dicho medio irradiado.

20 20. El método de acuerdo a la reivindicación 18, **CARACTERIZADO** porque dicha superposición de ondas longitudinales y de corte se realiza de tal modo de proveer un flujo acústico que tiene una velocidad U_f y una longitud de onda $\lambda/4$.

25 21. El método de acuerdo a la reivindicación 20, **CARACTERIZADO** porque, además, comprende la etapa de calcular una frecuencia característica para el medio poroso a ser irradiado.

22. El método de acuerdo a la reivindicación 18, **CARACTERIZADO** porque dicho dispositivo electroacústico incluye un sonotrodo (guía de onda) cuya superficie de irradiación está dispuesta a lo largo del eje de dicho pozo, donde
5 dicho sonotrodo tiene un largo mayor o igual a media longitud de onda característica de las vibraciones generadas.

23. El método de acuerdo a la reivindicación 22, **CARACTERIZADO** porque dicho dispositivo electroacústico incluye por lo menos 2 (o más)
10 transductores electroacústicos formando un sistema vibrador operando en fase, conectado con dicho sonotrodo a distancias que son múltiplos de media longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

24. El método de acuerdo a la reivindicación 22, **CARACTERIZADO**
15 porque, además, comprende la etapa de proveer $2n$ sistemas vibradores, los cuales al estar agrupados en pares consecutivos adyacentes, permiten que los transductores electroacústicos de cada par del sistema vibrador operen en fase, y cada par siguiente opere en contrafase o fase contraria con respecto del sistema vibrador adyacente al mismo.

20

25. El método de acuerdo a las reivindicaciones 22, 23 ó 24, **CARACTERIZADO** porque dicho sonotrodo incluye una pluralidad de ranuras longitudinales, donde dichas ranuras están dispuestas de tal modo que ellas están separadas uniformemente a lo largo del perímetro de una carcasa cilíndrica de
25 dicho sonotrodo o guía de onda.

FIG. 1

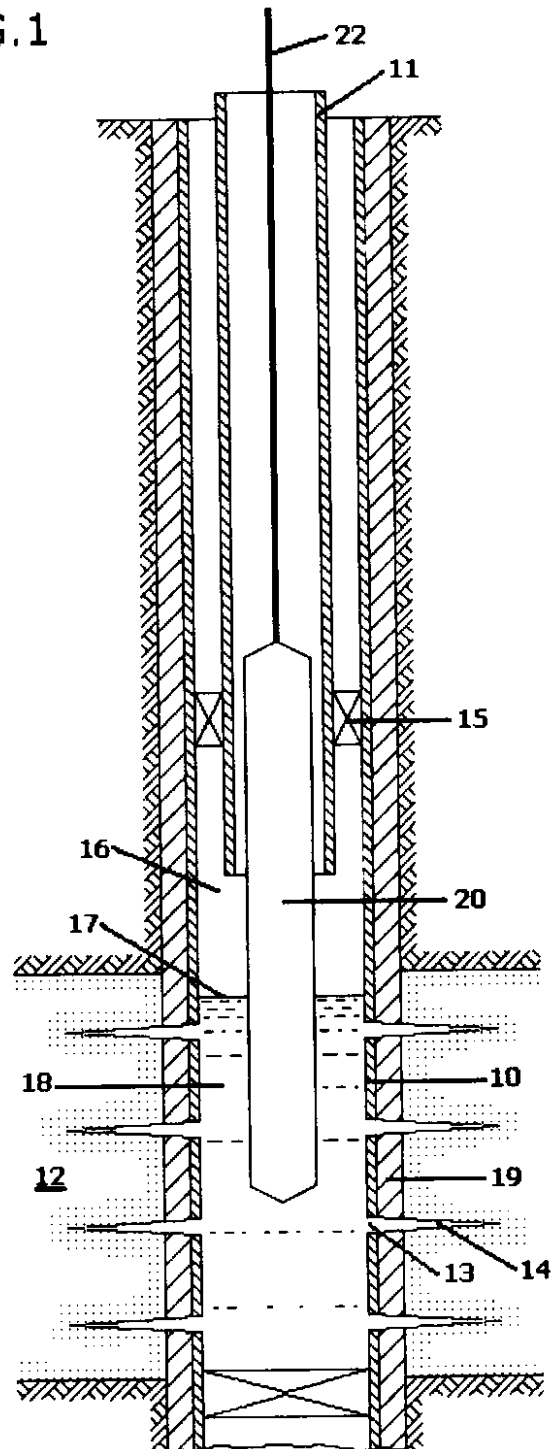


FIG. 2

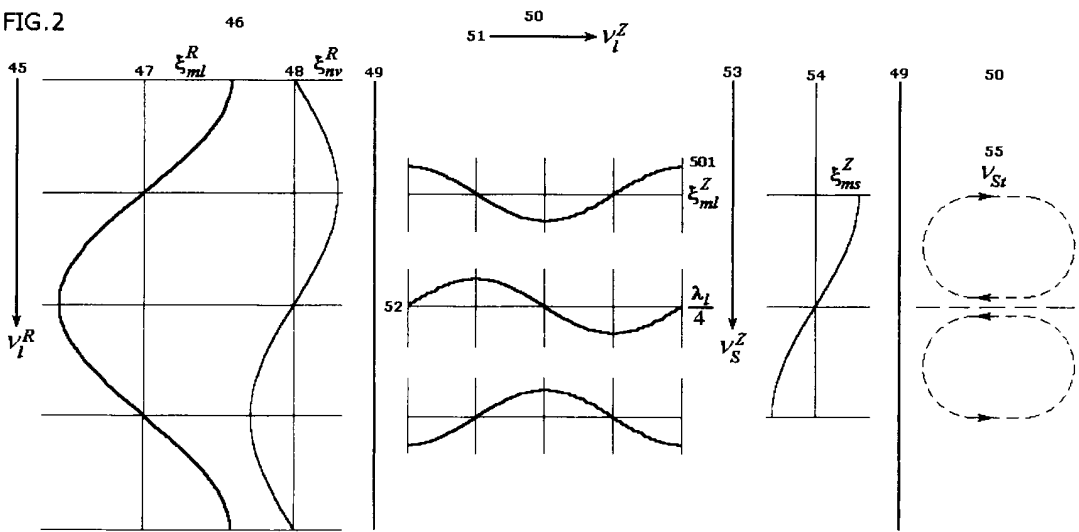


FIG. 3

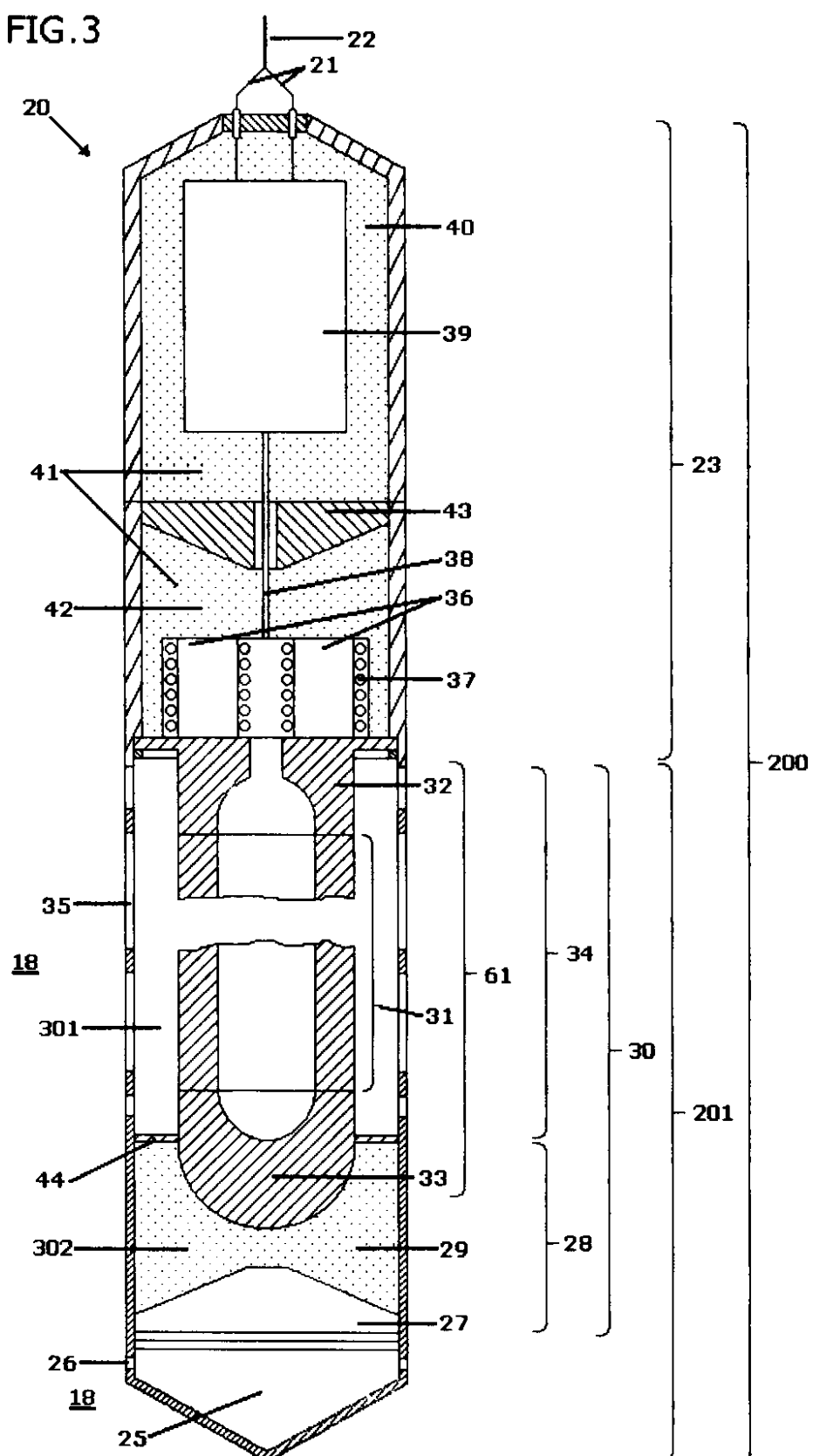


FIG.4

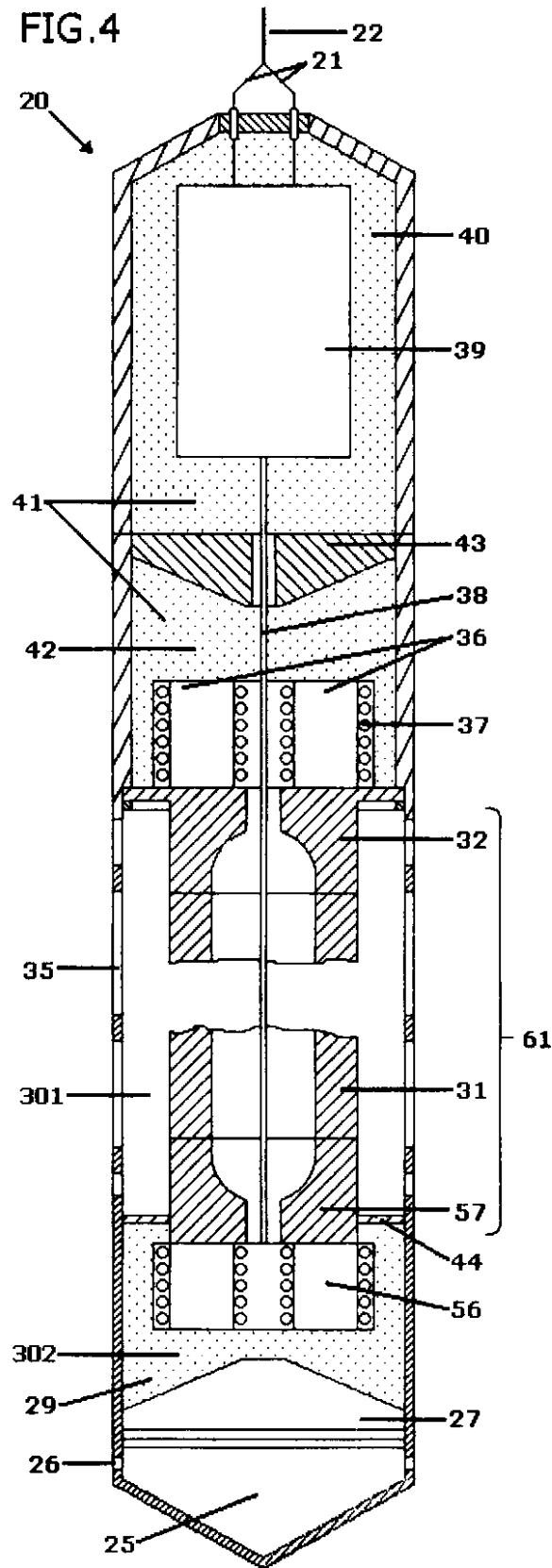


FIG.5

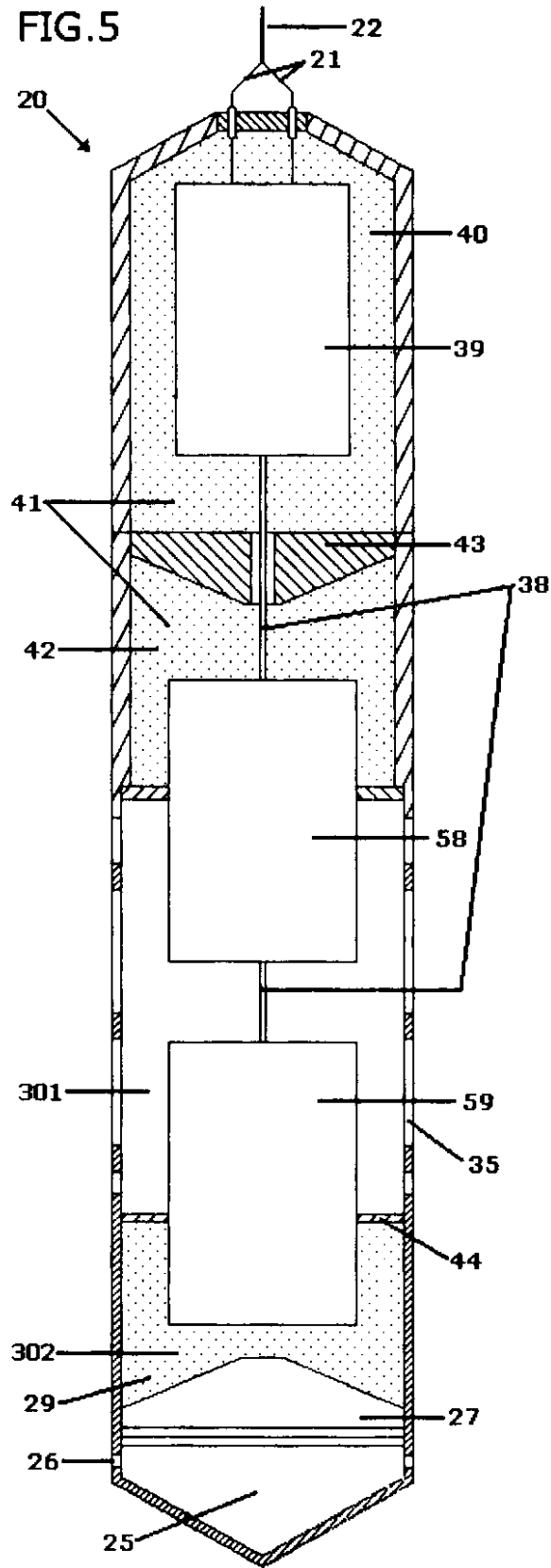


FIG.6

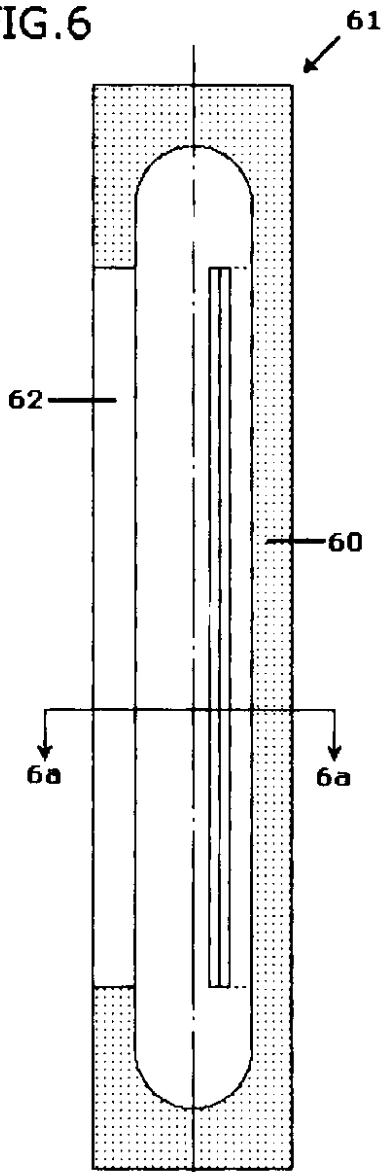


FIG.6a

