



Industria y Comercio

S U P E R I N T E N D E N C I A

Delegatura de Propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones

PCT
SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

07-39465

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO "Método y Dispositivo Electroacústico para la Estimulación de los Procesos de TBA Suficiente de Masa para Lograr Recuperación Mejorada de Pozos"

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE Klamath Falls, Inc.

DOMICILIO TORTOLA, ISLAS VIRGENES BERTANICAS

74. APODERADO HUMBERTO TOBIO CANACHO

22. BOGOTÁ, D. C., 20 DE ABRIL DE 2007

Fm 11-06-2007

Cesión

(FORMA P-10)



No. 07-039485-00000-0000

Fecha: 2007-04-20 13:08:59 Dep. 2020 NUECREACIONE
 Tra. 11 PATENTE/VI Eje: 378 FASENACIONALI
 Act. 411 PRESENTACION Folios: 51

PETITORIO

**FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
 PCT
 ENTRADA EN FASE NACIONAL**

SOLICITUD DE:

X Patente de Invención Patente de Modelo de Utilidad

X Capítulo I Capítulo II

SOLICITANTE (71)
 Nombre: **KLAMATH FALLS, INC.**
 Dirección: **P.O. BOX 662**
 Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**
 Domicilio: **Road Town, Tórtola, Islas Vírgenes Británicas**
 Lugar de constitución: **Tórtola, Islas Vírgenes Británicas**

REPRESENTANTE Nombre: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO** IDENTIFICACIÓN
O APODERADO Dirección: **Carrera 7 No. 74 - 64, Of. 506** C.C. No. **17182.082**
 (74) Teléfono: **3132408** Fax: **3131647** T.P. **50.007 CSJ**

INVENTOR(ES) (72)
 Nombre: **Ver Anexo**
 Dirección: **Ver Anexo**
 Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**
 E-mail:
 Domicilio: **Ver Anexo**

PCT (86)

Solicitud Internacional No. **PCT/US2004/037702** Fecha **12 DE NOVIEMBRE DE 2004**
 Publicación Internacional No. **WO 2006/052258** Fecha **18 DE MAYO DE 2006**

TÍTULO (54) "MÉTODO Y DISPOSITIVO ELECTROACÚSTICO PARA LA ESTIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE MASA PARA LOGRAR RECUPERACIÓN MEJORADA DE POZOS"

Clasificación Internacional (51) _____

Prioridad	(33) País de origen	(32) Fecha	(31) Número de solicitud
SI X NO	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	11 DE NOVIEMBRE DE 2.004	10/986,677

Comprobante de pago No. **07-28,667** Fecha: **10 de abril de 2007**

cpfm.-

-ANEXO.-

- 1.- Mario ARNOLDO BARRIENTOS 19204 Allegra lane, Huntington Beach, CA 92648, Estados Unidos de América.**
- 2.- Oleg ABRAMOV Leninsky Prospect, 92-45, Moscú 119415, Rusia.**
- 3.- Vladimir ABRAMOV Universitetsky Prospekt, 23-1-16, Moscú 119330, Rusia.**
- 4.- Andrey PECHKOV Profsoyuznaya ST 44-44-26, Moscú 119337, Rusia.**
- 5.- Alfredo ZOLEZZI GARRETON ½ Oriente 1050, Oficina 204, Viña del Mar, Chile.**
- 6.- Luis PAREDES ROJAS ½ Oriente 1050, Oficina 204, Viña del Mar, Chile.**

**EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN
SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION
DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL**

(21) No. SOLICITUD:	(51) INT. CL.:
(22) FECHA DE PRESENTACIÓN:	(71) SOLICITANTE: KLAMATH FALLS, INC.
(30) PRIORIDAD: ESTADOUNIDENSE	
(31) No. DE SOLICITUD: 10/986,677	(72) INVENTORES: Marlo Arnoldo BARRIENTOS Oleg ABRAMOV Vladimir ABRAMOV Andrey PECHKOV Alfredo ZOLEZZI-GARRETON Luis PAREDES ROJAS
(32) FECHA DE PRESENTACIÓN: 11 DE NOVIEMBRE DE 2.004	
(33) PAÍS: ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	(74) APODERADO: Humberto RUBIO CAMACHO

Solicitud Internacional No. PCT/US2004/037702 Fecha 12 DE NOVIEMBRE DE 2.004

Publicación Internacional No. WO 2006/052258 Fecha 18 DE MAYO DE 2.006

FECHA ENTRADA EN FASE NACIONAL:

(54) TITULO: "MÉTODO Y DISPOSITIVO ELECTROACÚSTICO PARA LA ESTIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE MASA PARA LOGRAR RECUPERACIÓN MEJORADA DE POZOS"

RESUMEN:

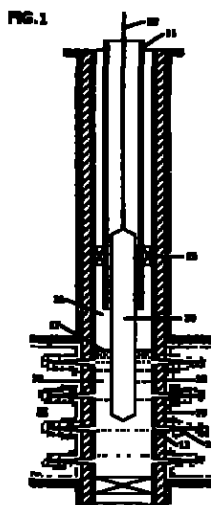
Un método para estimular la ocurrencia de procesos de transferencia de masa que aumentan la capacidad de producción de pozos que contengan petróleo, gas y/o agua, que comprende:

(a) introducir vibraciones mecánicas a la región de la perforación de un pozo para producir vibraciones cortantes en la mencionada región de perforación de pozo, debidas a desplazamiento de fases de vibraciones mecánicas producidas a lo largo del eje del pozo mencionado, y

(b) obtener, en forma alternativa, tensión y presión dentro del pozo mencionado, por superposición de ondas longitudinales y cortantes en medios porosos, que de este modo se irradian, y dentro del pozo mencionado, para con ello estimular las ocurrencias de procesos de transferencia de masa dentro del pozo mencionado; donde la mencionada superposición de ondas longitudinales y cortantes proporciona un flujo acústico en la región de la perforación, con velocidad U_i y longitud de onda $\lambda/4$, y donde un desplazamiento de frecuencia de un campo acústico que proporciona el mencionado flujo acústico tiene al menos un valor que corresponda a una frecuencia característica calculada para los medios porosos mencionados que se van a irradiar.

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☒ Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica *Se acompaña copia auténtica.*
- ☒ Poderes, si fuere el caso. *Se acompaña copia auténtica.*
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☐ Declaraciones
- ☒ Copia de la publicación PCT
- ☒ Copia informe búsqueda internacional.
- ☐ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☐ Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de Examen Preliminar (IPEA).
- ☐ Traducción del examen preliminar internacional efectuado por la IPEA.
- ☐ Copia de las modificaciones efectuadas de acuerdo con el Artículo 28 PCT en Fase Nacional.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- ☒ Arte final 12 x 12
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- ☒ Otros *Modificaciones efectuadas Reivindicaciones (Art. 1a).*
Copia Formulario PCT/IB/306 - Cambio de Escritura x FLAWATH
- (11) Figura característica: *Holalings FALLS, LLC*



(12)

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

FIRMA

Rubio

C.C.

17'192.062 de Bogotá

T.P.

50.007 Consejo Superior de
La Judicatura

PARA USO EXCLUSIVO DE:
HUMBERTO RUBIO & CIA LTDA

REGISTRO
PATENTE DE INVENCION: "MÉTODO Y
DISPOSITIVO ELECTROACÚSTICO PARA LA
ESTIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE
TRANSFERENCIA DE MASA PARA LOGRAR
RECUPERACIÓN MEJORADA DE POZOS"

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 07 - 28,667
FECHA : ABRIL 10 DE 2007

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 07-039465-00000-0000

Fecha: 2007-04-20 13:08:59 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 51

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUBIO ABOGADOS	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	51110822	10/04/2007	1,926,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	
1	TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	482,000.
	TOTAL :	\$ 482,000.00

SOM: CUATROCIENTOS OCHENTA Y DOS MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

HUMBERTO RUBIO & CIA LTDA.
ABOGADOS

PODER

POWER OF ATTORNEY

El abajo firmado, en nombre y representación de

The undersigned, in the name and on behalf of

KLAMATH FALLS

Domiciliado en:

with domicile at:

**P. O. Box 662, Road Town, Tortola British
Virgin Islands**

por el presente conferimos poder amplio y suficiente a HUMBERTO RUBIO CAMACHO y/o TINEKE STOL TERZANI y/o HUMBERTO RUBIO STOL y/o ALVARO DIAZ LOZANO y/o MARCELA GOMEZ RUBIO domiciliados en Bogotá, Colombia, para solicitar de las oficinas y autoridades correspondientes la obtención de registros, renovaciones, trasposos y en general todo lo relacionado con el mantenimiento, obtención y protección, de sus marcas de fábrica, marcas colectivas, marcas de certificación, denominaciones comerciales, marcas de comercio y patentes, diseños industriales, modelos de utilidad, nombres de dominio, licencias sanitarias, limitaciones en los registros a cuyo efecto le faculta para dar ante dichas autoridades todos los pasos necesarios en cumplimiento del objeto indicado: elevar solicitudes, descripciones, protestas, declaraciones, apelaciones y reclamos; abonar todos los impuestos y cuotas de cualquier otros pagos determinados por la Ley; recibir todos los documentos presentados, solicitar testimonios, desistir y enmendar solicitudes, cobrar y percibir para oponerse y protestar contra cualquier solicitud, que a juicio del apoderado, pudieran prestarse a confusión o infringir o de cualquier modo perjudicar las marcas, denominaciones o patentes del Mandante; renuncia parcial o total los derechos otorgados mediante el registro de marcas, patentes y demás modalidades de la Propiedad Industrial. A los mandatarios se les otorga autorización amplia y bastante para contestar todos los reclamos y las demandas presentadas ante autoridades administrativas y judiciales, desistir de procedimientos, transar conflictos, pudiendo así mismo sustituir este Poder en todo o en parte y revocar dichas sustituciones.

Dado y firmado hoy

En

hereby grant full and sufficient Power of Attorney to a HUMBERTO RUBIO CAMACHO y/o TINEKE STOL TERZANI y/o HUMBERTO RUBIO STOL y/o ALVARO DIAZ LOZANO y/o MARCELA GOMEZ RUBIO from Bogotá, Colombia, to apply to the proper officers and authorities for the issue of registrations, renewals, assignments, proofs of renewals and in general all that is related to the maintenance, obtention and protection of its trademarks, trade names, collective marks, certification marks, commercial marks, patents, industrial designs, utility models, domain names, and sanitary licenses, limitation on registrations; to which end it empowers them to take all steps necessary before said authorities for the object stated; to file petitions, prepare descriptions, make protests, declarations, appeals and objections; pay taxes and other charges required by law; apply for certifications, receive documents and take testimony abandon and amend applications and collect refunds; to oppose, ask for the cancellation of and protest any application or registration which in their judgment could lend to confusion or could be considered an infringement or could in any form prejudice the undersigned's trademarks, trade names, patents and commercial marks; resigns partial or total the rights granted by means of the registry of marks, patents and all matters related to the Industrial Property To the said mandatory sufficient Power is granted hereby to answer in the matter of all claims and demands that maybe presented before administrative or judicial officers of any class, giving them likewise Power to abandon proceeding, settle conflicts, substitute these present in whole or in part and revoke such substitutions.

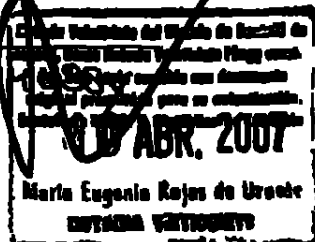
Given and signed this
in

Firma(s)/ Signature(s)

Name of each signor

Position of each signor

JUAN LUIS GUENEAU DE
DIRECTOR



PAGADO: IMPUESTO DE TIMBRE US\$ 9 =
FONDO ROTATORIO US\$ 15 =

CONSULADO GENERAL DE COLOMBIA

Santiago de Chile 27 SET. 2006 N° 2671

El suscrito Cónsul General de Colombia CERTIFICA:

Que el señor Monce Bidirinis que autoriza el presente documento ejerce legalmente, en la fecha allí expresada, las funciones de OFICIAL DE LEGALIZACIONES DEL MINISTERIO DE R.R.E.E. DE CHILE, y que la firma y sello que en el documento aparecen como suyos son los que usa y acostumbra en sus actos oficiales.

El Cónsul no asume responsabilidad alguna por el contenido del documento.

MALFICO AVILA RODRIGUEZ
Cónsul General



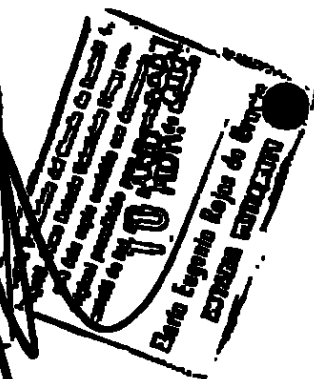
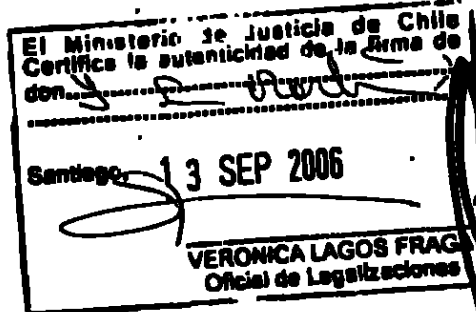
512451
CIVILIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPENA
LAS FUNCIONES INDICADAS

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

Autorizo la firma de don JUAN LUIS MATIAS
GUENEAU DE MUSSY MARTIN DE MAROLLES
C.N.I. N° 6.061.231-5 en representación de
KLAMATH FALLS, INC.
Santiago, 13 de Septiembre de 2006.-



NO SE ASUMEN
RESPONSABILIDADES DEL TEXTO
2006 OCT 21 P 2:23
Jefe de LEGALIZACIONES
BOGOTÁ D.C.



CERTIFICADO NOTARIAL (Individuo)

A los días del mes de ante mi,
Notario Público de compareció personalmente

a quien(es) doy fe de conocer y me consta que es(son) la(s) persona(s) firmante(s) del documento que precede, y quien(es) tiene(n) capacidad legal para otorgarlo.

CERTIFICADO NOTARIAL (SOCIEDAD)

Hoy de de
compareció(eron) personalmente

JUAN LUIS MATIAS GUENEAU DE

MUSSY

a quien(es) conozco como la(s) persona(s) que firma(n) este documento en representación de la sociedad/compañía denominada

KLAMATH FALLS, INC

Certifico:

a) Que

KLAMATH FALLS, INC.

es una sociedad/compañía legalmente constituida y existente de acuerdo con las Leyes de Islas Virgenes

b) Que el domicilio de dicha sociedad/compañía es **P.O. Box 662, Road Town, Tortola British, Islas Virgenes**

c) Que el objeto u objetos para los cuales se otorga el presente poder están comprendidos dentro del objeto social de la mencionada sociedad/compañía.

d) Que **JUAN LUIS MATIAS GUENEAU**

DE MUSSY

está autorizado para otorgar el presente poder. Lo anterior está probado por medio de los documentos, que certifico he visto.

Ciudad Santiago 10 septiembre
de 2006

NOTARIAL CERTIFICATE (Individual)

On this day of before me, a Notary
Public of personally appeared to

me known, and known to me to be the person(s) who executed that foregoing document, and who has (have) legal capacity to execute it.

NOTARIAL CERTIFICATE (Corporation)

On this day of
personally appeared

JUAN LUIS MATIAS GUENEAU DE

MUSSY

Whom I know to be the person(s) who signed this document as representative(s) of the corporation/company named

KLAMATH FALLS, INC

I Certify:

a) That

KLAMATH FALLS, INC.

is a corporation/company legally constituted and in existence accordance with the law of **Virgin Islands**

b) That the domicile of said corporation/company is **P.O. Box 662, Road Town, Tortola British, Virgin Islands**

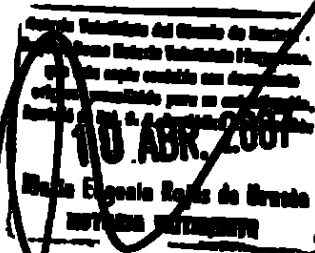
c) That the purpose or purposes for which the present Power of Attorney is granted are compromised within the object set forth in the charter of the mentioned corporation/company.

d) That Mr(s). **JUAN LUIS MATIAS GUENEAU**

DE MUSSY

is authorized to grant the present Power of Attorney. The aforementioned was duly proven through the documents and I duly verify having seen them.
State **Santiago**

This 13 day of **September, 2006**



(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
18 May 2006 (18.05.2006)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2006/052258 A1

(51) International Patent Classification: E21B 43/00

(21) International Application Number: PCT/US2004/037702

(22) International Filing Date: 12 November 2004 (12.11.2004)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data: 10/986,677 11 November 2004 (11.11.2004) US

(71) Applicant (for all designated States except US): ESCAN-ABA HOLDINGS, INC. (GB/GB); P.O. Box 662, Road Town, Tortola (VG).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): ARNOLDO-BARRIENTOS, Mario [US/US]; 19204 Allegra Lane, Huntington Beach, CA 92648 (US). ABRAMOV, Oleg [RU/RU]; Leninsky Prospekt, 92-45, Moscow, 119415 (RU). ABRAMOV, Vladimir [RU/RU]; Universitetsky Prospekt, 23-1-16, Moscow, 119330 (RU). PECHKOV,

Andrey [RU/RU]; Profsoyuznaya St, 44-44-26, Moscow, 119337 (RU). ZOLEZZI-GARRETON, Alfredo [CL/CL]; ? oriente 1050, Oficina 204, Vifa del Mar (CL). PAREDES-ROJAS, Luis [CL/CL]; ? oriente 1050, Oficina 204, Vifa del Mar (CL).

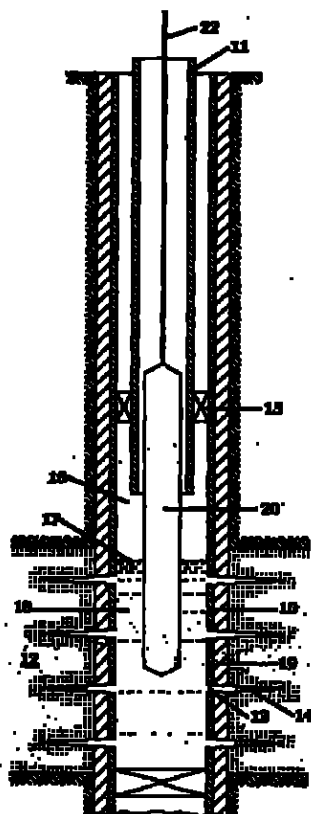
(74) Agents: HECKER, Gary, A. et al.; The Hecker Law Group, PLLC, 1925 Century Park East, Suite 2300, Los Angeles, CA 90067 (US).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AR, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NA, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, YU, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,

[Continued on next page]

(54) Title: ELECTROACOUSTIC METHOD AND DEVICE FOR STIMULATION OF MASS TRANSFER PROCESSES FOR ENHANCED WELL RECOVERY



(57) Abstract: An electro acoustic device and related method for increasing production capacity of wells that contains oil, gas and/or water is disclosed. The electro acoustic device produces vibrations stimulating occurrence of mass transfer processes within the well. The resultant acoustic flow generated in porous media, produced by superposition of longitudinal and shear waves, is developed over a characteristic frequency threshold value specific to water, normal oil and heavy oil, with an acoustic energy density capable of establishing higher fluidity zones in the porous media, promoting mobility and recovery of desired fluid and formation damage reduction in a wellbore. The down hole electro acoustic device is a submerged unit placed in the well producing zone, and consists of an electric generator, one or more electro acoustic transducers, and one or more waveguide systems (sonotrodes) that include tubular type radiators which provide transmission of elastic vibrations into the medium under treatment.

WO 2006/052258 A1



GM, KH, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LU, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Declaration under Rule 4.17:
— *of inventorship (Rule 4.17(iv))*

Published:
— *with international search report*
— *with amended claims and statements*

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guidance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the beginning of each regular issue of the PCT Gazette.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/US04/37702

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC(7) : E21B 43/00
US CL : 166/249, 177.6

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

U.S. : 166/249, 177.6, 177.1, 177.2, 311

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched
NONEElectronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)
Please See Continuation Sheet

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category *	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X, E	US 2005/006088 A1 (Abramov et al) 13 January 2005 (13/01/05), see entire document.	1-30
X	US 3,583,677 A (Phillips) 8 June 1971 (08.06.1971), see entire document.	1-7, 23-27

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.☐ See patent family member.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"B" earlier application or patent published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T"

later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X"

document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y"

document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is considered with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"Z"

document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

23 August 2005 (23.08.2005)

Date of mailing of the international search report

15 SEP 2005

Name and mailing address of the ISA/US

Mail Stop PCT, Aste ISA/US
Commissioner for Patents
P.O. Box 1450
Alexandria, Virginia 22313-1450

Facsimile No. (703) 305-3230

Authorized officer

William P Neuder

Telephone No. 571-272-3600

Form PCT/ISA/210 (second sheet) (January 2004)

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US04/37702

Continuation of B. FIELDS SEARCHED Item 3:
EAST
search terms: electro-acoustic and sonotrode

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCT**NOTIFICATION OF THE RECORDING
OF A CHANGE**(PCT Rule 92bis.1 and
Administrative Instructions, Section 422)

To:

HECKER, Gary, A.
The Hecker Law Group, PLC
1925 Century Park East
Suite 2300
Los Angeles, CA 90067
ETATS-UNIS D'AMERIQUE

Date of mailing (day/month/year) 12 January 2007 (12.01.2007)	IMPORTANT NOTIFICATION
Applicant's or agent's file reference 79150-913-PCT	
International application No. PCT/US2004/037702	International filing date (day/month/year) 12 November 2004 (12.11.2004)

1. The following indications appeared on record concerning:			
☒ the applicant	☐ the inventor	☐ the agent	☐ the common representative
Name and Address ESCANABA HOLDINGS, INC. P.O. Box 662 Road Town Tortola Virgin Islands, British		State of Nationality GB	State of Residence GB
		Telephone No.	
		Facsimile No.	
		Teleprinter No.	
2. The International Bureau hereby notifies the applicant that the following change has been recorded concerning:			
☐ the person	☒ the name	☒ the address	☐ the nationality ☐ the residence
Name and Address KLAMATH FALLS, INC. Clitco Building Wickhams Cay P. . Box 662 Road Town Tortola Virgin Islands, British		State of Nationality GB	State of Residence GB
		Telephone No.	
		Facsimile No.	
		Teleprinter No.	
3. Further observations, if necessary: []			
4. A copy of this notification has been sent to:			
☒ the receiving Office		☒ the designated Offices concerned	
☐ the International Searching Authority		☐ the elected Offices concerned	
☐ the International Preliminary Examining Authority		☐ other:	

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland Facsimile No. +41 22 338 82 70	Authorized officer Roslik-Milliquet Ana Facsimile No. +41 22 338 87 20 Telephone No. +41 22 338 96 13
---	--

**"MÉTODO Y DISPOSITIVO ELECTROACÚSTICO PARA LA ÉSTIMULACIÓN DE
LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE MASA PARA LOGRAR
RECUPERACIÓN MEJORADA DE POZOS."**

5

MEMORIA DESCRIPTIVA

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

10 [0001] La presente invención se refiere a la industria petrolera, 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.

15 [0002] 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
20 (arcillas, colides, 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 fluida o ser extraído, la precipitación de costras inorgánicas, la decantación de parafina y asfalto o bitumen, la hidratación de arcilla, la invasión de
25 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.

30 [0003] 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 reciba 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.

[0004] 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 compartimento, 16, al interior del cual fluye el fluido producido a partir de la formación o depósito, 12, llenando el compartimento, (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 compartimento revestido acumula petróleo, algo de agua, gas natural y también arena y residuos sólidos. Normalmente, la arena sedimenta hasta el fondo del compartimento, 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 pesada.

5 [0005] 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
10 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,
15 ellos puede aglomerar 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.

20 [0006] 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
15 recuperar.

[0007] La estimulación periódica de los pozos de petróleo y gas se
25 realiza aplicando tres tipos generales de tratamientos: acidificación, fracturación y tratamiento con solventes y calor. El tratamiento de acificación 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
30 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.

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).

[0008] 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.

[0009] 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 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 litros).

5 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.

10 [0010] La principal limitante para el uso de vapor de agua y solventes es la ausencia de agitación mecánica, requerida para disolver o mantener en suspensión la parafina y los asfaltenos o bitúmenes.

15 [0011] 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 gas, de tal modo que el encendido o la ignición de uno de ellos dispara el siguiente, es una sucesión o secuencia.

20 [0012] 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 factible de emplear debido al riesgo adicional de incendio y falta de control durante el período de tratamiento.

25 [0013] 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.

 [0014] 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).

5 [0015] 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
10 guiado.

[0016] Finalmente, J.W. Mac Manus y colaboradores propusieron en 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
15 dentro del pozo para lo cual se introduce un elemento calefactor en dicho pozo.

[0017] 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
10 que es necesario regenerar los pozos. Las técnicas mecánicas, químicas y convencionales para regenerar los pozos son los siguientes:

20 Lavado intensivo

Golpe de bombeado

Tratamiento con aire.

[0018] La disolución de los sedimentos con ácido clorhídrico u otros
25 ácidos combinados con otros agentes químicos:

Manguereado con agua a alta presión

Inyección de dióxido de carbono

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

[0019] Estos métodos operan con productos químicos peligrosos o trabajan con presiones de tanta energía que pueden ser riesgosos para la estructura del pozo.

[0020] 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 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.

[0021] Se han desarrollado técnicas de ultrasonido con el objetivo de aumentar la 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 fracturar el depósito para producir nuevos canales de drenaje.

[0022] 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 número elevado de radiadores piezocerámicos.

[0023] 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 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 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.

[0024] 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 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 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.

[0025] La patente US No. 6.279.653, concedida a Dennis C. Wegener y colaboradores, 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.

[0026] 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 recuperador 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.

[0027] 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.

[0028] 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.

[0029] La patente RU No. 2.026.969, perteneciente a Andrey A. Pechkov, titulada "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 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.

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

 [0030] 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
10 diferentes impedancias acústicas en el interior del pozo (rocas, agua y petróleo, entre otros).

 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
15 orificios que comunican el pozo con el depósito o reservorio.

DESCRIPCIÓN RESUMIDA DE LA INVENCION

 [0031] Uno de los principales objetivos de la presente invención es
20 desarrollar un método acústico altamente eficiente el cual proporciona una elevada movilidad de los fluidos en una región de la perforación del pozo.

 [0032] Otro objetivo es proveer un dispositivo acústico tipo "down 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
25 depósitos orgánicos tanto en, como también alrededor de la perforación del pozo.

 [0033] 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.

[0034] 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.

5 [0035] 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.

10 [0036] 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.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

15 [0037] La Figura 1 muestra un ejemplo del dispositivo de irradiación de acuerdo con las enseñanzas divulgadas aquí.

[0038] La Figura 2 muestra un diagrama ilustrando un ejemplo del método de acuerdo a la presente divulgación.

20 [0039] La Figura 3 muestra un corte longitudinal a través de un ejemplo de la unidad acústica,

[0040] La Figura 4 muestra un diagrama más detallado de una segunda modalidad de un ejemplo de unidad acústica divulgada aquí.

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

25 [0042] La Figura 6 es una vista en corte a través de la cuarta modalidad de un ejemplo del dispositivo de irradiación.

[0043] La Figura 6a es una vista en corte transversal de la Figura 6 según el eje A-A.

30 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

[0044] 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 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 superposición de ondas longitudinales y de corte, y estimulando de esta forma el desarrollo de los procesos de transferencia de masa dentro del pozo.

[0045] Esto se ha ilustrado mediante los diagramas presentados en la Figura 2, donde el vector de la velocidad oscilante $V^R_1(45)$ de las vibraciones longitudinales propagado en un radiador (46) está dirigido a lo largo del eje del radiador, mientras la distribución de amplitud de los desplazamientos vibratorios $\xi^R_{ml}(47)$ 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 $\xi^R_{rv}(48)$.

[0046] 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 $V^Z_1(51)$ 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 $\xi^Z_{ml}(501)$ 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).

[0047] 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 $V^Z_s(53)$ 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^Z_{ms} .

[0048] 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_r) y una longitud de onda característica $\lambda_1/4$.

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

$$f = \frac{F_A \eta \phi}{2nk\delta} \text{ (Ecuación 1)}$$

[0050] donde ϕ 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.

[0051] 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 ϕ 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

ϕ [%]	K[mD]	Frecuencia característica, KHz		
		$\eta = 0.5\text{mPa s}$ (agua)	$\eta = 1\text{mPa s}$ (petróleo normal)	$\eta = 10 \text{ mPa s}$ (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

[0053] 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.

[0054] Pasando a la Figura 3, un dispositivo electroacústico (20),
5 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), también conocido como cable soportante o transportador.

10 [0055] 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 cavidad (25) y una cámara de compensación (302). La primera cavidad (25) comunica con el exterior a
15 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 primera 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
20 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).

[0056] Encima de la cámara de compensación (302) se ubica una segunda cámara (301), denominada "cámara de estimulación", localizada en una
25 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).

[0057] 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
30 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 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) 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).

[0058] 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 $L \geq \lambda/2$.

[0059] La bocina (32) está soldada en el transductor (36), el cual debe ser preferente un transductor electroacústico, tal como transductor segmento 2 extractivo o pieza cerámica, rodeado por la bobina (37).

[0060] Para mejorar el sistema de refrigeración, el transductor (36) se ha constituido en dos partes (no mostradas en la Figura 2).

[0061] La bobina (37) está conectada convenientemente con un conductor eléctrico (38), el cual se extiende desde una fuente de poder o de energía (39) 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).

[0062] 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 conductor de alimentación común (38).

[0063] En este caso el sonotrodo o guía de onda de (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).

[0064] La Figura 5 muestra otra modalidad de desarrollo del principio 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.

[0065] 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).

[0066] Los otros elementos de construcción del sistema son similares a aquellos descritos anteriormente para la Figura 3.

[0067] Para aumentar la eficiencia de operación del sonotrodo (61), se ha modificado su construcción de acuerdo a las Figuras 6 y 6a.

[0068] 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, la 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 una región de la perforación del pozo de un pozo para producir vibración de corte o cizalle en la mencionada región de la 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 del pozo.

2. El método de acuerdo a la reivindicación 1, CARACTERIZADO porque 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_r y una longitud de onda $\lambda/4$.

3. El método de acuerdo a la reivindicación 2, CARACTERIZADO porque una frecuencia de desplazamiento de un campo acústico que provee dicho flujo acústico con una velocidad U_r tiene por lo menos un valor correspondiente a una frecuencia característica calculada para el medio poroso a ser irradiado.

4. El método de acuerdo a la reivindicación 3, 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.

5. El método de acuerdo a la reivindicación 1, CARACTERIZADO porque dicho flujo acústico promueve evitar daños en las formaciones en la región de la perforación del pozo.

6. Un dispositivo electroacústico para la estimulación de procesos de transferencia de masa que aumenten 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:

(a) un sonotrodo o guía de onda, cuya superficie de irradiación está ubicada a lo largo de un eje del pozo y que tiene un largo igual o superior a media longitud de onda característica de las vibraciones generadas, donde dicho sonotrodo produce vibraciones de corte o de cizalle en la región de la perforación del pozo debido al desplazamiento de fase de las vibraciones mecánicas producidas a lo largo del eje 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.

7. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 6, CARACTERIZADO porque dicha superposición de las ondas longitudinales y de corte o cizalle está conformada para proveer un flujo acústico con una velocidad U_f y una longitud de onda $\lambda/4$.

8. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 7, CARACTERIZADO porque dicho sonotrodo tiene una forma geométrica tubular con un diámetro exterior, D_0 , y tiene un extremo en forma de bocina y un extremo opuesto con una forma semi-esférica, y tiene un diámetro exterior igual a $D_0/2$.

9. El dispositivo electroacústico de acuerdo la reivindicación 8, **CARACTERIZADO** porque dicha forma geométrica tubular tiene dimensiones determinadas por las condiciones de operación bajo parámetros de resonancia de vibraciones longitudinales y radiales de una frecuencia de resonancia natural de un transductor electroacústico contenido en dicho dispositivo electroacústico, donde la mencionada frecuencia de resonancia natural es por lo menos un valor correspondiente a una frecuencia característica calculada para el medio a ser irradiado por dicho dispositivo electroacústico.

10. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 9, **CARACTERIZADO** porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico magneto restrictivo.

11. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 9, **CARACTERIZADO** porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico piezoeléctrico.

12. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 9, **CARACTERIZADO** porque dicho dispositivo electroacústico incluye dos o más transductores electroacústicos constituyentes de un sistema vibrador que opera en fase, conectado con dicho sonotrodo a una distancia múltiple de media longitud de onda de las ondas longitudinal y radial generadas.

13. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 12, **CARACTERIZADO** porque comprende $2n$ sistemas vibradores, los cuales al estar agrupados en pares consecutivos, entonces los transductores electroacústicos de cada par del sistema vibrador operan en fase, y cada par siguiente opera en antifase o fase contraria con respecto del sistema vibrador adyacente al mismo.

14. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 13, CARACTERIZADO porque n es un número entero.

15. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 8, CARACTERIZADO porque dicho sonotrodo incluye una carcasa cilíndrica provista de por lo menos dos ranuras.

16. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 15, 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 .

17. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 16, CARACTERIZADO porque las dimensiones de dicha forma geométrica tubular están determinadas por las condiciones de trabajo bajo parámetros de resonancia de vibraciones radiales y longitudinales de una frecuencia natural de resonancia de un transductor electroacústico contenido en el mencionado dispositivo electroacústico, donde dicha frecuencia de resonancia natural es por lo menos el valor de una frecuencia característica calculada para el medio a ser irradiado por dicho dispositivo electroacústico.

18. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 17, CARACTERIZADO porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico magneto restrictivo.

19. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 17, CARACTERIZADO porque dicho transductor electroacústico es un transductor electroacústico piezoeléctrico.

20. El dispositivo electroacústico de acuerdo a las reivindicaciones 10 u 11, **CHARACTERIZADO** 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 múltiples de media longitud de onda de las ondas longitudinal y radial generadas.

21. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 20, **CHARACTERIZADO** porque comprende $2n$ sistemas vibradores, los cuales al estar agrupados en pares adyacentes consecutivos, los transductores electroacústicos de cada par de sistemas vibradores operan en fase, y cada par siguiente opera en antifase con respecto del sistema vibrador adyacente a éste.

22. El dispositivo electroacústico de acuerdo a la reivindicación 21, **CHARACTERIZADO** porque n es un número entero.

23. Un método para aumentar la productividad de pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, **CHARACTERIZADO** porque comprende:

(a) introducir un dispositivo electroacústico en un pozo que tiene una región de perforación del pozo;

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

(c) producir vibraciones de corte o de cizalle en dicha región de perforación del pozo debido al desplazamiento de fase de las vibraciones mecánicas producidas a lo largo un eje del mencionado pozo;

(d) establecer condiciones alternantes de tensión y presión dentro de dicho pozo mediante la irradiación del medio poroso adyacente a dicha perforación del pozo dentro de dicho pozo vía superposición de ondas longitudinales y de corte

en el medio poroso, estimulando con ello la ocurrencia o el desarrollo de procesos de transferencia de masa dentro del pozo;

(e) proveer un campo acústico resultante y flujo en dicho medio poroso;

y

5

(f) recuperar un fluido deseado a partir de dicho pozo.

24. El método de acuerdo a la reivindicación 23, 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
10 mayores que las fuerzas viscosas de dicho medio irradiado.

25. El método de acuerdo a la reivindicación 23, CARACTERIZADO porque dicha superposición de ondas longitudinales y de corte se realiza de tal modo de proveer un flujo acústico que tienen una velocidad U_f y una longitud de onda $\lambda/4$.

15

26. El método de acuerdo a la reivindicación 25, CARACTERIZADO porque, además, comprende la etapa de calcular una frecuencia característica para el medio poroso a ser irradiado, donde una frecuencia de desplazamiento de dicho campo acústico entregando al mencionado flujo acústico una velocidad U_f , siendo por lo menos un valor correspondiente a dicha frecuencia característica calculada para el
20 medio poroso a ser radiado.

27. El método de acuerdo a la reivindicación 23, CARACTERIZADO porque dicho dispositivo electroacústico incluye un sonotrodo (guía de onda) cuya superficie de irradiación está dispuesta a lo largo de un eje de dicho pozo, donde
25 dicho sonotrodo tiene un largo igual a, o superior a media longitud de onda característica de las vibraciones generadas.

28. El método de acuerdo a la reivindicación 27, CARACTERIZADO porque dicho dispositivo electroacústico incluye por lo menos dos o más
30 transductores electroacústicos formando un sistema vibrador operando en fase,

conectado con dicho sonotrodo a distancias que son múltiples de media longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

5 29. El método de acuerdo a la reivindicación 27, CARACTERIZADO porque, además, comprende la etapa de proveer $2n$ sistemas vibradores, los cuales al estar agrupados en pares consecutivos adyacentes, entonces los transductores electroacústicos de cada par del sistema vibrador operan en fase, y cada par siguiente opera en antifase con respecto del sistema vibrador adyacente al mismo.

10 30. El método de acuerdo a las reivindicaciones 27, 28 ó 29, 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 e un perímetro de una carcasa cilíndrica de dicho sonotrodo o guía de onda.

Resumen:

Se divulga un dispositivo electroacústico y el método relacionado para aumentar la capacidad de producción de los pozos que contienen petróleo, gas y/o agua. El dispositivo electroacústico produce vibraciones que permiten estimular la ocurrencia o el desarrollo de procesos de transferencia de masa dentro del pozo. El flujo acústico resultante generado en el medio poroso, producido por superposición de ondas longitudinales y de corte o de cizalle, se desarrolla encima de un valor de umbral de frecuencia característico específico para el agua, petróleo normal y petróleo pesado, con una densidad de energía acústica capaz de establecer poros con una fluidez más alta en el medio poroso, promoviendo la movilidad y la recuperación del fluido deseado y la reducción de formaciones perjudiciales en una perforación de un pozo.

El dispositivo electroacústico para el fondo de la perforación ("down hole") es una unidad sumergida colocada en la zona de producción del pozo y consiste en un generador eléctrico, uno o más transductores electroacústicos y uno o más sistemas de gulas de onda (sonotrodos), incluyendo radiadores de tipo tubular, los cuales proveen la transmisión de vibraciones elásticas al interior del medio bajo tratamiento.

REIVINDICACIONES MODIFICADAS (Art. 19)

**[Recibido por la Oficina Internacional el 15 de noviembre de 2005
(15.11.2005): reivindicaciones originales 1 a 30 sustituidas por
reivindicaciones modificadas 1 a 25]**

5

1.) Un método para estimular la ocurrencia de procesos de transferencia de masa que aumentan la capacidad de producción de pozos que contengan petróleo, gas y/o agua, que comprende:

(a) introducir vibraciones mecánicas a la región de la perforación de un pozo para producir vibraciones cortantes en la mencionada región de perforación de pozo, debidas a desplazamiento de fases de vibraciones mecánicas producidas a lo largo del eje del pozo mencionado, y

(b) obtener, en forma alternativa, tensión y presión dentro del pozo mencionado, por superposición de ondas longitudinales y cortantes en medios porosos, que de este modo se irradian, y dentro del pozo mencionado, para con ello estimular las ocurrencias de procesos de transferencia de masa dentro del pozo mencionado;

donde la mencionada superposición de ondas longitudinales y cortantes proporciona un flujo acústico en la región de la perforación, con velocidad U_r y longitud de onda $\lambda/4$, y donde un desplazamiento de frecuencia de un campo acústico que proporciona el mencionado flujo acústico tiene al menos un valor que corresponda a una frecuencia característica calculada para los medios porosos mencionados que se van a irradiar.

2.) El método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el campo acústico generado induce zonas de mayor fluidez en los medios porosos, como

25

resultado de las fuerzas inerciales que son mayores que las fuerzas viscosas de los medios irradiados mencionados.

3.) El método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el flujo acústico mencionado fomenta la eliminación de daños a la formación en la zona de perforación del pozo.

4.) Un dispositivo electroacústico para estimular procesos de transferencia de masa que aumentan la capacidad de producción de pozos que contengan petróleo, gas y/o agua, introduciendo ondas mecánicas en una región de perforación de los mencionados pozos, que comprende:

un sonotrodo, cuya superficie de irradiación se dispone a lo largo de un eje de un pozo, y cuya longitud es igual a, o mayor que la mitad de una longitud de onda característica de las vibraciones generadas, y el mencionado sonotrodo produce vibraciones cortantes en la región de perforación, debidas al desplazamiento de la fase de las vibraciones mecánicas producidas a lo largo del eje del pozo y que producen tensión y presión en forma alternativa, debidas a la superposición de ondas longitudinales y cortantes así producidas, y que establecen procesos resultantes de transferencia de masa dentro de los pozos que contienen petróleo, gas y/o agua, donde la superposición mencionada de ondas longitudinales y transversales se adaptan para producir un flujo acústico con velocidad U_T y longitud de onda $\lambda/4$;

donde el sonotrodo mencionado tiene una forma geométrica tubular, cuyas dimensiones están determinadas por las condiciones de operación bajo parámetros de resonancia de vibraciones longitudinales y radiales de una frecuencia natural de resonancia de un transductor electroacústico contenido en el mencionado dispositivo electroacústico, donde la mencionada frecuencia natural de resonancia tiene cuando menos un valor que corresponde a una

frecuencia característica calculada para los medios que se van a irradiar por el mencionado dispositivo electroacústico.

5.5) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 4, donde la forma geométrica tubular mencionada tiene un diámetro externo, D_0 , y tiene un extremo en forma de cuerno, y un extremo opuesto que tiene forma de media esfera, y que tiene un diámetro interno igual a $D_0/2$.

6.6) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 4, donde el transductor electroacústico mencionado es un transductor electroacústico magnetoestrictivo.

10 7.7) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 4, donde el mencionado transductor electroacústico es un transductor electroacústico piezoeléctrico.

8.8) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el dispositivo electroacústico mencionado incluye 2 o más transductores electroacústicos que forman un sistema vibratorio que opera en fase, conectado a distancias que son múltiplos de la mitad de la longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

9.9) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 8, que comprende $2n$ sistemas vibratorios que, cuando se agrupan en pares consecutivos, los transductores electroacústicos de cada par de sistemas vibratorios operan en fase, y cada tercer par opera en antifase con respecto al sistema vibratorio adyacente.

10.10.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 9, donde n es un número entero.

11.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 5, en el que el sonotrodo mencionado incluye a una caja cilíndrica que tiene cuando menos dos ranuras.

12.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 11,
5 en el que las ranuras mencionadas son paralelas a un eje longitudinal del sonotrodo mencionado, y tienen una longitud que es un múltiplo de la mitad de la longitud de onda generada por el dispositivo electroacústico mencionado, y cuyo ancho está en el intervalo de $0.3D_0$ a $1.5D_0$.

13.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 12,
10 en el que el transductor electroacústico mencionado es un transductor electroacústico magnetostrictivo.

14.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 12, en el que el dispositivo electroacústico mencionado es un transductor electroacústico piezoeléctrico.

15.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 6 o 7, en el que el mencionado dispositivo electroacústico incluye dos o más transductores electroacústicos que forman un sistema vibratorio que opera en fase, conectado al sonotrodo mencionado a distancias que son múltiplos de la mitad de la longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

16.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 15, que comprende $2n$ sistemas vibratorios, que cuando se agrupan en pares consecutivos adyacentes, los transductores electroacústicos de cada par del sistema vibratorio operan en fase, y cada tercer par opera en antifase con respecto al sistema vibratorio adyacente a él.

17.) El dispositivo electroacústico de acuerdo con la reivindicación 16, en el que n es un número entero.

18.) Un método para aumentar las productividades que contienen petróleo, gas y/o agua, que comprende:

(a) introducir un dispositivo electroacústico en un pozo que tenga una zona de perforación;

5 (b) activar el dispositivo electroacústico mencionado, donde el paso de activación mencionado introduce vibraciones mecánicas a la región de perforación mencionada;

(c) producir vibraciones cortantes en la región de perforación mencionada, debidas a desplazamiento de fase de las vibraciones mecánicas
10 producidas a lo largo de un eje del pozo mencionado;

(d) establecer fuerzas de tensión y de presión alternadas dentro del pozo mencionado, irradiando los medios porosos adyacentes a la región de perforación mencionada y dentro del pozo mencionado, por superposición de ondas longitudinales y cortantes en medios porosos, estimulando así la
15 ocurrencia de procesos de transferencia de masa dentro del pozo mencionado;

(e) proporcionar un campo acústico resultante y un flujo en los medios porosos mencionados, donde una frecuencia de desplazamiento del campo acústico mencionado tenga cuando menos un valor que corresponda a una frecuencia característica de los medios porosos que se van a irradiar, y

20 (f) recibir un flujo deseado del pozo mencionado.

19.) El método de acuerdo con la reivindicación 18, en el que el campo acústico generado mencionado induce zonas de mayor fluidez en los medios porosos mencionados, como resultado de fuerzas inerciales generadas que son mayores que las fuerzas viscosas de los medios irradiados mencionados.

25 20.) El método de acuerdo con la reivindicación 18, en el que la mencionada superposición de ondas longitudinales y cortantes se adaptan para

proporcionar un flujo acústico que tiene una velocidad U , y una longitud de onda $\lambda/4$.

21.) El método de acuerdo con la reivindicación 20, que comprende además el paso de calcular una frecuencia característica mencionada para los
5 medios porosos mencionados que serán irradiados.

22.) El método de acuerdo con la reivindicación 18, en el que el dispositivo electroacústico mencionado incluye un sonotrodo cuya superficie de irradiación se dispone a lo largo de un eje del pozo mencionado, y el sonotrodo mencionado tiene una longitud igual a, o mayor que la mitad de una longitud de
10 onda característica de las vibraciones generadas.

23.) El método de acuerdo con la reivindicación 22, en el que el dispositivo electroacústico mencionado incluye cuando menos dos, o más, transductores electroacústicos que forman un sistema vibratorio que opera en fase, conectado al sonotrodo mencionado a distancias que son múltiplos de la
15 mitad de la longitud de onda de las ondas longitudinales y radiales generadas.

24.) El método de acuerdo con la reivindicación 22, que además comprende el paso de proporcionar $2n$ sistemas vibratorios, que cuando se agrupan en pares adyacentes consecutivos, los transductores electroacústicos de cada par del sistema vibratorio operan en fase, y cada par adyacente opera
20 en antifase con respecto al sistema vibratorio adyacente a él.

25.) El método de acuerdo con la reivindicación 22, 23 o 24, en el que el sonotrodo mencionado incluye a una pluralidad de ranuras, y dichas ranuras se hacen de tal manera que están espaciadas uniformemente a lo largo de un perímetro de una caja cilíndrica del mencionado sonotrodo.

FIG. 1

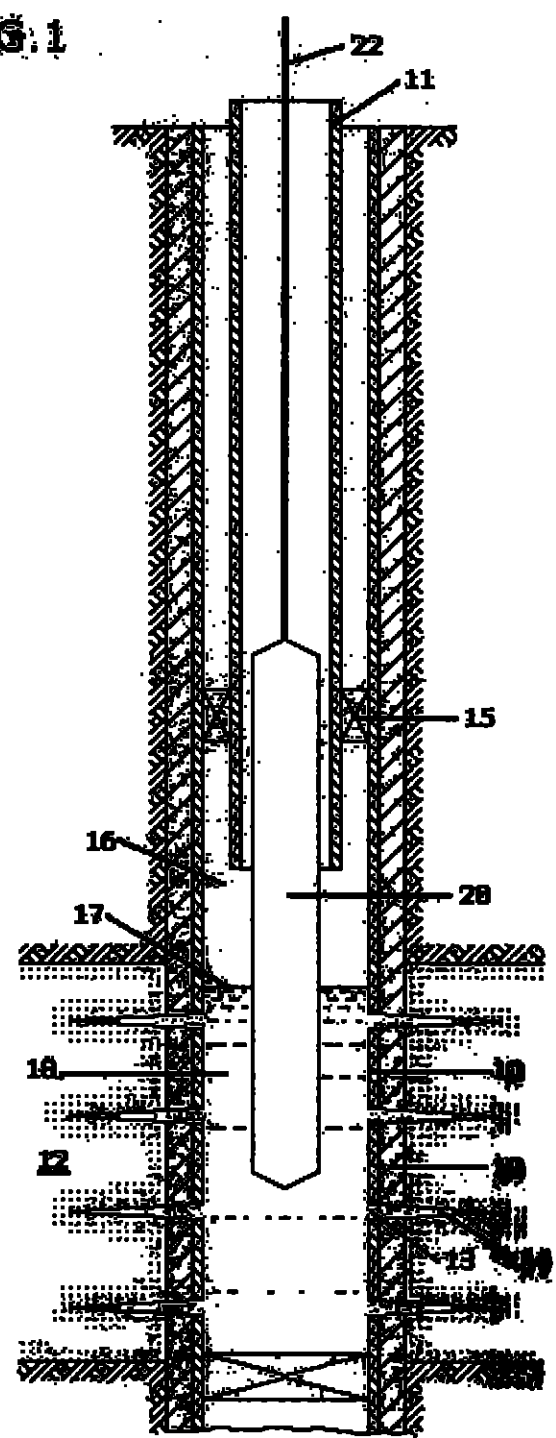
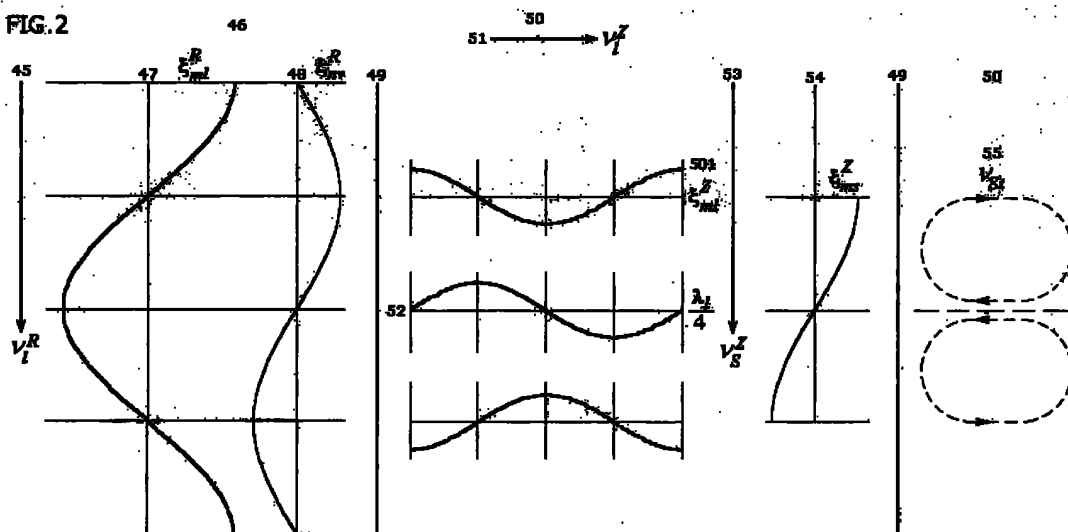
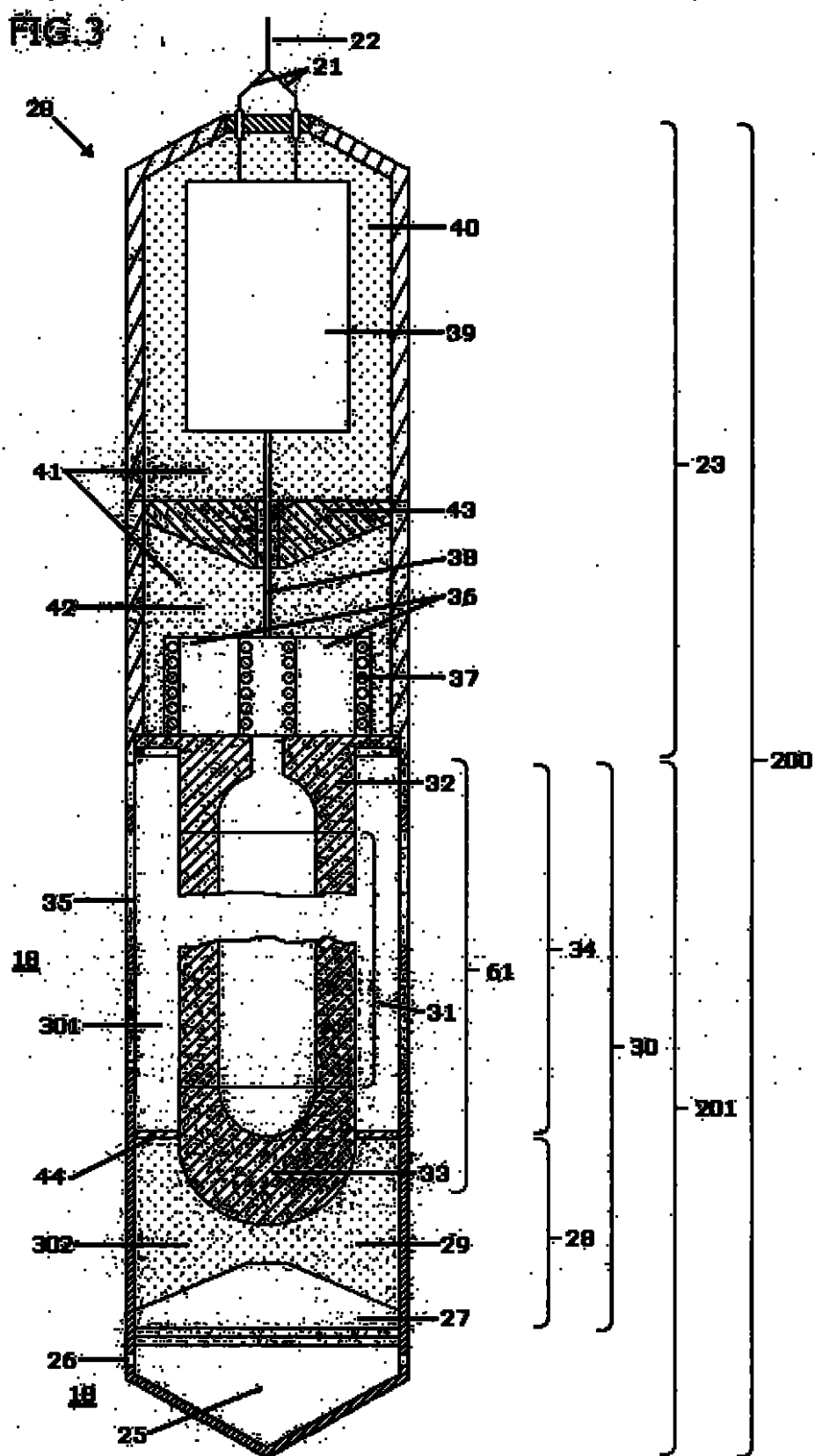


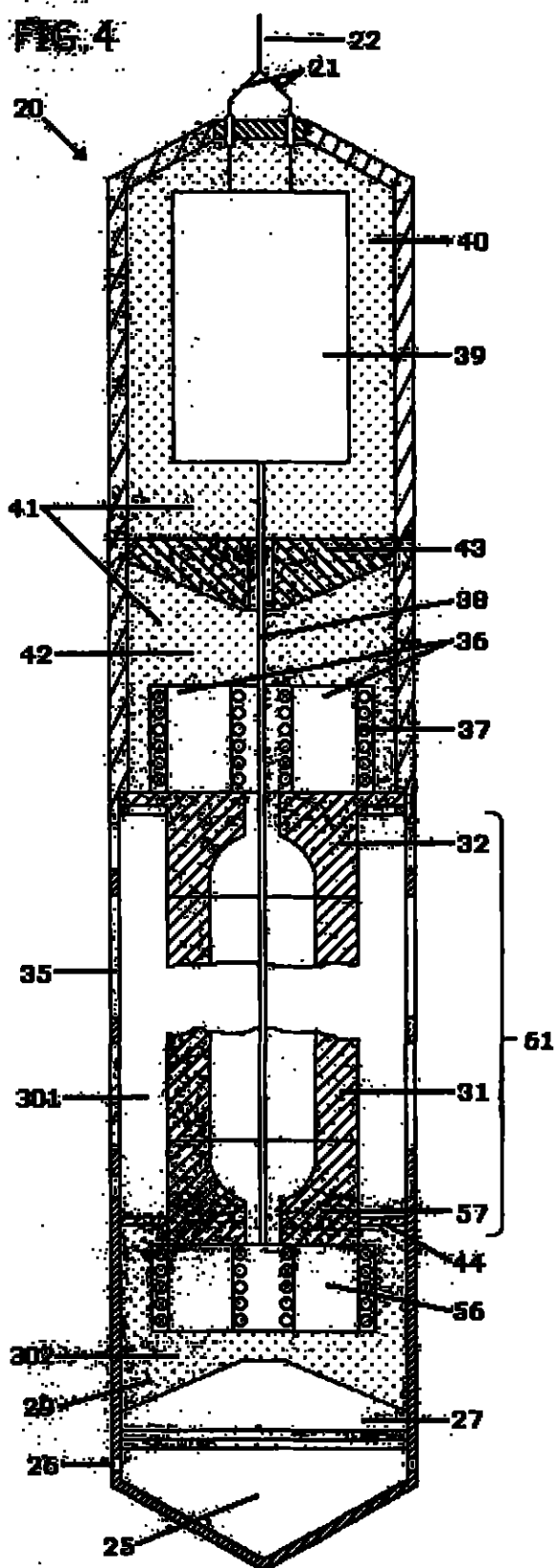
FIG. 2



~~F~~

FIG. 3





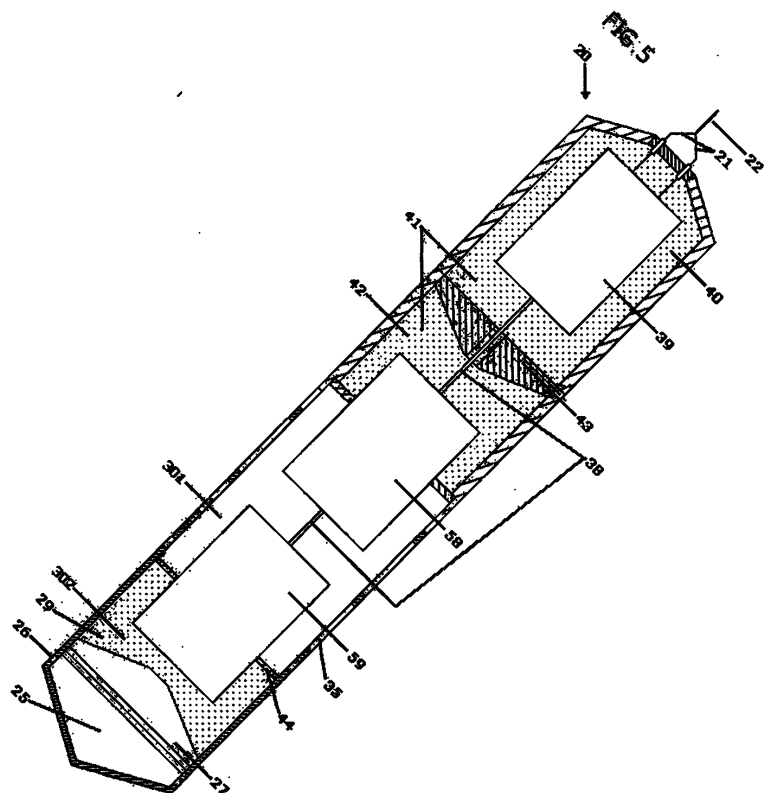


FIG. 6

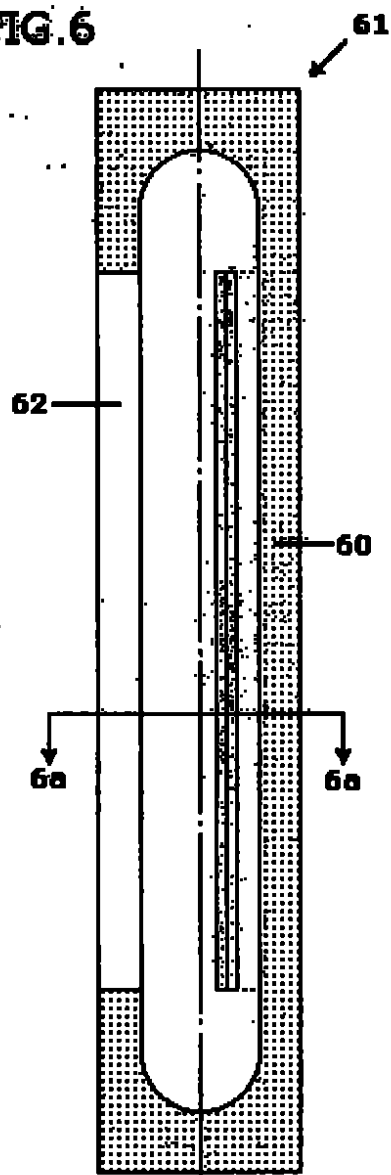


FIG. 6a

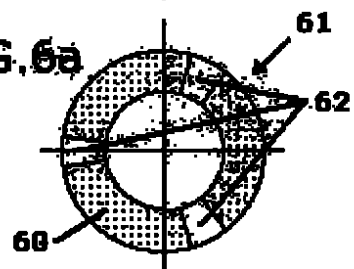


FIG. 1

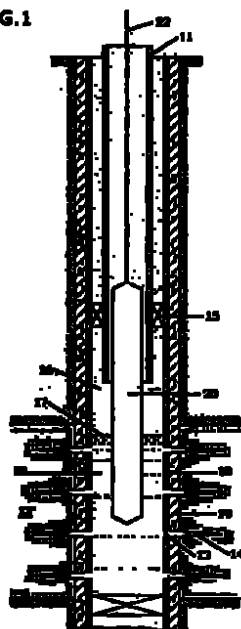
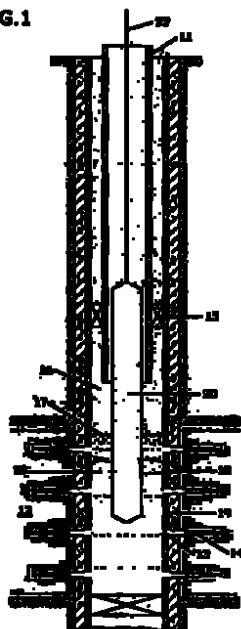


FIG. 1



40

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 07-039485- -00000-0000

Fecha: 2007-04-20 13:08:59 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTE IYI Eve: 378 FASENACIONAL
Act. 411 PRESENTACION Folios: 51



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

**REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE
PCT**

PATENTE DE INVENCION



MODELO DE UTILIDAD []

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente [✓]
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [✓]
- ◆ Descripción de la invención [✓]
- ◆ Dibujos de ser estos pertinentes [✓]
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas [✓]

COMPLETA []

INCOMPLETA []

DISEÑO INDUSTRIAL []

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial []
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud []
- ◆ Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño []
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

ESQUEMA DE TRAZADO []

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado []
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud []
- ◆ Representación gráfica del esquema trazado []
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

Carolina M. Neiva Cortes
Firma Responsable

Fecha _____

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
Conmutador: 3 82 08 40
Fax: 350 52 20
E-mail: Info@slc.gov.co
www.slc.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

51

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
RUBIO CAMACHO HUMBERTO
Apoderado(a) y/o Representante de
KLAMATH FALLS, INC

REFERENCIA	Radicación No.	7 39465
	Solicitud internacional	PCT/US2004/037702
	Fecha inicio fase nacional	11/06/2007
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	7326

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

1. La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante. (Art. 26-k) Decisión 486.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única No.10 de 2001.

ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la división de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de
fecha 15 JUN 2007
adpall