



Organización CSA Ltda. Q

# Industria y Comercio

## SUPERINTENDENCIA

Delegatura de Propiedad Industrial  
División de Nuevas Creaciones

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  
INVENTARIO

PCT

### SOLICITUD

## PATENTE DE INVENCION

1. EXPEDIENTE No. 08-47201

4. TÍTULO AGENTE DE DESVIACION PARA ESTIMULACION  
DE CERA PESADA

61. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL \_\_\_\_\_

71. SOLICITANTE CONOCOPHILLIPS COMPANY

DOMICILIO TEXAS, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

74. APODERADO EMILIO FERRERO  
C.C. 438.019 de Usaquén

22. BOGOTÁ, D. C., \_\_\_\_\_

Peg. 6-06-08

**Industria y Comercio**

SUPERINTENDENCIA

**PETITORIO**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-047201- -00000-0000

Fecha: 2008-05-09 17:17:14 Dep. 2020 NUECREACION  
Tra. 11 PATENTEIYII Eje: 378 FASENACIONALI  
Act. 411 PRESENTACION Folios: 53**FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE****PCT****ENTRADA EN FASE NACIONAL**

13 Mayo 2008

**SOLICITUD DE:**

1

☒ Patente de Invención.☐ Patente de Modelo de Utilidad.☒ Capítulo I.☐ Capítulo II.

2

**SOLICITANTE  
(71)**Nombre: **CONOCOPHILLIPS COMPANY**  
sociedad constituida y existente bajo las  
leyes del Estado de Delaware, Estados  
Unidos de América.Dirección: 600 North Dairy Ashford,  
Houston,  
Texas 77079,  
Estados Unidos de AméricaDomicilio: Houston,  
Texas,  
Estados Unidos de América**IDENTIFICACIÓN**

C.C.

☐

NIT

☐

C.E.

☐

Otro

☐

Cual

Número

3

**REPRESENTANTE  
O APODERADO**Nombre: **EMILIO FERRERO**  
Dirección: Carrera 4ª. No. 72-35  
Teléfono: 347 36 11  
Fax: 211 86 50  
E-mail: clientes@cavelier.com  
Domicilio: Bogotá, Colombia.**IDENTIFICACIÓN**

C.C.

☒

NIT

☐

C.E.

☐

Otro

☐

Cual

Número 438.019 T.P 31.929

4

**INVENTOR (ES)  
(72)**1. **John C. BRADEN**  
3001 Wentworth Street,  
Anchorage,  
Alaska 99508,  
Estados Unidos de América

5

**PCT (86)**Solicitud Internacional No. PCT/US2006/037158Fecha: 25 de septiembre de 2006Publicación Internacional No. WO 2007/047026 A3Fecha: 26 de abril de 2007

6

**Título (54)****AGENTE DE DESVIACION PARA ESTIMULACION DE CERA PESADA**

7

**Clasificación Internacional (51)** E21B 043/004

8

**Prioridad**SI ☒ NO ☐

(33) País de Origen

US

(32) Fecha

13 de octubre de 2005

(31) Número de Solicitud

11/249,576

9

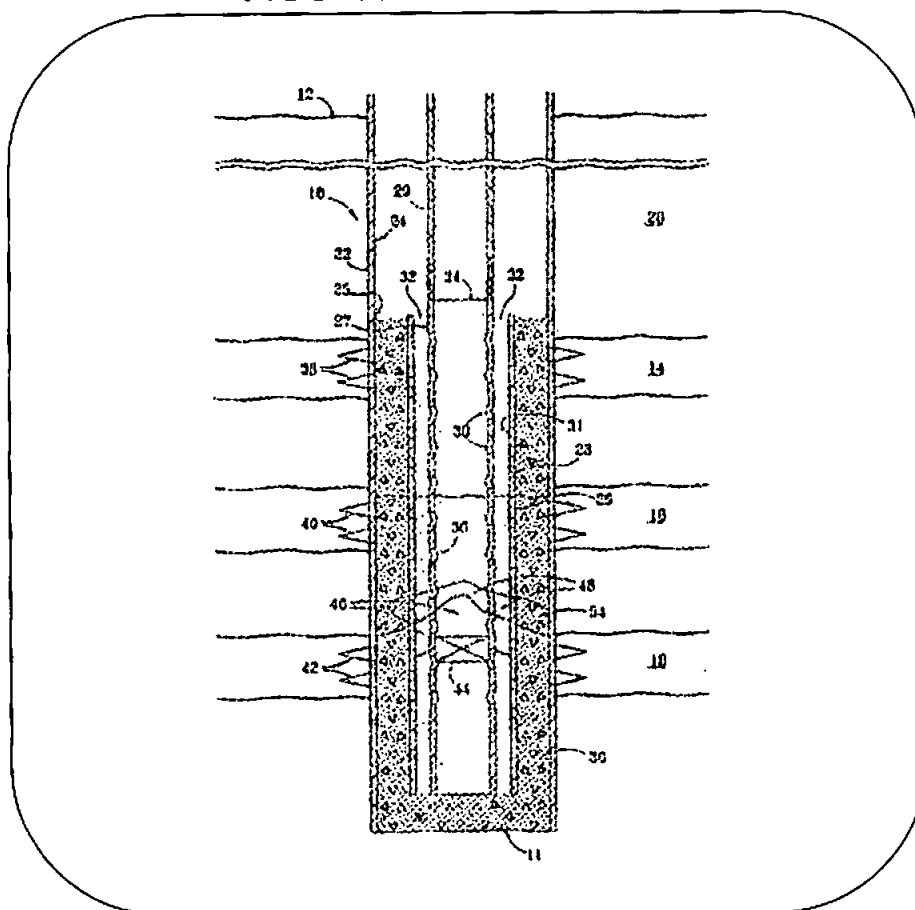
**Comprobante de pago No.:** 08-30,234**Fecha:** 14 de abril de 2008

10

**Anexos:**

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud por \$ 501.000.00.
- ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
- ☒ Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☒ Poderes, si fuere el caso.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☐ Declaraciones.
- ☒ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☐ Copia del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- ☐ Traducción del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- ☐ 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 12x12
- ☐ 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.
- ☒ Otros: VER HOJA DE DOCUMENTOS ANEXOS

11

**FIGURA CARACTERÍSTICA**

12

Solicito la concesión de la patente,

NOMBRE: EMILIO FERREROFIRMA: *Emilio Ferrero*

C.C. 438.019 de Usaquén T.P. 31.929

**DOCUMENTOS ANEXOS**

1. ☒ Publicación Internacional WO 2007/047026 A3

Descripción:

Páginas 9 en el idioma original

Páginas 14 en español

Reivindicaciones: Número (s) 24

Figuras: Número (s) 5

2. ☒ Forma PCT/ISA/210. Informe de Búsqueda Internacional.

3. ☒ Extracto de publicación.

**NO SE REALIZARON MODIFICACIONES EN LA  
FASE INTERNACIONAL**

Representación y Poder con autenticación notarial y Apostille para patentes, modelos de utilidad, diseños industriales, marcas de fábrica, nombres comerciales, enseñas, nombres de dominio, lemas comerciales, licencias.

Representation and Power-of-Attorney with notarial authentication and Apostille for patents, utility models; industrial designs, trademarks, commercial names, trade emblems, domain names, slogans, licenses.

## REPRESENTACION Y PODER

## REPRESENTATION AND POWER-OF-ATTORNEY

Yo (nosotros), abajo firmado (s)/I (we), the undersigned

CONOCOPHILLIPS COMPANY

domiciliado (s) en/or 600 North Dairy Ashford,

Houston, Texas 77079, U.S.A.

por el presente nombramos a EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, tpa. 23555 y GERMAN CAVELIER, tpa. 832, domiciliados en la Carrera 4a N° 72-35, Bogotá, Colombia, en obediencia a lo dispuesto en el parágrafo 1o del Artículo 543 del Código de Comercio, el primero como principal y los demás como suplentes, en su orden, como mis (nuestros) representantes en todos los asuntos de propiedad industrial con facultad para recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extrajudiciales. El primer representante suplente reemplazará al principal en caso de ausencia o impedimento temporal o definitivo de aquél. La misma regla se aplicará cuando el segundo representante suplente haya de reemplazar al primero, o el tercero al segundo. En tales casos, el representante principal, o el primero, o segundo suplente, en su caso, o ambos, declararán su intención de no ejercer la representación mediante declaración autenticada por Notario Público en Colombia, o por Notario u otro Funcionario Público, o Cónsul de Colombia; en el extranjero; y si se tratare de impedimento, con el certificado respectivo. Si alguno de los nombrados faltare definitivamente, el siguiente tomará su lugar. Cuando cesare la ausencia o impedimento del representante principal, o de su primero o segundo suplentes, en su caso, podrán ejercer la representación, en su orden, uno u otros según el caso, asumiéndola por el solo hecho de ejercerla, cesando en ese momento el ejercicio de la representación por el primero, segundo o tercer suplente en su caso.

Además, confiero (conferimos) poder a los abogados arriba nombrados, para obtener la protección de mi (nuestra) propiedad industrial y contra la competencia desleal, a cuyo efecto autorizo (amos) a los dichos apoderados para que me (nos) representen ante cualesquiera entidades o personas, ejerzan o no jurisdicción, especialmente ante las del orden administrativo, contencioso-administrativo y judicial, así como los tribunales de arbitramento, en todo lo concerniente a los siguientes asuntos: a) Obtención de patentes de invención, modelos de utilidad y diseños industriales; el registro de marcas de fábrica, colectivas, defensivas, de servicio, lemas comerciales, nombres comerciales, enseñas, nombres de dominio, variedades vegetales y denominaciones de origen; su renovación, traspaso, cambio de nombre o domicilio, cancelación voluntaria; y el registro de licencias de uso de esos derechos; b) Las acciones de competencia desleal, protección del consumidor, oposiciones u observaciones, cancelación administrativa y judicial, nulidad, medidas cautelares, concesión de licencias, la tutela, la protección de secretos industriales, y en general los juicios civiles, penales, administrativos o contencioso-administrativos relacionados con

in due compliance with the terms of paragraph 1st. of article 543 of the Commercial Code, do hereby appoint EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, tpa. 23555 and GERMAN CAVELIER, tpa. 832, domiciled at Carrera 4a N° 72 35, Bogotá, Colombia, the first as principal and the others as alternates, in the order of their appointment, as our representatives for all industrial property matters with faculty to receive notifications and to appoint attorneys in and out of Court. The first alternate shall replace the principal in case of his absence or of temporal or definitive impediment. The same rule will apply when the second alternate representative is to replace the first one, or when the third is to replace the first or second alternates in their turn, or both of them, second. In such cases, the principal representative, or the first or second alternates in their turn, or both of them, shall state their intention not to act as representatives through a declaration given before a Notary Public in Colombia, or before a Notary or another Public Official or a Colombian Consul abroad; and in case of impediment, the appropriate certificate shall suffice. If any of the appointees were to be definitely absent, the following alternate shall take his place. When the absence or impediment of the principal representative, or of the first or second alternate in their turn ceases, the representation can be taken again in their sequence, by the principal, the first or second alternate depending on case, and the mere fact or its exercise will suffice. The exercise of the representation by the first, second or third alternates in their turn shall end at such time. In addition, we grant a Power of Attorney in favor of the above named attorneys at law so that they may obtain the protection of my (our) industrial property and against the unfair competition, for which purpose I (we) authorize the said attorneys to represent me (us) before any authorities or persons, with or without jurisdiction, specially those administrative, administrative contentious and judicial, as well as before Arbitration Court, in all matters concerning the following: a) Obtainment of patents, utility models and industrial designs; the registration of trademarks, collective, defensive and service marks, slogans, commercial names, trade emblems, domain names, vegetal varieties and denominations of origin; its renewal, assignment, change of name or domicile, voluntary cancellation; and the registration of licenses of use of the above rights; b) Actions of unfair competition, protection to the consumer, oppositions or observations, administrative or Court cancellation, nullity, infringement, granting of licenses, the action for writ mandamus, the protection of trade secrets, and in general the civil, penal, and administrative suits relating to those rights, actions and suits

31 MAR 2008  
ABLO MENDEZ BARRAL  
NOTARIO (E)

9  
2  
estos derechos, acciones y procesos que promovamos o se nos promuevan. Y para que en todos los asuntos arriba determinados, puedan sustituir este mandato, transigir, conciliar, admitir los hechos del proceso, desistir, cancelar, recibir, renunciar, y ratificar los actos de agentes oficiales.

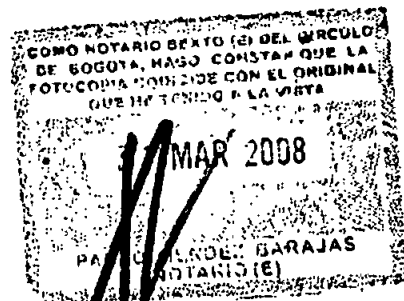
instituted by me (us) or against me (us). And that in all the above matters they may substitute this Power of Attorney, compromise, conciliate, admit the facts of the case, desist, cancel, receive, resign, and ratify acts done by representatives without a power of attorney.

Dado y firmado hoy/Given and signed this 8th day of December, 2003

en/in Houston, Texas USA

por/by Michael A. Gist, Assistant Secretary

Firma Michael A. Gist Signature



CERTIFICACIÓN NOTARIAL (INDIVIDUO)

A los \_\_\_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_  
de 200 \_\_\_\_\_ ante mí, Notario Público o Funcionario Autorizado  
de \_\_\_\_\_  
compareció(eron) 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

Notario Público o Funcionario Autorizado --Notary Public or Attesting Official \_\_\_\_\_

CERTIFICACIÓN NOTARIAL (SOCIEDAD)

Hoy 8 de Diciembre de 2003  
Compareció(eron) ante mí  
Michael A. GIST  
quien(es) conozco personalmente y que firma(n) este  
documento en representación de la Sociedad/compañía  
denominada CONOCOPHILLIPS COMPANY

Certifico:

1. Que he visto los siguientes documentos: \*  
Artículos de constitución de Conoco  
Phillips Company fechados en Agosto  
30, 2002.

2. Que dichos documentos prueban lo siguiente:

2.1. Que CONOCOPHILLIPS COMPANY

es una Sociedad/Compañía legalmente constituida y existente  
de acuerdo con las leyes de Delaware, E.U.A.

2.2. Que el domicilio de dicha Sociedad/Compañía es  
600 North Dairy Ashford,  
Houston, Texas 77079, E.U.A.

2.3. Que el objeto u objetos para los cuales se otorga el presente  
poder están comprendidos dentro del objeto social de la  
mencionada Sociedad/Compañía.

2.4. Que el(los) Sr.(Sres.) Michael A. GIST  
está(án) autorizado(s) para otorgar el presente Poder.  
Ciudad HOUSTON  
Estado TEXAS  
Hoy 8 de diciembre de 2003

Notario Público o Funcionario Autorizado -- Notary Public or Attesting Official Patricia M. Freasier

\* Los documentos deben identificarse con fecha y origen

© CAVELIER ABOGADOS  
WPP00E01-181 (MINUTA Nº 12.1.1.2.6 USA)

NOTARIAL CERTIFICATION (INDIVIDUAL)

On this \_\_\_\_\_ day of \_\_\_\_\_  
200 \_\_\_\_\_ before me, a Notary Public or Attesting Official 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 CERTIFICATION (CORPORATION)

On this 8th day of December 2003  
appeared before me  
Michael A. Gist  
who(m) I know personally and who(m) signed this document as  
representative(s) of the Corporation/Company named  
CONOCOPHILLIPS COMPANY

I certify:

1. That I have seen the following documents: \*  
Articles of Incorporation of ConocoPhillips  
Company dated August 30, 2002

2. That the above documents duly prove the following:

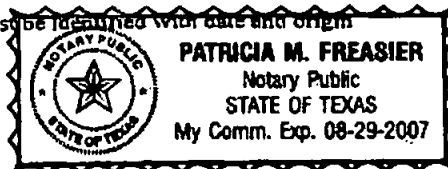
2.1. That CONOCOPHILLIPS COMPANY

is a Corporation/Company legally constituted and in existence  
in accordance with the laws  
of Delaware, USA

2.2. That the domicile of said Corporation/Company is  
600 North Dairy Ashford,  
Houston, Texas 77079, U.S.A.

2.3. That the purpose or purposes for which the present Power  
of Attorney is granted are comprised within the corporation  
purposes set forth in the charter of the mentioned  
Corporation/Company.

2.4. That Mr.(Messrs.) Michael A. GIST  
is(are) authorized to grant the present Power of Attorney.  
City Houston  
State Texas  
This 8th day of December 2003



TRADUCCIÓN OFICIAL 011/2004 DE UN DOCUMENTO ESCRITO EN INGLÉS Y EN ESPAÑOL, REALIZADA POR EDUARDO CALADO NOGUERA, TRADUCTOR OFICIAL APROBADO POR RESOLUCIÓN 541 DEL 27 DE FEBRERO DE 1976 POR EL MINISTERIO DE JUSTICIA Y DEBIDAMENTE REGISTRADO ANTE EL MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA Y MEDIANTE EL CUAL CONOCOPHILLIPS COMPANY, EMPRESA DOMICILIADA EN 600 NORTH DAIRY ASHFORD, HOUSTON, TEXAS 77079, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA OTORGA PODER A EMILIO FERRERO, TPA 31929, GONZALO PERDOMO, TPA 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ TPA 23555 Y A GERMÁN CAVELIER, TPA 832. EXPEDIDO Y FIRMADO HOY 8 DE DICIEMBRE DE 2003 EN HOUSTON, TEXAS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA POR MICHAEL A. GIST, SUBSECRETARIO. FIRMADO: MICHAEL GIST

CERTIFICADO NOTARIAL EN INGLÉS Y EN ESPAÑOL POR EL CUAL SE CERTIFICA LA COMPARECENCIA DE MICHAEL GIST PARA FIRMAR EL PODER ARRIBA CITADO A NOMBRE DE CONOCOPHILLIPS COMPANY Y PARA CERTIFICAR LA EXISTENCIA LEGAL, EL DOMICILIO DE DICHA EMPRESA Y LA CAPACIDAD DE MICHAEL A. GIST PARA COMPROMETER A DICHA FIRMA. HOUSTON, TEXAS, 8 DE DICIEMBRE DE 2003. FIRMADO: PATRICIA M.

FREASIER. SELLO: PATRICIA M. FREASIER, NOTARIO PÚBLICO, ESTADO DE TEXAS. MI CARGO VENCE EL 29 DE AGOSTO DE 2007.

ESTADO DE TEXAS  
SECRETARÍA DE ESTADO

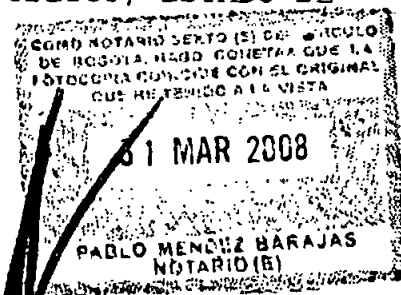
APOSTILLA:

(Convención de La Haya del 5 de octubre de 1961)

1. Estados Unidos de América

Este documento público

2. ha sido firmado por PATRICIA M FREASIER



3. quien actúa en su calidad de NOTARIO PÚBLICO, ESTADO DE TEXAS

4. lleva el sello de PATRICIA M FREASIER, NOTARIO PÚBLICO, ESTADO DE TEXAS, CARGO VENCE EL 29 DE AGOSTO DE 2007

CERTIFICADO

5. en AUSTIN, TEXAS

6. el 30 de diciembre de 2003

7. por el Secretario de estado de Texas

8. Certificado N-380295

9. Sello:

El estado de Texas

Firma: Goeffrey S. Connor, secretario de estado

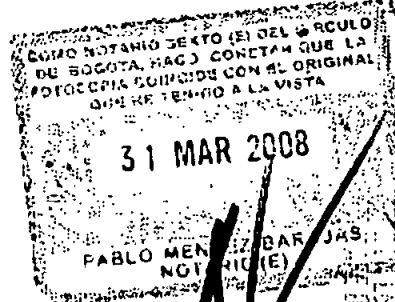
COLO-13953-704-001-2

WPCL002G ID 5268

Bogotá, 21 de enero de 2004.

*Eduardo Calado N.*

Eduardo Calado Noguera  
"TRADUCTOR OFICIAL"  
INGLES - ESPAÑOL - INGLÉS  
Res. 341 Febrero de 1999

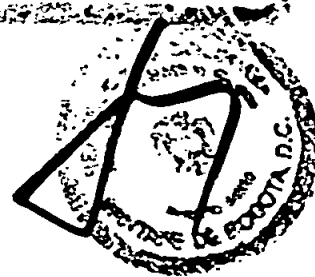


*Eduardo Calado*  
406477

2004 JAN 22 P 12:49

NO SE ASUME  
RESPONSABILIDAD  
POR EL CONTENIDO DE ESTE TEXTO

COMO NOTARIO SEXTO DEL CIRCULO DE SANTAFE DE  
BOGOTA, HAGO CONSTAR QUE LA(S) FIRMA(S) DE  
Rolando Calado  
Noguera  
CONCURREN CON LA FIRMA REGISTRADA POR  
EL(A) ELLOS) EN ESTA NOTARIA  
SANTAFE DE BOGOTA, 22 ENE 2004



COMO NOTARIO SEXTO DEL CIRCULO  
DE BOGOTA, HAGO CONSTAR QUE LA  
FOTOCOPIA CONCURRE CON EL ORIGINAL  
QUE HE TENIDO A LA VISTA  
**31 MAR 2008**  
PABLO DE LA ROSA  
ABOGADO (E)

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization  
International Bureau



(43) International Publication Date  
26 April 2007 (26.04.2007)

(10) International Publication Number  
**WO 2007/047026 A3**

- (51) International Patent Classification:  
E21B 43/04 (2006.01)
- (21) International Application Number:  
PCT/US2006/037158
- (22) International Filing Date:  
25 September 2006 (25.09.2006)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:  
11/249,576 13 October 2005 (13.10.2005) US
- (71) Applicant (for all designated States except US): CONO-  
COPHILLIPS COMPANY (US/US); 600 North Dairy  
Ashford, Houston, TX 77079 (US).

GB, GD, GE, GH, GM, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP,  
KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT,  
LU, LV, LY, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ,  
NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU,  
SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, SV, SY, TJ, TM, TN, TR,  
TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every  
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,  
GM, KE, 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, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, 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:**

— as to applicant's entitlement to apply for and be granted a  
patent (Rule 4.17(ii))

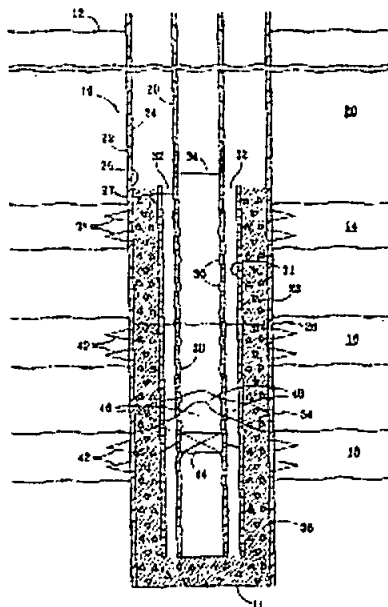
**Published:**

— with international search report  
— before the expiration of the time limit for amending the  
claims and to be republished in the event of receipt of  
amendments

(88) Date of publication of the international search report:  
3 January 2008

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

(54) Title: HEAVY WAX STIMULATION DIVERTING AGENT



(57) Abstract: A method and composition for isolating a selected subterranean formation in a subterranean formation having a gravel pack over a plurality of producing zones.

WO 2007/047026 A3

- 1 -

## HEAVY WAX STIMULATION DIVERTING AGENT

## FIELD OF THE INVENTION

The present invention relates to a method and composition for isolating a selected subterranean zone in a subterranean formation having a gravel pack over a plurality of producing zones.

## BACKGROUND OF THE INVENTION

In many oil and gas production operations, it is found that after drilling a well from the earth's surface through the subterranean zones of interest, one or more of the zones may produce undesirable quantities of particulate matter so that the well becomes plugged or so that if entrained to the surface the particulate matter constitutes a problem with the fluid-handling equipment. In such instances, it is common to use a gravel pack which comprises a layer of gravel positioned around an inner circumference of the well to prevent the flow of particulates from the formation with the produced fluids. A wide variety of techniques are used to position the gravel in the well. A number of such techniques are disclosed in Petroleum Engineering Handbook, Editor-in-Chief Howard B. Bradley, third printing, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A., 1998, pages 56 and 58 and Chapter 8, "Gravel Pack Placement", pages 45-57.

Such gravel packing techniques typically utilize a gravel layer positioned around the inside of the circumference of the well over a producing area or areas. Typically the gravel is held in place by a screen. A variety of types of screens may be used. One such screen is a BAKERWELD screen marketed by Baker Oil Tools. This screen includes a wire wrap screen positioned around a perforated base pipe. The wire wrap screen is typically offset from the perforated base pipe. The production tubing normally extends to the top of the gravel pack assembly. The perforated base pipe acts as the tubing within the perforated intervals and as a substrate to wrap the wire, creating a screen around the perforated base pipe. An annular offset is formed between the perforated base pipe and the wire wrap screen. The production tubing does not necessarily extend into the perforated base pipe. Other types of screens typically use the wire wrap and may or may not also include layers of woven screen, sized particles or both.

- 2 -

When it is necessary to treat one of a plurality of formations positioned in a gravel pack which covers a plurality of formations, it has been found that it is difficult to achieve the isolation of a single formation or a group of formations since there is an annular space (gap) between the outside of the perforated base pipe and the inside of the screen surrounding the perforated base pipe. This gap extends around the outside of the base pipe and permits the flow of material through the annular space, even when the base pipe is blocked and when the gravel pack is blocked.

### SUMMARY OF THE INVENTION

Since it is necessary in some instances to isolate producing formations, which produce through a gravel pack which covers a plurality of formations, effective methods have been sought to effectively plug the perforated base pipe, the gap and the gravel pack above and below and above or below the formation of interest. It is now been found that an effective plug can be produced by treating a selected one of a plurality of subterranean formations penetrated from an earth surface by a well with a gravel pack comprising gravel positioned around an outer circumference of the well and over the subterranean formations with a screen inside the gravel, the well further including a perforated base pipe in fluid communication with an inside of the screen and the earth surface, the method comprising: positioning at least one packer in the tubing to isolate at least the selected one of the subterranean formations; positioning a quantity of a particulate mixture consisting essentially of a wax having a melting point above the treatment temperature of the selected subterranean formation and a finely-divided particulate metal salt, the mixture having a specific gravity greater than water above the at least one packer; and, injecting a quantity of a treating material into the well and into the selected subterranean formation.

Further, a method is disclosed for isolating a selected one of a plurality of subterranean formations penetrated from an earth surface by a well with a gravel pack comprising gravel positioned around an outer circumference of the well and over the subterranean formations with a screen inside the gravel, the well further including a perforated base pipe in fluid communication with an inside of the screen and the earth surface, the method comprising: positioning at least one packer to isolate at least the selected one of the subterranean formations; and, positioning a quantity of a particulate mixture consisting essentially of a wax having a melting point above the treatment temperature of the selected subterranean formation and a finely-divided particulate

- 3 -

metal salt, the mixture having a specific gravity greater than water above the at least one packer.

The invention further comprises a composition for shutting off a well. The composition consists essentially of a mixture of a wax having a melting point above about 52°C (125°F); and, a finely-divided particulate metal salt, the mixture having a specific gravity greater than water.

### BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

FIG 1. shows a well, including a gravel pack over three producing subterranean formations, with the gravel pack comprising a gravel layer contained in place by a screen with a gap existing between the screen and a perforated base pipe with a plug in place according to the present invention;

FIG 2. shows a further embodiment of the present invention wherein a pair of plugs are in position to isolate a selected subterranean formation;

FIG 3 shows a further embodiment of the present invention in an open-hole well;

FIG 4 shows a cross-sectional top view of a wire wrap screen including a perforated base pipe; and,

FIG 5 shows an isometric view of the top of a wire wrap screen including a perforated base pipe.

When used herein, the terms "comprising" or "including" when introducing a list of alternatives means that additional elements to those listed may be present. The term "consists of" means that the feature that is stated to "consist of" the stated material must consist only of those elements.

When used herein the phrases "consists essentially of", "consisting essentially of" and similar phrases do not exclude the presence of other steps, elements, or materials that are not specifically mentioned in this specification, as long as such steps, elements or materials, do not affect the basic and novel characteristics of the

invention, additionally, they do not exclude impurities normally associated with the elements and materials used.

### DESCRIPTION OF PREFERRED EMBODIMENTS

In the discussion of the Figures, the same numbers will be used throughout to refer to the same or similar elements.

In FIG 1 a well 10 is shown extending from an earth surface 12 through an overburden 20 and through producing formations 14, 16, 18 to a well bottom 11. It will be understood that the well bottom 11 could be a substantial distance below formations 14, 16, and 18, as known to those skilled in the art.

Well 10 comprises a wellbore 22, including a casing 24 having an inside diameter 25. Casing 24 is typically cemented in place as known to those skilled in the art. A perforated base pipe 26 having an outside 27 and perforations shown as holes 30 (which may be slots) extends through a screen 28 and is connected to a production tubing 29 at a connection 34 with production tubing 29 being in fluid communication with the earth surface and producing formations 14, 16 and 18. A gravel pack comprising gravel 36 positioned around the inside 25 of casing 24 is positioned over perforations 38, 40 and 42 into formations 14, 16 and 18 respectively. The gravel is held in place by a screen 28, which may be any suitable screen such as the Baker Oil Tools screen discussed above. Though the screen is connected to the base pipe, an annular space 32 (gap) is present between the outside of the perforated base pipe 26 and an inside 31 of screen 28. In operation, fluids flow from formations 14, 16 and 18. Typically in formations which require a gravel pack, solids are produced with the fluids recovered from these formations if no gravel pack is used. In many instances it is desirable to be able to selectively treat one or more of the formations while isolating the other formations. In FIG 1 a packer 44 is positioned to isolate formation 18 so that formations 14 and 16 can be treated.

A plug is formed by positioning a retrievable packer 44 in the perforated base pipe 26 at a level below a bottom of formation 16. When such plugs are used, a treating solution which is pumped into the well will pass through an annulus 32 between inside 31 of screen 28 and the outside of perforated base pipe 26 and through perforations 38, 40 and 42, thereby treating formation 18 as well as formations 14 and

- 5 -

16. According to the present invention, this difficulty is avoided by placing a mixture 46 comprising a wax and a metallic salt over plug 44 in an amount sufficient to deform outwardly over plug 44 through openings in the perforated base pipe 26 and into gap 32 to plug perforated base pipe 26 and gap 32 at a point below the bottom of formation 16 in the well above packer 44. Once the perforated base pipe 26 and the gap 32 have been plugged, a sealing agent such as a solidifying liquid, such as sodium silicate, urethane polymers or epoxy resins; a highly viscous liquid, such as acrylic gels, urethane gels or other natural or synthetic polymeric liquids; and, a finely ground slurry, such as micro-fine cement, silica flour or other finely ground solids, or the like can then be injected to settle into and plug the gravel pack, as shown.

In FIG 2 a similar treatment system is shown, but in this instance two packers are used to isolate zone 16. A second packer 50 is positioned above the top 48 of formation 16 and a tubing 52, such as coiled tubing or the like, is used to inject a treating solution into formation 16. In FIG 1 the injected treating solution will pass into formations 14 and 16. The treating solutions may be water shut-off materials, acidizing materials, scale inhibitors, corrosion inhibitors and the like. Substantially any well treatment known to those skilled in the art may be used after the formations which are to be isolated have been isolated according to the present invention.

In FIG 3 an embodiment is shown wherein a plug according to the present invention is used to isolate formation 14 from formations 16 and 18. In this instance, an uncased (open-hole) well is shown. It is well known that gravel screens can be used in both cased and uncased wells. In either instance, the method of the present invention is effective. Once the treatment has been completed, the wax/metallic salt plug may be flushed from the well by passing a warm material into the well to warm the well to melt the wax and remove the plug or the plug may be removed by the use of a solvent, such as diesel fuel, xylene, crude oil or the like. Any suitable solvent which contains a high percentage of aromatics can be used. Desirably the calcium carbonate is very finely divided and is readily dispersed as the wax is dissolved or melted.

The wax/metal salt material is formed into pellets. Desirably the pellets are from about 3mm to about 10mm (about 1/8 to about 3/8 inches) in diameter and typically are about 10mm (3/8 inches) in diameter. The pellets can readily deform into the gap and against the screen. The size of the pellets can vary widely depending upon factors such as the width of the gap. In any instance, it is believed that pellets of

- 6 -

substantially any size will deform sufficiently to plug off the base pipe annulus, the gap and the screen. The wax pellets should be smaller than the perforations in the base pipe (about 10 mm in diameter) and larger than the width of the annulus (gap 32) between the outside of the base pipe and the inside of the screen (typically about 3 mm).

Desirably the particles of the mixture can be formed by any suitable technique, such as those disclosed in U.S. Patents 3,979,305; 3,316,965 and 3,455,390, which are hereby incorporated in their entirety by reference. The particles can vary widely in shape and size depending upon the process by which the particles are produced and the conditions under which they are to be used. Typically the particles can be spheroids, cubes, granules, buttons, flat discs, or mixtures thereof having mean diameters from about 0.1 microns to about 13mm (1/2 inch). Preferably the particles are from about 3mm to about 10mm (about 1/8 inch to about 3/8 inch) and are spherical.

Suitable waxes are selected from a group consisting of crystalline and microcrystalline petroleum waxes, beeswax, caruba wax, condellia wax, montan wax, fully refined petroleum waxes, long chain aliphatic hydrocarbon and oxidized hydrocarbon waxes, Fischer-Tropsch waxes, synthetic waxes and the like. Desirably, the wax is solid at room temperature and at the formation temperature and has a melting point higher (preferably at least 6°C (10°F)) than the formation temperature. Upon completion of the treatment, the formation temperature may be raised by injecting heated water or the like to melt the wax and remove the plug. Similarly, materials which are aromatic and are capable of dissolving the wax can also be used to dissolve the wax. Further the wax can be used in formations which have a temperature higher than the melting point of the wax by injecting sufficient water and the like to cool the formation. It is preferred that the wax have a melting temperature above the temperature of the formation as treated so that the wax can be removed by using a heated material or a dissolving material or by allowing a cooled formation to return to its uncooled temperature.

The metal salt is selected from the salts of Metals in Groups II, III, IV-A, V, VI, VII and VIII of the Periodic Table. A particularly preferred salt is calcium carbonate. Desirably the metal salt particles have a diameter no greater than about 10mm (3/8 inches) and preferably have a diameter from about 100 to about 18 mesh, U.S sieve. The metal salt may or may not be reactive with materials such as acids and the like since the metal salt after removal of the wax is finely dispersed by the

- 7 -

production of fluids from the formation. The mixture is accordingly readily removed once the well treatment is completed. The metallic salt and the wax may be removed by acids dispersed in aromatic-containing solvents.

Desirably the mixture of wax and metal salt has a specific gravity greater than water and in the event that the well contains brine, a specific gravity higher than the specific gravity of the brine. The amount of the calcium carbonate added to the wax is determined at least in part by the concentration of metal salt necessary to make the mixture heavier than water. Typically when calcium carbonate is used, the mixture is designed to contain from about 5 to about 30 weight percent calcium carbonate and from about 70 to about 95 weight percent wax. Preferably this mixture is also designed to have a melting point from about 52°C to about 121°C (about 125 to about 250°F). Such mixtures are designed to sink in water and deform outwardly over a packer to plug the production tubing to close the gap between the screen and the production tubing and to close the flow through the gravel in the area of the packer.

As discussed previously, plugs of this type can be used below and above a selected formation to isolate the formation for treatment by known well treating techniques.

In FIG 4, a cross-sectional top view of a perforated base pipe 26 with a wire wrap 28 is shown. Wire wrap screen 28 is separated from the outside of perforated pipe 26 by a plurality of offsets 56 which are typically about 3mm (1/8 inch) in height so that the wire wrap screen is separated from the outside of the perforated base pipe 26 by a space of approximately 3mm (1/8 inch). The screen is typically welded to at least a portion of the offsets to retain the screen in position relative to the perforated base pipe. The offsets may be welded to the base pipe at their ends, along their length or otherwise secured to the base pipe as known to the art. The construction of such screens is considered to be known to the art.

In FIG 5 an isometric top view is shown showing the same features of the screen, including the perforated base pipe, offsets and the wire wrap screen. The annular space 32 is the space between the inside of the wire wrap screen and the outside of the perforated pipe.

18

The composition of the present invention can be delivered to the well as a preformed composition or it can be produced at the well site by mixing the metal salt and the wax in a suitable pelletizing system to produce the pelletized mixture. This mixture is readily injected into the well and passed downwardly to the plug in the well which stops the mixture and allows it to deform outwardly around the plug to close off flow through the production tubing and the inside of the screen and the gravel zone.

In addition to using heated materials and aromatic-containing materials to dissolve the wax, less preferred but effective solvent materials are fluorocarbons, carbon tetrachloride and the like. For environmental reasons, these materials are less preferred.

10 In U.S. Patent 3,979,305 a fluid loss additive is disclosed comprising a wax, an oil-soluble polyhydroxy, higher fatty acid, a partial ester surface-active agent and a water dispersible surface active agent, such as polyethylene alkyl phenol. According to the present invention, only wax and the inorganic material are required. While the '305 Patent discloses additional materials, such as silica, calcium carbonate and the like for use as weighting agents, it has been found in the present invention that only the wax and the metal salt are required. There is no requirement for the polymeric materials and the composition of this invention is considered to be superior since it can be more readily controlled and removed without the polymeric materials.

20 U.S. Patent 3,316,965 discloses a composition comprising blends of hydrocarbons and polymers. Similar considerations apply to this reference and in the present invention, only the wax and the metal salt are required.

25 U.S. Patent 3,455,390 discloses a composition comprising a dispersion of finely divided oil soluble, water insoluble, solid particles in a liquid carrier. The water insoluble, solid particles may be oil soluble waxes in combination with a polymer of an olefin having between two and four carbon atoms, copolymers of a olefin having between two and four carbon atoms and an alkyl acrylate containing not more than four carbon atoms in the alkyl group and copolymers of a olefin having between two and four carbon atoms and copolymers of olefins having two and four carbon atoms and an ester formed by the reaction of acidic acid and unsaturated alcohol. Various preferred polymer components are listed. Again, the present invention is considered to be superior to the composition disclosed in this patent because of its simplicity and its effectiveness.

30

U.S. Patent 1,165,476 discloses materials such as blends of waxes, eutectic compounds, salts and asphaltenes, which are soluble in crude oil, as flow restrictive means. These materials are disclosed for use in gravel slurring and are disclosed to prevent premature liquid loss from a gravel slurry. These materials are also considered less suitable because of their complexity and because it is considered that the flexibility achievable by the use of the two component composition of the present invention is superior with respect to its removeability, effectiveness while in place and flexibility with respect to weighting.

The present invention comprises a simple, effective, highly flexible and economical method for treating a selected one of a plurality of formations having a gravel pack positioned over the formations. The present invention also provides an effective and economical method for selectively isolating a subterranean formation.

The present invention further comprises a composition for selectively isolating a selected subterranean formation behind a gravel pack.

While the present invention has been described by reference to certain of its preferred embodiments, it is pointed out that the embodiments described are illustrative rather than limiting in nature and that many variations and modifications are possible within the scope of the present invention. Many such variations and modifications may be considered obvious and desirable by those skilled in the art based upon a review of the foregoing description of preferred embodiments.

## CLAIMS

1. A method for treating a selected one of a plurality of subterranean formations penetrated from an earth surface by a well with a gravel pack comprising gravel positioned around an outer circumference of the well and over the subterranean formations with a screen inside the gravel, the well further including a perforated base pipe in fluid communication with an inside of the screen and the earth surface, the method comprising:
- 5
- a) positioning at least one packer in the base pipe to isolate at least the selected one of the subterranean formations;
- 10
- b) positioning a quantity of a particulate mixture consisting essentially of a wax having a melting point above the treatment temperature of the selected subterranean formation and a finely-divided particulate metal salt, the mixture having a specific gravity greater than water above the at least one packer; and
- c) injecting a quantity of a treating material into the well and into
- 15
- the selected subterranean formation.
2. The method of claim 1, wherein two packers are used.
3. The method of claim 1, wherein the wax is selected from the group consisting of crystalline and microcrystalline petroleum waxes, beeswax, caruba wax, condellia wax, monton wax, fully refined petroleum waxes, long chain aliphatic hydrocarbon and oxidized hydrocarbon waxes, Fischer-Tropsch waxes, synthetic waxes and the like.
- 20
4. The method of claim 1 the metal salt is selected from salts of Metals in Groups II, III, IV-A, V, VI, VII and VIII of the Periodic Table.
5. The method of any of claims 1-4, wherein the wax has a melting point at least 6°C (10°F) above the temperature of the selected formation.
- 25
6. The method of any of claims 1-4, wherein the metal salt has a particle diameter size of no greater than about 10mm (3/8 inches).
7. The method of claim 6, wherein the metal salt is calcium carbonate.

- 11 -

8. The method of any of claims 1-4, wherein the wax has a melting point between about 52°C and 121°C (about 125 and about 250°F).

9. The method of any of claims 1-4, wherein the mixture contains from about 5 to about 30 weight percent metal salt and from about 70 to about 95 weight percent wax.

10. A method for isolating a selected one of a plurality of subterranean formations penetrated from an earth surface by a well with a gravel pack comprising gravel positioned around an outer circumference of the well and over the subterranean formations with a screen inside the gravel, the well further including a perforated base pipe in fluid communication with an inside of the screen and the earth surface, the method comprising:

a) positioning at least one packer in the base pipe to isolate at least the selected one of the subterranean formations; and

b) positioning a quantity of a particulate mixture consisting essentially of a wax having a melting point above the treatment temperature of the selected subterranean formation and a finely-divided particulate metal salt, the mixture having a specific gravity greater than water above the at least one packer.

11. The method of claim 10, wherein two packers are used.

12. The method of claim 10, wherein the wax is selected from the group consisting of crystalline and microcrystalline petroleum waxes, beeswax, carnuba wax, candellia wax, monton wax, fully refined petroleum waxes, long chain aliphatic hydrocarbon and oxidized hydrocarbon waxes, Fischer-Tropsch waxes and synthetic waxes.

13. The method of any of claims 10-12, wherein the wax has a melting point at least 6°C (10°F) above the temperature of the selected formation.

14. The method of any of claims 10-12, wherein the metal salt has a particle diameter size of no greater than about 10mm (3/8 inches).

15. The method of any of claims 10-12, wherein the metal salt is calcium carbonate.

16. The method of any of claims 10-12, wherein the wax has a melting point between about 52°C to about 121°C (about 125 and about 250°F).

17. The method of claim 10, wherein the mixture contains from about 5 to about 30 weight percent metal salt and from about 70 to about 95 weight percent wax.

18. A composition for shutting off a well penetrating a subterranean formation, the composition consisting essentially of a mixture of:

- a) a wax having a melting point above about 52°C (125°F); and
- b) a finely-divided particulate metal salt, the mixture having a specific gravity greater than water.

19. The composition of claim 18, wherein the wax is selected from the group consisting of crystalline and microcrystalline petroleum waxes, beeswax, caruba wax, condellia wax-monton wax, fully refined petroleum waxes, long chain aliphatic hydrocarbon and oxidized hydrocarbon waxes, Fischer-Tropsch waxes, synthetic waxes and the like.

20. The composition of claim 18, wherein the wax has a melting point of at least 6°C (10°F) above the temperature of the subterranean formation.

21. The composition of claim 18, wherein the metal salt is selected from salts of Metals in Groups II, III, IV-A, V, VI, VII and VIII of the Periodic Table.

22. The composition of any of claims 18-20, wherein the metal salt is calcium carbonate.

23. The composition of any of claims 18-20, wherein the wax has a melting point between about 52°C and about 121°C (about 125 and about 250°F).

24. The composition of any of claims 18-20, wherein the mixture contains from about 5 to about 30 weight percent metal salt and from about 70 to about 95 weight percent wax.

FIG. 1

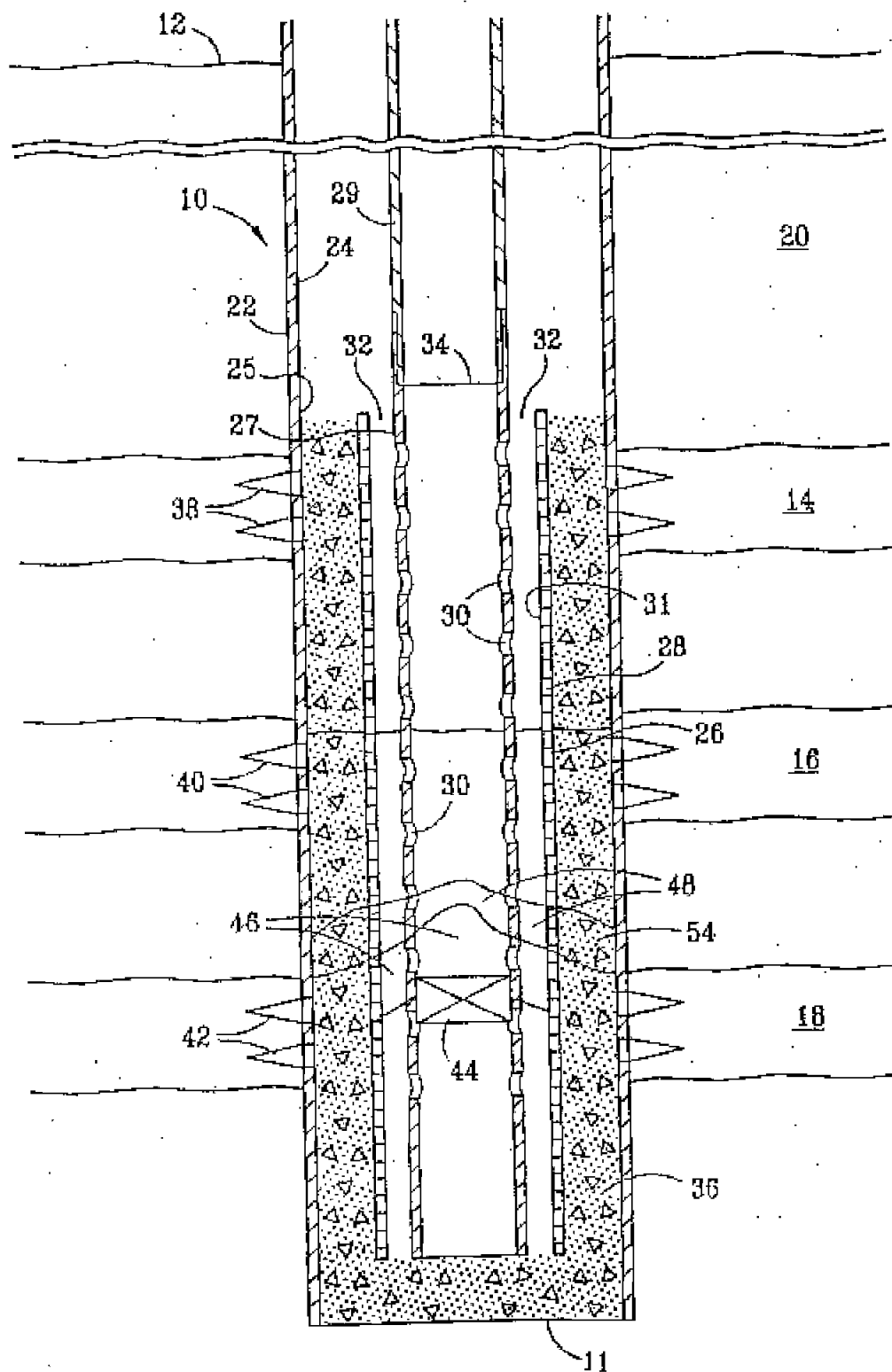


FIG. 2

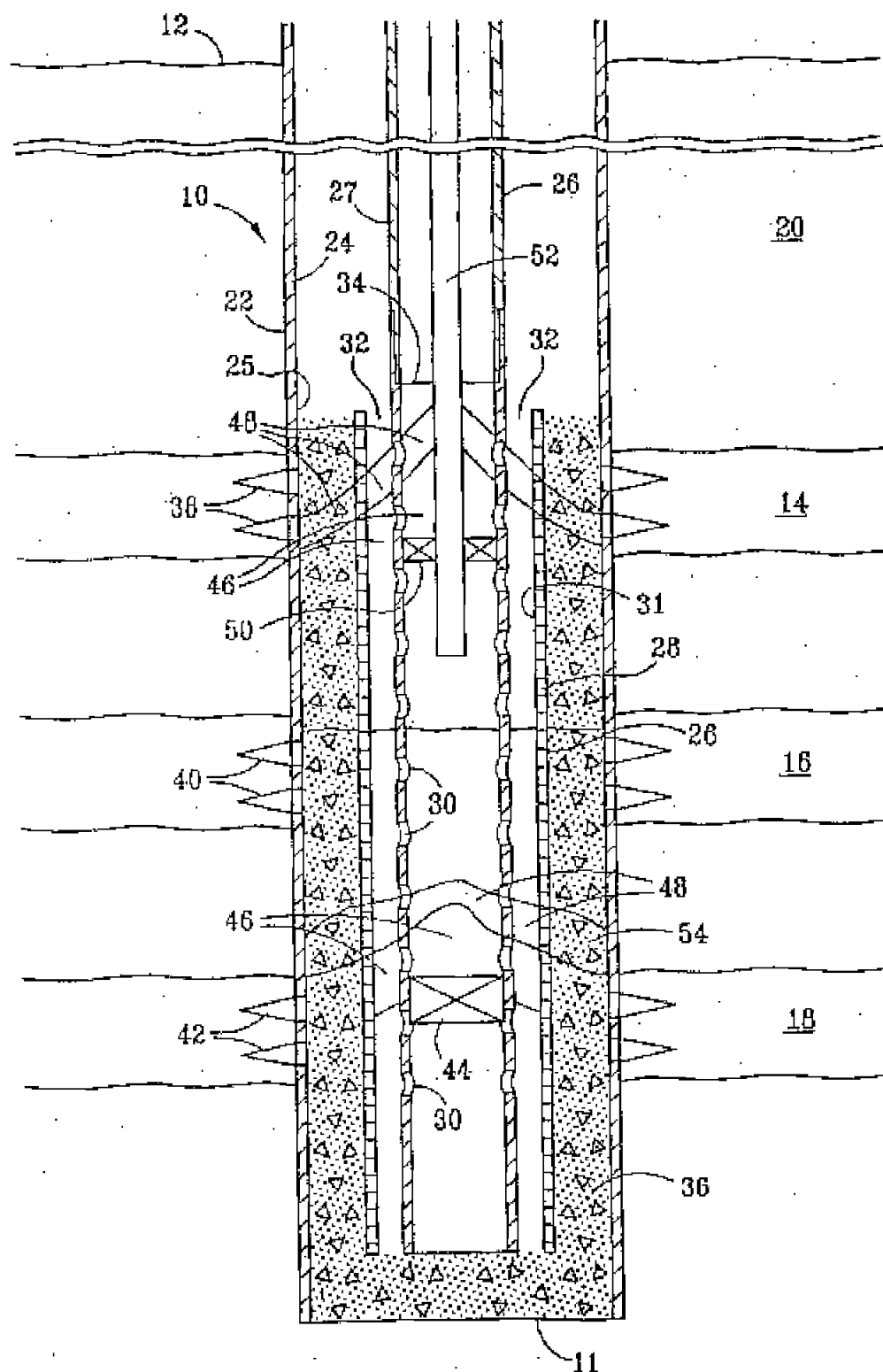
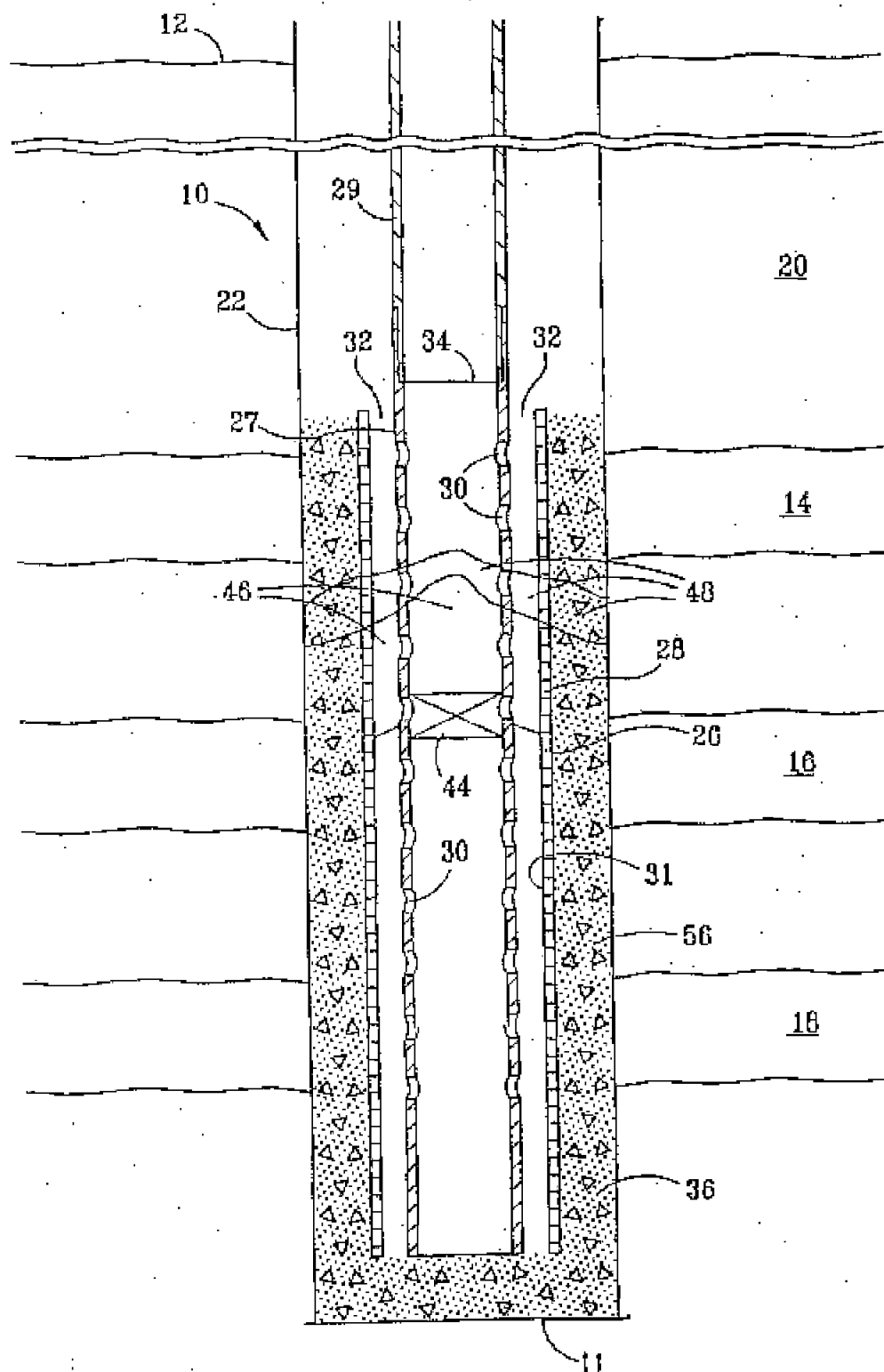
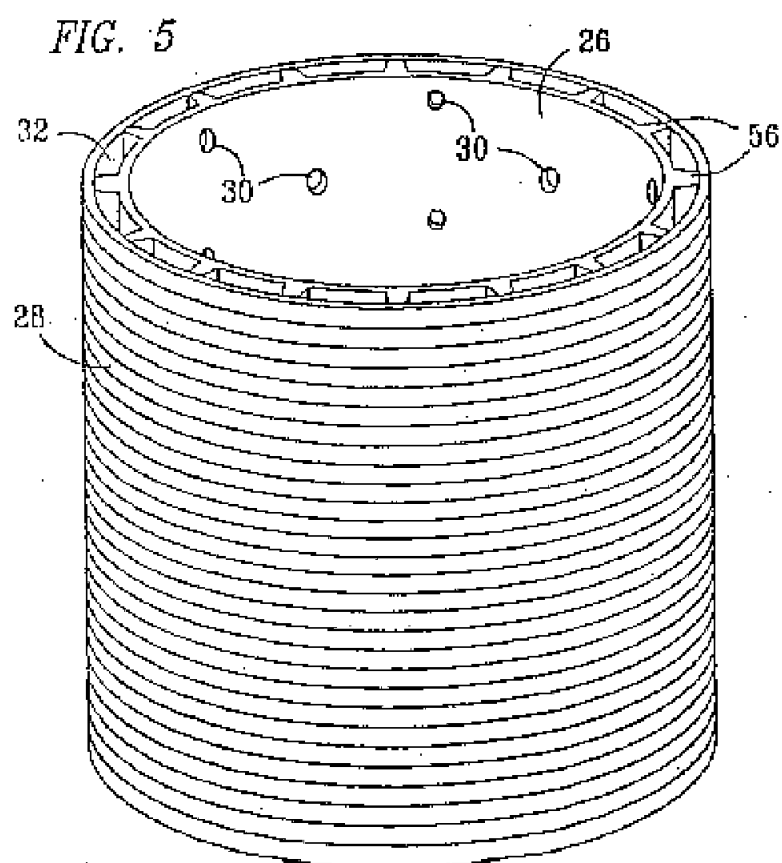
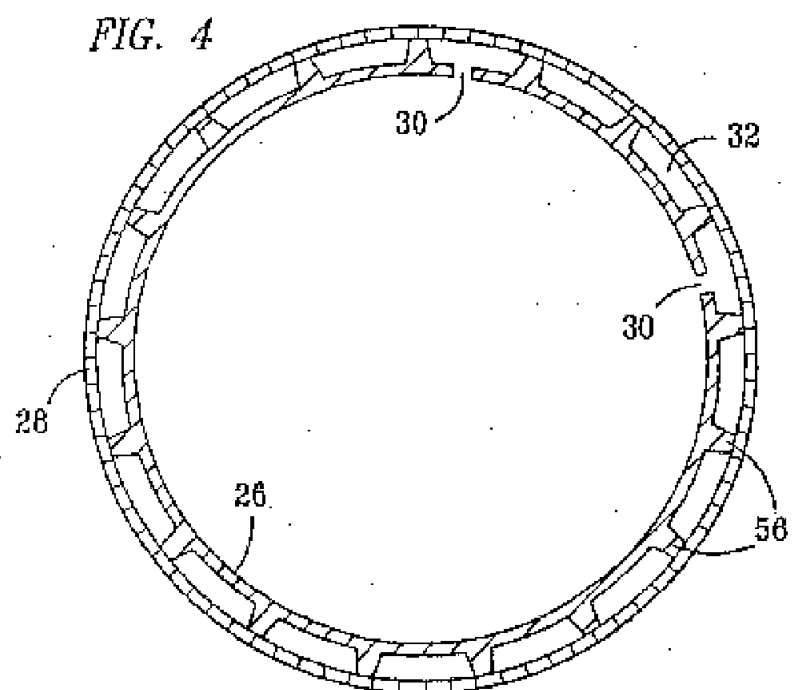


FIG. 3





25

## **AGENTE DE DESVIACIÓN PARA ESTIMULACIÓN DE CERA PESADA**

### **CAMPO DE LA INVENCION**

- 5 La presente invención se relaciona con un método y composición para aislar una zona subterránea seleccionada en una formación subterránea que tiene un paquete de grava sobre una pluralidad de zonas de producción.

### **ANTECEDENTES DE LA INVENCION**

10

En muchas operaciones de gas y petróleo, se encuentra que después de perforar un pozo desde la superficie de la tierra a través de las zonas subterráneas de interés, una o más de las zonas pueden producir cantidades indeseables de materia en partículas de tal manera que el pozo se llega a taponar o de modo que  
15 si entra a la superficie la materia particulada constituye un problema con el equipo de manejo de fluido. En tales casos, es común utilizar un paquete de grava que comprende una capa de grava posicionada alrededor de una sub-circunferencia interna del pozo para evitar el flujo de partículas desde la formación con los fluidos producidos. Se utiliza una amplia variedad de técnicas para la posición de la grava  
20 en el pozo. Un número de tales técnicas se describe en Petroleum Engineering Handbook, Editor- in-Chief Howard B. Bradley, third printing, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A., 1998, páginas 56 y 58 y Chapter 8, "Gravel Pack Placement"; páginas 45-57.

- 25 Tales técnicas de empaque de grava utilizan típicamente una capa de grava posicionada alrededor del interior de la circunferencia del pozo sobre un área o áreas de producción. Típicamente la grava se mantiene en el lugar mediante una

26

5 malla. Se puede utilizar una variedad de tipos de mallas. Una de tales mallas es una malla BAKERWELD comercializada por Baker Oil Tools. Esta malla incluye una malla envuelta en alambre posicionada alrededor de una tubería de base perforada. La malla de envoltura de alambre está típicamente desfasada de la tubería de base perforada. La tubería de producción se extiende normalmente a la parte superior del ensamble del paquete de grava. La tubería de base perforada actúa como la tubería dentro de los intervalos perforados y como un sustrato para envolver el alambre, creando una malla alrededor de la tubería de base perforada. Se forma un desfase anular entre la tubería de base perforada y la malla de envoltura de alambre. La tubería de producción no se extiende necesariamente dentro de la tubería de base perforada. Otros tipos de mallas utilizan típicamente envoltura de alambre y pueden o no también incluir capas de malla tejida, partículas de diferentes tamaños o ambos.

15 Cuando es necesario tratar una de una pluralidad de formaciones, se ha encontrado que es difícil lograr el aislamiento de una única formación o un grupo de formaciones en razón a que hay un espacio anular (espacio) entre el exterior de la tubería de base perforada y el interior de la malla que rodea la tubería de base perforada. Este espacio se extiende alrededor de la parte externa de la tubería base y permite el flujo de material a través del espacio anular, aún cuando la tubería base se bloquee y cuando se bloquee el paquete de grava.

### RESUMEN DE LA INVENCION

25 En razón a que es necesario en algunos casos aislar las formaciones de producción, que se producen a través de un paquete de grava que cubren una pluralidad de formaciones, se han buscado métodos efectivos para tapar

efectivamente la tubería de base perforada, el espacio por encima y por debajo del paquete de grava y por encima o por debajo de la formación de interés. Se ha encontrado ahora que un tapón efectivo se puede producir al tratar uno de una pluralidad de formaciones subterráneas penetradas desde la superficie de la tierra mediante un pozo con un paquete de grava que comprende grava posicionada alrededor de una circunferencia externa del pozo y sobre las formaciones subterráneas con una malla dentro de la grava, el pozo incluye adicionalmente una tubería de base perforada en comunicación fluida con el interior de la malla y la superficie de la tierra. El método comprende: posicionar por lo menos un obturador en la tubería para aislar por lo menos una de las formaciones subterráneas seleccionadas; posicionar una cantidad de una mezcla de partícula que consiste esencialmente de una cera que tiene un punto de fusión por encima de la temperatura de tratamiento de la formación subterránea seleccionada y una sal de metal en partículas finamente divididas; la mezcla tiene una gravedad específica mayor que el agua por encima de por lo menos un obturador; y, inyectar una cantidad de material de tratamiento dentro del pozo y dentro de la formación subterránea seleccionada.

Adicionalmente, se describe un método para aislar una formación seleccionada de una pluralidad de formaciones subterráneas penetradas desde la superficie terrestre mediante un pozo con un paquete de grava que comprende grava posicionada alrededor de una circunferencia externa del pozo y sobre las formaciones subterráneas con una malla dentro de la grava, el pozo incluye adicionalmente una tubería de base perforada en comunicación fluida con un interior de la malla y la superficie de la tierra, el método comprende: posicionar por lo menos un obturador en la tubería para aislar por lo menos una de las formaciones subterráneas seleccionadas; y, posicionar una cantidad de una

mezcla de partícula que consiste esencialmente de una cera que tiene un punto de fusión por encima de la temperatura de tratamiento de la formación subterránea seleccionada y una sal de metal en partículas finamente divididas, la mezcla tiene una gravedad específica mayor que el agua por encima de por lo menos un  
5 obturador.

La invención comprende adicionalmente una composición para apagar un pozo. La composición consiste esencialmente de una mezcla de una cera que tiene un punto de fusión por encima de aproximadamente 52° C (125 °F); y, una sal de  
10 metal en partículas finamente divididas, la mezcla tiene una gravedad específica mayor que el agua.

#### BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

15 La figura 1 muestra un pozo, que incluye un paquete de grava sobre tres formaciones subterráneas de producción, con el paquete de grava que comprende una capa de grava contenida en el lugar mediante una malla con un espacio que existe entre la malla y una tubería de base perforada con un tapón en el lugar de acuerdo con la presente invención;

20

La figura 2 muestra una modalidad adicional de la presente invención en donde un par de tapones están en posición para aislar una formación subterránea seleccionada;

25 La figura 3 muestra una modalidad adicional de la presente invención en un pozo de agujero abierto;

La figura 4 muestra una vista superior en sección cruzada se una malla de envoltura de alambre que incluye una tubería de base perforada; y

La figura 5 muestra una vista isométrica de la parte superior de una malla de envoltura de alambre que incluye una tubería de base perforada.

Cuando se utilizan aquí los términos "que comprenden" o "que incluyen" cuando se introduce una lista de alternativas significa que los elementos adicionales a aquellos listados pueden estar presentes. El término "consiste de" significa que la característica que se establece para "consistir de" el material establecido debe consistir solo de aquellos elementos. Cuando se utiliza aquí las frases "consiste esencialmente de" "que consiste esencialmente de" y frases similares no excluyen la presencia de otras etapas, elementos, o materiales que no se menciona específicamente en esta especificación, mientras que tales etapas, elementos o materiales, no afectan las características novedosas o básicas de la invención, adicionalmente, ellos no incluyen impurezas normalmente asociadas dentro de los materiales y elementos utilizados.

#### DESCRIPCIÓN DE LAS MODALIDADES PREFERIDAS

20

En la discusión de las figuras, los mismos números se utilizaran a lo largo de la descripción para referirse a los mismos elementos o elementos similares.

25

En la figura 1 se muestra un pozo 10 que se extiende desde la superficie de la tierra 12 a través de un sobrelímite 20 y a través de de las formaciones de producción 14, 16, 18 a un fondo de pozo 11. Se entenderá que el fondo del pozo

11 puede estar a una distancia sustancialmente por debajo de las formaciones 14, 16, y 18, como se conoce por aquellos expertos en la técnica.

El pozo 10 comprende un agujero 22, que incluye una carcasa 24 que tiene un  
5 diámetro interno 25. La carcasa 24 está típicamente cementada en el lugar como se conoce por aquellos expertos en la técnica. Una tubería de base perforada 26 tiene un exterior 27 y perforaciones mostradas como agujeros 30 (que también pueden ser ranuras) que se extienden a través de una malla 28 y se conectan a una tubería de producción 29 en una conexión 34 con la tubería de producción 29  
10 que está en comunicación fluida con la superficie terrestre y las formaciones de producción 14, 16 y 18. Un paquete de grava que comprende grava 36 posicionada alrededor del interior 25 de la carcasa 24 se posiciona sobre las perforaciones 38, 40 y 42 dentro de las formaciones 14, 16 y 18 respectivamente. La grava se mantiene en el lugar por una malla 28, que puede ser cualquier malla  
15 adecuada tal como la malla de Baker Oil Tools discutida anteriormente. Aunque la malla se conecta a la tubería base, se presenta un espacio anular 32 (espacio) entre el exterior de la tubería de base perforada 26 y el interior 31 de la malla 28. En operación, los fluidos fluyen desde las formaciones 14, 16 y 18. Típicamente en las formaciones que requieren un paquete de grava, se producen sólidos con los  
20 fluidos recuperados a partir de estas formaciones si no se utiliza el paquete de grava. En muchos casos es deseable ser capaz de tratar selectivamente una o más de las formaciones mientras se aíslan las otras formaciones. En la figura 1 se posiciona un obturador 44 para aislar la formación 18 de tal manera que se puedan tratar la formaciones 14 y 16.

25

Se forma un tapón al posicionar el obturador recuperable 44 en la tubería de base perforada 26 en el nivel por debajo del fondo de la formación 16. Cuando se

utilizan tales tapones, una solución de tratamiento que se bombea dentro del pozo pasará a través de la parte anular 32 entre el interior 31 de la malla 28 y el exterior de la tubería de base perforada 26 y a través de las perforaciones 38, 40 y 42, tratando por lo tanto la formación 18 así como también las formaciones 14 y 16.

5 De acuerdo con la presente invención, esta dificultad se evita al colocar una mezcla 46 que comprende una cera y una sal metálica sobre el tapón 44 y una cantidad suficiente para deformar hacia arriba el tapón 44 a través de las aberturas en la tubería de base perforada 26 y dentro del espacio 32 para taponar la tubería de base perforada 26 y el espacio 32 en un punto por debajo del fondo de la formación 16 y en el pozo por encima del obturador 44. Una vez la tubería de base perforada 26 y el espacio 32 se han taponado, un agente de sellado tal como un líquido solidificante, tal como silicato de sodio, polímeros de uretano o resinas epoxi; un líquido de alta viscosidad, tal como geles acrílicos, geles de uretano, u otros líquidos poliméricos sintéticos o naturales; y, una lechada finamente molida, tal como cemento microfino, harina de sílice u otros sólidos finamente molidos o similares se pueden inyectar al fondo y taponar el paquete de grava, como se muestra.

En la figura 2 se muestra un sistema de tratamiento similar, pero en este caso se utilizan dos obturadores para aislar la zona 16. Un segundo obturador 50 se posiciona por encima de la parte superior 48 de la formación 16 y una tubería 52, tal como tubería bobinada o similar, se utiliza para inyectar una solución de tratamiento dentro de la formación 16. En la figura 1 la solución de tratamiento inyectada pasará dentro de las formaciones 14 y 16. Las soluciones de tratamiento pueden ser materiales para taponado de agua, materiales acidificantes, inhibidores de corrosión, como inhibidores de cascarilla y similares. Sustancialmente cualquier tratamiento bien conocido por aquellos expertos en la

técnica se puede utilizar después que las formaciones se aislen de acuerdo con la presente invención.

En la figura 3 se muestra una modalidad en donde un tapón de acuerdo con la presente invención se utiliza para asilar la formación 14 de las formaciones 16 y 18. En este caso, se muestra un pozo no revestido (agujero abierto). Se sabe bien que las mallas de grava se pueden utilizar en pozos revestidos y no revestidos. En cualquier caso, el método de la presente invención es efectivo. Una vez el tratamiento se ha completado el tapón de cera/sal metálica se puede hacer fluir desde el pozo al pasar un material caliente dentro del pozo para calentar el pozo para fundir la cera y remover el tapón o el tapón se puede remover mediante el uso de un disolvente, tal como combustible diesel, xileno, petróleo crudo o similar. Cualquier disolvente adecuado que contenga un alto porcentaje de aromáticos se puede utilizar. De manera deseable el carbonato de calcio se divide muy finamente y ya está disperso cuando la cera se disuelve o funde.

El material de cera/sal de metal se forma en glóbulos. De manera deseable los glóbulos son de aproximadamente 3 mm a aproximadamente 10 mm (aproximadamente 1/8 a aproximadamente 3/8 pulgadas) de diámetro y típicamente son de aproximadamente 10 mm (3/8 pulgadas) de diámetro. Los glóbulos se pueden deformar fácilmente en el espacio y contra la malla. El tamaño de los glóbulos puede variar ampliamente dependiendo de factores tales como el ancho del espacio. En cualquier caso, se considera que los glóbulos de sustancialmente cualquier tamaño se deformaran suficientemente para tapar los ánulos de tubería base, el espacio y la malla. Los glóbulos de cera deben ser más pequeños que las perforaciones en la tubería base (aproximadamente 10 mm de

diámetro) y mayores que el ancho del ánulo (espacio 32) entre el exterior de la tubería base y el interior de la malla (típicamente aproximadamente 3 mm).

De manera deseable las partículas de la mezcla se pueden formar mediante cualquier técnica adecuada, tal como aquellas descritas en las patentes U.S. 3,979,305; 3,316,965 y 3,455,390 que se incorporan aquí en su totalidad como referencia. Las partículas pueden variar ampliamente de tamaño y forma dependiendo del proceso mediante el cual las partículas se producen y las condiciones bajo las que ellas se van a utilizar. Típicamente las partículas pueden ser esféricas, cúbicas, gránulos, botones, discos plano, o mezclas de estos que tienen diámetro medios de aproximadamente 0.1 micrones a aproximadamente 013 mm (1/2 pulgadas). Preferiblemente las partículas son de aproximadamente 3 mm a aproximadamente 10 mm (aproximadamente 1/8 pulgada a aproximadamente 3/8 pulgada) y son esféricos.

Las ceras adecuadas se seleccionan de un grupo que consiste de cera de petróleo microcristalina y cristalina, cera de abejas, cera carnauba, cera condelia, cera montana, ceras de petróleo completamente refinado, ceras de hidrocarburos oxidados e hidrocarburos alifáticos de cadena larga, ceras Fischer-Tropsch, ceras sintéticas y similares. De manera deseable, la cera es sólida a temperatura ambiente y en la temperatura de formación y tiene un punto de fusión mayor (preferiblemente por lo menos 6° (10° F)) que la temperatura de formación. Luego de la terminación del tratamiento, la temperatura de formación se puede elevar al inyectar agua caliente o similar para fundir la cera y remover el tapón. De manera similar, los materiales que son aromáticos y son capaces de disolver la cera también se pueden utilizar para disolver la cera. Adicionalmente la cera se puede utilizar en formaciones que tienen una temperatura mayor que el punto de fusión

de la cera al inyectar suficiente agua y similar para enfriar la formación. Se prefiere que la cera tenga una temperatura de fusión por encima de la temperatura de la formación como se trató de tal manera que la cera se pueda remover al utilizar un material caliente o un material de disolución o al permitir que regrese una  
5 formación enfriada a su temperatura no enfriada.

La sal de metal se selecciona de las sales de metales en los grupos II, III, IV-A, V, VI, VII y VIII de la Tabla Periódica. Una sal particularmente preferida es carbonato de calcio. De manera deseable las partículas de sal de metal tiene un diámetro no  
10 mayor de aproximadamente 10 mm (3/8 pulgadas) y preferiblemente tienen un diámetro de aproximadamente 100 a aproximadamente malla 18, tamiz u.s. La sal de metal puede o no ser reactiva con materiales tales como ácidos y similares en razón a que la sal de metal después de la remoción de la cera se dispersa finamente mediante la producción de fluidos desde la formación. La mezcla es de  
15 acuerdo con lo anterior removida fácilmente una vez se completa el tratamiento del pozo. La sal metálica y la cera se pueden remover mediante ácidos dispersos en disolventes que contienen aromáticos.

De manera deseable la mezcla de cera y sal de metal tiene una gravedad  
20 específica mayor que el agua y en el caso de que el pozo contenga solución salina una gravedad específica mayor que la gravedad específica de la solución salina. La cantidad de carbonato de calcio agregada a la cera se determina por lo menos en parte mediante la concentración de sal de metal necesaria para hacer que la mezcla sea más pesada que el agua. Típicamente cuando se utiliza carbonato de  
25 calcio la mezcla se diseña para contener de aproximadamente 5 a aproximadamente 30 por ciento en peso de carbonato de calcio y de aproximadamente 70 a aproximadamente 95 por ciento de cera. Preferiblemente

esta mezcla también se diseña por tener un punto de fusión de aproximadamente 95 por ciento de cera. Preferiblemente esta mezcla también se diseña para tener un punto de fusión de aproximadamente 52° C a aproximadamente 121° C (aproximadamente 125 a aproximadamente 250° F). Tales mezclas se diseñan para hundirse en agua y deformar hacia fuera sobre un obturador para tapar la tubería de producción para cerrar el espacio entre la malla y la tubería de producción y cerrar el flujo a través de la grava en el área del obturador.

Como se describió anteriormente, los tapones de este tipo se pueden utilizar por debajo y por encima de una formación seleccionada para aislar la formación para tratamiento mediante técnicas de tratamiento bien conocidas.

En la figura 4 se muestra una vista superior en sección cruzada de una tubería de base perforada 26 con una envoltura de alambre 28. La malla de envoltura de alambre se separa del exterior de la tubería perforada 26 mediante una pluralidad de desfases 56 que son típicamente de aproximadamente 3 mm (1/8 pulgada) de altura de tal manera que la malla de envoltura de alambre se separa del exterior de la tubería de base perforada 26 mediante un espacio de aproximadamente 3 mm (1/8 pulgadas). La malla se suelda típicamente a por lo menos una porción de los desfases para retener la malla en la posición con relación a la tubería de base perforada. Las piezas de inflexión se pueden soldar a la tubería de base perforada y sus extremos, a lo largo de su longitud o asegurado de otra forma a la tubería base como se conoce en la técnica. La construcción de tal malla se conoce en la técnica.

En la figura 5 se muestra una vista superior isométrica que muestra las mismas características de la malla, que incluyen la tubería de base perforada, las piezas

de inflexión y la malla de envoltura de alambre. El espacio anular 32 es el espacio entre el interior de la malla de envoltura de alambre y el exterior de la tubería perforada. La composición de la presente invención se puede suministrar al pozo como una composición preformada o se puede producir en el sitio del pozo al

5 mezclar la sal de metal y la cera en un sistema de peletización adecuado para producir la mezcla peletizada. Esta mezcla se inyecta fácilmente dentro del pozo y se pasa hacia abajo del tapón en el pozo que detiene la mezcla y la permite deformar hacia fuera alrededor del tapón para cerrar el flujo a través de la tubería de producción y el interior de la malla y la zona de grava.

10

En adición al uso de materiales calientes y materiales que contienen aromáticos para disolver la cera, materiales disolventes efectivos pero menos preferidos son los fluorocarbonos, tetracloruro de carbono, y similares. Por razones ambientales, estos materiales son menos preferidos.

15

En la Patente U.S. 3,979,305 se describe un aditivo de pérdida de fluido que comprende una cera, un polihidróxido soluble en aceite, ácido graso mayor, un agente de superficie activa de éster parcial y un agente de superficie activa dispersable, tal como polietileno alquilfenol. De acuerdo con la presente invención,

20 solo la cera y los materiales inorgánicos se requieren. Mientras la Patente' 305 describe materiales adicionales, tal como silicio, carbonato de calcio y similares para uso como agentes desinfectantes, se ha encontrado en la presente invención que solo la cera y la sal de metal se requieren. No hay requerimiento para materiales poliméricos y la composición de esta invención se considera que es

25 superior en razón a que esta es más fácilmente controlada y removida sin materiales poliméricos.

La Patente U.S. 3,316,965 describe una composición que comprende mezclas de hidrocarburos y polímeros. Similares consideraciones aplican a esta referencia y en la presente invención, solo se requiere la cera y la sal de metal.

- 5 La Patente U.S. 3,455,390 describe una composición que comprende una dispersión de partículas sólidas, insolubles en agua, solubles en aceite finamente divididas en un portador líquido. Las partículas sólidas, insolubles en agua pueden ser ceras solubles en aceite en combinación con un polímero de una olefina que tiene entre dos y cuatro átomos de carbono, copolímeros de una olefina que tiene
- 10 entre dos y cuatro átomos de carbono y un acrilato alquilo que contiene no más de cuatro átomos de carbono en el grupo alquilo y copolímeros de una olefina que tiene entre dos y cuatro átomos de carbono, y copolímeros de olefinas que tienen dos y cuatro átomos de carbono y un éster formado por la reacción de ácido acídico y alcohol insaturado. Se listan varios componentes de polímero preferidos.
- 15 De nuevo, la presente invención se considera que es superior a la composición descrita en esta patente debido a su simplicidad y su efectividad.

- La Patente U.S. 1,165,476 describe materiales tales como mezclas de ceras, compuestos eutécticos, sales y asfaltenos, que son solubles en petróleo crudo,
- 20 como medios restrictivos de flujo. Estos materiales se describen para uso en lechadas de grava y se describen para evitar la pérdida de líquido prematura a partir de una lechada de grava. Estos materiales también se consideran menos adecuados debido a su complejidad y en razón a que se considera que la flexibilidad logable por el uso de la composición de dos componentes de la
- 25 presente invención es superior con respecto a su removilidad, efectividad en el lugar y flexibilidad con respecto a desinfección.

La presente invención comprende un método económico, simple, efectivo, y altamente flexible para tratar una formación seleccionada de una pluralidad de formaciones que tienen un paquete de grava posicionado sobre las formaciones. La presente invención también proporciona un método efectivo y económico para  
5 aislar selectivamente una formación subterránea.

La presente invención comprende adicionalmente una composición para aislar selectivamente una formación subterránea seleccionada más atrás de un paquete de grava.

10

Mientras la presente invención se ha descrito por referencia a ciertas modalidades preferidas, se destaca que las modalidades descritas aquí son ilustrativas a diferencia de limitantes en la naturaleza y que muchas variaciones y modificaciones son posibles dentro del alcance de la presente invención. Muchas  
15 de tales variaciones y modificaciones pueden ser consideradas obvias y deseables por aquellos expertos en la técnica con base en una revisión de la anterior descripción de las modalidades preferidas.

### REIVINDICACIONES

1. Un método para tratar una formación subterránea seleccionada de una pluralidad de formaciones penetradas desde la superficie terrestre mediante un pozo con un paquete de grava que comprende grava posicionada alrededor de una circunferencia externa del pozo y sobre las formaciones subterráneas con una malla dentro de la grava, el pozo incluye adicionalmente una tubería de base perforada en comunicación fluida con un interior de la malla y la superficie terrestre, el método comprende:

a) posicionar por lo menos un obturador en la tubería base para aislar por lo menos una de las formaciones subterráneas seleccionadas;

b) posicionar una cantidad de mezcla en partículas que consiste esencialmente de una cera que tiene un punto de fusión por encima de la temperatura de tratamiento de la formación subterránea seleccionada y una sal de metal en partículas finamente divididas, la mezcla tiene una gravedad específica mayor que el agua sobre por lo menos un obturador; y

c) inyectar una cantidad de un material de tratamiento dentro el pozo y dentro la formación subterránea seleccionada.

2. El método de la reivindicación 1, en donde se utilizan dos obturadores.

3. El método de la reivindicación 1, en donde la cera se selecciona del grupo que consiste de ceras de petróleo cristalina y microcristalina, cera de abejas, cera carnauba, cera condelia, cera monton, ceras de petróleo

completamente refinadas, ceras de hidrocarburos oxidados e hidrocarburos alifáticos de cadena larga, ceras Fischer-Tropsch, ceras sintéticas y similares.

- 5 4. El método de la reivindicación 1 la sal de metal se selecciona de las sales de Metales en los Grupos II, III, IV-A, V, VI, VII y VIII de la Tabla Periódica.
5. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 -4, en donde la cera tiene un punto de fusión de por lo menos 6° C (10° F) por encima de la  
10 temperatura de la formación seleccionada.
6. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1-4, en donde la sal de metal tiene un tamaño de diámetro de partícula no mayor de aproximadamente 10 mm (3/8 pulgadas).
- 15 7. El método de la reivindicación 6, en donde la sal de metal es carbonato de calcio.
8. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 -4, en donde la cera tiene  
20 un punto de fusión entre aproximadamente 52° C y 121° C (aproximadamente 125 y aproximadamente 250° F).
9. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1-4, en donde la mezcla contiene de aproximadamente 5 a aproximadamente 30 por ciento en peso  
25 de sal de metal y de aproximadamente 70 a aproximadamente 95 por ciento en peso de cera.

10. Un método para aislar una formación subterránea seleccionada de una pluralidad de formaciones penetradas de la superficie terrestre mediante un pozo con un paquete de grava que comprende grava posicionada alrededor de una circunferencia externa del pozo y sobre las formaciones subterráneas con una malla dentro de la grava, el pozo incluye adicionalmente una tubería de base perforada en comunicación fluida con un interior de la malla y la superficie terrestre, el método comprende:

a) posicionar por lo menos un obturador en la tubería base para aislar por lo menos una de las formaciones subterráneas seleccionadas; y

b) posicionar una cantidad de mezcla en partículas que consiste esencialmente de una cera que tiene un punto de fusión por encima de la temperatura de tratamiento de la formación subterránea seleccionada y una sal de metal en partículas finamente divididas, la mezcla tiene una gravedad específica mayor que el agua sobre por lo menos un obturador.

11. El método de la reivindicación 10, en donde se utilizan dos obturadores.

12. El método de la reivindicación 10, en donde la cera se selecciona del grupo que consiste de ceras de petróleo cristalina y microcristalina, cera de abejas, cera carnauba, cera condelia, cera monton, ceras de petróleo completamente refinadas, ceras de hidrocarburos oxidados e hidrocarburos alifáticos de cadena larga, ceras Fischer-Tropsch y ceras sintéticas

13. El método de cualquiera de las reivindicaciones 10-12, en donde la cera tiene un punto de fusión por lo menos 6° C (10° F) por encima de la temperatura de la formación seleccionada.

5 14. El método de cualquiera de las reivindicaciones 10-12, en donde la sal de metal tiene un tamaño de diámetro de partícula no mayor de aproximadamente 10 mm (3/8 pulgadas).

10 15. El método de cualquiera de las reivindicaciones 10-12, en donde la sal de metal es carbonato de calcio.

16. El método de cualquiera de las reivindicaciones 10-12, en donde la cera tiene un punto de fusión entre aproximadamente 52° C a aproximadamente 121° C (aproximadamente 125 y aproximadamente 250° F).

15

17. El método de la reivindicación 10, en donde la mezcla contiene de aproximadamente 5 a aproximadamente 30 por ciento en peso de sal de metal y de aproximadamente 70 a aproximadamente 95 por ciento en peso de cera.

20

18. Una composición para taponar un pozo que penetra una formación subterránea, la composición que consiste esencialmente de una mezcla de:

25

a) una cera que tiene un punto de fusión por encima de aproximadamente 52° C (125° F); y

b) una sal de metal en partículas finamente divididas, la mezcla tiene una gravedad específica mayor que el agua.

19. La composición de la reivindicación 18, en donde la cera se selecciona del grupo que consiste de ceras de petróleo cristalina y microcristalina, cera de abejas, cera carnauba, cera monton-cera condelia, ceras de petróleo completamente refinadas, ceras de hidrocarburos oxidados e hidrocarburos alifáticos de cadena larga, ceras Fischer-Tropsch, ceras sintéticas y similares.

20. La composición de la reivindicación 18, en donde la cera tiene un punto de fusión de por lo menos 6° C (10° F) por encima de la temperatura de la formación subterránea.

21. La composición de la reivindicación 18, en donde la sal de metal se selecciona de las sales de Metales en los Grupos II, III, IV-A, V, VI, VII y VIII de la Tabla Periódica.

22. La composición de cualquiera de las reivindicaciones 18-20, en donde la sal de metal es carbonato de calcio.

23. La composición de cualquiera de las reivindicaciones 18-20, en donde la cera tiene un punto de fusión entre aproximadamente 52° C y aproximadamente 121° C (aproximadamente 125 y aproximadamente 250° F).

24. La composición de cualquiera de las reivindicaciones 18-20, en donde la mezcla contiene de aproximadamente 5 a aproximadamente 30 por ciento en peso de sal de metal y de aproximadamente 70 a aproximadamente 95 por ciento en peso de cera.

## RESUMEN

Un método y composición para aislar una formación subterránea seleccionada de una formación subterránea que tiene un paquete de grava sobre una pluralidad de

5 zonas de producción.

FIG. 1

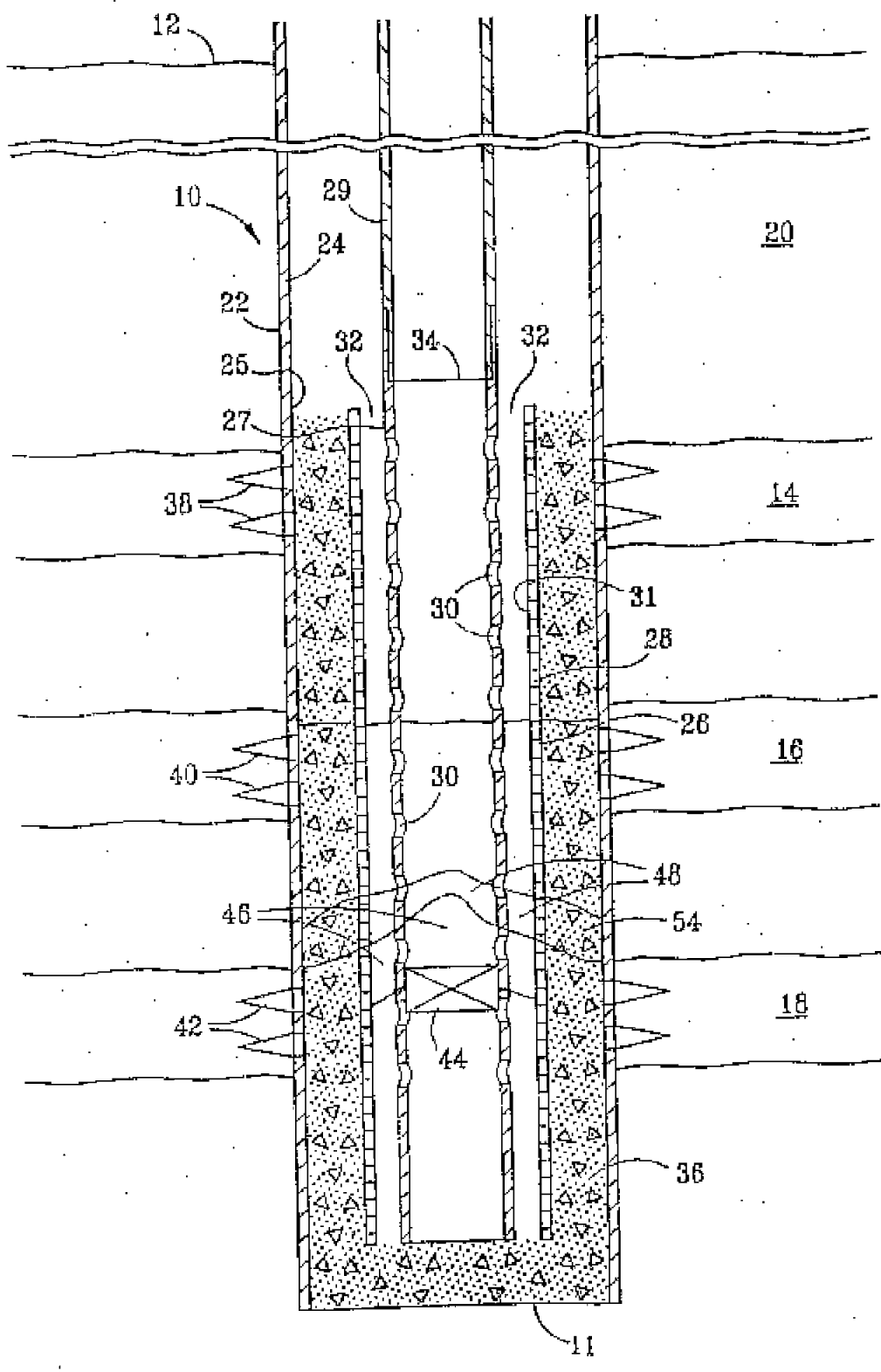


FIG. 2

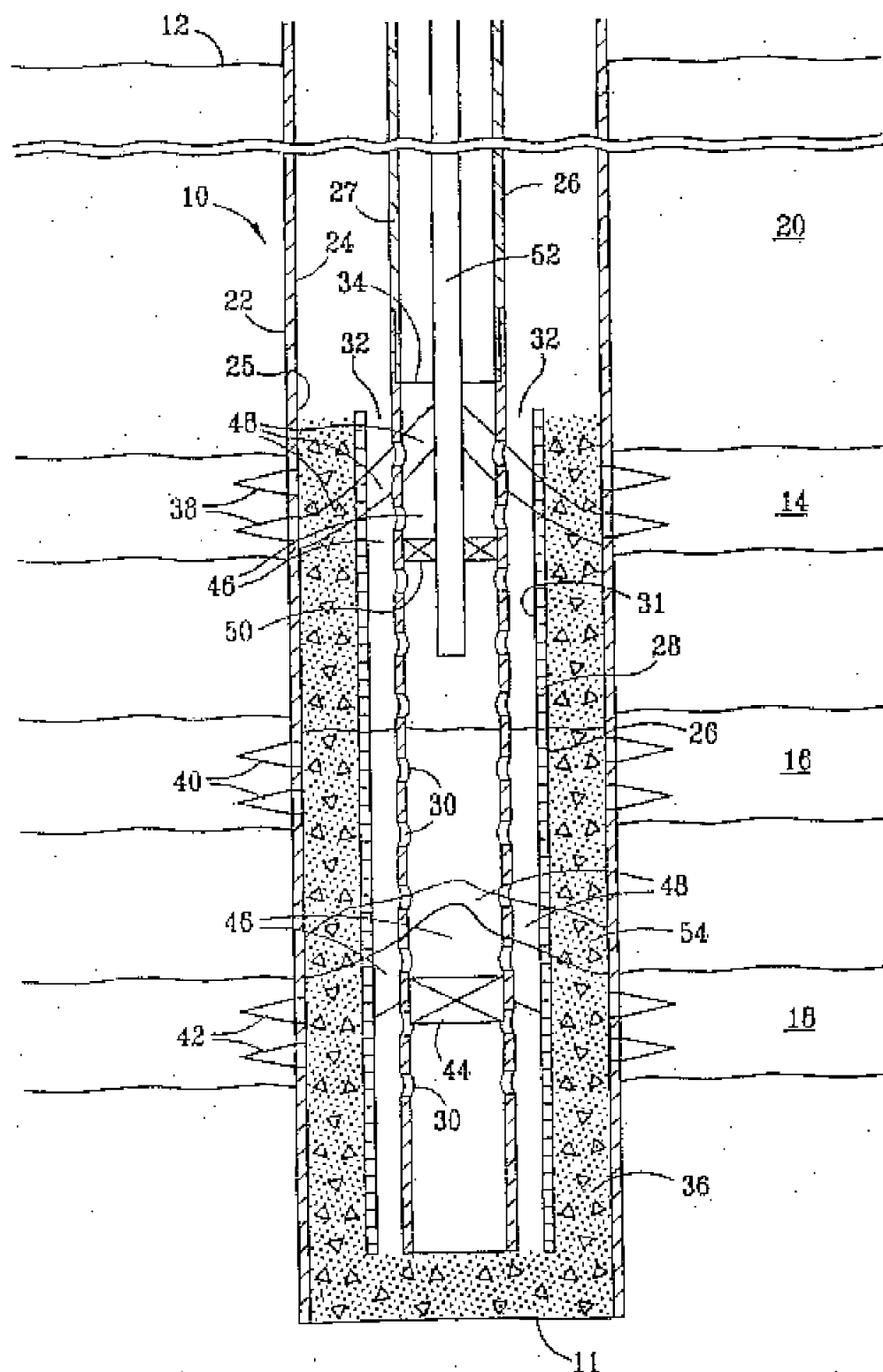


FIG. 3

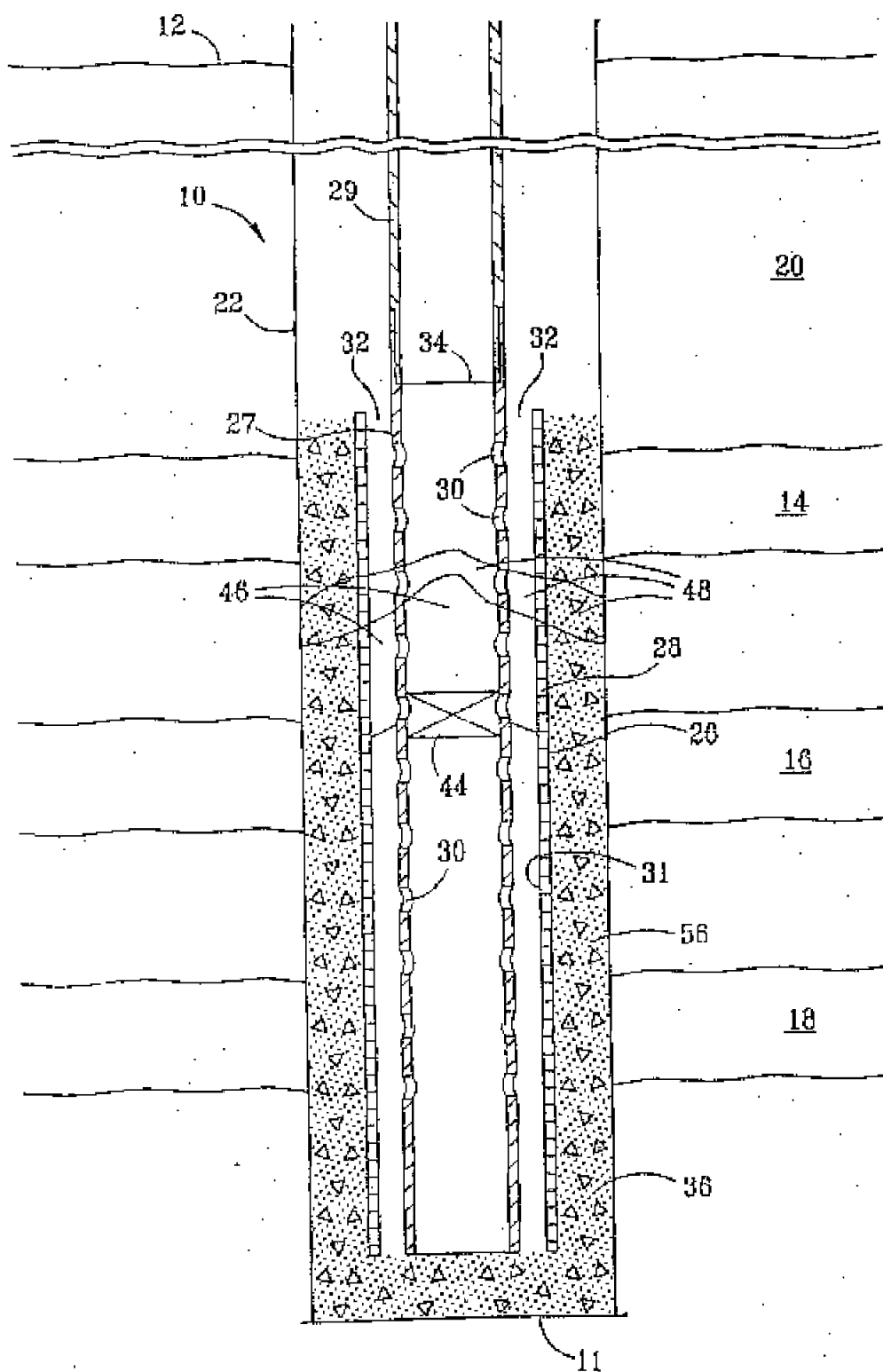


FIG. 4

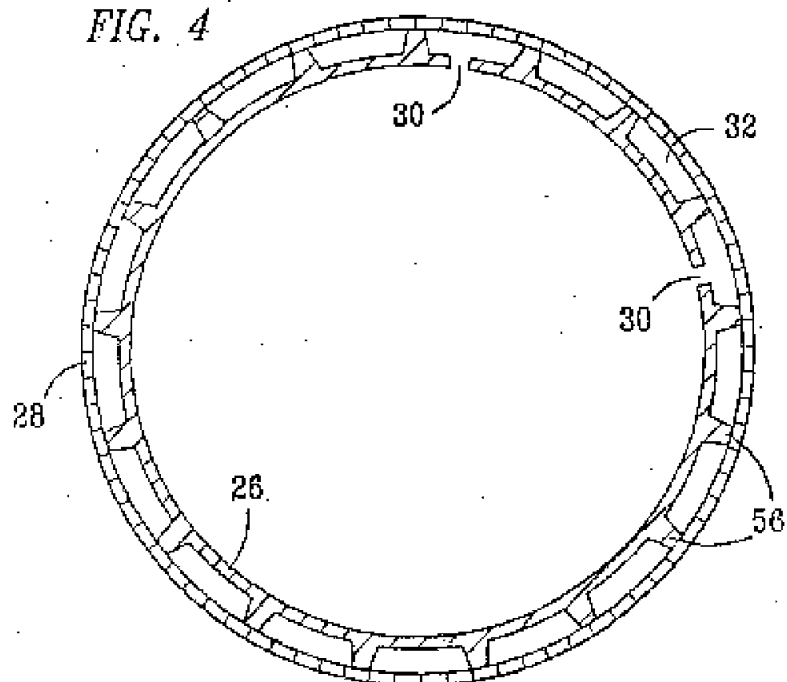
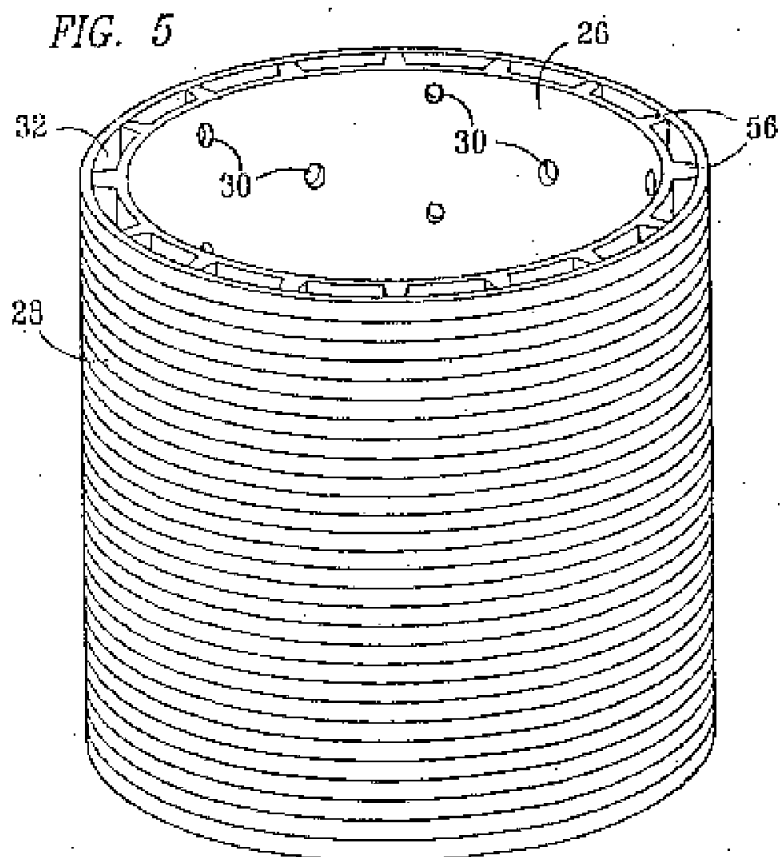


FIG. 5



50

# INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.  
PCT/US06/37158

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER  
IPC: E21B 43/04 (2006.01)

USPC: 166/278

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.: 166/278;

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

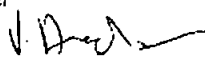
Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

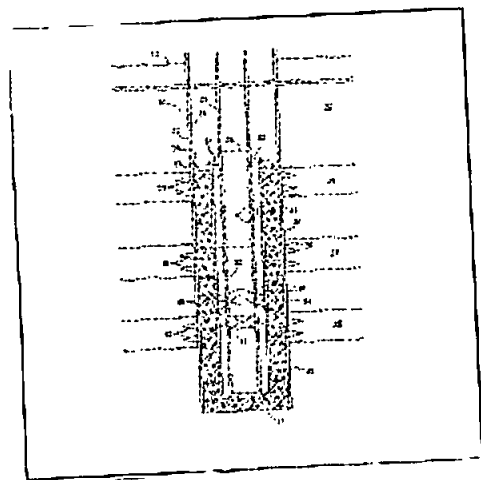
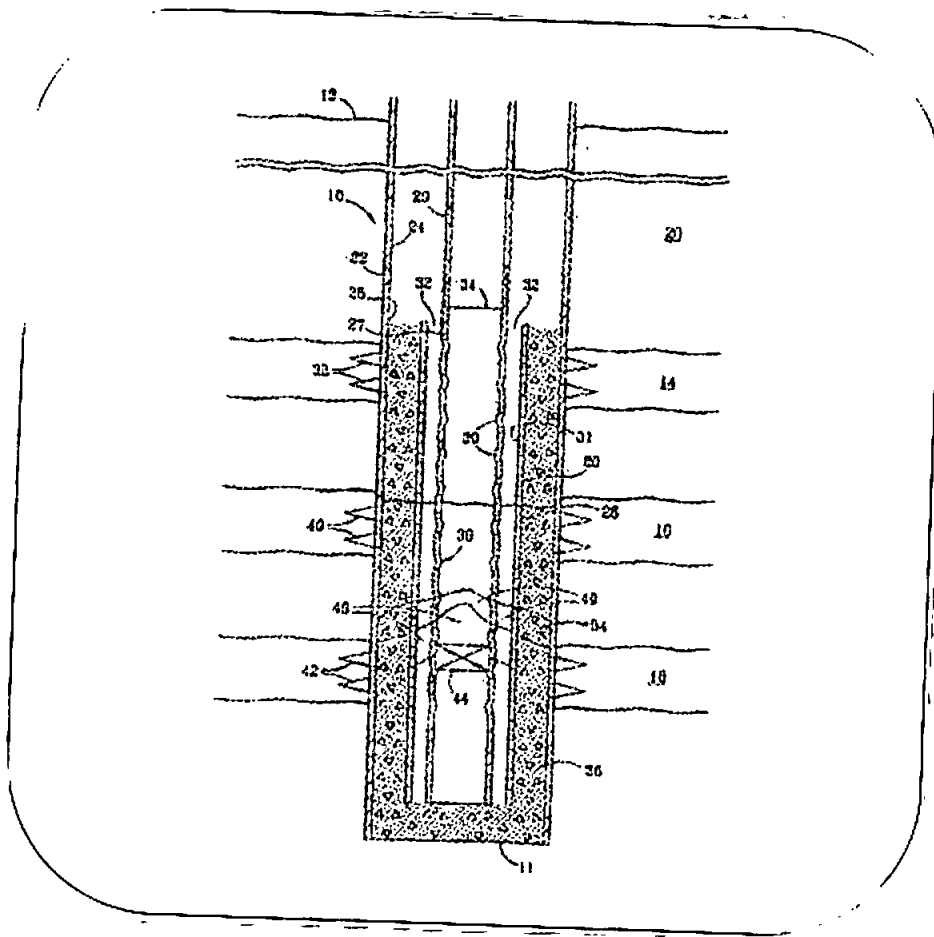
| C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT |                                                                                                                                     |                                           |
|----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Category *                             | Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages                                                  | Relevant to claim No.                     |
| Y                                      | US 5,29,375 (Schroeder) 14 December 1993 (14.12.1993), abstract, Figure 1, column 2, lines 40-58, and column 5, lines 33-45         | 1-24                                      |
| Y                                      | US 3,455,190 (Gallus) 15 July 1969 (15.04.1969), column 4, lines 63-75 and column 5, lines 1-2                                      | 1-4, 8, 11, 13, 16, 18-21, 23             |
| Y                                      | US 3,316,965 (Watanabe) 2 May 1967 (02.05.1967), column 4, lines 44-50, column 7, lines 62-75, column 8, lines 1-14, and Example II | 1-3, 5-7, 9, 10, 12, 14-15, 17-19, 22, 24 |

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

\* Special categories of cited documents:

|                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance                                                                | "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                                               |
| "E" earlier application or patent published on or after the international filing date                                                                                   | "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                                                                      |
| "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) | "Y" document of particular relevance: the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combinations being obvious to a person skilled in the art |
| "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means                                                                                            | "Z" document member of the same patent family                                                                                                                                                                                                     |
| "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                   |

|                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Date of the actual completion of the international search<br>01 October 2007 (01.10.2007)                                                                                             | Date of mailing of the international search report<br>16 NOV 2007                                                                                       |
| Name and mailing address of the ISA/US<br>Mail Stop PCT, Attn: ISA/US<br>Commissioner for Patents<br>P.O. Box 1450<br>Alexandria, Virginia 22313-1450<br>Facsimile No. (571) 273-3201 | Authorized officer<br>Jennifer H Gay <br>Telephone No. 571-272-3600 |



2.3. CERTIFICADO DE VIGENCIA DE INSCRIPCIÓN Y DE ANTECEDENTES  
DISCIPLINARIOS EXPEDIDO POR LA JUNTA CENTRAL DE CONTADORES QUE FIRMAN  
LOS ESTADOS FINANCIEROS



53

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-047201-00000-0000

Fecha: 2008-05-09 17:17:14 Dep: 2020 NUECREACION  
 Tra: 11 PATENTEIY# Eva: 378 FASENACIONALI  
 Act: 411 PRESENTACION Folios 53

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 08 - 30.234  
 FECHA : ABRIL 14 DE 2008

\*\*\*\*\* CONSIGNACION \*\*\*\*\*

| DEPOSITANTE       | TIPO PAGO    | BANCO           | CUENTA    | No. PAGO | FECHA PGO  | Vr. PAGO      |
|-------------------|--------------|-----------------|-----------|----------|------------|---------------|
| CAVELIER ABOGADOS | CONSIGNACION | BANCO DE BOGOTA | 652754387 | 2677848  | 14/04/2008 | 63,540,000.00 |

\*\*\*\*\* CONCEPTO \*\*\*\*\*

| CANT. | RENTISTICO              | CONCEPTO                            | TOTAL CONCEPTO |
|-------|-------------------------|-------------------------------------|----------------|
| 1     | 50005-01-01 SOLICITUDES | 1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN | 501,000.00     |
|       |                         | TOTAL :                             | \$ 501,000.00  |

SOM: QUINIENTOS UN MIL PESOS



RESPONSABLE : \_\_\_\_\_

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. \_\_\_\_\_

Colo 13953-841-003-2

54  
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-047201- -00000-0000

Fecha: 2008-05-09 17:17:14 Dep. 2020 NUECREACIONE  
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI  
Act. 411 PRESENTACION Folios: 53



**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 ☐

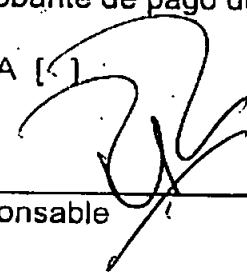
ESQUEMA DE TRAZADO

☐

- ◆ 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 ☐

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@sic.gov.co](mailto:Info@sic.gov.co)  
[www.sic.gov.co](http://www.sic.gov.co)  
Bogotá, D.C., Colombia

85

REPUBLICA DE COLOMBIA  
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,  
2020

Doctor(a)  
FERRERO EMILIO  
Apoderado(a) y/o Representante de  
CONOCOPHILLIPS COMPANY

|            |                            |                   |
|------------|----------------------------|-------------------|
| REFERENCIA | Radicación No.             | 8 47201           |
|            | Solicitud internacional    | PCT/US2006/037158 |
|            | Fecha inicio fase nacional | 13/05/2008        |
|            | Trámite                    | 11                |
|            | Evento                     | 378               |
|            | Actuación                  | 430               |
|            | Oficio No.                 | 7353              |

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 Unica 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 06 JUN. 2008  
jfernand