



Organización y
Digitalización CSA 1133

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

Delegatura de Propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones



PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

09-32537

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO

METODO Y APARATO PARA COMUNICACION DE FLUIDO

POZO ABAJO

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE

MARATHON OIL COMPANY

DOMICILIO

HOUSTON, TEXAS, ESTADOS UNIDOS D E AMERICA

74. APODERADO

EMILIO FERRERO

C.C. 438.019 de Usaquén

22. BOGOTÁ, D. C.,

**Industria y Comercio**

SUPERINTENDENCIA

PETITORIO

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-032537- -00000-0000

Fecha 2009-03-30 17.33 32 Dep. 2020 NUECREACIONE
Tra 11 PATENTEIYII Eve 378 FASENACIONALI
Act 411 PRESENTACION Folios 80**FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL****SOLICITUD DE:**

1

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

2

**SOLICITANTE
(71)**Nombre: **MARATHON OIL COMPANY**
Sociedad constituida y existente bajo las
leyes del Estado de Ohio, Estados Unidos
de América.Dirección: 5555 San Felipe,
Houston,
Texas 77056-2799,
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. **David S. WESSON**
605 Grandview Drive,
Grandbury,
Texas 76049,
Estados Unidos de América3. **Philip M. SNIDER**
12102 Rocky Lake Drive,
Houston,
Texas 77070,
Estados Unidos de América2. **Kevin R. GEORGE**
806 Quail Park Lane,
Clebune,
Texas 76031,
Estados Unidos de América

5

PCT (86)Solicitud Internacional No. PCT/US2007/077136Fecha: 29 de agosto de 2007Publicación Internacional No. WO 2008/027982Fecha: 6 de marzo de 2008

6

Título (54)**MÉTODO Y APARATO PARA COMUNICACIÓN DE FLUIDO POZO ABAJO**

7

Clasificación Internacional (51) E21B 043/014

8

Prioridad

(33) País de Origen

(32) Fecha

(31) Número de Solicitud

SI ☒ NO ☐US31 de agosto de 200611/469,255

9

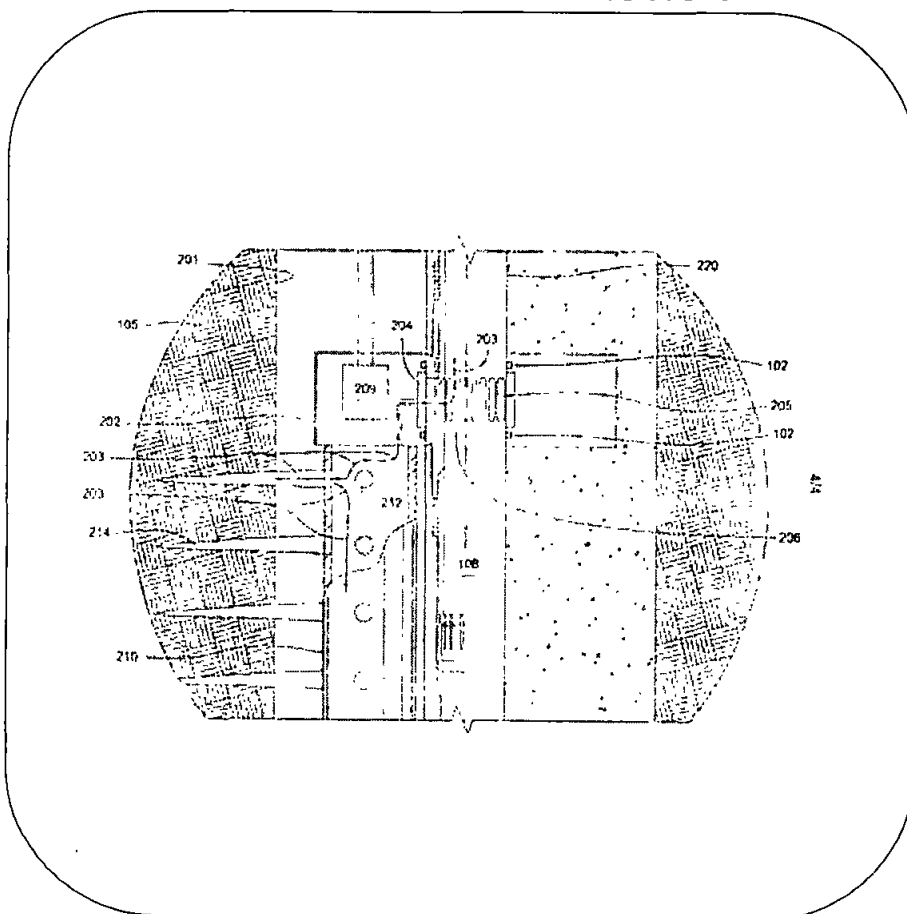
Comprobante de pago No.: 09-23,151Fecha: 25 de marzo de 2009Comprobante de pago No.: 09-3,052Fecha: 14 de enero de 2009

10

Anexos:

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud por \$ 540.000.00.
- ☒ Comprobante de pago por 21 reivindicaciones adicionales después de la decimoquinta reivindicación por \$525.000.00.
- ☒ 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 FERRERO

FIRMA : 
C.C. 438.019 de Usaquén T.P. 31.929

SCT

DOCUMENTOS ANEXOS

1. ☒ Publicación Internacional WO 2008/027982 A3

Descripción:

Páginas 14 en el idioma original

Páginas 19 en español

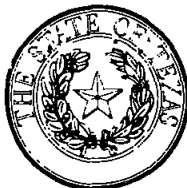
Reivindicaciones: Número (s) 36

Figuras: Número (s) 4

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

3. ☒ Extracto de publicación.

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



100 5
729
70420

The State of Texas

Secretary of State

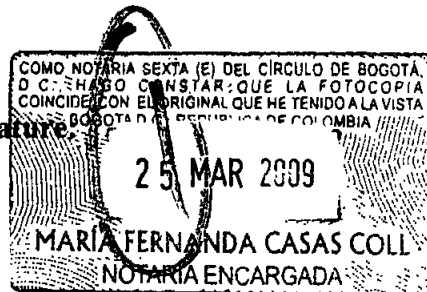
APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America
2. This public document has been signed by TERESA RANAE DYKEMA
3. acting in the capacity of Notary Public, State of Texas
4. and bears the seal/stamp of TERESA RANAE DYKEMA, Notary Public,
State of Texas, Commission Expires: 12-14-06

CERTIFIED

5. at Austin, Texas
6. on October 30, 2006
7. by the Secretary of State of Texas
8. Certificate No. N-557811
9. Seal
10. Signature



Roger Williams

Roger Williams
Secretary of State
ST/clk

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

MARATHON OIL COMPANY

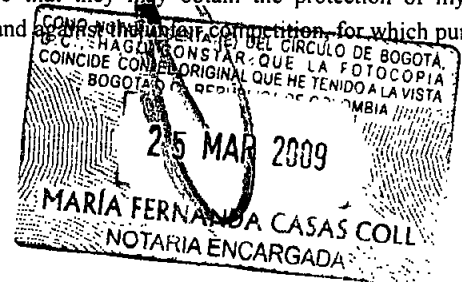
domiciliado (s) en/ of 5555 San Felipe,
Houston, Texas 77056-2799 United States of America

por el presente nombramos a EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, tpa. 23555 y DANIEL PEÑA, tpa. 65620, domiciliados en la Carrera 4ª N° 72-35, Bogotá, Colombia, en obediencia a lo dispuesto en el párrafo 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

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 DANIEL PEÑA, tpa. 65620, 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 unfair competition, for which purpose I



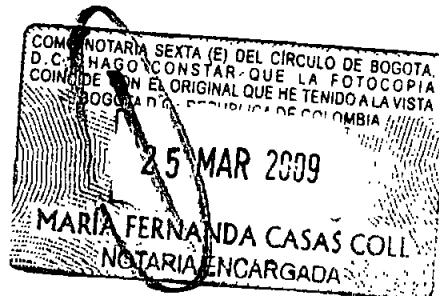
apoderados para que me (nos) representen ante cualesquiera entidades o personas, ejerzan o no jurisdicción, especialmente ante las del orden administrativo, contencioso administrativo y judicial, así como los tribunales de arbitramento, en todo lo concerniente a los siguientes asuntos: a) Obtención de 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 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 oficiosos.

(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 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 25th day of October 2006
en/in Houston, Texas United Status of America
por/by Timothy N. Tipton - Vice President, Technology Services

Firma

Signature



CERTIFICACION NOTARIAL (SOCIEDAD)

El infrascrito Notario Certifica: Que la firma que antecede de
Timothy N. Tipton
es auténtica; que el signatario desempeña actualmente el cargo
de Vice Presidente, Servicios Tecnológicos
de la compa a Marathon Oil Company,
sociedad que actualmente existe y está organizada de acuerdo a
las leyes de Estado de Ohio
que la dirección de dicha compa a es
5555 San Felipe
Houston, Texas 77056-2799, EUA
y que el signatario tiene facultad para otorgar este documento.

Todos los hechos anteriores le constan por haber examinado los
documentos respectivos y de todo ello da fe.

Dado y firmado en Houston, Texas EUA

El 25 Octubre 2006

NOTARIAL CERTIFICATION (COMPANY)

The undersigned Notary certifies: That the preceding signature of
Timothy N. Tipton
is authentic, that the signatory currently acts in the position of
Vice President, Technology Services
of the company Marathon Oil Company,
a company currently existing and organized under the laws of
the State of Ohio
that the address is 5555 San Felipe
Houston, Texas 77056-2799
United States of America
and that the signatory has the power to grant this document.

The Notary Public is aware and attests to the above facts upon
examination of the corresponding documents.

Given and signed in Houston, Texas USA

On October 25, 2006

El Notario Público
(Firma-sello)

The Notary Public
(Signature-seal)



TERESA RANAE DYKEMA
Notary Public, State of Texas
My Commission Expires
December 14, 2006

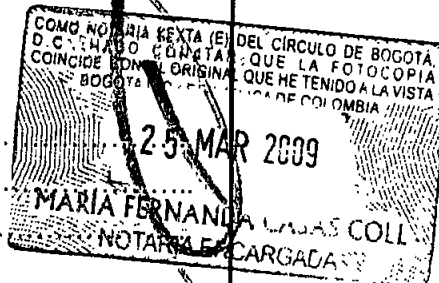
APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

- Country:
This public document
- has been signed by
- acting in the capacity of
- bears the seal/stamp of

Certified

- at
- the
- by
- No.
- Seal/stamp
- Signature



9

TRADUCCIÓN OFICIAL No. 11/11.06 preparada por María Elvira Martelo, traductora oficial aprobada por el Ministerio de Justicia mediante Resolución No. 2879 de 1995 y reconocida por el Ministerio de Relaciones Exteriores.

A continuación se traducen los sellos y legalizaciones de un documento escrito en inglés y español, por el cual **MARATHON OIL COMPANY**, una sociedad domiciliada en 5555 San Felipe, Houston, Texas 77056-2799, Estados Unidos de América otorga poder a **EMILIO FERRERO, GONZALO PERDOMO, LUZ CLEMENCIA DE PAEZ Y DANIEL PEÑA**.

Dado y firmado el 25 de octubre de 2006

en Houston, Texas, Estados Unidos de América

Por: Timothy N. Tipton – Vicepresidente, Servicios Tecnológicos

Firma: [Firma ilegible]

CERTIFICADO NOTARIAL (SOCIEDAD) en inglés y español referente a la existencia legal de **MARATHON OIL COMPANY** y la capacidad legal de Timothy N. Tipton para otorgar poder.

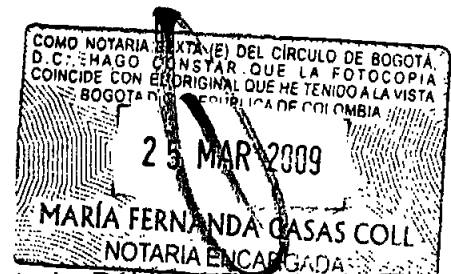
Dado y firmado en Houston, Texas

El 25 de octubre de 2006

[Firmado], Notario Público

Sello notarial en tinta: TERESA RANAE DYKEMA, Notario Público, Estado de Texas.

Mi comisión expira el 14 de diciembre de 2006.



ESTADO DE TEXAS

Secretario de Estado

APOSTILLA

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

1. País: Estados Unidos de América

Este documento público

2. Ha sido firmado por TERESA RANAE DYKEMA

3. Actuando en su capacidad de Notario Público, Estado de Texas

4. Lleva el sello/timbre de TERESA RANAE DYKEMA, Notario Público

Estado de Texas, Comisión expira: 12-14-06

CERTIFICADO

5. En Austin, Texas

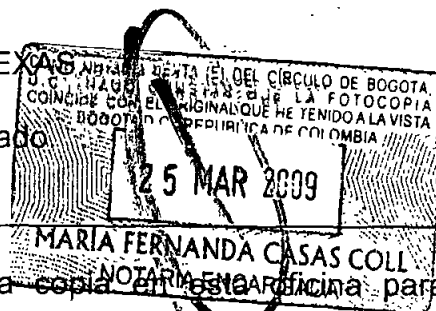
6. el 30 de octubre de 2006

7. Por el Secretario de Estado de Texas.

8. Certificado No. N-557811

9. Sello: (sello impreso) SELLO DEL ESTADO DE TEXAS

10. Firma: (Firma) Roger Williams, Secretario de Estado



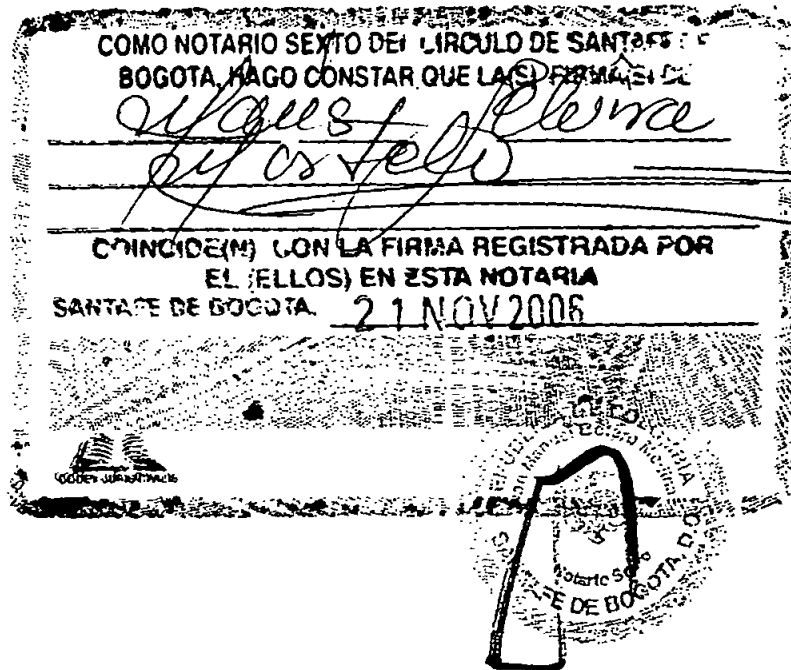
Es traducción fiel y completa de la cual se deja copia en esta oficina para su confrontación.

COLO 00729-841-001-5

WPCL 0729 - ID 118

NOV 15/06

Maria E. Martelo
TRADUCCION No.: 11/1106
MARIA ELVIRA MARTELO
Traductora e Interprete Oficial
Inglés - Español - Inglés
Res. No. 2879 Min. Justicia



NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO

2008 NOV 21 P 2:08

Wales Perea
JEFE DE LEGALIZACIONES
& BOGOTA D.C.

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

527254
Angela Perea
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPLEA
LAS FUNCIONES INDICADAS





APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by DENISE E VORIS
3. acting in the capacity of Notary Public, State of Colorado
4. bears the seal/stamp of DENISE E VORIS, Notary Public, State of Colorado

CERTIFIED

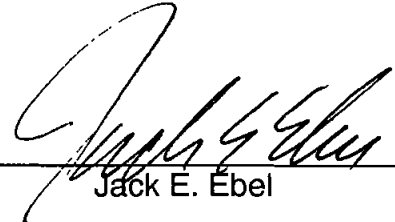
5. at Denver, Colorado
6. this 28th Day of January, 2009.
7. By BERNIE BUESCHER, Secretary of State of the State of Colorado
8. Certificate Number 176398
9. (OFFICIAL SEAL)
10. Signature:

Bernie Buescher

200699 COLO

AFFIDAVIT

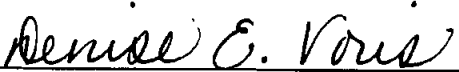
I hereby certify that the attached assignment is a true copy of the original assignment for U. S. Serial No. 11/469,255.



Jack E. Ebel

STATE OF COLORADO)
) ss.
COUNTY OF JEFFERSON)

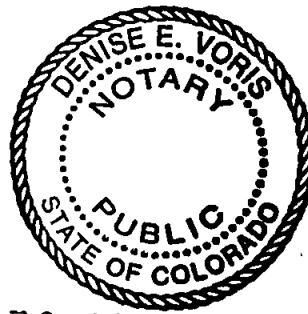
Subscribed and sworn to before me this 21st day of January, 2009 by the above-named Jack E. Ebel to me personally known.



Denise E. Voris
Notary Public

My commission expires:

October 24, 2009



13

ASSIGNMENT FOR APPLICATION FOR PATENT

WHEREAS:

Names and Addresses
of Inventors:

1)	David S. Wesson 605 Grandview Dr. Granbury, Texas 76049 U.S.A.	2)	Kevin R. George 806 Quail Park Lane Cleburne, Texas 76031 U.S.A.
3)	Philip M. Snider 12102 Rocky Lake Dr. Houston, Texas 77070 U.S.A.		

(hereinafter referred to as Assignors), have invented a certain invention entitled:

METHOD AND APPARATUS FOR SELECTIVE DOWN HOLE FLUID COMMUNICATION

- ☐ for which application for Letters Patent in the United States is filed herewith;
- ☒ for which application for Letters Patent in the United States was filed on August 31, 2006, under Serial No. 11/489,255;
- ☐ I/we hereby authorize and request our attorneys, Patterson & Sheridan of 3040 Post Oak Boulevard, Suite 1500, Houston, Texas 77056, to insert here in parentheses (Application number _____ and Confirmation number _____, filed _____) the filing date and application number of said application when known;

and

WHEREAS, Marathon Oil Company, a corporation of the State of Ohio, having a place of business at 5555 San Felipe, Houston, Texas 77056 (hereinafter referred to as Assignee), is desirous of acquiring the entire right, title and interest in and to said application (hereinafter referred to as Application), and the invention disclosed therein (hereinafter referred to as Invention), and in and to all embodiments of the invention, heretofore conceived, made or discovered by said Assignors, and in and to any and all patents, inventor's certificates and other forms of protection (hereinafter referred to as Patents) thereon granted in any and all countries and groups of countries.

NOW, THEREFORE, in consideration of good and valuable consideration acknowledged by said Assignors to have been received in full from said Assignee:

1. Said Assignors hereby sell, assign, transfer and convey to Assignee the full and exclusive right, title and interest (a) in and to said Application and said Invention; (b) in and to all rights to apply for patents on said Invention in any and all countries pursuant to the International Convention for the Protection of Industrial Property or otherwise; (c) in and to any and all Applications filed and any and all Patents granted on said Invention in any and all countries and groups of countries, including each and every Application filed and each and every Patent granted on any application which is a division, substitution, or continuation of said Application; and (d) in and to each and every reissue or extension of any of said Patents.

2. Said Assignors hereby covenant and agree to cooperate with said Assignee to enable said Assignee to enjoy to the fullest extent the right, title and interest to said invention herein conveyed in any and all countries and groups of countries. Such cooperation by said Assignors shall include

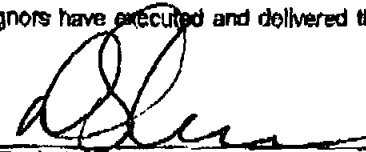
prompt production of pertinent facts and documents, giving testimony, execution of petitions, oaths, specifications, declarations or other papers, and other assistance all to the extent deemed necessary or desirable by said Assignee (a) for perfecting in said Assignee the right, title and interest herein conveyed; (b) for prosecuting any of said applications; (c) for filing and prosecuting substitute, divisional, continuing or additional applications covering said invention; (d) for filing and prosecuting applications for reissuance of any of said Patents; (e) for interference or other priority proceedings involving said invention; and (f) for legal proceedings involving said invention and any application therefor and any Patents granted thereon, including without limitation opposition proceedings, cancellation proceedings, priority contests, public use proceedings, infringement actions and court actions; provided, however, that the expense incurred by said Assignors in providing such cooperation shall be paid for by said Assignee.

3. The term and covenants of this agreement shall inure to the benefit of said Assignee, its successors, assigns and other legal representatives, and shall be binding upon said Assignors, their respective heirs, legal representatives and assigns.

4. Said Assignors hereby warrant and represent that they have not entered and will not enter into any assignment, contract, or understanding in conflict herewith.

IN WITNESS WHEREOF, the said Assignors have executed and delivered this instrument to said Assignee on the dates indicated below.

1) 8/15/2007
Date



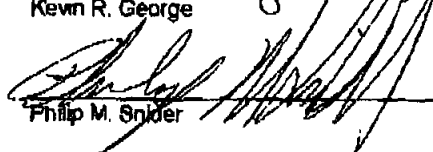
David S. Wesson

2) 8/20/2007
Date



Kevin R. George

3) 8/12/2007
Date



Philip M. Snider

 8/12/2007

TRADUCCIÓN OFICIAL 045/2009 DE UN DOCUMENTO ESCRITO EN IDIOMA INGLÉS REALIZADA POR EDUARDO CALADO NOGUERA, TRADUCTOR OFICIAL AUTORIZADO POR RESOLUCIÓN 541 DEL 27 DE FEBRERO DE 1976 Y DEBIDAMENTE INSCRITO ANTE EL MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES DE COLOMBIA.

200699 COLO

DECLARACIÓN JURADA

Por la presente certifico que la cesión adjunta es una copia Verídica de la cesión original para "Serial No. 11/469,255"

Firmado: JACK E. EBEL

ESTADO DE COLORADO, CONDADO DE JEFFERSON, DECLARACIÓN JURADA

Firmado y juramentado ante mí hoy 21 de enero de 2009 por el arriba nombrado JACK E. EBEL, a quien conozco personalmente.

FIRMADO: DENISE E. VORIS, notario público

SELLO: DENISE E. VORIS, NOTARIO PÚBLICO, ESTADO DE COLORADO

Mi cargo vence el 24 de octubre de 2009.

EXPEDIENTE JUDICIAL NO. GEOD/0003

CESIÓN DE SOLICITUD DE PATENTE

CONSIDERANDO QUE

(NOMBRES Y DIRECCIONES DE LOS INVENTORES

1) DAVID S. WESSON 605 GRANDVIEW DR. GRANBURY, TEXAS 76049 ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	2) KEVIN R. GEORGE 806 QUALL PARK LANE CLEBURNE, TEXAS 76031
3) PHILIP M. SNIDER 12102 ROCKY LAKE DR. HOUSTON, TEXAS 77070 ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	

Eduardo Calado N.

Eduardo Calado Noguera
TRADUCTOR OFICIAL
Inglés - Español - Inglés
Res. 541 Febrero de 1976

(QUE A CONTINUACIÓN LLAMAREMOS LOS CEDENTES) han inventado un invento titulado:

MÉTODO Y APARATO PARA COMUNICACIÓN DE FLUIDO POZO ABAJO

☒ PARA EL CUAL SE PRESENTÓ EL 31 DE AGOSTO DE 2006 UNA SOLICITUD DE PATENTE ESTADOUNIDENSE CON NUMERO DE SERIE 11/469,255

y

CONSIDERANDO QUE, MARATHON OIL COMPANY, una sociedad del estado de Ohio con domicilio en 5555 San Felipe, Houston, Texas 77056 (que a continuación llamaremos el cesionario) desea adquirir todo el derecho, título e interés sobre dicha solicitud (que a continuación llamaremos la solicitud) y sobre el invento allí revelado (que a continuación llamaremos el invento) y sobre todas las incorporaciones de dicho invento, concebidas, realizadas o descubiertas por dichos cedentes, y sobre todas las patentes, certificados de inventor y otras formas de protección (que a continuación llamaremos las patentes) otorgadas en todos los países o grupos de países.

POR LO TANTO, a cambio de una compensación adecuada y valiosa reconocida por dichos cedentes como recibida completamente de dicho cesionario,

1. Dichos cedentes por la presente venden, ceden, transfieren y traspasan al cesionario todo el derecho, título e interés exclusivos (a) sobre dicha solicitud e invención; (b) sobre todos los derechos para solicitar patentes sobre dicho invento en cualquier país de conformidad con la convención internacional para la protección de propiedad industrial u otra norma, (c) sobre todas y cada una de las solicitudes


Eduardo Calado Noguera
TRADUCTOR OFICIAL
Inglés - Español - Inglés
Res. 541 Febrero de 1976

presentadas y cualesquiera patentes otorgadas sobre dicho invento en cualquier país o grupos de países, incluyendo todas y cada una de las solicitudes presentadas y todas y cada una de las patentes otorgadas sobre cualquier solicitud que sea una división, sustitución o continuación de dicha solicitud y (d) sobre todas y cada una de las segundas publicaciones o ampliaciones de cualquiera de dichas patentes.

2. Dichos cedentes por la presente pactan y acuerdan cooperar con dicho cesionario para permitirle disfrutar hasta el máximo el derecho, título e interés sobre dicho invento que se traspasan por el presente en todos los países y grupos de países. Dicha cooperación por dichos cedentes incluirá la entrega oportuna de hechos y documentos pertinentes, la presentación de testimonios, la firma de peticiones, juramentos, especificaciones, declaraciones u otros documentos y cualquier otra asistencia hasta el punto que se considere necesaria o deseable por parte de dicho cesionario (a) para perfeccionar en dicho cesionario el derecho, título e interés aquí cedido; b) para tramitar todas esas solicitudes; c) para la presentación y tramitación de solicitudes sustitutivas, divisionales, continuaciones o adicionales referentes a dicho invento; d) para presentar y tramitar solicitudes de segunda publicación de dichas patentes; e) para interferencia u otras actuaciones de prioridad relacionadas con dicho invento y (f) para actuaciones jurídicas relacionadas con dicho invento y cualquier solicitud relacionada con el mismo y cualesquiera patentes otorgadas sobre dicho invento, incluyendo sin

Eduardo Calado N.
Eduardo Calado Noguera
TRADUCTOR OFICIAL
Inglés - Español - Inglés
Res. 541 Febrero de 1976

limitación actuaciones de oposición, actuaciones de cancelación, prioridades, actuaciones de uso público, acciones de infracción y acciones de cortes. Se estipula sin embargo que los gastos incurridos por dichos cedentes en el suministro de dicha cooperación los pagará el cesionario.

3. El período y pactos de este convenio se interpretarán para beneficio de dicho cesionario, sus sucesores, cesionarios y otros representantes legales, y serán obligatorios para dichos cedentes, sus respectivos herederos, representantes legales y cesionarios.

4. Los cedentes por la presente garantizan y afirman que no han realizado ni realizarán ninguna cesión, contrato o entendimiento en conflicto con esta cesión.

EN FE DE LO CUAL, los cedentes han firmado y entregado este instrumento al cesionario en las fechas abajo indicadas.

- 1) 15 de agosto de 2007. Firmado: DAVID S. WESSON
- 2) 20 de agosto de 2007. Firmado: KEVIN R. GEORGE
- 3) 12 de agosto de 2007. Firmado: PHILIP M. SNIDER

DECLARACIÓN JURADA

Por la presente certifico que la cesión adjunta es una copia verídica de la cesión original para la SOLICITUD CON número de serie 11/469,255.

APOSTILLA

(CONVENCIÓN DE LA HAYA DEL 5 DE OCTUBRE DE 1961)

1. PAÍS: ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

Este documento público

2. ha sido firmado por DENISE E VORIS

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


Eduardo Calado Noguera
TRADUCTOR OFICIAL
Inglés - Español - Inglés
Res. 541 Febrero de 1976

4. lleva el sello/estampilla de DENISE E VORIS, notario público, estado de Colorado

CERTIFICADO

5. en Denver, Colorado.

6. hoy 28 de enero de 2009

7. por BERNIE BUESCHER, secretario de estado para el estado de Colorado

8. Certificado número 176398

9. Sello/estampilla

10. Firma: BERNIE BUESCHER.

ECN\ECN\ID-145881\WPCL002G

COLO-0729-841-003-1

Bogotá, 11 de marzo de 2009.

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

977876
Eduardo Calado
COTIZACION PARA PARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPLEA
LAS INSTRUCCIONES INDICADAS.

Eduardo Calado N.

Eduardo Calado Noguera
TRADUCTOR OFICIAL
Inglés - Español - Inglés
Res. 541 Febrero de 1976

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

2009 MAR 12 A 11:27

Julio
Jefe de LEGALIZACIONES
BOGOTÁ D.C.

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
6 March 2008 (06.03.2008)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2008/027982 A3

- (51) International Patent Classification:
E21B 43/14 (2006.01) E21B 43/117 (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/US2007/077136
- (22) International Filing Date: 29 August 2007 (29.08.2007)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
11/469,255 31 August 2006 (31.08.2006) US
- (71) Applicant (for all designated States except US):
MARATHON OIL COMPANY [US/US]; 5555 San Felipe, Houston, Texas 77056-2799 (US).
- (72) Inventors; and
- (75) Inventors/Applicants (for US only): WESSON, David S. [US/US]; 605 Grandview Drive, Granbury, Texas 76049 (US). GEORGE, Kevin R. [US/US]; 806 Quail Park Lane, Cleburne, Texas 76031 (US). SNIDER, Philip M. [US/US]; 12102 Rocky Lake Drive, Houston, Texas 77070 (US).
- (74) Agent: EBEL, Jack E.; Law Office of Jack E. Ebel, 165 South Union Boulevard, Suite 902, Lakewood, Colorado 80228 (US).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, 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.

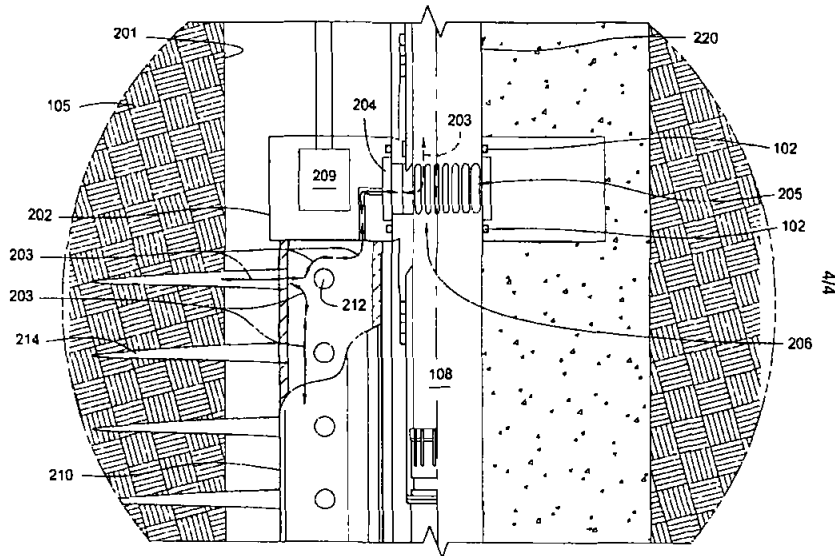
(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MT, 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)

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:
6 November 2008

(54) Title: METHOD AND APPARATUS FOR SELECTIVE DOWN HOLE FLUID COMMUNICATION



(57) Abstract: Methods and apparatus for perforating a formation in a wellbore without perforating a well bore casing. The methods and apparatus include an external casing perforating device configured so as not to perforate the casing. The interior of the perforating device serves as a fluid flow path between the casing and the formation following perforation and a valve in the casing selectively opens and closes the flow path.

WO 2008/027982 A3

METHOD AND APPARATUS FOR SELECTIVE DOWN HOLE FLUID COMMUNICATION

BACKGROUND OF THE INVENTION

Field of the Invention

[0001] Embodiments of the present invention generally relate to apparatus and methods for selectively producing and/or treating one or more hydrocarbon bearing subterranean formations. More particularly, embodiments of the present invention relate to apparatus and methods for completing a subterranean well in which multiple zones may be selectively treated and produced. More particularly still, embodiments of the present invention relate to apparatus and methods for perforating the one or more formation(s) and selectively establishing fluid communication between the one or more formations and a well bore.

Description of the Related Art

[0002] In the drilling of oil and gas wells, a wellbore is formed using a drill bit disposed at a lower end of a drill string that is urged downwardly into the earth. After drilling to a predetermined depth or when circumstances dictate, the drill string and bit are removed and the wellbore is lined with a string of casing. An annular area is thereby formed between the string of casing and the formation. A cementing operation is then conducted in order to fill the annular area with cement. The combination of cement and casing strengthens the wellbore and facilitates the isolation of certain areas or zones behind the casing including those containing hydrocarbons. The drilling operation is typically performed in stages and a number of casing or liner strings may be run into the wellbore until the wellbore is at the desired depth and location.

[0003] The casing and cement and an adjacent hydrocarbon bearing formation or formations are typically perforated using a series of explosive or "perforating" charges. Such a series of charges may be lowered into the well bore casing inside of an evacuated tube and such a charge containing tube is a type of what is generally known as a "perforating gun." When detonated, the charges pierce or

perforate the walls of the casing and penetrate any adjacent cement and the adjacent formation thereby allowing fluid communication between the interior of the casing and the formation. Production fluids may flow into the casing from the formation and treatment fluids may be pumped from the casing interior into the formation through the perforations made by the charges.

[0004] In many instances a single wellbore may traverse multiple hydrocarbon bearing formations that are otherwise isolated from one another within the Earth. It is frequently desirable to treat such hydrocarbon bearing formations with pressurized treatment fluids prior to producing those formations or at some other time during the useful life of a well. In order to ensure that a proper treatment is performed on a desired formation, that formation is typically isolated from other formations traversed by the wellbore. It may also be desirable to produce a given formation or formations in isolation from other formations common to the traversing wellbore. Examples of selective formation stimulation treatment and production techniques are described in U.S. Patent 5,823,265 to Crow et. al., and that patent is incorporated herein, in its entirety, by reference.

[0005] To achieve sequential treatment of multiple formations in a new well, the casing adjacent a lowermost formation is perforated while the casing portions adjacent other formations common to the wellbore are left un-perforated. The perforated zone is then treated by pumping treatment fluid under pressure into that zone through the perforations. Following treatment, a downhole plug is set above the perforated zone to isolate that zone. The next sequential zone up the wellbore ("up hole") is then perforated, treated and isolated with an above positioned plug. That process is repeated until all of the zones of interest have been treated. Subsequent production of hydrocarbons from these zones requires that the sequentially set plugs be removed from the well. Such removal requires that removal equipment be run into the well on a conveyance string which string may typically be wire line, coiled tubing or jointed pipe.

[0006] Formation isolation in an existing perforated well may be achieved by proper placement of straddle packer arrangements and / or plugs. While selective

treatment can be achieved using such equipment, the process and equipment can be complicated and expensive.

[0007] In the above described treatment processes the perforation and plug setting or straddle packer setting steps each represent a separate excursion or "trip" into and out of the wellbore with the required equipment. Each trip takes additional time and adds complexity to the overall effort. Such factors can be exacerbated when operating in wellbores that are not vertical and specialized conveyance equipment is often required in "horizontal" wellbores.

[0008] Therefore, there is a need for improved methods and apparatus for selectively establishing fluid communication with one or more formations. Further, there is a need for improved systems that can perforate multiple zones selectively isolate the wellbore from the zones. Further still, there is a need for improved methods and apparatus capable of selectively establishing fluid communication between a wellbore and one or more zones traversed by that wellbore.

SUMMARY OF THE INVENTION

[0009] In accordance with the present invention there is provided generally a formation perforating system including apparatus for selectively providing fluid communication between an interior of a well bore tubular and a perforated formation. Further provided are methods for perforating a well bore formation and selectively establishing fluid communication between the perforated formation and an interior of a well bore tubular.

[0010] More specifically the present apparatus comprises an apparatus for penetrating a formation and selectively establishing fluid communication between a well bore tubular and the formation, comprising:

a well bore tubular having at least one aperture through a wall thereof and comprising a valve member having a first position wherein the aperture is obstructed and a second position wherein the aperture is open; and

at least one energetic device positioned exterior of the tubular and configured to perforate, penetrate and / or fracture a formation surrounding the tubular without perforating the tubular.

[0011] Further, the present methods comprise selectively establishing fluid communication between an interior of a well bore tubular and an adjacent formation, comprising:

providing a well bore tubular and an energetic device adjacent a formation of interest;

perforating, penetrating and / or fracturing the formation of interest while not perforating the well bore tubular, using the energetic device; and

opening a fluid flow path between the formation of interest and an interior of the well bore tubular.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0012] So that the above recited features can be understood in more detail, a more particular description of the features, briefly summarized above, may be had by reference to embodiments, some of which are illustrated in the appended drawings. It is to be noted, however, that the appended drawings illustrate only various embodiments of the present invention and are therefore not to be considered limiting of its scope, for the invention may admit to other equally effective embodiments.

[0013] Figure 1 is a schematic view of a cased well bore including downhole assemblies according to one embodiment.

[0014] Figure 2 is a schematic view of a downhole assembly according to one embodiment.

[0015] Figure 3 is a schematic view of a downhole assembly according to one embodiment.

[0016] Figure 3B is an enlarged view of a portion of Figure 3.

DETAILED DESCRIPTION

[0017] Figure 1 shows a schematic view of a cased wellbore 101. A casing 102 is positioned inside the wellbore 101. An annulus 103 between the casing 102 and the wellbore 101 is preferably filled with cement 200 in order to anchor the casing and isolate one or more formations or production zones 105A-N. "A-N" is used herein to indicate a variable number of items so designated, where the number of such items may be one or more up to and including any number "N". Optionally, any item designated with the suffix "A-N" may include one or more whether or not the suffix is used in a given context. Alternatively, portions of or all of the wellbore 101 may not include cement 200 and zonal or formation isolation may be provided, for example, by external casing packers or expanded metal pipe. In one embodiment, the wellbore 101 includes: one or two or more assemblies 100 for selectively establishing fluid communication between a bore 108 of the casing 102 and one or more production zones 105A-N. Preferably, the assemblies 100 are integrated with the casing 102 prior to placement in the wellbore 101 and are then lowered with the casing 102 into the wellbore 101 as an integrated assembly or assemblies 100. Each assembly 100 includes one or more energetic devices 104A-N, and one or more valve members 106A-N. The one or more energetic devices 104A-N may be provided at each of the production zones 105A-N. The energetic devices 104A-N may comprise any suitable perforating mechanism. Exemplary energetic devices 104A-N may comprise perforating guns. Any or all of the energetic devices 104A-N may comprise propellant carrier systems and in one embodiment one or more energetic devices 104A-N may comprise a shaped charge perforating gun with propellant inside and / or outside the perforating gun. One or more of the energetic devices 104A-N may comprise any suitable pressure generating system, perforating system or combinations thereof such as, for example, those disclosed in U.S. Patents U.S. 5,598,891 to Snider et. al, U.S. 5,775,426 to Snider et. al., U.S. 6,082,450 to Snider et. al. and U.S. 6,263,283 to Snider et. al., each of those patents is incorporated herein in its entirety by reference. Each of the energetic devices 104A-N is capable of perforating or impinging penetrating energy upon subterranean formations or production zones 105. In one embodiment, the

energetic device 104 is an explosive shaped charge perforating gun. The energetic devices 104A-N may be selectively initiated from the surface by control lines 107. Optionally, the energetic devices 104A-N may be initiated by radio frequency identification ("RFID") tags and readers where one is connected to the energetic device 104 and the other is conveyed from the earth surface or elsewhere within the well. Other suitable initiation signal mechanisms include fiber optics, electric wire, wireless electromagnetic telemetry, acoustic or other wireless communication mechanisms, well bore pressure or pressure pulsing either inside and / or outside of any well bore tubular, well bore fluid flow including circulation, and / or any suitable combinations of the foregoing wherein a corresponding signal receiver is operatively connected to an initiator of the energetic device 104. One or more energetic devices 104 may be located next to the same production zone 105 and may be positioned in one or more circumferential and / or axial locations relative to the casing. Shown by way of example, the production zone 105A includes two energetic devices 104A and 104E positioned circumferentially at approximately 180 degrees from each other at the same axial location within wellbore 101. Any suitable angular displacement may be used however, and any suitable number, one, two or more, of energetic devices 104 may be located around the casing in a similar fashion and / or axially spaced at one or more of the zones 105.

[0018] Referring to Figure 1, the one or more energetic devices 104A-N disposed within the annulus 103 and may be positioned outside of the casing and aligned or oriented to perforate the production zones 105A-N. Optionally, the casing 103 adjacent the energetic devices 104A-N may be undersized and eccentrically positioned within the wellbore thereby creating more room for the energetic devices 104A-N. The perforators of the energetic devices 104A-N are configured to direct energy radially outward of the energetic device in selected directions only. Preferably, the energetic devices 104 A-N are oriented such that they will perforate adjacent formations 105 but will not perforate the casing 102. To establish fluid communication between one of the subterranean formations 105A-N and the casing 102, the energetic device 104 is functioned and thereby causes penetration of the adjacent production zone 105 without penetrating the casing 102. The energetic

device 104, although shown as parallel to the casing 102, may have any configuration, for example, it may be helically wound around the casing 102, so long as the energetic device 104 is arranged to perforate the production zone 105 without perforating the casing 102.

[0019] Figure 2 shows a typical assembly 100 for selectively establishing fluid communication with the bore 108 and the production zone 105. Related methods and apparatus, improved upon by the disclosure herein, for establishing a fluid communication between a casing and a subterranean formation are disclosed in U.S. Patents U.S. 6,386,288, to Snider et al., U.S. 6,536,524 to Snider, and U.S. 6,761,219 to Snider et. al., each of those patents is incorporated herein in its entirety by reference. The energetic device 104 is located within the annulus 103. The energetic device 104 is positioned adjacent to the casing 102 and the production zone 105.

[0020] An expanded view of the typical assembly 100, as contained within A-A of Figure 1, is shown in Figure 2. In one embodiment, the energetic device 104 is a perforating gun that comprises at least one and preferably a plurality of explosive charges 208 located within an interior of a conduit 210. It should be noted that the energetic device 104 may be any suitable perforating device. In one embodiment, the energetic device 104 includes a firing head 209 carried on the conduit 210 for detonating the explosive charges 208. The firing head 209 is attached to a detonating cord 207 that runs lengthwise through the conduit 210. The firing head 209 may be actuated using a control line from the surface, wellbore pressure, RFID tag / reader system, EM telemetry, or any suitable actuation mechanism. Each of the explosive charges 208 is positioned adjacent to the cord 207. When the firing head 209 is functioned it outputs a detonating energy. That energy is transferred to the cord 207 thereby detonating it and subsequently detonating the explosive charges 208. In one embodiment, the charges in the gun 104 are oriented such that the perforations 214 generated thereby penetrate cement 200 and adjacent formation but do not penetrate the casing 102. The explosive charges 208 penetrate the wall of the conduit 210 and into the adjacent production zone 105, creating one or more holes 212 in the perforating gun 104 and one or more perforations 214 in the

production zone 105, as shown in Figure 3. A flow path 203 is thereby created between the production zone 105, the perforations 214, the holes 212 and the conduit 210. In one embodiment, the energetic device 104 comprises a formation fracturing device such as a fluid pressure generator and upon initiation the energetic device 104 increases fluid pressure locally adjacent the production zone 105, whereby fluid penetrates, and causes fractures or fissures 214 to form in, the zone 105 or formation.

[0021] The materials or structures used for supporting the charges 208 and detonating cord 207 within the conduit 210 may be disintegrated partially or completely upon detonation thereby eliminating potential obstructions in the flow path 203 through the energetic device 104. Alternatively, the entire energetic device 104, including any conduit 210, may disintegrate leaving an axial tunnel through the surrounding cement in the annulus 103 wherein that tunnel is adjacent and in fluid communication with the exterior of the aperture 205 and / or valve 106 portion of the casing 102. Under circumstances where cement is not present in the annulus 103, either the annulus 103 and / or the conduit 210 may form a suitable fluid flow path 203 between the production zone 105 and an interior of the casing 102.

[0022] Once the formation has been perforated, fluid communication between the production zone 105 and the bore 108 may be selectively established by operating the valve member 106. When the valve 106 is opened as shown in Figure 3, fluid flows from the production zone through the perforations 214, the holes 212, the conduit 210, the connector 202, the openings 205, 206 and into the interior 108 of the casing 102. Alternatively, fluid may flow from the interior 108 of the casing 102 to the production zone 105 through the above described flow path in the reverse sequence. When the valve is closed, fluid may flow from the production zone through the perforations 214, the holes 212, the conduit 210, the connector 202 and to an exterior of the openings or apertures 205. Fluid may also flow through the interior of the casing 102 and to the openings 206. The valve 106 may be selectively opened to establish fluid communication between the bore 108 and the fluid communication path 204 and hence flow path 203.

[0023] The valve 106 may be selectively opened and / or closed from the surface by electric, hydraulic and / or fiber optic control lines. Examples of a control line operated valve system are described in U.S. Patent 6,179,052 to Purkis et. al., and that patent is incorporated herein, in its entirety, by reference. In some embodiments the valve 106 includes a stored energy source such as, for example, a battery. The valve 106 may be opened and closed by the operation of fluid pressure on a suitably arranged down hole piston surface or by operation of electrical or optic energy on a suitable actuator, such as for example, a motor or solenoid. Optionally, the valve 106 may be signaled to function by radio frequency identification ("RFID") tags and readers where one is operatively connected to the valve 106 and the other is conveyed from the earth surface or elsewhere within the well. Other suitable function initiation signal or power transmission mechanisms include fiber optics, electric wire, wireless electromagnetic telemetry, acoustic or other wireless communication mechanisms, well bore pressure or pressure pulsing either inside and / or outside of any well bore tubular, well bore fluid flow including circulation, and / or any suitable combinations of the foregoing wherein a corresponding signal receiver is operatively connected to an actuator of the valve 106. Optionally, the valve 106 is configured to selectively open and close multiple times thereby facilitating multiple discretionary stimulation / treatment, production, and / or shut-in periods. In one embodiment the valve 106 is configured to open automatically in response to a functioning or initiation of the energetic device 104. Such an automatic opening may be selected to occur at a designated time period before or after, or immediately upon, the functioning of the energetic device 104. Following such an automatic opening, the valve 106 may be selectively closed and reopened using any suitable shifter tool or signal / power transmission mechanism.

[0024] In one embodiment the valve member 106 is a sliding sleeve 220 and is disposed within the casing string 102. Alternatively, the valve member 106 may be a downhole choke and valve members 106 may comprise downhole chokes, sliding sleeves and other suitable downhole valves either alone or in combination. A sliding sleeve is a downhole tool, connected to or integral with a tubular, that selectively permits and prevents fluid flow through a wall of the tubular. An example of an

axially movable sliding sleeve valve is disclosed in U.S. Patent 5,263,683 to Wong and that Patent is incorporated herein, in its entirety, by reference. In one embodiment, the tubular is the casing 102 through the well bore 101. The tubular may however, be any down hole tubular such as, liner, tubing, a drill string, coiled tubing, etc. In one embodiment the sliding sleeve 220 comprises a body portion 221 having one or more openings 205 and a flow control sleeve 222 coaxially and moveably disposed within the body portion 221. The sliding sleeve 220 is operated to selectively align and misalign the first openings 205 and the second openings 206. Openings 205 are in a portion of the casing 102 or body 221 and openings 206 are in the sleeve 220. The flow control sleeve 222 is movable to cover and uncover the openings 205. The flow control sleeve 222 may be axially or rotationally moveable. In one embodiment the flow control sleeve 222 is axially movable between valve open and closed positions. Shifter tools may be lowered into the interior of casing 102 and are utilized to move the flow control sleeve 222 between a valve open and valve closed position. Alternatively, hydraulics can be used to open or close sliding sleeve 220.

[0025] When openings 205 and 206 are in line, the bore 108 of the casing 102 is in fluid communication with an exterior of the casing 102 and preferably with fluid communication path 204 of the connector 202. Fluid communication path 204 is in communication with fluid flow path 203 of the conduit 210 and fluid may flow through the perforations 214 into the paths 203, 204 between the bore 108 of tubular 103 and the formation 105. Fluid communication between fluid communication path 204 and bore 108 may be selectively established and disestablished by aligning and misaligning openings 205 and 206.

[0026] In one embodiment wherein a valve 106 may not be present, the apertures 205 are created in situ either before or after the functioning of the energetic device 104. A casing perforating device is lowered into the bore 108 to a desired location proximate a zone 105A-N of interest and is functioned thereby creating an aperture or apertures 205 in a wall of the casing 102. Such a casing perforating device may comprise a specialized shallow penetration perforating gun including a shaped charge or charges, known as "tubing punch" charges. Such

charges are specifically configured to perforate a wall of a tubular with only minimal residual penetration. A valve or plug member may be inserted into the well bore to close the apertures 205 where such closure is desired.

[0027] In one embodiment, connectors 202 couple an upper and / or a lower end of the energetic device 104 to the casing 102. Connectors 202 may comprise sleeves positioned around at least a portion of the exterior of the casing 102 and the aperture or apertures 205. Optionally, the connectors 202 may be sealed around the exterior of the casing 102. Connector 202 has a fluid communication path 204 that runs along the interior thereof and is in fluid communication with the apertures 205. The fluid communication path 204 is in fluid communication with a flow path 203 of the energetic device 104. One or more connectors 202 may be located at any location along the energetic device 104 and casing 102 to allow more entry points for fluid communication between the formation 105 and the bore 108. The connectors preferably located in correspondence with apertures in the wall of the casing 102 or a body portion 221.

[0028] In one embodiment, flow path 203 of the energetic device 104 runs axially through the conduit 210 and fluid may flow between the perforated production zone 105 and the aperture 205 and / or connector 202 through the conduit 210. The flow path 203 may initially exist within the conduit 210 or may be created when the energetic device 104 perforates the production zone 105. The flow path 203 allows fluid to flow to and / or from the production zone 105 through the perforations 214, the holes 212, and the conduit 210. Conduit 210 may formed by the body of the energetic device 104. Fluid flows axially through the interior length of conduit 210 and into the connectors 202 which are in communication with an aperture 205 of the valve 106 or casing 102. Each connector 202 has a fluid communication path 204 for placing the bore 108 of the casing 102 in fluid communication with the flow path 203. Each of the connectors 202 is located adjacent to and in fluid communication with an exterior of at least one corresponding aperture 205 and / or valve 106.

[0029] In one embodiment, the conduit 210 of the functioned energetic device 104 serves as a manifold to collect or distribute fluids from or to respectively, a

plurality of paths, such as the perforations 214 and / or cracks in the cement filling the annulus 103. Such an embodiment may be particularly advantageous under circumstances where any zone or zones 105A-N is long and / or vertically less permeable to fluid flow. Following the functioning of the energetic device 104, the conduit 210 provides a relatively clear flow path over the vertical length of the perforated zone 105. Alternatively, such a flow path may be provided by a void that remains following the functioning of the energetic device 104. Fluid collection or distribution apertures 205 may be situated at a limited number of axial locations along the vertical length. Distributed volumetric flow rate between the vertical length and the apertures 205 is not diminished by a relative scarcity of apertures 205 because fluid may freely travel vertically along an interior of the conduit 210 between the apertures 205 and the distributed vertical length of the zone 105.

[0030] In one embodiment, fluid may flow directly between the formation and the connector 202 or apertures 205, thereby bypassing any conduit 210, following the perforation of the zone 105. In one embodiment the system includes an energetic device 104 and an aperture 205, but does not necessarily include a connector and therefore the apertures 205 are in direct fluid communication with an area of annulus, cement, and / or formation surrounding the casing 102 or body 221. The functioning of the energetic device 104 creates sufficient fluid communication pathways from the formation to the exterior of the casing 102 such that communication between an interior 108 of the casing 102 and the formation 105 may be established without the necessity of a flow path through the conduit 210. Flow paths may include perforations 214, cracks in the cement in the annulus 103, a void in the cement in the annulus 103 left by a disintegrating energetic device 104 or any other path suitable for fluid flow.

[0031] In one operational embodiment of the plurality of assemblies 100A-N, it is desirable to treat hydrocarbon bearing formations 105A-N with pressurized treatment fluids without making multiple trips into the wellbore 101. To ensure that a proper treatment is performed on a particular formation 105, it is desired that the particular formation 105 be isolated from other formations 105 traversed by the wellbore 101 during such treatment. For performing prior to such a treatment

operation, the assemblies 100A-N, shown in Figures 1, 2 and/or 3, may include one or more of the valves 106 and energetic devices 104 per zone 105A-N and/or per wellbore 101. The assemblies 100A-N are located adjacent one or more of each of the respective production zones 105A-N. Any, one or more, or all of the energetic devices 104A-N may be initiated selectively or simultaneously thereby perforating the respective adjacent production zones 105A-N. With one or more of the production zones 105 perforated, one or more flow paths 203 are created from the zones 105 through the energetic device 104 to the fluid communication path 204 of the connector 202. One or more of the valve members 106 remain in a closed position until it is necessary to establish fluid communication with the bore 108 of the casing 102. A shifting tool or other suitable valve operating mechanism is conveyed into the wellbore and located in an operational relationship with the valve 106. The valve member 106 is then opened thereby opening a flow path between the formation 105 and the bore 108.

[0032] Alternatively, the valve 106 may include an operating piston configured to move in response to a differential pressure between an interior and an exterior of the casing or between two select locations within the casing wherein movement of the piston operates the valve 106 between an open and closed position. Additionally or alternatively, such a piston may be acted upon by a pressure established in a control line from the surface. Once the valve 106 is opened, pressurized treatment fluids (not shown) are introduced into the corresponding production zone 105 through the openings 206 of the valve member 220, the openings 205 of the casing 102 and through the fluid communication path 204 of the connector 202. The pressurized fluids then flow through flow path 203 of the energetic device 104, into the perforations 214 created by the energetic device 104 and into the production zone 105. Each of the closed valve members 106 isolate their respective production zones 105 such that those zones remain isolated from the pressurized fluids while the treatment operation is performed. Once the treatment operation is complete, the open valve member 106 may then be closed until the zone 105 is to be produced or some other fluid communication is required. This process may be repeated at any number of production zones 105A-N in the wellbore 101.

[0033] When the one or more treatment operations are complete, the wellbore 101 may be prepared to produce production fluid. Preferably, production tubing (not shown) is run into the wellbore 101 above the production zone 105A-N to be produced. Preferably, any overbalanced hydrostatic pressure above the production zones 105A-N in the bore 108 may be relieved before the valve member 106A-N for the corresponding zone or zones 105A-N is opened. With the valve or valves 106A-N open, the production fluid flows into the bore 108. Each production zone 105 may be produced in the same manner, and at the same time or different times and / or in different manners as desired. Once production in any given zone is complete, the corresponding valve member 106A-N may be closed, thereby isolating that production zone 105A-N from the bore 108.

[0034] While the foregoing is directed to embodiments of the present invention, other and further embodiments of the invention may be devised without departing from the basic scope thereof, and the scope thereof is determined by the claims that follow.

Claims:

1. An apparatus for penetrating a formation and selectively establishing fluid communication between a well bore tubular and the formation, comprising:
a well bore tubular having at least one aperture through a wall thereof and comprising a valve member having a first position wherein the aperture is obstructed and a second position wherein the aperture is open; and
at least one energetic device positioned exterior of the tubular and configured to penetrate a formation surrounding the tubular without penetrating the tubular.
2. The apparatus of claim 1, wherein the valve member comprises a sliding sleeve.
3. The apparatus of claim 1, further comprising a fluid flow path between an interior of the energetic device and the aperture.
4. The apparatus of claim 3, further comprising a connector sealing contact between the energetic device and an exterior of the tubular, the connector including at least a portion of the flow path.
5. The apparatus of claim 1, wherein the energetic device comprises a perforating gun.
6. The apparatus of claim 5, further comprising explosive perforating charges orientated to aim away from the tubular.
7. The apparatus of claim 1, wherein the energetic device includes a fluid flow path there through following a perforating, by the energetic device, of the formation surrounding the tubular.
8. The apparatus of claim 6, wherein the energetic device comprises a manifold.

9. The apparatus of claim 7, further comprising at least one connector surrounding an exterior of the tubular and the at least one aperture and having at least a portion of the flow path there through.
10. The apparatus of claim 1, wherein the well bore tubular is casing.
11. The apparatus of claim 5, wherein the perforating gun comprises a conduit.
12. The apparatus of claim 6, further comprising a perforating charge support structure wherein the perforating charges and the support structure are disintegratable upon a functioning of the perforating gun.
13. The apparatus of claim 1, wherein the well bore tubular and the energetic device are connected as an assembly prior to lowering into a well bore.
14. A method for selectively establishing fluid communication between an interior of a well bore tubular and a formation of interest, comprising:
 - penetrating the formation of interest while not perforating the well bore tubular, using an energetic device; and
 - opening a fluid flow path between the formation of interest and an interior of the well bore tubular.
15. The method of claim 14, wherein the penetrating comprises perforating with a perforating gun.
16. The method of claim 14, wherein the opening comprises opening a valve.
17. The method of claim 16, wherein the valve comprises a sliding sleeve.
18. The method of claim 14, further comprising flowing a fluid through the flow path.

19. The method of claim 18, further comprising flowing a fluid through the energetic device.
20. The method of claim 14, further comprising closing the fluid flow path.
21. The method of claim 18, wherein flowing the fluid comprises flowing a treatment fluid from the interior of the well bore tubular to the formation of interest.
22. The method of claim 14, wherein the wellbore tubular is casing.
23. The method of claim 15, further comprising disintegrating an interior structure of the perforating gun.
24. The method of claim 14, further comprising lowering the well bore tubular and the energetic device as an integrated assembly into a well bore.
25. A down hole fluid collection and distribution apparatus comprising:
 - an elongate manifold disposable exterior of a well bore tubular and having a first configuration wherein an interior of the manifold is fluidically isolated from a well bore there around and a second configuration including at least two axially spaced perforations through at least one of a wall and walls of the manifold; and
 - a fluid flow path within the manifold, the flow path in fluid communication with the two perforations and at least one aperture of the well bore tubular, the aperture being axially spaced from the perforations.
26. The apparatus of claim 25, wherein the aperture further includes a valve member.
27. The apparatus of claim 26, wherein the valve member comprises a sliding sleeve.

28. The apparatus of claim 25, wherein the first configuration further comprises a perforating mechanism contained within the manifold.

29. The apparatus of claim 28, wherein the perforating mechanism comprises an explosive shaped charge.

30. The apparatus of claim 25, wherein the manifold is substantially parallel with the well bore tubular.

31. A method for fluidically accessing distributed locations within a downhole formation comprising:

providing a fluid flow path traversing a length of a formation, the flow path being in fluid communication with an interior of a well bore and with longitudinally distributed locations in the formation, wherein the flow path is exterior of the well bore and along an axis substantially parallel thereto, and the interior of the well bore is otherwise substantially isolated from the longitudinally distributed locations; and

flowing a fluid in at least one of a direction from the interior of the well bore to the distributed locations and a direction to the interior of the well bore from the distributed locations.

32. The method of claim 31, wherein providing the fluid flow path further comprises perforating the formation.

33. The method of claim 31, wherein the fluid communication with the interior of the well bore is selectively closable.

34. A method for treating multiple formations traversed by a well bore comprising:

providing a well bore casing in a well bore and having at least one perforating gun positioned exterior thereof and adjacent a first formation and at least one second perforating gun positioned exterior thereof and adjacent a second formation;

functioning the perforating gun thereby providing first lengthwise distributed perforations in the first formation without perforating the well bore casing;

selectively opening at least one aperture in the well bore casing;
pumping a fluid from an interior of the well bore casing, through the aperture and into the first distributed perforations;
closing the aperture; and
functioning the second perforating gun thereby providing second lengthwise distributed perforations in the second formation without perforating the well bore casing.

35. The method of claim 34, further comprising selectively opening at least one second aperture in the well bore casing.

36. The method of claim 34, further comprising pumping a fluid from an interior of the well bore casing, through the second aperture and into the second distributed perforations.

1/4

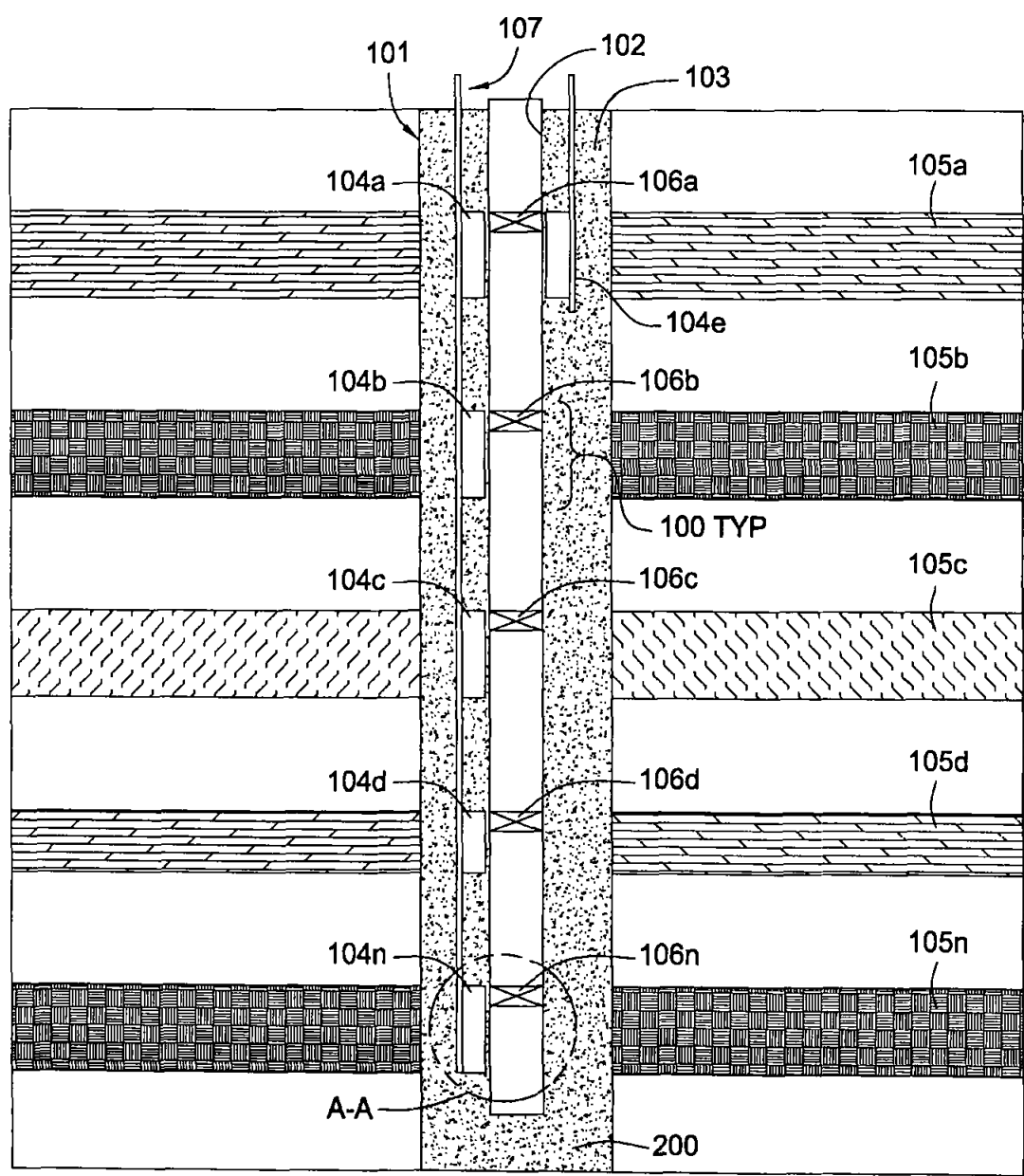
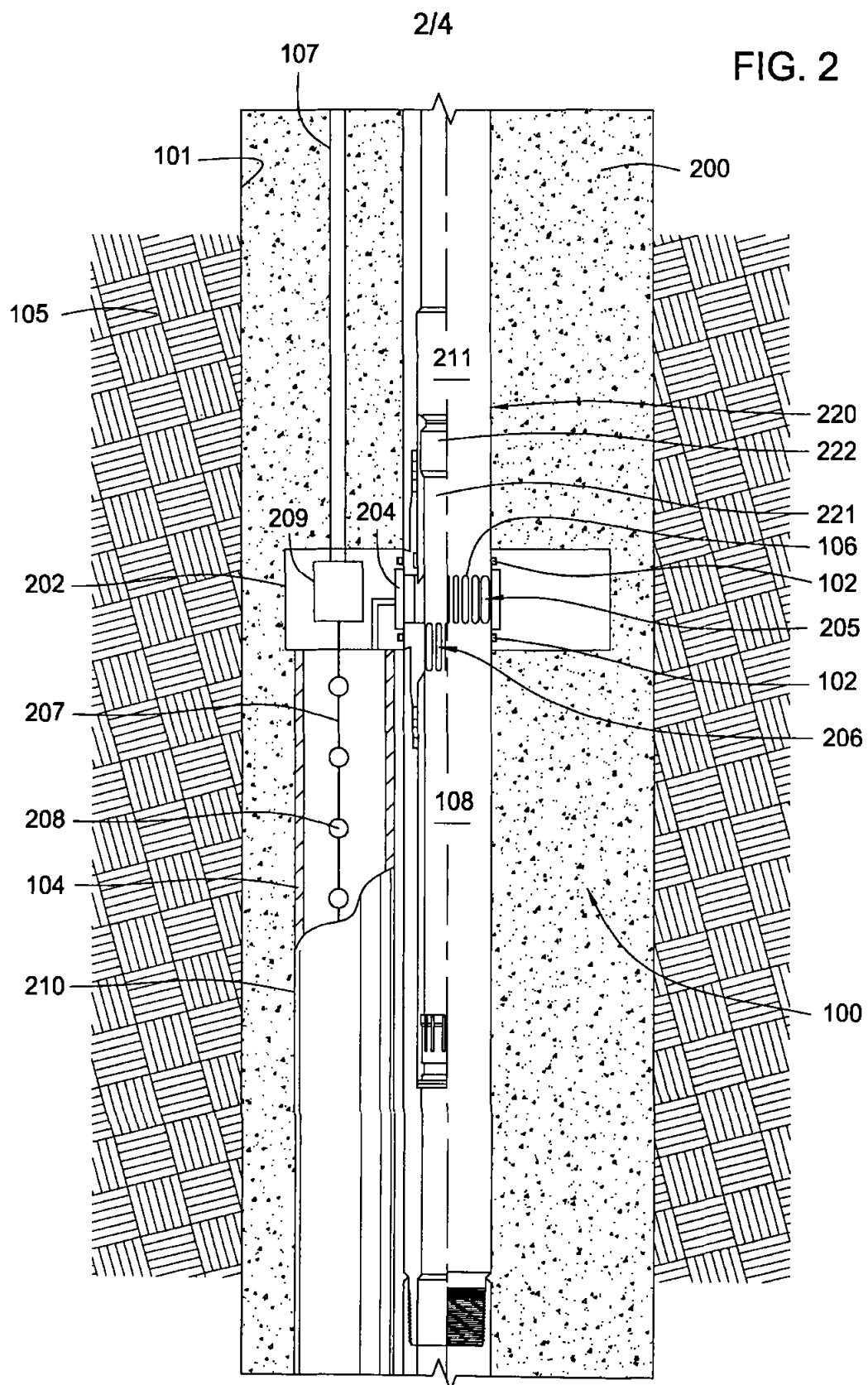


FIG. 1



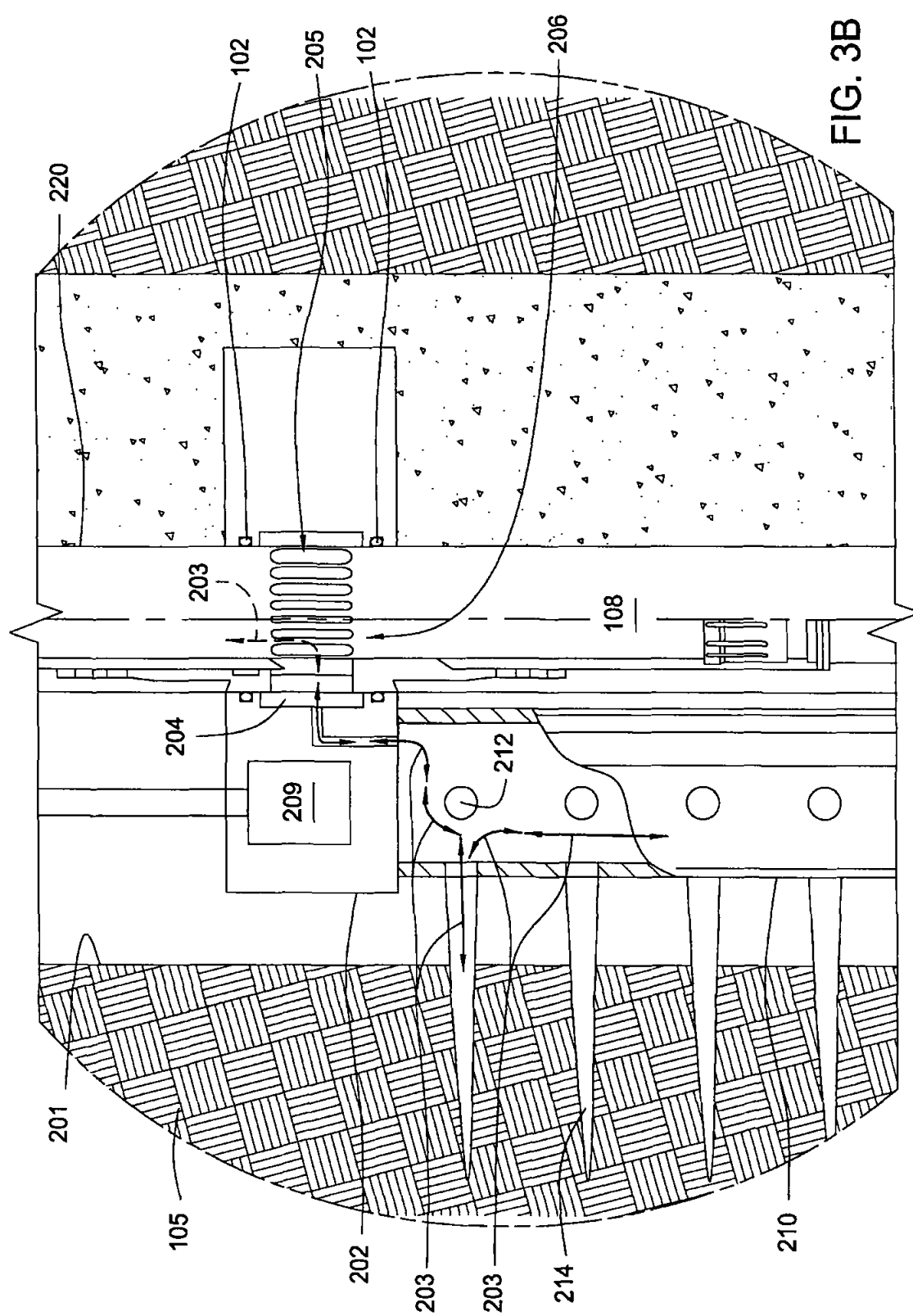


FIG. 3B

MÉTODO Y APARATO PARA COMUNICACIÓN DE FLUIDO POZO ABAJO**ANTECEDENTES DE LA INVENCION****5 Campo de la Invención**

[0001] Las modalidades de la presente invención generalmente se relacionan con aparatos y métodos para producir y/o tratar selectivamente una o más formaciones subterráneas que poseen hidrocarburo. Más particularmente, las modalidades de la presente invención se relacionan con aparatos y métodos para completar un pozo subterráneo en el cual se pueden tratar y producir selectivamente múltiples zonas. Más particularmente aún, las modalidades de la presente invención se relacionan con aparatos y métodos para perforar una o más formación(es) y establecer selectivamente comunicación de fluido entre una o más formaciones y un pozo.

Descripción de la Técnica Relacionada

[0002] En la perforación de pozos de petróleo y gas, un pozo se forma utilizando un pedazo de broca dispuesta en el extremo inferior de un de una columna de perforación que se empuja hacia abajo en la tierra. Después de perforar a una profundidad determinada o cuando las circunstancias lo dictan, se remueven la columna de perforación y la broca y se reviste el pozo con una sarta de tubería de revestimiento. Se forma de esta manera un área anular entre la sarta de tubería de revestimiento y la formación. Se conduce entonces una operación cementante con el fin de llenar el área anular con cemento. La combinación del cemento y la cubierta fortalece el pozo y facilita el aislamiento de

ciertas áreas o zonas detrás de la cubierta que incluye aquellas que contienen hidrocarburos. La operación de perforado se desarrolla típicamente en etapas y un número de cubiertas o columnas de revestimiento se pueden correr en el pozo hasta que el pozo está a la profundidad y en el sitio deseado.

5

[0003] La cubierta y el cemento y una formación o formaciones que llevan hidrocarburo adyacente se perforan típicamente utilizando una serie de cargas explosivas o "perforantes". Tales series de cargas se pueden hacer bajar en la cubierta del pozo dentro de un tubo evacuado y tal tubo que contiene la carga es de un tipo que se conoce generalmente como una "pistola de perforación". Cuando
10 detona, las cargas penetran o perforan las paredes de la cubierta y penetran cualquier cemento adyacente y la formación adyacente permitiendo de esta manera la comunicación de fluido entre el interior de la cubierta y la formación. Los fluidos de producción pueden fluir hacia la cubierta desde la formación y los fluidos de tratamiento se pueden bombear desde el interior de la cubierta hacia la
15 formación a través de las perforaciones hechas por las cargas.

[0004] En muchos casos un pozo sencillo puede atravesar múltiples formaciones que llevan hidrocarburo que están de otra manera aisladas una de la otra dentro de la tierra. Es frecuentemente deseable tratar tales formaciones que
20 llevan hidrocarburo con fluidos de tratamiento presurizado antes de producir aquellas formaciones o en algún otro momento durante la vida útil de un pozo. Con el fin de asegurar que se desarrolle un tratamiento adecuado sobre una formación deseada, esa formación se aísla típicamente de otras formaciones
25 atravesadas por el pozo. También puede ser deseable producir una formación o formaciones dadas en aislamiento de otras formaciones comunes al pozo que las atraviesa. Ejemplos de técnicas de producción y tratamiento de estimulación de

formación selectiva se describen en la Patente U.S. 5,823,265 de Crow et. al., y esa patente se incorpora aquí, en su totalidad, como referencia.

[0005] Para lograr el tratamiento secuencial de formaciones múltiples en un pozo nuevo, la cubierta adyacente a la formación más baja se perfora mientras que las porciones de cubierta adyacentes a otras formaciones comunes al pozo se dejan sin perforar. La zona perforada se trata entonces al bombear fluido de tratamiento bajo presión hacia aquella zona a través de las perforaciones. Luego del tratamiento, se ajusta un tapón pozo abajo por encima de la zona perforada para aislar esa zona. La siguiente zona secuencial encima del pozo ("encima del hueco") luego se perfora, trata y aísla con un tapón posicionado arriba. Ese proceso se repite hasta que todas las zonas de interés se han tratado. La producción posterior de hidrocarburos desde estas zonas requiere que los tapones secuencialmente ajustados se remuevan del pozo. Tal remoción requiere que el equipo de remoción se introduzca en el pozo sobre una columna de transporte cuya columna puede ser típicamente un cable de perforación, una tubería de producción enrollada o tubería unida.

[0006] El aislamiento de una formación en un pozo perforado existente se puede lograr mediante la ubicación adecuada de disposiciones de empaquetador de intervalo y/o tapones. Mientras que se puede lograr un tratamiento selectivo utilizando tal equipo, el proceso y el equipo pueden ser complicados y costosos.

[0007] En los procesos de tratamiento anteriormente descritos los pasos de ajuste de perforación y de tapón o de ajuste de empaquetador de intervalo representan cada uno una excursión separada o "viaje" hacia dentro y fuera del pozo con el equipo requerido. Cada viaje toma tiempo adicional y agrega

complejidad al esfuerzo total. Tales factores se pueden exacerbar cuando operan en pozos que no son verticales y se requiere a menudo equipo de transporte especializado en los pozos "horizontales".

- 5 **[0008]** Por lo tanto, subsiste la necesidad de métodos y aparatos mejorados para establecer selectivamente la comunicación de fluido con una o más formaciones. Además, subsiste la necesidad de sistemas mejorados que puedan perforar múltiples zonas aislar selectivamente el pozo desde las zonas. Aún
10 adicionalmente, subsiste la necesidad de métodos y aparatos mejorados capaces de establecer selectivamente comunicación de fluido entre el pozo y una o más zonas atravesadas por esa perforación.

RESUMEN DE LA INVENCIÓN

- 15 **[0009]** De acuerdo con la presente invención se suministra generalmente un sistema de perforación de formación que incluye aparatos para suministrar selectivamente comunicación de fluido entre el interior de un tubular de pozo y una formación perforada. Se suministran además métodos para perforar una formación
20 de pozo y establecer selectivamente comunicación de fluido entre la formación perforada y un interior de un tubular de pozo.

[0010] Más específicamente el presente aparato comprende un aparato para penetrar una formación y establecer selectivamente comunicación de fluido entre un tubular de pozo y la formación, que comprenden:

25

un tubular de pozo que tiene por lo menos un abertura a través de una pared de éste y que comprenden un miembro de válvula que tiene una primera

posición en donde se obstruye la abertura y una segunda posición en donde se abre la abertura; y

por lo menos un dispositivo energético ubicado al exterior del tubular y
5 configurado para perforar, penetrar y/o fracturar una formación que circunda el tubular sin perforar el tubular.

[0011] Además, los presentes métodos comprenden establecer selectivamente comunicación de fluido entre el interior de un tubular de pozo y una formación
10 adyacente, que comprenden:

suministrar un tubular de pozo y un dispositivo energético adyacente a una formación de interés;

15 perforar, penetrar y/o fracturar la formación de interés mientras que no se perfora el tubular de pozo, utilizando el dispositivo energético; y

abrir una trayectoria de flujo fluido entre la formación de interés y el interior del tubular de pozo.

20

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0012] Con el fin de que las características anteriormente citadas se puedan entender con más detalle, se puede tener una descripción más particular de las
25 características, brevemente resumidas anteriormente, mediante la referencia a las modalidades, algunas de las cuales se ilustran en los dibujos finales. Se debe notar, sin embargo, que los dibujos finales ilustran solamente varias modalidades

de la presente invención y por lo tanto no se pueden considerar limitantes de su alcance, para que la invención pueda admitir otras modalidades igualmente efectivas.

5 [0013] La Figura 1 es una vista esquemática de un pozo cubierto que incluye los montajes en el pozo abajo de acuerdo con una modalidad.

[0014] La Figura 2 es una vista esquemática de un montaje en el pozo abajo de acuerdo con una modalidad.

10

[0015] La Figura 3 es una vista esquemática de un montaje en el pozo abajo de acuerdo con una modalidad.

[0016] La Figura 3B es una vista agrandada de una porción de la Figura 3.

15

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0017] La Figura 1 muestra una vista esquemática de un pozo cubierto 101. Una cubierta 102 se ubica al interior del pozo 101. Un espacio anular 103 entre la cubierta 102 y el pozo 101 se rellena preferiblemente con cemento 200 con el fin de anclar la cubierta y asilar una o más formaciones o zonas de producción 105A-N. "A-N" se utiliza aquí para indicar un número variable de ítems así designados, donde el número de tales ítems puede ser uno o más hasta e incluyendo cualquier número "N". Opcionalmente, cualquier ítem designado con el sufijo "A-N", puede incluir uno o más sea o no utilizado el sufijo en un contexto dado. Alternativamente, las porciones de o todo el pozo 101 puede no incluir cemento 200 y se pueden suministrar aislamiento zonal o de la formación, por ejemplo,

20

25

mediante obturadores de tubería de revestimiento externo o tubos de metal expandido. En una modalidad, el pozo 101 incluye: uno o dos o más montajes 100 para establecer selectivamente comunicación de fluido entre un pozo 108 de la cubierta 102 y una o más zonas de producción 105A-N. Preferiblemente, los montajes 100 se integran con la cubierta 102 antes de la colocación en el pozo 101 y se disminuyen luego con la cubierta 102 en el pozo 101 como un montaje o montajes integrados 100. Cada montaje 100 incluye uno o más dispositivos energéticos 104A-N, y uno o más miembros de válvula 106A-N. El uno o más dispositivos energéticos 104A-N se pueden suministrar en cada una de las zonas de producción 105A-N. Los dispositivos energéticos 104A-N pueden comprender cualquier mecanismo de perforación adecuado. Los dispositivos energéticos de ejemplo 104A-N pueden comprender pistolas de perforación. Cualquiera o todos los dispositivos energéticos 104A-N pueden comprender sistemas portadores propulsores y en una modalidad uno o más dispositivos energéticos 104A-N pueden comprender una pistola de perforación de carga conformada con propulsor dentro y/o fuera de la pistola de perforación. Uno o más de los dispositivos energéticos 104A-N puede comprender cualquier sistema de generación de presión adecuado, sistema o las combinaciones de perforación de éstos tales como, por ejemplo, aquellos descritos en las Patentes U.S. 5,598,891 de Snider et. al, U.S. 5,775,426 de Snider et. al., U.S. 6,082,450 de Snider et. al, y U.S. 6,263,283 de Snider et. al., cada una de aquellas patentes se incorporan aquí en su totalidad mediante referencia. Cada uno de los dispositivos energéticos 104A-N es capaz de perforar o chocar con energía penetrante en las formaciones subterráneas o en las zonas de producción 105. En una modalidad, el dispositivo energético 104 es una pistola de perforación con carga conformada explosiva. Los dispositivos energéticos 104A-N se pueden iniciar selectivamente desde la superficie mediante líneas de control 107. Opcionalmente, los dispositivos

energéticos 104A-N se pueden iniciar mediante etiquetas de identificación de radio frecuencia ("RFID") y lectores donde uno está conectado al dispositivo energético 104 y el otro se transporta desde la superficie de la tierra o cualquier otra parte dentro del pozo. Otros mecanismos de señal de inicio adecuados incluyen fibras

5 ópticas, alambre eléctrico, telemetría electromagnética inalámbrica, mecanismos de comunicación inalámbrica, presión de pozo o pulso de presión dentro y/o fuera de cualquier tubular de pozo, flujo fluido de perforación que incluye circulación, y/o cualquier combinación adecuada de las anteriores en donde se conecta operativamente un receptor de señal correspondiente a un iniciador del dispositivo

10 energético 104. Uno o más dispositivos energéticos 104 se pueden localizar junto a la misma zona de producción 105 y se pueden ubicar en uno o más sitios circunferenciales y/o axiales con relación a la cubierta. Mostrada por vía de ejemplo, la zona de producción 105A incluye dos dispositivos energéticos 104A' y 104E ubicados circunferencialmente a aproximadamente 180 grados uno del otro

15 en el mismo sitio axial dentro del pozo 101. Cualquier desplazamiento angular adecuado se puede utilizar sin embargo, y cualquier número adecuado, uno, dos o más, de los dispositivos energéticos 104 se pueden localizar alrededor de la cubierta en una forma similar y/o espaciados axialmente en una o más de las zonas 105.

20

[0018] En relación a la Figura 1, el uno o más dispositivos energéticos 104A-N dispuestos dentro del espacio anular 103 se pueden ubicar por fuera de la cubierta y alineados u orientados para perforar las zonas de producción 105A-N. Opcionalmente, la cubierta 103 adyacente a los dispositivos energéticos 104A-N

25 pueden ser de un tamaño más pequeño y ubicar excéntricamente dentro del pozo creando de esta manera más espacio para los dispositivos energéticos 104A-N. Los perforadores de los dispositivos energéticos 104A-N se configuran para dirigir

la energía radialmente hacia fuera del dispositivo energético en solamente las direcciones seleccionadas. Preferiblemente, los dispositivos energéticos 104 A-N se orientan de tal manera que ellos perforarán las formaciones adyacentes 105 pero no perforarán la cubierta 102. Para establecer comunicación de fluido entre una de las formaciones subterráneas 105A-N y la cubierta 102, el dispositivo energético 104 se opera y origina de esta manera la penetración de la zona de producción adyacente 105 sin penetrar la cubierta 102. El dispositivo energético 104, aunque mostrado como paralelo a la cubierta 102, puede tener cualquier configuración, por ejemplo, puede estar helicoidalmente enrollado alrededor de la cubierta 102, en tanto que el dispositivo energético 104 está dispuesto para perforar la zona de producción 105 sin perforar la cubierta 102.

[0019] La Figura 2 muestra montaje típico 100 para establecer selectivamente comunicación de fluido entre la perforación 108 y la zona de producción 105. Los métodos y aparatos relacionados, mejorados mediante lo que se describe aquí, para establecer una comunicación de fluido entre la cubierta y la formación subterránea se describe en las Patentes U.S. 6,386,288, de Snider et al., U.S. 6,536,524 de Snider, y U.S. 6,761,219 de Snider et al., cada una de aquellas patentes se incorpora aquí en su totalidad mediante referencia. El dispositivo energético 104 se localiza dentro del espacio anular 103. El dispositivo energético 104 se ubica adyacente a la cubierta 102 y a la zona de producción 105.

[0020] Una vista expandida del montaje típico 100, como contenido dentro de A-A de la Figura 1, se muestra en la Figura 2. En una modalidad, el dispositivo energético 104 es una pistola de perforación que comprende por lo menos una y preferiblemente una pluralidad de cargas explosivas 208 localizadas dentro del interior de un conducto 210. Se debe notar que el dispositivo energético 104

puede ser cualquier dispositivo perforador adecuado. En una modalidad, el dispositivo energético 104 incluye una cabeza de fuego 209 llevada sobre el conducto 210 para detonar las cargas explosivas 208. La cabeza de fuego 209 se une a una cuerda detonante 207 que corre a lo largo a través del conducto 210. La cabeza de fuego 209 se puede accionar utilizando una línea de control desde la superficie, la presión del pozo, el sistema de etiqueta RFID / sistema lector, la telemetría EM, o cualquier otro mecanismo de accionamiento adecuado. Cada una de las cargas explosivas 208 se ubica adyacente a la cuerda 207. Cuando la cabeza de fuego 209 se opera de ésta sale energía detonante. Esa energía se transfiere a la cuerda 207 detonándola de esta manera y detonando posteriormente las cargas explosivas 208. En una modalidad, las cargas en la pistola 104 se orientan de tal manera que las perforaciones 214 generadas de esta manera penetran el cemento 200 y la formación adyacente pero no penetran la cubierta 102. Las cargas explosivas 208 penetran la pared del conducto 210 y hacia la zona de producción adyacente 105, creando uno o más huecos 212 en la pistola de perforación 104 y una o más perforaciones 214 en la zona de producción 105, como se muestra en la Figura 3. Una trayectoria de flujo 203 se crea de esta manera entre la zona de producción 105, las perforaciones 214, los huecos 212 y el conducto 210. En una modalidad, el dispositivo energético 104 comprende un dispositivo de fractura de formación tal como un generador de presión de fluido y luego del inicio el dispositivo energético 104 incrementa la presión de fluido localmente adyacente a la zona de producción 105, por medio del cual el fluido penetra, y causa las fracturas o fisuras 214 para formarse en éstas, la zona 105 o la formación.

[0021] Los materiales o estructuras utilizadas para sostener las cargas 208 y la cuerda detonante 207 dentro del conducto 210 se pueden desintegrar parcial o

completamente luego de la detonación eliminando de esta manera las obstrucciones potenciales en la trayectoria de flujo 203 a través del dispositivo energético 104. Alternativamente, el dispositivo energético completo 104, que incluye cualquier conducto 210, puede desintegrarse dejando un túnel axial a través del cemento circundante en el espacio anular 103 en donde ese túnel está adyacente y en comunicación de fluido con el exterior de la abertura 205 y/o la porción de válvula 106 de la cubierta 102. Bajo circunstancias donde el cemento no está presente en el espacio anular 103, el espacio anular 103 y/o el conducto 210 pueden formar una trayectoria de flujo de fluido adecuada 203 entre la zona de producción 105 y el interior de la cubierta 102.

[0022] Una vez que se ha perforado la formación, la comunicación de fluido entre la zona de producción 105 y la perforación 108 se pueden establecer selectivamente al operar el miembro de válvula 106. Cuando se abre la válvula 106 como se muestra en la Figura 3, el fluido fluye desde la zona de producción a través de las perforaciones 214, los huecos 212, el conducto 210, el conector 202, las aberturas 205, 206 y hacia el interior 108 de la cubierta 102. Alternativamente, el fluido puede fluir desde el interior 108 de la cubierta 102 a la zona de producción 105 a través de la trayectoria de flujo anteriormente descrita en la secuencia inversa. Cuando se cierra la válvula, el fluido puede fluir desde la zona de producción a través de las perforaciones 214, los huecos 212, el conducto 210, el conector 202 y hacia el exterior de las aberturas 205. El fluido también puede fluir a través del interior de la cubierta 102 y hacia las aberturas 206. La válvula 106 se puede abrir selectivamente para establecer comunicación de fluido entre la perforación 108 y la trayectoria de comunicación de fluido 204 y de esta manera la trayectoria de flujo 203.

[0023] La válvula 106 se puede abrir selectivamente y/o cerrar desde la superficie mediante líneas de control eléctricas, hidráulicas y/o de fibra óptica. Ejemplos de un sistema de válvula operado por línea de control se describe en la Patente U.S. 6,179,052 de Purkis et. al., y esa patente se incorpora aquí, en su totalidad, como referencia. En algunas modalidades la válvula 106 incluye una fuente de energía almacenada tal como, por ejemplo, una batería. La válvula 106 se puede abrir y cerrar mediante la operación de presión de fluido sobre una superficie de pistón en el fono del pozo dispuesta adecuadamente o mediante la operación de energía eléctrica u óptica sobre un accionador adecuado, tal como por ejemplo, un motor o solenoide. Opcionalmente, la válvula 106 se puede señalar para que funcione mediante etiquetas de identificación de radio frecuencia ("RFID") y lectores donde uno está operativamente conectado a la válvula 106 y el otro se transporta desde la superficie terrestre o cualquier otra parte hacia dentro del pozo. Otra señal de inicio de función adecuada o mecanismos de transmisión de energía incluyen fibras ópticas, alambre eléctrico, telemetría electromagnética inalámbrica, mecanismos de comunicación acústicos u otros inalámbricos, presión de pozo o pulso de presión dentro y/o fuera de cualquier tubular de pozo, el flujo de fluido del pozo que incluye la circulación, y/o cualquiera de las combinaciones adecuadas de los anteriores en donde el receptor de señal correspondiente está operativamente conectado a un accionador de la válvula 106. Opcionalmente, la válvula 106 se configura para abrir y cerrar selectivamente múltiples veces facilitando de esta manera el estímulo / tratamiento discrecional múltiple, la producción, y/o los periodos de cierre. En una modalidad la válvula 106 se configura para abrir automáticamente en respuesta a un funcionamiento o inicio del dispositivo energético 104. Tal abertura automática se puede seleccionar para que ocurra en un periodo de tiempo designado antes o después, o inmediatamente luego del funcionamiento del dispositivo energético 104. Luego

de tal abertura automática, la válvula 106 se puede cerrar y reabrir selectivamente utilizando cualquier herramienta cambiadora adecuada o mecanismo de transmisión de señal / energía.

- 5 **[0024]** En una modalidad el miembro de válvula 106 es un manguito deslizante 220 y se dispone dentro de la sarta de revestimiento 102. Alternativamente, el miembro de válvula 106 puede ser un estrangulador en el pozo abajo y los miembros de válvula 106 pueden comprender estranguladores de pozo abajo, manguitos deslizantes u otras válvulas en el pozo abajo adecuadas bien sea solas
- 10 o en combinación. Un manguito deslizante es una herramienta en el pozo abajo, conectada a o integral con un tubular, que permite y evita selectivamente el flujo de fluido a través de la pared del tubular. Un ejemplo de una válvula de manguito deslizante axialmente movable se describe en la Patente U.S. 5,263,683 de Wong y esa Patente se incorpora aquí, en su totalidad, como referencia. En una
- 15 modalidad, el tubular es la cubierta 102 a través de la perforación 101. El tubular puede sin embargo, ser cualquier tubular en el pozo abajo tal como, un recubrimiento, tubería, una columna de perforación, tubería enrollada, etc. En una modalidad el manguito deslizante 220 comprende una porción de cuerpo 221 que tiene una o más aberturas 205 y un manguito de control de flujo 222 dispuesto
- 20 coaxialmente y de manera movable dentro de la porción de cuerpo 221. El manguito deslizante 220 se opera para alinear y desalinear selectivamente las primeras aberturas 205 y las segundas aberturas 206. Las aberturas 205 están en una porción de la cubierta 102 o el cuerpo 221 y las aberturas 206 están en el manguito 220. El manguito de control de flujo 222 es movable para cubrir y
- 25 descubrir las aberturas 205. El manguito de control de flujo 222 puede ser axial o rotacionalmente movable. En una modalidad el manguito de control de flujo 222 es movable axialmente entre las posiciones abierta y cerrada de la válvula. Las

herramientas de cambio se pueden bajar hacia el interior de la cubierta 102 y se utilizan para mover el manguito de control de flujo 222 entre una posición de válvula abierta y de válvula cerrada. Alternativamente, los hidráulicos se pueden utilizar para abrir y cerrar el manguito deslizante 220.

5

[0025] Cuando las aberturas 205 y 206 están en línea, la perforación 108 de la cubierta 102 está en comunicación de fluido con el exterior de la cubierta 102 y preferiblemente con la trayectoria de comunicación de fluido 204 del conector 202. La trayectoria de comunicación de fluido 204 está en comunicación con la

10 trayectoria de flujo de fluido 203 del conducto 210 y el fluido puede fluir a través de las perforaciones 214 hacia las trayectorias 203, 204 entre la perforación 108 del tubular 103 y la formación 105. La comunicación de fluido entre la trayectoria de comunicación de fluido 204 y la perforación 108 se puede establecer y deshacer selectivamente al alinear y desalinear las aberturas 205 y 206.

15

[0026] En una modalidad en donde la válvula 106 puede no estar presente, las aberturas 205 se crean in situ antes o después del funcionamiento del dispositivo energético 104. Un dispositivo de perforación de cubierta se desciende hacia la perforación 108 a un sitio deseado próximo a la zona 105A-N de interés y se opera

20 creando de esta manera una abertura o aberturas 205 en un pozo de la cubierta 102. Tal dispositivo de perforación de cubierta puede comprender una pistola de perforación de penetración especializada poco profunda que incluye una carga o cargas conformadas, conocidas como cargas de "perforación de tubería". Tales cargas se configuran específicamente para perforar una pared de un tubular con

25 solo penetración residual mínima. Una válvula o miembro de tapón se puede insertar en el pozo para cerrar las aberturas 205 donde se desea tal cierre.

[0027] En una modalidad, los conectores 202 acoplan un extremo superior y/o inferior del dispositivo energético 104 a la cubierta 102. Los conectores 202 pueden comprender manguitos ubicados alrededor de por lo menos una porción del exterior de la cubierta 102 y la abertura o aberturas 205. Opcionalmente, los
5 conectores 202 se pueden sellar alrededor del exterior de la cubierta 102. El conector 202 tiene una trayectoria de comunicación de fluido 204 que corre a lo largo del interior de ésta y está en comunicación de fluido con las aberturas 205. La trayectoria de comunicación de fluido 204 está en comunicación de fluido con una trayectoria de flujo 203 del dispositivo energético 104. Uno o más conectores
10 202 se pueden localizar en cualquier sitio a lo largo del dispositivo energético 104 y la cubierta 102 para permitir más puntos de entrada para la comunicación de fluido entre la formación 105 y la perforación 108. Los conectores localizados preferiblemente en correspondencia con las aberturas en la pared de la cubierta 102 o una porción del cuerpo 221.

15

[0028] En una modalidad, la trayectoria de flujo 203 del dispositivo energético 104 corre axialmente a través del conducto 210 y el fluido puede fluir entre la zona de producción perforada 105 y la abertura 205 y/o el conector 202 a través del conducto 210. La trayectoria de flujo 203 puede existir inicialmente dentro del
20 conducto 210 o se puede crear cuando el dispositivo energético 104 perfora la zona de producción 105. La trayectoria de flujo 203 le permite al fluido fluir a y/o desde la zona de producción 105 a través de las perforaciones 214, los huecos 212, y el conducto 210. El conducto 210 se puede formar mediante el cuerpo del dispositivo energético 104. El fluido fluye axialmente a través de la longitud interior
25 del conducto 210 y hacia los conectores 202 que están en comunicación con una abertura 205 de la válvula 106 o la cubierta 102. Cada conector 202 tiene una trayectoria de comunicación de fluido 204 para colocar la perforación 108 de la

cubierta 102 en comunicación de fluido con la trayectoria de flujo 203. Cada uno de los conectores 202 se localiza adyacente a y en comunicación de fluido con un exterior de por lo menos una abertura correspondiente 205 y/o válvula 106.

5 [0029] En una modalidad, el conducto 210 del dispositivo energético operado 104 sirve como un múltiple para recolectar o distribuir los fluidos desde o hacia respectivamente, una pluralidad de trayectorias, tal como las perforaciones 214 y/o las grietas en el cemento que rellena el espacio anular 103. Tal modalidad puede ser particularmente ventajosa bajo circunstancias donde cualquier zona o zonas 10 105A-N es larga y/o verticalmente menos permeables al flujo de fluido. Luego del funcionamiento del dispositivo energético 104, el conducto 210 suministra una trayectoria de flujo relativamente clara sobre la longitud vertical de la zona perforada 105. Alternativamente, tal trayectoria de flujo se puede suministrar mediante un vacío que permanece luego del funcionamiento del dispositivo 15 energético 104. La recolección del fluido o las aberturas de distribución 205 se pueden situar en un número limitado de sitios axiales a lo largo de la longitud vertical. La velocidad de flujo volumétrico distribuido entre la longitud vertical y las aberturas 205 no se disminuye por la escasez relativa de aberturas 205 en razón a que el fluido puede viajar libremente verticalmente a lo largo del interior del 20 conducto 210 entre las aberturas 205 y la longitud vertical distribuida de la zona 105.

[0030] En una modalidad, el fluido puede fluir directamente entre la formación y el conector 202 o las aberturas 205, puenteando de esta manera cualquier 25 conducto 210, luego de la perforación de la zona 105. En una modalidad el sistema incluye un dispositivo energético 104 y una abertura 205, pero no necesariamente incluye un conector y por lo tanto las aberturas 205 están en

comunicación de fluido directa con un área del espacio anular, cemento, y/o formación circundante de la cubierta 102 o el cuerpo 221. El funcionamiento del dispositivo energético 104 crea trayectorias de comunicación de fluido suficientes desde la formación al exterior de la cubierta 102 de tal manera que la comunicación entre el interior 108 de la cubierta 102 y la formación 105 se pueden establecer sin la necesidad de una trayectoria de flujo a través del conducto 210. Las trayectorias de flujo pueden incluir las perforaciones 214, las grietas en el cemento en el espacio anular 103, un vacío en el cemento en el espacio anular 103 dejado por un dispositivo energético desintegrante 104 o cualquier otra trayectoria adecuada para flujo de fluido.

[0031] En una modalidad operacional de la pluralidad de montajes 100A-N, es deseable tratar formaciones que llevan hidrocarburo 105A-N con fluidos de tratamiento presurizado sin hacer múltiples viajes hacia el pozo 101. Para asegurar que se desarrolla un tratamiento adecuado sobre la formación particular 105, se desea que la formación particular 105 se aisle de las otras formaciones 105 atravesadas por el pozo 101 durante tal tratamiento. Para el desarrollo antes de tal operación de tratamiento, los montajes 100A-N, mostrados en las Figuras 1, 2 y/o 3, puede incluir una o más válvulas 106 y los dispositivos energéticos 104 por zona 105A-N por pozo 101. Los montajes 100A-N están localizados adyacentes a uno o más de cada una de las zonas de producción respectivas 105A-N. Cualquiera, uno o más, o todos los dispositivos energéticos 104A-N se pueden selectivamente iniciar o simultáneamente perforar de esta manera las respectivas zonas de producción adyacente 105A-N. Con una o más de las zonas de producción 105 perforadas, una o más de las trayectorias de flujo 203 se crean desde las zonas 105 a través del dispositivo energético 104 a la trayectoria de comunicación de fluido 204 del conector 202. Uno o más de los miembros de

válvula 106 permanecen en posición cerrada hasta que es necesario establecer comunicación de fluido con la perforación 108 de la cubierta 102. Una herramienta de cambio u otro mecanismo de operación de válvula adecuado se transportan hacia el pozo y se localiza en una relación operacional con la válvula 106. El miembro de válvula 106 se abre entonces abriendo de esta manera una trayectoria de flujo entre la formación 105 y la perforación 108.

[0032] Alternativamente, la válvula 106 puede incluir un pistón de operación configurado para moverse en respuesta a una presión diferencial entre el interior y el exterior de la cubierta o entre dos sitios seleccionados dentro de la cubierta en donde el movimiento del pistón opera la válvula 106 entre la posición abierta y cerrada. Adicionalmente o alternativamente, tal pistón se puede accionar mediante una presión establecida en una línea de control desde la superficie. Una vez que la válvula 106 se abre, los fluidos de tratamiento presurizados (no mostrados) se introducen en la zona de producción correspondiente 105 a través de las aberturas 206 del miembro de válvula 220, las aberturas 205 de la cubierta 102 y a través de la trayectoria de comunicación de fluido 204 del conector 202. Los fluidos presurizados fluyen entonces a través de la trayectoria de flujo 203 del dispositivo energético 104, hacia las perforaciones 214 creadas por el dispositivo energético 104 y hacia la zona de producción 105. Cada uno de los miembros de válvula cerrados 106 aísla sus zonas de producción respectivas 105 de tal forma que aquellas zonas permanecen aisladas de los fluidos presurizados mientras que se desarrolla la operación de tratamiento. Una vez que se completa la operación de tratamiento, el miembro de válvula abierto 106 se puede cerrar entonces hasta que la zona 105 se va a producir o se requiera alguna otra comunicación de fluido. Este proceso se puede repetir en cualquier número de zonas de producción 105A-N en el pozo 101.

[0033] Cuando una o más de las operaciones de tratamiento se completan, el pozo 101 se puede preparar para producir el fluido de producción. Preferiblemente, la tubería de producción (no mostrada) corre hacia el pozo 101 por encima de la zona de producción 105A-N para ser producida. Preferiblemente, cualquier presión hidrostática sobre-balanceada por encima de las zonas de producción 105A-N en la perforación 108 se puede aliviar antes que se abra el miembro de válvula 106A-N para la zona o zonas correspondientes 105A-N. Con la válvula o válvulas 106A-N abierta, la producción de fluido fluye hacia la perforación 108. Cada zona de producción 105 se puede producir de la misma manera, y al mismo tiempo o a diferentes tiempos y/o de diferentes maneras según se desee. Una vez que la producción en cualquier zona dada está completa, el miembro de válvula correspondiente 106A-N se puede cerrar, aislando de esta manera esa zona de producción 105A-N desde la perforación 108.

[0034] Mientras que lo anterior está dirigido a modalidades de la presente invención, otras modalidades adicionales de la invención se pueden prever sin apartarse del alcance básico de ésta, y el alcance de ésta se determina por las reivindicaciones que siguen.

REIVINDICACIONES

1. Un aparato para penetrar una formación y establecer selectivamente comunicación entre un tubular del pozo y la formación, que comprende:

5

un tubular de pozo que tiene por lo menos una abertura a través de una pared de ésta y que comprende un miembro de válvula que tiene una primera posición en donde la abertura se obstruye y una segunda posición en donde la abertura se abre; y

10

por lo menos un dispositivo energético ubicado al exterior del tubular y configurado para penetrar una formación que circunda el tubular sin penetrar el tubular.

- 15 2. El aparato de la reivindicación 1, en donde el miembro de válvula comprende un manguito deslizante.

3. El aparato de la reivindicación 1, que comprende además una trayectoria de flujo fluido entre un interior del dispositivo energético y la abertura.

20

4. El aparato de la reivindicación 3, que comprende además un conector que sella el contacto entre el dispositivo energético y un exterior del tubular, el conector incluye por lo menos una porción de la trayectoria de flujo.

- 25 5. El aparato de la reivindicación 1, en donde el dispositivo energético comprende una pistola de perforación.

6. El aparato de la reivindicación 5, que comprende además cargas de perforación explosivas orientadas para apuntar alejadas del tubular.

5 7. El aparato de la reivindicación 1, en donde el dispositivo energético incluye una trayectoria de flujo de fluido pasante que sigue una perforación, mediante el dispositivo energético, de la formación que circunda el tubular.

8. El aparato de la reivindicación 6, en donde el dispositivo energético comprende un múltiple.

10

9. El aparato de la reivindicación 7, que comprende además por lo menos un conector que circunda el exterior del tubular y por lo menos una abertura y que tiene por lo menos una porción de la trayectoria de flujo pasante.

15 10. El aparato de la reivindicación 1, en donde el tubular del pozo está recubierto.

11. El aparato de la reivindicación 5, en donde la pistola de perforación comprende un conducto.

20

12. El aparato de la reivindicación 6, que comprende además una estructura de soporte de carga perforante en donde las cargas perforantes y la estructura de soporte se desintegran luego del funcionamiento de la pistola de perforación.

25

:

13. El aparato de la reivindicación 1, en donde el tubular del pozo y el dispositivo energético están conectados como un montaje antes de descender en el pozo.

5 14. Un método para establecer selectivamente comunicación de fluido entre un interior de un tubular de pozo y una formación de interés, que comprende:

penetrar la formación de interés aunque no perforando el tubular del pozo, utilizando un dispositivo energético; y

10

abrir una trayectoria de flujo de fluido entre la formación de interés y un interior del tubular de pozo.

15

15. El método de la reivindicación 14, en donde el penetrar comprende perforar con una pistola de perforación.

16. El método de la reivindicación 14, en donde la abertura comprende abrir una válvula.

20

17. El método de la reivindicación 16, en donde la válvula comprende un manguito deslizante.

18. El método de la reivindicación 14, que comprende además hacer fluir un fluido a través de la trayectoria de flujo.

25

19. El método de la reivindicación 18, que comprende además hacer fluir un fluido a través del dispositivo energético.

20. El método de la reivindicación 14, que comprende además cerrar la trayectoria de flujo de fluido.

5 21. El método de la reivindicación 18, en donde fluir el fluido comprende hacer fluir un fluido de tratamiento desde el interior del tubular de pozo a la formación de interés.

10 22. El método de la reivindicación 14, en donde el tubular de pozo está recubierto.

23. El método de la reivindicación 15, que comprende además desintegrar una estructura interior de la pistola perforante.

15 24. El método de la reivindicación 14, que comprende además bajar el tubular de pozo y el dispositivo energético como un montaje integrado hacia un pozo.

20 25. Un aparato de recolección y distribución de fluido en el pozo abajo que comprende:

un múltiple alargado disponible al exterior de un tubular de pozo y que tiene una primera configuración en donde el interior del múltiple está fluidamente aislado de un pozo en su alrededor y una segunda configuración que
25 incluye por lo menos dos perforaciones axialmente espaciadas a través de por lo menos una de una pared y paredes del múltiple; y

una trayectoria de flujo de fluido dentro del múltiple, la trayectoria de flujo en comunicación de fluido con las dos perforaciones y por lo menos una abertura del tubular de pozo, la abertura está axialmente espaciada de las perforaciones.

5

26. El aparato de la reivindicación 25, en donde la abertura incluye además un miembro de válvula.

10

27. El aparato de la reivindicación 26, en donde el miembro de válvula comprende un manguito deslizante.

28. El aparato de la reivindicación 25, en donde la primera configuración comprende además un mecanismo perforante contenido dentro del múltiple.

15

29. El aparato de la reivindicación 28, en donde el mecanismo perforante comprende una carga de forma explosiva.

30. El aparato de la reivindicación 25, en donde el múltiple está sustancialmente paralelo con el tubular del pozo.

20

31. Un método para acceder fluidamente a sitios distribuidos dentro de una formación de pozo abajo que comprende:

25

suministrar una trayectoria de flujo fluido que atraviesa una longitud de una formación, la trayectoria de flujo estando en comunicación de fluido con un interior de un pozo y con sitios longitudinalmente distribuidos en la formación, en donde la trayectoria de flujo está al exterior del pozo y a lo

largo un eje sustancialmente paralelo a éste, y el interior del pozo está de otra manera sustancialmente aislado desde los sitios longitudinalmente distribuidos; y

5 hacer fluir un fluido en por lo menos una dirección desde el interior del pozo a los sitios distribuidos y una dirección al interior del pozo desde los sitios distribuidos.

32. El método de la reivindicación 31, en donde suministrar la trayectoria de
() flujo fluido comprende además perforar la formación.

33. El método de la reivindicación 31, en donde la comunicación de fluido con el interior del pozo es selectivamente cerrable.

5 34. Un método para tratar formaciones múltiples atravesadas por un pozo que comprende:

suministrar una cubierta de pozo en una perforación y que tiene por lo menos una pistola de perforación ubicada al exterior de ésta y adyacente a
() la primera formación y por lo menos una segunda pistola de perforación ubicada al exterior de ésta y adyacente a la segunda formación;

hacer funcionar la pistola de perforación suministrando de esta manera primeras perforaciones distribuidas a lo largo en la primera formación sin
5 perforar la cubierta del pozo;

abrir selectivamente por lo menos una abertura en la cubierta del pozo;

bombear un fluido desde el interior de la cubierta de perforación, a través de la abertura y hacia las primeras perforaciones distribuidas;

5 cerrar la abertura; y

hacer funcionar la segunda pistola de perforación suministrando de esta manera segundas perforaciones distribuidas a lo largo en la segunda formación sin perforar la cubierta del pozo.

10

35. El método de la reivindicación 34, que comprende además abrir selectivamente por lo menos una segunda abertura en la cubierta del pozo.

36. El método de la reivindicación 34, que comprende además hacer bombear
15 un fluido desde el interior de la cubierta del pozo, a través de la segunda abertura y hacia las segundas perforaciones distribuidas.

MÉTODO Y APARATO PARA COMUNICACIÓN DE FLUIDO POZO ABAJO**RESUMEN**

- 5 Métodos y aparatos para perforar una formación en un pozo sin perforar la cubierta del pozo. Los métodos y aparatos incluyen un dispositivo de perforación de cubierta externa configurado con el fin de no perforar la cubierta. El interior del dispositivo de perforación sirve como una trayectoria de flujo de fluido entre la cubierta y la formación luego de la perforación y una válvula en la cubierta que abre y cierra selectivamente la trayectoria de flujo.

77

1/4

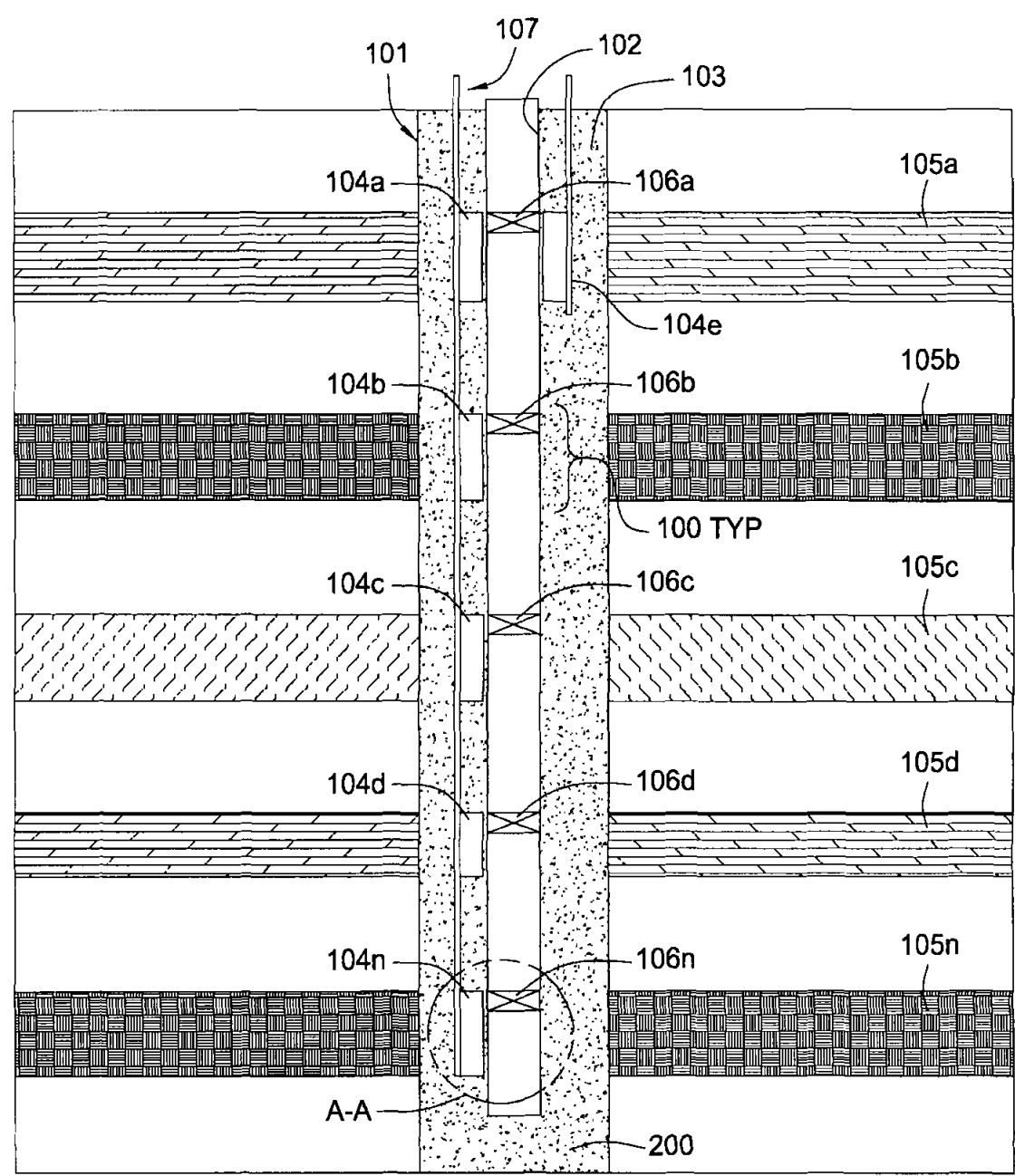
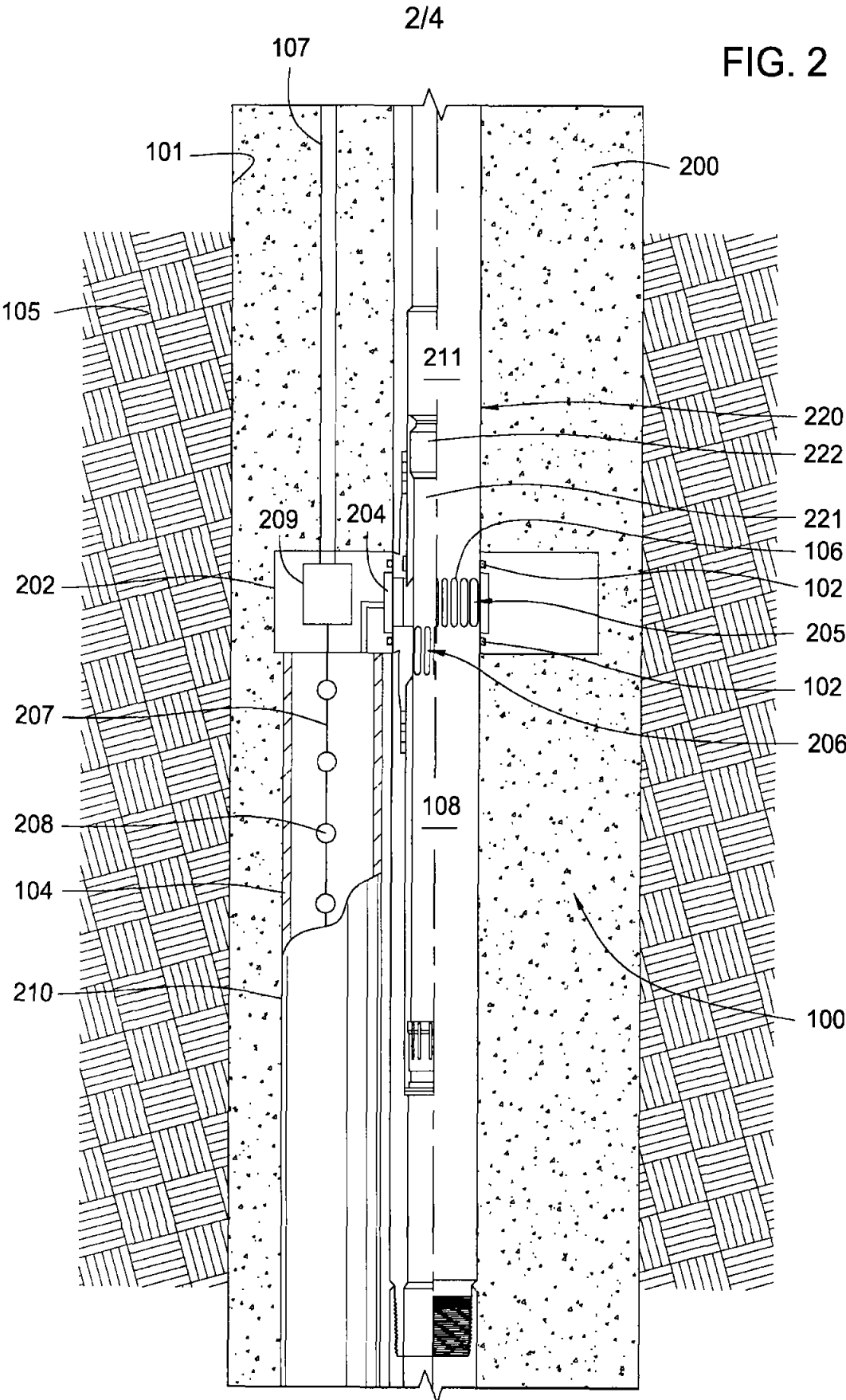


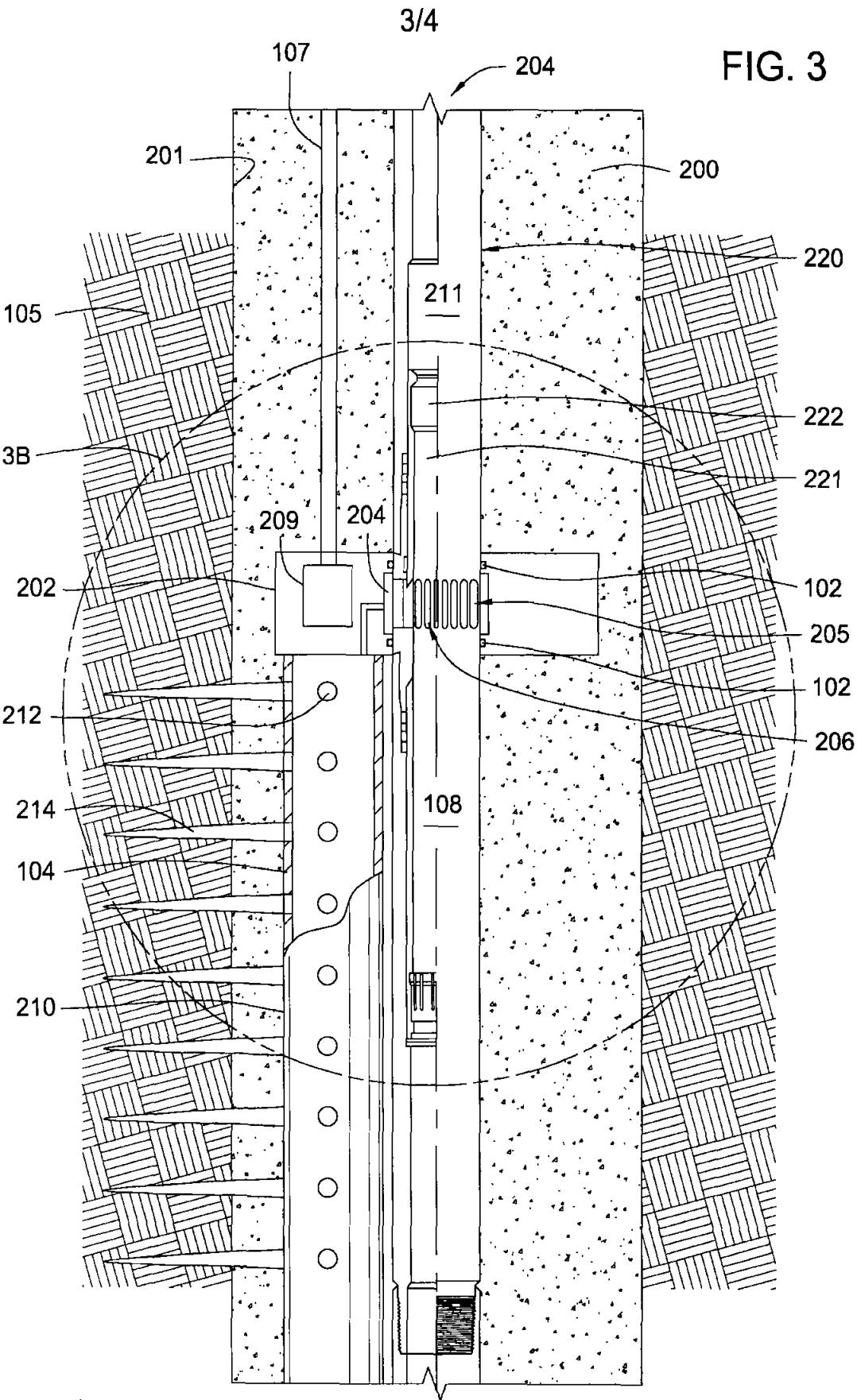
FIG. 1

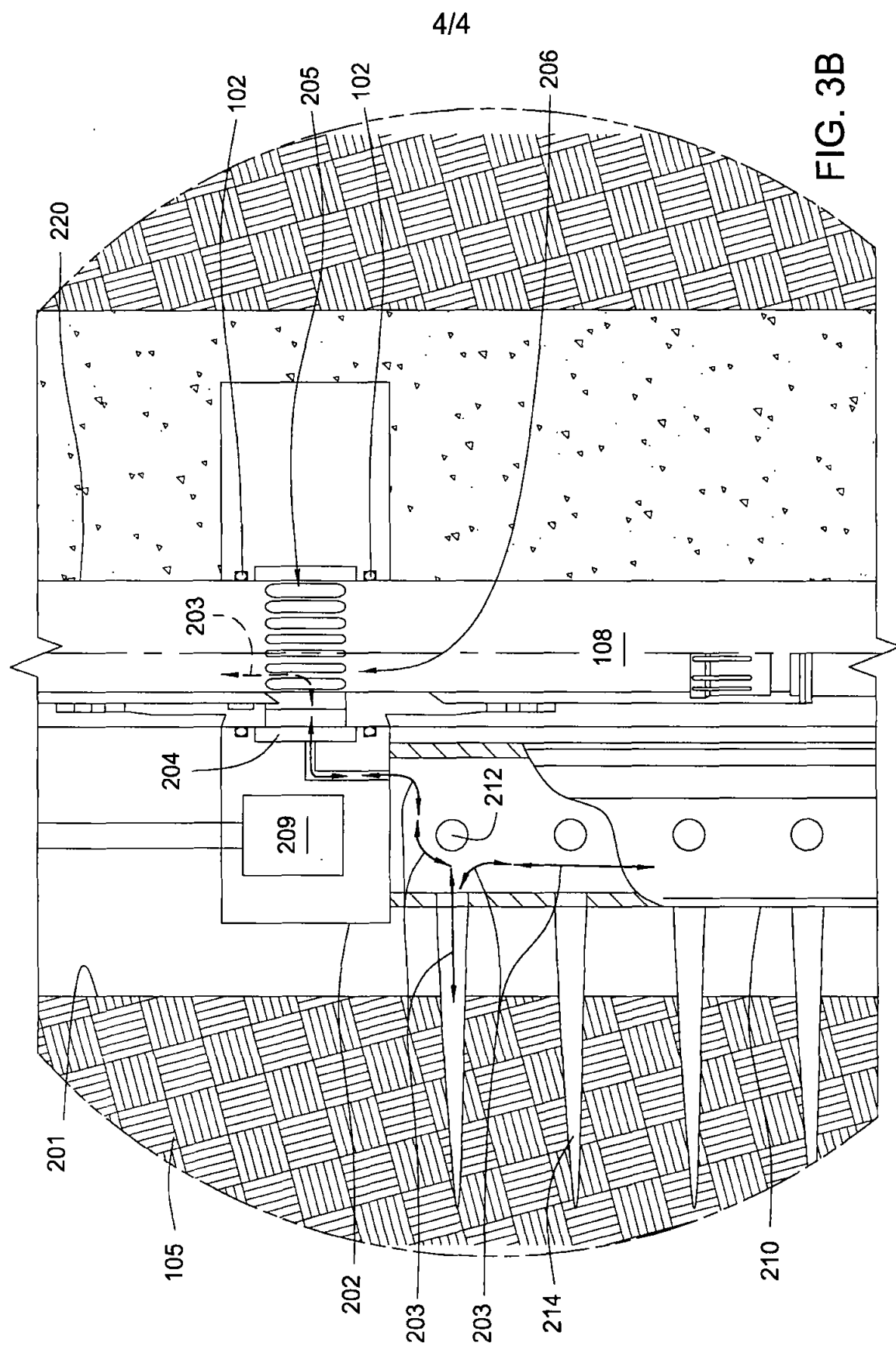
x2

┌



┌





INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/US07/77136

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC E21B 43/14(2006.01);E21B 43/117(2006.01) USPC: 166/297,313,55.1 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.: 166/297, 313, 55.1, 298, 308.1, 299 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) 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 --- Y	US 2003/0230406 A1 (LUND) 18 December 2003 (18.12.2003), entire document.	1, 2, 5, 6, 13-18, 20, 21, 24, 31-36 ----- 1-13, 22, 23, 26 and 27												
X --- Y	US 3,612,189 (BROOKS) 12 October 1971 (12.10.1971), entire document.	14, 15, 18, 19, 21, 25 and 28-32 ----- 1-13, 26 and 27												
Y	US 2004/0206503 A1 (BELL et al.) 21 October 2004 (21.10.2004), entire document.	10 and 22												
Y	US 5,829,538 A (WESSON et al.) 3 November 1998 (03.11.1998), entire document.	12 and 23												
☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☐ See patent family annex.														
<table border="0"><tr><td colspan="2">* Special categories of cited documents.</td></tr><tr><td>"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance</td><td>"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</td></tr><tr><td>"E" earlier application or patent published on or after the international filing date</td><td>"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</td></tr><tr><td>"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)</td><td>"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 combination being obvious to a person skilled in the art</td></tr><tr><td>"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means</td><td>"&" document member of the same patent family</td></tr><tr><td>"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed</td><td></td></tr></table>			* 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 combination being obvious to a person skilled in the art	"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means	"&" document member of the same patent family	"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	
* 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 combination being obvious to a person skilled in the art													
"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means	"&" 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 23 August 2008 (23.08.2008)		Date of mailing of the international search report 26 AUG 2008												
Name and mailing address of the ISA/US Mail Stop PCT, Attn: ISA/US Commissioner for Patents P.O. Box 1450 Alexandria, Virginia 22313-1450 Facsimile No. (571) 273-3201		Authorized officer Marianne Seidel <i>J. Roberts for</i> Telephone No. (571) 272-1600												

Form PCT/ISA/210 (second sheet) (April 2007)

76

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US07/77136

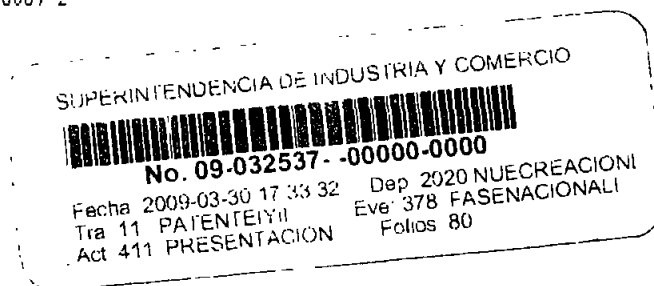
Continuation of B. FIELDS SEARCHED Item 3:
EAST US-PGPUB; USPAT
Search terms: peforating, peforat\$4, gun, tub\$4, casing, carried, mounted, valve, tubing, tubular, tube, conveyed, disintegrat\$4, dissolv\$4, shape, charge, carrier

79

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 23,151
FECHA : MARZO 25 DE 2009



**** CONSIGNACION ****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
ELIER ABOGADOS	RECIBO DE CAJA			23134	25/03/2009	32,046,000.00

**** CONCEPTO ****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
		1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	540,000.00
		TOTAL :	\$ 540,000.00

SUN: QUINIENTOS CUARENTA MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

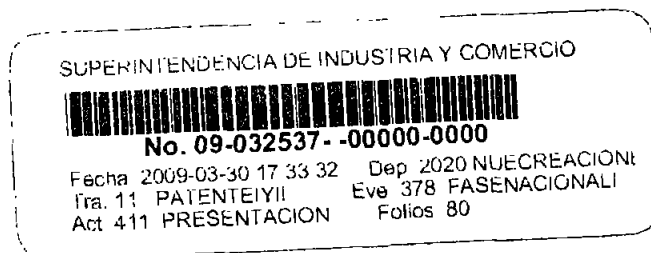
COLO: 00729-841-003-1

80

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 3,052
FECHA : ENERO 14 DE 2009



***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CAVELIER ABOGADOS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	102218922	13/01/2009	61,689,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I *** TASA ANUAL C.RECARGO AÑOS 9 a 12	525,000.00

TOTAL :			\$ 525,000.00

SON: QUINIENTOS VEINTICINCO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

COLO: 00929-841-003-1.

**REQUISITOS MÍNIMOS PARA ADMISIÓN A TRAMITE
PCT**

PATENTE DE INVENCION



MODELO DE UTILIDAD []

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente [4] ✓
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [4] ✓
- ◆ Descripción de la invención [4] ✓
- ◆ Dibujos de ser estos pertinentes [] ✓
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas [4] ✓

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 []

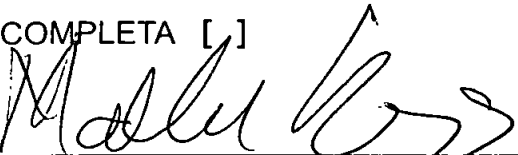
INCOMPLETA []

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



No. 09-032537- -00000-0000

Fecha 2009-03-30 17:33:32 Dep. 2020 NUECREACION
Tra 11 PATENTEIYII Eve 378 FASENACIONALI
Act 411 PRESENTACION Folios 80

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5,7y10'
Conmutador: 3 82 0840
Fax: 3505220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá D.C. - Colombia

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Folio 82

2020
Bogotá D.C.,

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

REFERENCIA	Radicación No.	9 32537
	Solicitud internacional	PCT/US2007/077136
	Fecha inicio fase nacional	31/03/2009
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	416
	Oficio No.	8080
	Folios	1

Teniendo en cuenta que la solicitud de privilegio de patente que se tramita bajo el expediente indicado en la referencia, reúne los requisitos de forma establecidos en la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, el Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), el Reglamento y la Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se envía el extracto de la solicitud a la Oficina de Comunicaciones para efecto de su publicación en la Gaceta de Propiedad Industrial.

Cúmplase
Dado en Bogotá DC,

05 MAYO 2009

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

adpa11