

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

19
PCT
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
INVENTARIO

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

10-13955

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO: "APLICACIÓN DE ACONDICIONAMIENTO DE YACIMIENTO EN YACIMIENTOS DE PETROLEO"

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL E21B 43/26

71. SOLICITANTE : EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY.

DOMICILIO: HOUSTON, ESTADO DE TEXAS, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

74. REPRESENTANTE LEGAL ALICIA LLOPEDA RICAURTE
T.P. 53.215

22. BOGOTÁ, D.C.

(FORMA P 10).

714/0
28-04-2010
NO EXCEP

PETITORIO



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-013955- -00000-0000

Fecha: 2010-02-09 15:59:18 Dep. 2020 DIR.NULVASCOR
Ira. 11 PATENTEIYII Evs. 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 81

FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

①

SOLICITUD DE:

☒ Patente de Invención

☐ Patente de Modelo de Utilidad

☐ Capítulo I.

☒ Capítulo II.

②

SOLICITANTE
(71)

Nombre: **EXXONMOBIL UPSTREAM
RESEARCH COMPANY.**

Dirección: 3120 Buffalo, Speedway P.O.
Box 2189, Houston, Texas 77252-2189,
Estados Unidos de América.

Nacionalidad o Domicilio: Houston,
Estado de Texas, Estados Unidos de
América.

Lugar de Constitución: Estado de
Delaware, Estados Unidos de América.

Teléfono: 3264270 Fax: 6069701

E-mail: jllccc@lloredacamacho.com

IDENTIFICACION

C.C. ☐ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐

Cual _____

Número _____

③

REPRESENTANTE
O APODERADO

Nombre: **ALICIA LLOREDA RICAURTE**

Dirección: Calle 72 No. 5-83 Piso 5º,
Bogotá, Colombia

Teléfono: 3264270 Fax: 6069701

E-mail: jllccc@lloredacamacho.com

C.C. ☒ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐

Cual _____

Número 39.690.713 TP 53.215

④

INVENTOR(ES)
(72)

Nombre: YALE, David, P.; BOONE, Thomas, J. y SMITH, Richard, J.

Dirección: 8 Foxwood Lane, Milford, NJ 08848; 11 Moreuil Court SW, Calgary
Alberta T2T 6B1 y 96 Brown Cr. NW, Calgary, Alberta T2L 1N5.

Nacionalidad o Domicilio: Estados Unidos de América y Canadá.

⑤

PCT (86)

Solicitud Internacional No. PCT/US2008/074342

Fecha: 26/05/08

Publicación Internacional No. WO 2009/042323 A1

Fecha: 02/04/09

⑥

Título (54) "APLICACIÓN DE ACONDICIONAMIENTO DE YACIMIENTO EN YACIMIENTOS DE
PETROLEO" (Folio 99)

⑦

Clasificación Internacional (51) E21B 43/26

⑧

Prioridad

SI ☒ NO ☐

(33) País de Origen

US

(32) Fecha

26/09/07

(31) Número de Solicitud

60/995,761

⑨

Comprobante de Pago No. 09-97.027 y 10-586

Fecha: 23-12-09 y 05-01-2010

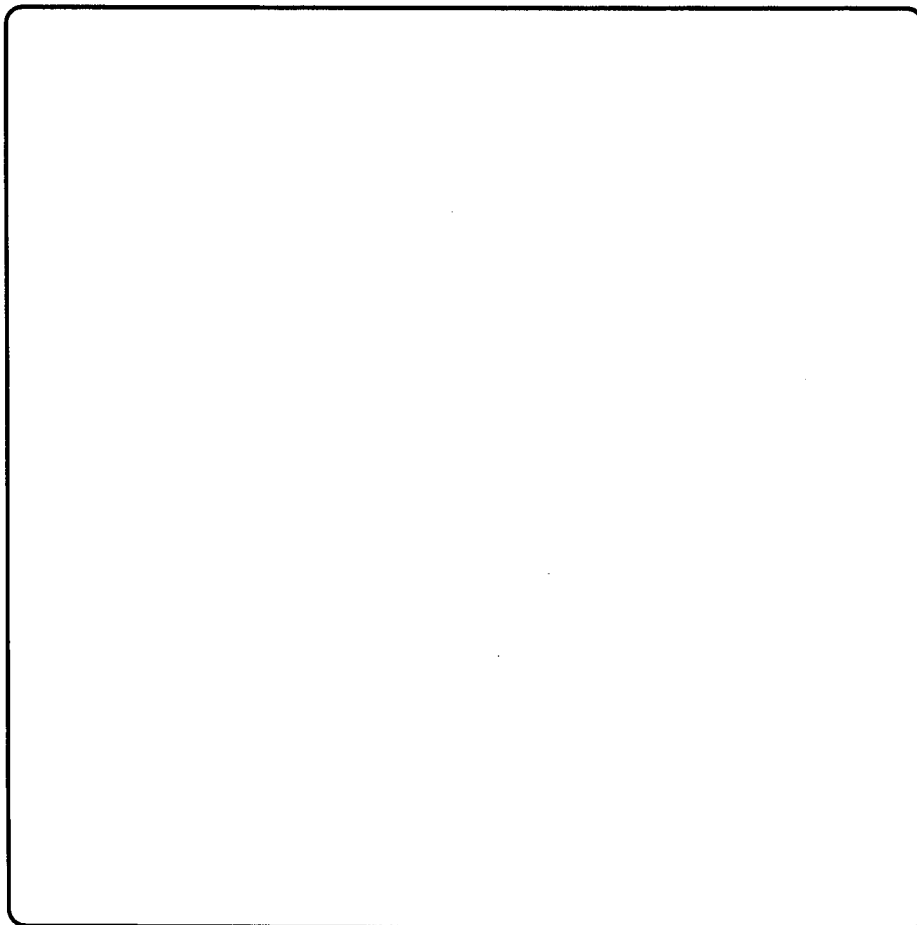
10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☒ Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☒ Documento de Representación Legal.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☒ Declaraciones. (Declaración bajo las Reglas 4.17(ii) y 51bis.1(a)(ii) que acreditan el traspaso de los inventores al solicitante)
- ☐ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☐ Copia del reporte preliminar internacional sobre patentabilidad.
- ☐ Traducción del reporte preliminar internacional sobre patentabilidad.
- ☐ 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.
- ☐ 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, relacionados parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- ☒ Otros: Reporte de Búsqueda Internacional, Publicación, Opinión Escrita, Anexo explicativo de modificaciones a las reivindicaciones presentadas en Fase Internacional (indicadas bajo el Artículo 19), capítulo reivindicatorio como fue originalmente presentado en Fase Internacional con su traducción.

11

FIGURA CARACTERISTICA:



12

Solicito la concesión de la patente.

NOMBRE: ALICIA LLOREDA RICAURTE

FIRMA:

[Handwritten signature]

C.C. 39.690.713

T.P. 53.215

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 97,027
FECHA : DICIEMBRE 23 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-013955- -00000-0000

Fecha: 2010-02-09 15:59:18 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 81

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	Nº. PAGO	FECHA PGO	VAL. PAGO
LLOREDA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	36907905	23/12/2009	19,160,000.00

***** C O N C E P T O *****

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

SON: QUINIENTOS CUARENTA MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 900176009 2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 10 586
FECHA : ENERO 5 DE 2010

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-013955-00000-0000

Fecha: 2010-02-09 15:59:18 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 81

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	Nº. PAGO	FECHA PAGO	VAL. PAGO
CLORIDA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	36907764	05/01/2010	\$,233,400.00

***** D E B I T O *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005 01 01	DEB VALOR COMPLEMENTO TARIFA A#3 ANTR	14,000.00
		TOTAL :	14,000.00

SON: CATORCE MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

ANEXO

El documento que acredita la calidad de REPRESENTANTES LEGALES en Bogotá de los doctores ALICIA LLOREDA y/o GUSTAVO TAMAYO y/o IGNACIO SANTAMARIA y/o ENRIQUE ALVAREZ para TODOS LOS ASUNTOS RELACIONADOS CON LA PROPIEDAD INDUSTRIAL de la sociedad peticionaria, que faculta a cada uno de dichos abogados para actuar individualmente, se esta presentando con esta solicitud. En consecuencia, ruego a usted reconocer la personería de cada uno de dichos Representantes Legales para actuar dentro del presente expediente, a fin de que cualquiera de ellos pueda intervenir en cualquier tiempo respecto de la solicitud en él contenida.


ALICIA LLOREDA RICAURTE

T.P. No. 53.215

TRADUCCION OFICIAL No. 2004-09-01-429
DE LAS PARTES PERTINENTES DE UN DOCUMENTO

PODER

Legalización de un Poder de Representación Legal, documento escrito en inglés y en español.

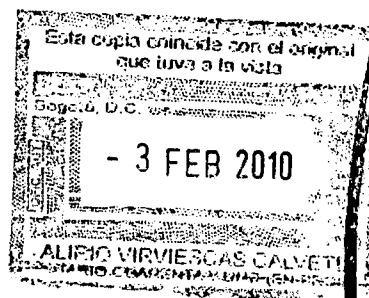
Certificado Notarial (Sociedad)

Estados Unidos de América

Estado de Texas) ss

Condado de Harris)

En este día 18 de agosto de 2004, compareció personalmente Gary D. Lawson, a quien conozco y quien sé que es la persona que firmó el documento anterior, quien habiendo sido debidamente juramentada por mí declaró y dijo que él es el Subsecretario de **EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY**, la compañía nombrada ahí, una Corporación organizada y existente bajo las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América, domiciliada en la Ciudad de Houston, Condado de Harris, Estado de Texas, Estados Unidos de América y legalmente constituida por un período de tenencia que aún no ha expirado, que ejerce sus propósitos corporativos de acuerdo con las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América; que el declarante está autorizado por



dicha Compañía para conferir este poder; que el sello colocado sobre él por el declarante en nombre de dicha Corporación es el sello corporativo de ella; y que los propósitos para los cuales se otorga este instrumento se incluyen dentro de los propósitos corporativos de la Compañía.

El suscrito Notario Público ha visto los artículos de incorporación de dicha Corporación ejecutados en Wilmington, Estado de Delaware, el 12 de noviembre de 1964, y por el presente certifica que bajo las leyes de dicho Estado el reconocimiento anterior es prueba suficiente de que los datos contenidos en el presente son verdaderos lo cual ella certifica.

(Firma: ilegible)

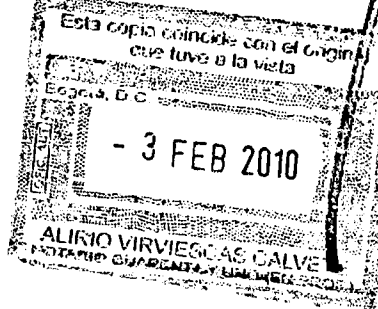
Margaret Gnewuch
Notario Público, Estado de Texas
Mi comisión expira el 20 de diciembre de 2005

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 Margaret Gnewuch
3. actuando como Notario Público, Estado de Texas
4. lleva el sello/estampilla de Margaret Gnewuch, Notario Público, Estado de Texas, La Comisión Expira el 12-20-2005



PRODUTOR OFICIAL
RESOLUCION 2177

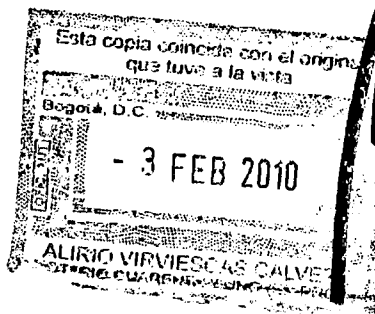

ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

CERTIFICADO

- | | |
|---|--------------------------------|
| 5. en Austin, Texas | 6. el día 20 de agosto de 2004 |
| 7. por el Secretario de Estado de Texas | |
| 8. Certificado No. N-422596 | |
| 9. Sello | 10. Firma: (ilegible) |
| El Estado de Texas | Geoffrey S. Connor |
| | Secretario de Estado |

Traducido según mi mejor saber y entender, este día 1 de septiembre de 2004, en la ciudad de Bogotá, D.C., por Anita Escobar de Tamayo, Traductora Oficial, Res. 2177 de 1989, Ministerio de Justicia, República de Colombia.

ANITA ESCOBAR DE TAMAYO
ANITA ESCOBAR DE TAMAYO



MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES

Primer Secretario

661226

CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPEÑA
LAS FUNCIONES INDICADAS

BO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO

700 SEP -2 A 11:08

ubs

JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

Esta copia coincide con el original
que tuvo a la vista
SANTAFE DE BOGOTA D.C.
- 3 FEB 2010
ALIRIO VIRVIESCAS CALVETE
NOTARIO CUARENTA Y UNO



The State of Texas

Secretary of State APOSTILLE

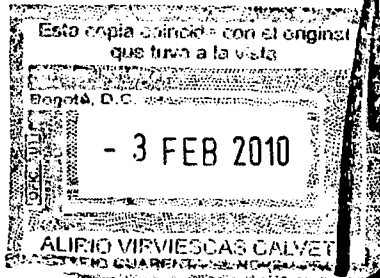
(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America
- This public document
2. has been signed by MARGARET GNEWUCH
3. acting in the capacity of Notary Public, State of Texas

4. and bears the seal/stamp of MARGARET GNEWUCH, Notary Public, State of Texas, Commission Expires: 12-20-05

CERTIFIED

5. at Austin, Texas 6. on August 20, 2004
7. by the Secretary of State of Texas
8. Certificate No. N-422596
9. Seal
10. Signature:



Geoffrey S. Connor
Secretary of State
ST/wn



Los abajo firmados, **EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY**, una sociedad organizada y existente de conformidad con las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América.

The undersigned, **EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY**, a corporation organized and existing under the laws of State of Delaware, United States of America.

con domicilio en **3120 Buffalo, Speedway
P.O. Box 2189, Houston,
Texas 77252-2189,
Estados Unidos de América**

domiciled at **3120 Buffalo, Speedway
P.O. Box 2189, Houston,
Texas 77252-2189,
United States of America**

nombramos por el presente a **ALICIA LLOREDA y/o GUSTAVO TAMAYO y/o IGNACIO SANTAMARIA y/o ENRIQUE ALVAREZ**, domiciliados en Bogotá, Colombia, con oficinas en dicha ciudad, Calle 72 No. 5-83, piso 6o., nuestros representantes legales y verdaderos en Bogotá, con facultades para recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extrajudiciales, con el fin de dar cumplimiento al parágrafo 1o. del artículo 543 del decreto 410 de 1971.

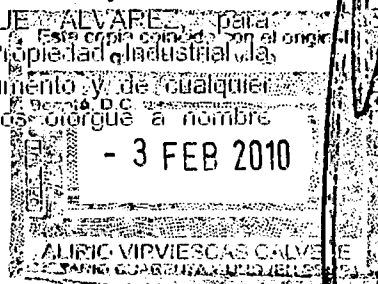
hereby appoint, **ALICIA LLOREDA and/or GUSTAVO TAMAYO and/or IGNACIO SANTAMARIA and/or ENRIQUE ALVAREZ**, of Bogota, Colombia, with offices in said town, Calle 72 No. 5-83, Sixth Floor, our true and legal representatives in Bogotá, with power to receive notifications and to appoint judicial or extrajudicial agents, so as to comply with paragraph 1o. of article 543 of decree 410 of 1971.

Los doctores **ALICIA LLOREDA y/o GUSTAVO TAMAYO y/o IGNACIO SANTAMARIA y/o ENRIQUE ALVAREZ**, o los apoderados que cualquiera de ellos designe, quedan especialmente facultados para representarnos ante las autoridades colombianas, administrativas, judiciales o de policía, en todos los trámites relativos a la propiedad industrial, a cuyo efecto les facultamos para dar ante dichas autoridades todos los pasos necesarios al objeto indicado; elevar solicitudes, declaraciones, reclamos, recursos y presentar desistimientos; formular descripciones, enmiendas, limitar el alcance de las solicitudes, presentar oposiciones y apelaciones; instaurar cancelaciones, renunciar total o parcialmente a los registros, abonar todos los impuestos y cuotas y efectuar todo otro pago determinado por la ley; recibir todos los documentos y valores, dando el descargo respectivo; llenar cualesquiera otros requisitos y tomar, en fin, todas las medidas que creyeran conducentes al resguardo de nuestros intereses; y en caso de producirse oposición, pasando los antecedentes a los tribunales, quedan facultados para tomar intervención como demandantes o demandados ante los jueces que sean competentes, pudiendo transar, someter a árbitros, desistir, percibir y apelar, con todas las demás facultades que resulten necesarias, y por el presente declaramos desde ahora válido y bueno cuanto dichos representantes y/o los apoderados que cualquiera de ellos nombre hicieren en nuestro beneficio.

Doctors **ALICIA LLOREDA and/or GUSTAVO TAMAYO and/or IGNACIO SANTAMARIA and/or ENRIQUE ALVAREZ**, or the agents by any one of them appointed, are especially empowered to represent us before the administrative, judicial or police authorities of Colombia, in all proceedings pertaining to industrial property, for which purpose we authorize them to take before the said authorities all the necessary steps for the said end; to file petitions, declarations, claims, recourses and withdrawals, to draw up specifications; to file amendments, to limit the scope of applications, file oppositions; file cancellations total or partially waive registrations, to pay all installments and effect all other payments prescribed by law; to receive proper receipts, to comply with all other requirements and, in short, to take all those measures which they may deem fit for the protection of our interests; and in case of opposition, where the proceedings be passed over to the courts, we authorize said agents to act on our behalf, as complainants as well as defendants, before the competent judges, with full powers to make arrangements, to submit to arbitrators, to desist, to collect, to appeal and, in short, with all such further powers as may be required, and we hereby declare from now on as valid and good all that said representatives and/or the agents by any one of them appointed may do for our benefit.

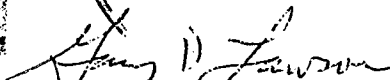
Asimismo, facultamos a los doctores **ALICIA LLOREDA y/o GUSTAVO TAMAYO y/o IGNACIO SANTAMARIA y/o ENRIQUE ALVAREZ**, para solicitar en la Oficina de Propiedad Industrial la protocolización de este documento y de cualquier poder que cualquiera de ellos otorgue a nombre nuestro.

Dado y firmado



We also authorize doctors **ALICIA LLOREDA and/or GUSTAVO TAMAYO and/or IGNACIO SANTAMARIA and/or ENRIQUE ALVAREZ**, to apply for protocolization of this document and of any power of attorney by any one of them conferred in our name, before the Office of Industrial Property.

Given and signed this 18 day of August, 2004


Gary D. LAWSON, Assistant Secretary.

NOTARIAL CERTIFICATE (CORPORATION)

United States of America
State of Texas {ss
County of Harris

On this 18th day of August, 2004, personally appeared

came Gary D. LAWSON, known to me to be the person who signed the foregoing instrument, who being by me duly sworn did depose and say that he is the

Assistant Secretary of EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY, the company named within,

a Corporation organized and existing under the laws of the State of Delaware, United States of America,

domiciled at the City of Houston, County of Harris, State of Texas, United States of America and legally

constituted for a period of tenure not yet expired, which exercises its corporate purposes according to

the laws of the State of Delaware, United States of America, that the deponent is authorized by said

Company to confer this power of attorney, that the seal affixed hereunto by the deponent in the name

and on behalf of said Corporation is the corporate seal thereof, and that the purpose for which this

instrument is granted is included within the corporate purposes of the Company.

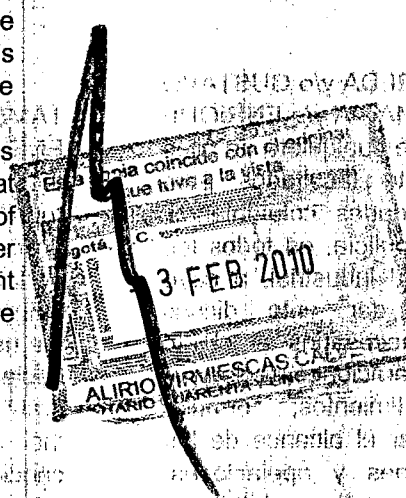
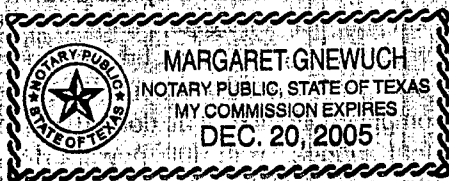
The undersigned Notary Public has seen the articles of Incorporation of said Corporation executed at

Wilmington, State of Delaware, under date of November 12, 1964, and hereby certifies that under

the laws of said State the foregoing acknowledgment is sufficient proof that the facts therein contained are

true, which she attests.

Margaret Gnewuch



Notary Public, State of Texas, Commission Expires Dec 20, 2005.

NOTARIAL CERTIFICATE (CORPORATION)

On this 18th day of August, 2004, personally appeared

came Gary D. LAWSON, known to me to be the person who signed the foregoing instrument, who being by me duly sworn did depose and say that he is the

Assistant Secretary of EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY, the company named within,

a Corporation organized and existing under the laws of the State of Delaware, United States of America,

domiciled at the City of Houston, County of Harris, State of Texas, United States of America and legally

constituted for a period of tenure not yet expired, which exercises its corporate purposes according to

the laws of the State of Delaware, United States of America, that the deponent is authorized by said

Company to confer this power of attorney, that the seal affixed hereunto by the deponent in the name

and on behalf of said Corporation is the corporate seal thereof, and that the purpose for which this

instrument is granted is included within the corporate purposes of the Company.

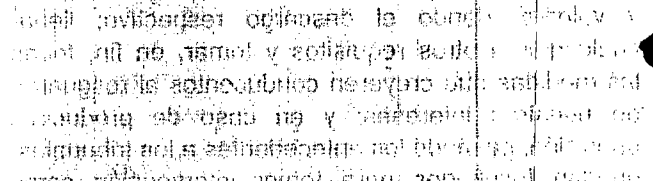
The undersigned Notary Public has seen the articles of Incorporation of said Corporation executed at

Wilmington, State of Delaware, under date of November 12, 1964, and hereby certifies that under

the laws of said State the foregoing acknowledgment is sufficient proof that the facts therein contained are

true, which she attests.

Margaret Gnewuch



Notary Public, State of Texas, Commission Expires Dec 20, 2005.

(21) No.º de solicitud:				(51) Int Cl:	E21B 43/26
(22) Fecha de solicitud:				(71) Solicitante(s)	EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY.
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad	(32) Fecha	(33) País	(72) Inventor(es)	YALE, David, P.; BOONE, Thomas, J. y SMITH, Richard, J.
	60/995,761	28-09-07	US	(74) Apoderado:	ALICIA LLOREDA RICAURTE
(85)	Fecha límite inicio fase nacional:			(87)	Publicación internacional
(86)	Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT			Fecha:	02/04/09
	Fecha de presentación de la solicitud:			Nº publicación:	WO 2009/04233 A1
	No. de solicitud PCT/US2008/074342				
(54) Título: "APLICACIÓN DE ACONDICIONAMIENTO DE YACIMIENTO EN YACIMIENTOS DE PETROLEO"					

Resumen - Reivindicación(es):

Reivindicación número 1:

Un método para obtener petróleo pesado aumentando el acceso a una formación subterránea, que comprende:

acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en la misma, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos;

acondicionar la formación subterránea desde al menos una ubicación para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea;

producir inicialmente, desde la al menos una ubicación, solamente una porción de uno o más sólidos, y al menos un fluido desde la formación subterránea ("producción de lodo") para aumentar el acceso a la formación subterránea, en donde el paso de producción de lodo utiliza la presión de fluido aumentada en la formación subterránea; y

producir desde la al menos una ubicación, al menos una porción del petróleo pesado desde la formación subterránea ("producción de hidrocarburo") usando el acceso aumentado.



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

TARJETA ARCHIVO PROPIETARIOS

SUPERINTENDENCIA **PATENTE DE INVENCION** ____ **PCT** X **MODELO DE UTILIDAD** ____ **DISEÑO INDUSTRIAL** ____

(21) N° de solicitud:

(22) Fecha de solicitud: 09-02-2010

(51) Clasificación Internacional: E21B 43/26

(71) Solicitante(s) **EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY.**

(72) Inventor(es) **YALE, David, P.; BOONE, Thomas, J. y SMITH, Richard, J.**

(74) Apoderado: **ALICIA LLOPEDA RICAURTE**

(30) Prioridad

(31) **No. Prioridad**
60/995,761

(32) **Fecha**
28-09-07

(33) **País**
US

(85) Fecha límite inicio fase nacional: 28-04-2010

(87) Publicación internacional

(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT

Fecha: **02-04-09**

Fecha de presentación de la solicitud: **26-08-08**

N° publicación: **WO 2009/042333 A1**

No. de solicitud **PCT/US2008/074342**

(54) Título: **"APLICACIÓN DE ACONDICIONAMIENTO DE YACIMIENTO EN YACIMIENTOS DE PETROLEO"**

17



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

TARJETA ARCHIVO TEMATICO

SUPERINTENDENCIA PATENTE DE INVENCION PCT ☒ MODELO DE UTILIDAD ☐ DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(21) N° de solicitud: (22) Fecha de solicitud: 09-02-2010

(51) Clasificación Internacional: E21B 43/26

(71) Solicitante(s) EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY.

(72) Inventor(es) TALE, David, P.; BOCHNE, Thomas, J. y SMITH, Richard, J.

(74) Apoderado: ALICIA LLOREDA RICAURTE

(30) Prioridad (31) No. Prioridad (32) Fecha (33) País
60/995,761 28-09-07 US

(85) Fecha límite inicio fase nacional: 28-04-2010

(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT

Fecha de presentación de la solicitud: 26-08-08

No. De solicitud PCT/US2008/074342

(87) Publicación internacional:

Fecha: 02-04-09

No. Publicación: WO 2009/042333 A1

FIGURA CARACTERISTICA
6 x 6 cm

(54) Título: "APLICACIÓN DE ACONDICIONAMIENTO DE YACIMIENTO EN YACIMIENTOS DE PETROLEO"

(57) Resumen:

Reivindicación número 1:

Un método para obtener petróleo pesado aumentando el acceso a una formación subterránea, que comprende:

acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en la misma, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos;

acondicionar la formación subterránea desde al menos una ubicación para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea;

producir inicialmente, desde la al menos una ubicación, solamente una porción de uno o más sólidos, y al menos un fluido desde la formación subterránea ("producción de lodo") para aumentar el acceso a la formación subterránea, en donde el paso de producción de lodo utiliza la presión de fluido aumentada en la formación subterránea; y

producir desde la al menos una ubicación, al menos una porción del petróleo pesado desde la formación subterránea ("producción de hidrocarburo") usando el acceso aumentado.

12

PATENT COOPERATION TREATY

NOV 13 2008

From the INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

PCT

URC LAW

To: ADAM BROWN
EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH
COMPANY
CORP-URC-SW-362
P.O. BOX 2189
HOUSTON, TX 77252-2189

NOTIFICATION OF TRANSMITTAL OF
THE INTERNATIONAL SEARCH REPORT AND
THE WRITTEN OPINION OF THE INTERNATIONAL
SEARCHING AUTHORITY, OR THE DECLARATION

(PCT Rule 44.1)

Date of mailing
(day/month/year) 07 NOV 2008

Applicant's or agent's file reference

2007EM242

FOR FURTHER ACTION See paragraphs 1 and 4 below

International application No.

PCT/US2008/074342

International filing date

(day/month/year) 26 August 2008

Applicant

EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY

1. ☒ The applicant is hereby notified that the international search report and the written opinion of the International Searching Authority have been established and are transmitted herewith.

Filing of amendments and statement under Article 19:

The applicant is entitled, if he so wishes, to amend the claims of the international application (see Rule 46):

When? The time limit for filing such amendments is normally two months from the date of transmittal of the international search report.

Where? Directly to the International Bureau of WIPO, 34 chemin des Colombettes
1211 Geneva 20, Switzerland, Facsimile No.: +41 22 740 14 35

For more detailed instructions, see the notes on the accompanying sheet.

2. ☐ The applicant is hereby notified that no international search report will be established and that the declaration under Article 17(2)(a) to that effect and the written opinion of the International Searching Authority are transmitted herewith.

3. ☐ With regard to the protest against payment of (an) additional fee(s) under Rule 40.2, the applicant is notified that:

☐ the protest together with the decision thereon has been transmitted to the International Bureau together with the applicant's request to forward the texts of both the protest and the decision thereon to the designated Offices.

☐ no decision has been made yet on the protest; the applicant will be notified as soon as a decision is made.

4. Reminders

Shortly after the expiration of 18 months from the priority date, the international application will be published by the International Bureau. If the applicant wishes to avoid or postpone publication, a notice of withdrawal of the international application, or of the priority claim, must reach the International Bureau as provided in Rules 90bis.1 and 90bis.3, respectively, before the completion of the technical preparations for international publication.

The applicant may submit comments on an informal basis on the written opinion of the International Searching Authority to the International Bureau. The International Bureau will send a copy of such comments to all designated Offices unless an international preliminary examination report has been or is to be established. These comments would also be made available to the public but not before the expiration of 30 months from the priority date.

Within 12 months from the priority date, but only in respect of some designated Offices, a demand for international preliminary examination must be filed if the applicant wishes to postpone the entry into the national phase until 30 months from the priority date (in some Offices even later); otherwise, the applicant must, within 20 months from the priority date, perform the prescribed acts for entry into the national phase before those designated Offices.

In respect of other designated Offices, the time limit of 30 months (or later) will apply even if no demand is filed within 19 months.

See the Annex to Form PCT/IB/201 and, for details about the applicable time limits, Office by Office, see the *PCT Applicant's Guide*, Volume II, National Chapters and the WIPO Internet site.

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:

Blaine R. Copenheaver

Telephone No. 571-272-7774

Form PCT/ISA/220 (January 2004)

(See notes on accompanying sheet)

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference 2007EM242	FOR FURTHER ACTION	see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below.
International application No. PCT/US2008/074342	International filing date (day/month/year) 26 August 2006	(Earliest) Priority Date (day/month/year) 28 September 2007
Applicant EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY		

This international search report has been prepared by this International Searching Authority and is transmitted to the applicant according to Article 18. A copy is being transmitted to the International Bureau.

This international search report consists of a total of 3 sheets.

☐ It is also accompanied by a copy of each prior art document cited in this report.

1. Basis of the report

a. With regard to the language, the international search was carried out on the basis of:

☒ the international application in the language in which it was filed

☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b))

b. ☐ With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, see Box No. I.

2. ☒ Certain claims were found unsearchable (see Box No. II)

3. ☐ Unity of invention is lacking (see Box No. III)

4. With regard to the title,

☒ the text is approved as submitted by the applicant

☐ the text has been established by this Authority to read as follows:

5. With regard to the abstract,

☒ the text is approved as submitted by the applicant

☐ the text has been established, according to Rule 38.2(b), by this Authority as it appears in Box No. IV. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority

6. With regard to the drawings,

a. the figure of the drawings to be published with the abstract is Figure No. 1A

☐ as suggested by the applicant

☒ as selected by this Authority, because the applicant failed to suggest a figure

☐ as selected by this Authority, because this figure better characterizes the invention

b. ☐ none of the figures is to be published with the abstract

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/US2008/074342

Box No. II Observations where certain claims were found unsearchable (Continuation of item 2 of first sheet)

This international search report has not been established in respect of certain claims under Article 17(2)(a) for the following reasons:

1. ☐ Claims Nos.:
because they relate to subject matter not required to be searched by this Authority, namely:
2. ☐ Claims Nos.:
because they relate to parts of the international application that do not comply with the prescribed requirements to such an extent that no meaningful international search can be carried out, specifically:
3. ☒ Claims Nos.: 7-11, 13-18, 20
because they are dependent claims and are not drafted in accordance with the second and third sentences of Rule 6.4(a).

Box No. III Observations where unity of invention is lacking (Continuation of item 3 of first sheet)

This International Searching Authority found multiple inventions in this international application, as follows:

1. ☐ As all required additional search fees were timely paid by the applicant, this international search report covers all searchable claims.
2. ☐ As all searchable claims could be searched without effort justifying additional fees, this Authority did not invite payment of additional fees.
3. ☐ As only some of the required additional search fees were timely paid by the applicant, this international search report covers only those claims for which fees were paid, specifically claims Nos.:
4. ☐ No required additional search fees were timely paid by the applicant. Consequently, this international search report is restricted to the invention first mentioned in the claims; it is covered by claims Nos.:

Remark on Protest

- ☐ The additional search fees were accompanied by the applicant's protest and, where applicable, the payment of a protest fee.
- ☐ The additional search fees were accompanied by the applicant's protest but the applicable protest fee was not paid within the time limit specified in the invitation.
- ☐ No protest accompanied the payment of additional search fees.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/US2008/074342

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC(8) - E21B 43/26 (2008.04) USPC - 166/271 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) IPC(8) - E21B 43/26 (2008.04) USPC - 166/271, 272.3, 272.6, 275 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) MicroPatent, IP.com, DialogPro												
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT												
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.										
Y	US 4,022,280 A (STODDARD et al) 10 May 1977 (10.05.1977) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
Y	US 5,823,631 A (HERBOLZHEIMER et al) 20 October 1999 (20.10.1999) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 2,978,025 A (CLARKE) 04 April 1961 (04.04.1961) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 3,358,759 A (PARKER) 19 December 1967 (19.12.1967) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 3,616,855 A (GOLGATE) 02 November 1971 (02.11.1971) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 4,140,184 A (BECHTOLD et al) 20 February 1979 (20.02.1979) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 4,158,638 A (TSAI) 19 June 1979 (19.06.1979) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 4,161,217 A (DILGREN et al) 17 July 1979 (17.07.1979) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 4,406,499 A (YILDIRIM) 27 September 1983 (27.09.1983) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 4,512,405 A (SWEATMAN et al) 23 April 1985 (23.04.1985) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
A	US 4,706,751 A (GONDOUNI) 17 November 1987 (17.11.1987) entire document	1-6, 12, 19, 21-25										
☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☐												
* Special categories of cited documents: <table border="0"><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 but 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>			"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 but 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	
"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 but 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 29 October 2008		Date of mailing of the international search report 07 NOV 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: Blains R. Copenheaver PCT Helpdesk: 571-272-4300 PCT OSP: 571-272-7774										

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau(43) International Publication Date
2 April 2009 (02.04.2009)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2009/042333 A1(51) International Patent Classification:
E21B 43/26 (2006.01)

[CA/CA]; 96 Brown Cr. NW, Calgary, Alberta T2L 1N5 (CA).

(21) International Application Number:
PCT/US2008/074342

(74) Agents: BROWN, Adam, P. et al.; Exxonmobil Upstream Research Company, COFF-UPC-SW-362, P.O. Box 2189, Houston, TX 77252-2189 (US).

(22) International Filing Date: 26 August 2008 (26.08.2008)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
60/995,761 23 September 2007 (23.09.2007) US

(71) Applicant (for all designated States except US): EXXON-MOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY [US/US]; COFF-UPC-SW-341, P.O. Box 2189, Houston, TX 77252-2189 (US).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BE, BG, EH, EP, EW, EX, EZ, CA, CH, CI, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GE, GD, GG, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, 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, ST, 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): AFIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, EG, EE, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GE, GR, HP, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MT, NL,

[Continued on next page]

(54) Title: APPLICATION OF RESERVOIR CONDITIONING IN PETROLEUM RESERVOIRS

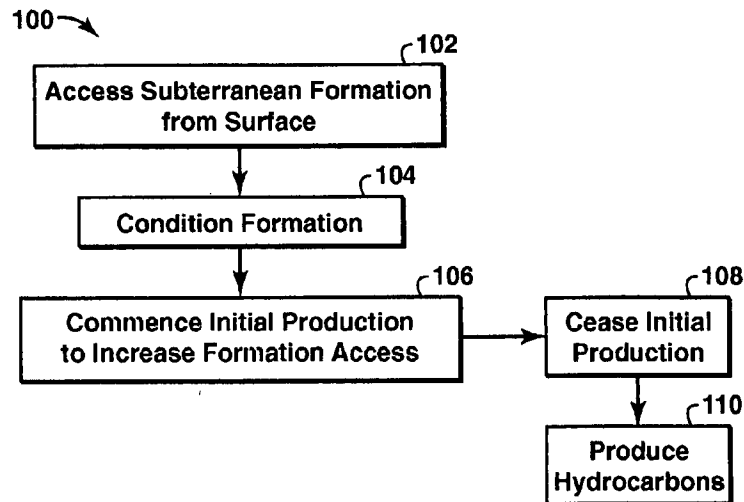


FIG. 1A

(57) Abstract: Methods for recovering heavy oil are provided. In at least one embodiment, the process includes conditioning a reservoir of interest, then initially producing fluids and particulate solids such as sand to increase reservoir access ("clurry production"). The initial production may generate high permeability channels or wormholes in the formation, which may be used for heavy oil production processes ("hydrocarbon production") such as cold flow (CHOPS) or enhanced production processes such as SAGD, or VAPEX.



HO, FL, FT, FO, SE, EI, SE, TP), OAPI (EF, EJ, CF, CG,
CI, CM, GA, GH, GQ, GW, ML, MP, NE, OH, TE, TG).

— as to the applicant's entitlement to claim the priority of the
earlier application (Rule 4.17(iii))

Declarations under Rule 4.17:

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

Published:

— with international search report
— with amended claims

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

(PCT Rule 43bis.1)

To: ADAM BROWN
EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH
COMPANY
CORP-URC-SW-362
P.O. BOX 2189
HOUSTON, TX 77252-2189

Date of mailing
(day/month/year)

07 NOV 2008

Applicant's or agent's file reference
2007EM242

FOR FURTHER ACTION

See paragraph 2 below

International application No.
PCT/US2008/074342

International filing date (day/month/year)
26 August 2008

Priority date (day/month/year)
28 September 2007

International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC
IPC(8) - E21B 43/26 (2008.04)
USPC - 166/271

Applicant
EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY

1. This opinion contains indications relating to the following items:

- ☒ Box No. I Basis of the opinion
- ☐ Box No. II Priority
- ☒ Box No. III Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability
- ☐ Box No. IV Lack of unity of invention
- ☒ Box No. V Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
- ☐ Box No. VI Certain documents cited
- ☐ Box No. VII Certain defects in the international application
- ☐ Box No. VIII Certain observations on the international application

2. **FURTHER ACTION**

If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA") except that this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1bis(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered.

If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of 3 months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later.

For further options, see Form PCT/ISA/220.

3. For further details, see notes to Form PCT/ISA/220.

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

Date of completion of this opinion
29 October 2008

Authorized officer:

Blaine Copenheaver

PCT Helpdesk: 571-272-4300
PCT OSP: 571-272-7774

Form PCT/ISA/237 (cover sheet) (April 2007)

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/US2008/074342

Box No. I Basis of this opinion

1. With regard to the language, this opinion has been established on the basis of:
☒ the international application in the language in which it was filed.
☐ a translation of the international application into _____ which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).
2. ☐ This opinion has been established taking into account the rectification of an obvious mistake authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43bis.1(a)).
3. With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, this opinion has been established on the basis of:
 - a. type of material
☐ a sequence listing
☐ table(s) related to the sequence listing
 - b. format of material
☐ on paper
☐ in electronic form
 - c. time of filing/furnishing
☐ contained in the international application as filed
☐ filed together with the international application in electronic form
☐ furnished subsequently to this Authority for the purposes of search
4. ☐ In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing and/or table(s) relating thereto has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that in the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.
5. Additional comments:

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/US2008/074342

Box No. III Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability

The questions whether the claimed invention appears to be novel, to involve an inventive step (to be non obvious), or to be industrially applicable have not been examined in respect of

☐ the entire international application

☒ claims Nos. 7-11, 13-18, 20

because:

☐ the said international application, or the said claims Nos. _____ relate to the following subject matter which does not require an international search (*specify*):

☒ the description, claims or drawings (*indicate particular elements below*) or said claims Nos. 7-11, 13-18, 20 are so unclear that no meaningful opinion could be formed (*specify*):

Claims 7-11, 13-18, and 20 are improper multiple dependent claims.

☐ the claims, or said claims Nos. _____ are so inadequately supported by the description that no meaningful opinion could be formed (*specify*):

☒ no international search report has been established for said claims Nos. 7-11, 13-18, 20

☐ a meaningful opinion could not be formed without the sequence listing, the applicant did not, within the prescribed time limit:

☐ furnish a sequence listing on paper complying with the standard provided for in Annex C of the Administrative Instructions, and such listing was not available to the International Searching Authority in a form and manner acceptable to it.

☐ furnish a sequence listing in electronic form complying with the standard provided for in Annex C of the Administrative Instructions, and such listing was not available to the International Searching Authority in a form and manner acceptable to it.

☐ pay the required late furnishing fee for the furnishing of a sequence listing in response to an invitation under Rule 13ter 1(a) or (b).

☐ a meaningful opinion could not be formed without the tables related to the sequence listings; the applicant did not, within the prescribed time limit, furnish such tables in electronic form complying with the technical requirements provided for in Annex C-bis of the Administrative Instructions, and such tables were not available to the International Searching Authority in a form and manner acceptable to it.

☐ the tables related to the nucleotide and/or amino acid sequence listing, if in electronic form only, do not comply with the technical requirements provided for in Annex C-bis of the Administrative Instructions.

☐ See Supplemental Box for further details.

Box No. V Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement

1. Statement

Novelty (N)	Claims	1-6, 12, 19, 21-25	YES
	Claims	None	NO
Inventive step (IS)	Claims	None	YES
	Claims	1-6, 12, 19, 21-25	NO
Industrial applicability (IA)	Claims	1-6, 12, 19, 21-25	YES
	Claims	None	NO

2. Citations and explanations:

Claims 1-6, 12, 19, 21-25 lack an inventive step under PCT Article 33(3) as being obvious over by Stoddard et al in view of Herbolzheimer et al.

Regarding claim 1, Stoddard et al discloses a method for obtaining heavy oil (Col. 1, lines 20-30) by increasing access to a subsurface formation (14), comprising: accessing from at least one location (11, 13), a subsurface formation (14) having an overburden (12) stress disposed thereon (Fig. 1), the subsurface formation (14) comprising heavy oil and one or more solids (Col. 2, lines 20-30); conditioning the subsurface formation (14) from the at least one location by increasing fluid pressure (Col. 2, lines 55-60) in the subsurface formation (14); initially producing from the at least one location at least a portion of the one or more solids (sand, Col. 4, lines 55-65) and at least one fluid (Col. 4, lines 55-65) from the subsurface formation (14) to increase access to the subsurface formation (14). Stoddard et al does not show initially producing from the at least one location at least a portion of the one or more solids and at least one fluid from the subsurface formation ("slurry production") to increase access to the subsurface formation, wherein the step of slurry production utilizes the increased fluid pressure in the subsurface formation; and producing from the at least one location at least a portion of the heavy oil from the subsurface formation ("hydrocarbon production") utilizing the increased access. Herbolzheimer et al show initially producing from the at least one location at least a portion of the one or more solids and at least one fluid from the subsurface formation ("slurry production") (Abstract) to increase access to the subsurface formation (16), wherein the step of slurry production (Col. 3, lines 60-65) utilizes the increased fluid pressure (Col. 3, lines 1-10) in the subsurface formation (16); and producing from the at least one location (18) at least a portion of the heavy oil (Col. 4, lines 5-10) from the subsurface formation (16) ("hydrocarbon production") utilizing the increased access (Fig. 1). It would have been obvious at the time the invention was made to a person having ordinary skill in the art to employ the structures and processes as taught by Herbolzheimer et al in the process of Stoddard et al in order to provide improved hydrocarbon recovery.

Regarding claim 2, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the increased access to the subsurface formation (14) includes generating at least one high permeability channel (Col. 6, lines 30-35) in the subsurface formation (14).

Regarding claim 3, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the conditioning (Col. 5, lines 10-35) is sufficient to increase the permeability of the formation (Col. 6, lines 30-35).

Regarding claim 4, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the conditioning is one of slightly conditioned, partially conditioned, and mostly conditioned (Col. 5, lines 10-35).

Regarding claim 5, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the conditioning comprises injecting a conditioning fluid (Col. 6, lines 1-10) through one or more of the at least one location (11) within a hydrocarbon-bearing zone (Col. 2, lines 20-30) of the subsurface formation (14).

Regarding claim 6, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the conditioning fluid comprises one of an aqueous fluid (Col. 6, lines 1-10) and a hydrocarbon based fluid.

Regarding claim 12, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does not show wherein the at least one fluid produced in slurry production is selected from the group consisting of conditioning fluid, formation fluid, and any combination thereof. Herbolzheimer et al show wherein the at least one fluid produced in slurry production (Col. 3, lines 60-65) is selected from the group consisting of conditioning fluid (Col. 4, lines 1-10), formation fluid, and any combination thereof. It would have been obvious at the time the invention was made to a person having ordinary skill in the art to employ the structures and processes as taught by Herbolzheimer et al in the process of Stoddard et al in order to provide improved hydrocarbon recovery.

Regarding claim 19, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the subsurface formation (14) initially comprises a properly selected from the group comprising at least one consolidated layer, at least one heterogeneity, low initial gas content, high viscosity hydrocarbon fluids (Col. 2, lines 20-30), low drive energy, and any combination thereof.

(Continued in Supplemental Box)

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient,
Continuation of:

V

Regarding claim 21, Stoddard et al discloses a method for recovering heavy oil (Col. 1, lines 20-30), comprising: accessing from at least one location (11,13), a subsurface formation (14) having an overburden stress (12) disposed thereon, the subsurface formation (14) comprising heavy oil and one or more solids (Col. 2, lines 20-30), conditioning the subsurface formation (14) using fluids to increase fluid pressure (Col. 2, lines 55-60) in the subsurface formation (14); and initially producing at least a portion of the one or more solids (sand, Col. 4, lines 55-65) and fluids (Col. 4, lines 55-65) from the conditioned subsurface formation (14). Stoddard et al does not show initially producing at least a portion of the one or more solids and fluids from the conditioned subsurface formation to increase access to the subsurface formation ("slurry production"), wherein the slurry production utilizes the increased fluid pressure in the subsurface formation. Herbolzheimer et al show initially producing at least a portion of the one or more solids and fluids (Abstract) from the conditioned subsurface formation (15) to increase access to the subsurface formation ("slurry production") (Abstract), wherein the slurry production (Col. 3, lines 60-65) utilizes the increased fluid pressure (Col. 3, lines 1-10) in the subsurface formation (16). It would have been obvious at the time the invention was made to a person having ordinary skill in the art to employ the structures and processes as taught by Herbolzheimer et al in the process of Stoddard et al in order to provide improved hydrocarbon recovery.

Regarding claim 22, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show producing at least a portion of the heavy oil (Col. 1, lines 20-30) from the subsurface formation (14) ("hydrocarbon production") utilizing the increased access, wherein the hydrocarbon production comprises any of a cold heavy oil production process and at least one enhanced production process (Col. 6, lines 1-10).

Regarding claim 23, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does not show developing at least one sequence of at least two enhanced production processes designed to produce at least a portion of the heavy oil utilizing the increased access; and producing at least a portion of the heavy oil by performing at least two of the enhanced production processes according to the at least one sequence. Herbolzheimer et al shows multiple recovery processes (Col. 1, lines 15-30). It is deemed obvious that the use of multiple processes will yield increase recovery. It would have been obvious at the time the invention was made to a person having ordinary skill in the art to employ the structures and processes as taught by Herbolzheimer et al in the process of Stoddard et al in order to provide improved hydrocarbon recovery.

Regarding claim 24, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the at least one enhanced production processes are any of: steam flood and steam drive, cyclic steam stimulation (CSS), water injection (Col. 6, lines 1-10), hydrocarbon solvent injection, inert gas injection, steam assisted gravity drainage (SAGD), vapor-assisted extraction (VAPEX), and gravity stabilized combustion but does not show at least two enhanced production processes. Herbolzheimer et al shows multiple recovery processes (Col. 1, lines 15-30). It is deemed obvious that the use of multiple processes will yield increase recovery. It would have been obvious at the time the invention was made to a person having ordinary skill in the art to employ the structures and processes as taught by Herbolzheimer et al in the process of Stoddard et al in order to provide improved hydrocarbon recovery.

Regarding claim 25, Stoddard et al and Herbolzheimer et al disclose that as applied above. Stoddard et al does show wherein the conditioning is one of slightly conditioned, partially conditioned, and mostly conditioned (Col. 5, lines 10-35).

Claims 1-6, 12, 19, 21-25 meet the criteria set out in PCT Article 33(4), and thus have industrial applicability because the subject matter claimed can be made or used in industry.

**MODIFICACIONES A LAS REIVINDICACIONES
PRESENTADAS EN FASE INTERNACIONAL (ART. 19 PCT)**

Atentamente me permito informar a ese Despacho que el Capítulo Reivindicatorio tal como fue presentado originalmente en Fase Internacional fue modificado en dicha instancia bajo el Artículo 19 PCT.

Las modificaciones realizadas se encuentran plenamente sustentadas en la descripción de la presente invención y en este sentido, no configuran una ampliación del invento o de la divulgación contenida en la solicitud presentada.

APLICACIÓN DE ACONDICIONAMIENTO DE YACIMIENTO EN
YACIMIENTOS DE PETROLEO

RESUMEN, OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

Se proveen métodos para recuperar petróleo pesado. En al menos una realización, el proceso incluye acondicionar un yacimiento de interés, luego producir inicialmente fluidos y sólidos particulados tales como arena para aumentar el acceso al yacimiento ("producción de lodo"). La producción inicial puede generar canales de alta permeabilidad o agujeros de gusano en la formación, los cuales se pueden usar para los procesos de producción de petróleo pesado ("producción de hidrocarburo") tales como flujo frío (CHOPS) o procesos de producción mejorados tales como SAGD o VAPEX.

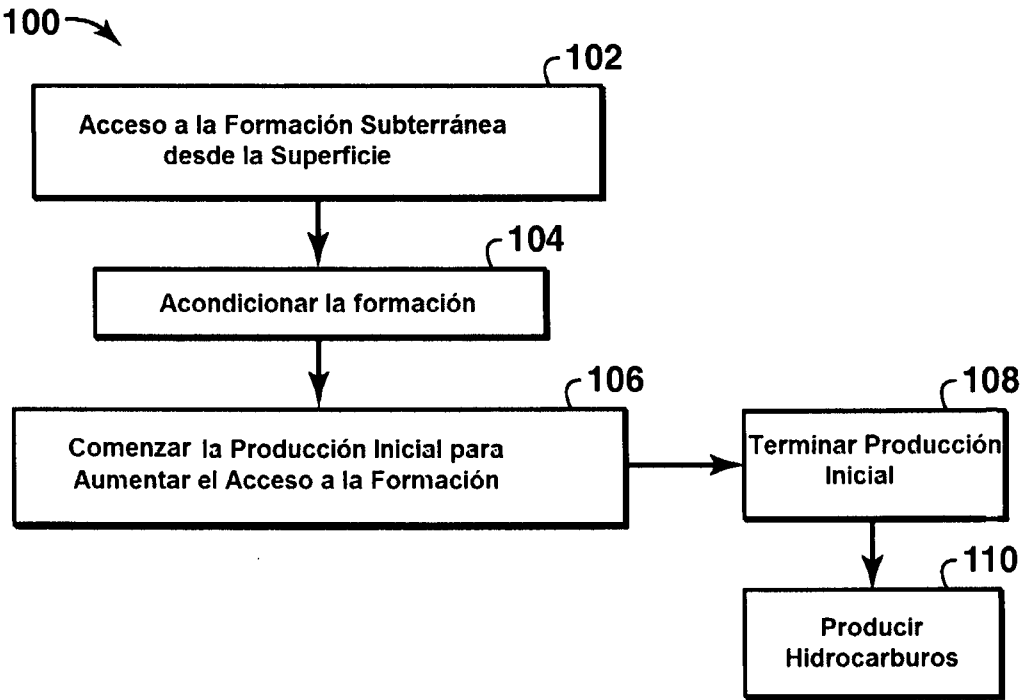


FIG. 1A

APLICACIÓN DE ACONDICIONAMIENTO DE YACIMIENTO EN YACIMIENTOS DE PETROLEO

[0001] REFERENCIA CRUZADA CON SOLICITUDES RELACIONADAS

[0002] Esta solicitud reivindica la prioridad de la solicitud Provisional Americana número 60/995,761, y fue presentada el 28 de Septiembre de 2007, la cual está aquí incorporada mediante referencia.

CAMPO DE LA INVENCION

[0003] Las realizaciones de la invención se relacionan con métodos de recuperación in-situ para petróleos pesados. Más particularmente, las realizaciones de la invención se relacionan con métodos para acondicionar yacimientos para promover la recuperación de petróleo pesado mejorada a partir de arena y arcilla.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0004] Esta sección está destinada a presentar varios aspectos de la técnica, los cuales pueden estar asociados con realizaciones ejemplares de la presente invención. Se cree que esta discusión ayuda a proporcionar un marco de referencia para facilitar un mejor entendimiento de aspectos particulares de la presente invención. En consecuencia, se debe entender que esta sección debe leerse con este propósito, y no necesariamente como admisiones de la técnica previa.

Descripción de la Técnica Relacionada

[0005] El bitumen es un hidrocarburo altamente viscoso encontrado en formaciones geológicas subterráneas porosas. El bitumen está usualmente incorporado en la arena, arcilla, u otra clase de sólidos porosos y es resistente al flujo a temperaturas y presiones subterráneas. Los métodos de recuperación actuales inyectan calor o solventes reductores de viscosidad para reducir la viscosidad del petróleo y permitir que fluya a través de las formaciones subterráneas y a la superficie mediante barrenos o agujeros de pozo. Otros métodos rompen la matriz de arena en la cual el petróleo pesado está atrapado mediante inyección de aire para producir la formación de arena con petróleo; sin embargo, la recuperación del bitumen usando técnicas de inyección de agua está limitada al área próxima del barreno. Estos métodos generalmente tienen bajas relaciones de recuperación y son costosos de operar y mantener. Sin embargo, existen cientos de millones de barriles de estos petróleos muy pesados en la subsuperficie accesible en solo la provincia de Alberta y cientos de millones de barriles adicionales en otras áreas de petróleo pesado en el mundo. Recuperar de forma eficiente y efectiva estos recursos para uso en el mercado es uno de los retos energéticos más difícil y significativo a nivel mundial.

[0006] La recuperación in-situ de petróleo pesado o bitumen a partir de formaciones geológicas subterráneas porosas se hace difícil por la muy alta viscosidad (10,000 a 1,000,000 de centipoises (cP)) del petróleo. Los métodos actuales se basan ya sea en la reducción de la viscosidad del petróleo mediante calentamiento (inyección de vapor) y/o inyección de solventes o en el aumento de la permeabilidad efectiva de la formación a través de la producción de algo de formación de arena con el petróleo, usualmente referida como "producción de petróleo pesado frío con arena" o "CHOPS." Los métodos de reducción de viscosidad se basan ya sea en calor, típicamente mediante

inyección de vapor, o el uso de solventes o aditivos para recuperar el petróleo o bitumen y su eficiencia de recuperación puede estar limitada por la capacidad del vapor inyectado o solvente para contactar un gran porcentaje del volumen del yacimiento. CHOPS es generalmente aplicable solamente a un rango limitado de viscosidades de petróleo y relaciones gas-a-petróleo ("GOR") en formaciones y generalmente tiene relaciones de recuperación bajas (solamente se recupera aproximadamente 1/10 del petróleo en la formación).

[0007] Varios autores y patentes (Dusseault, 2006; Jonasson et al, 2003; Coates et. al., 2002; Laureshen et al, 2001; Huang, 1999; Mokrys, 2001; Ejiogu et al, 1999; Frauenfeld et al, 1999) han sugerido que se podrían usar canales de alta permeabilidad ("agujeros de gusano") creados en un yacimiento durante el proceso CHOPS, después del proceso CHOPS, para ganar acceso aumentado al yacimiento para varios procesos de recuperación que involucran inyección de vapor y/o solvente (p.e., SAGD, VAPEX, y variaciones). Los agujeros de gusano se pueden crear cuando se producen porciones más débiles, de mayor porosidad o mayor permeabilidad del yacimiento durante el proceso CHOPS, dejando canales en la formación. La formación resultante tiene mucha mayor porosidad (p.e. menos arena) o canales totalmente abiertos. La inyección posterior de vapor y/o solventes en los agujeros de gusano facilita el contacto más efectivo del vapor y/o solventes con una porción mayor del yacimiento. El beneficio es comparable con la perforación de un agujero de pozo horizontal no revestido para acceder al yacimiento. Este aumento del acceso al yacimiento permite la recuperación mejorada de hidrocarburos del yacimiento. Sin embargo, los agujeros de gusano generados en estas aplicaciones dependen totalmente de formaciones que tienen una tendencia natural o inherente para formar agujeros de gusano. Tales formaciones tienen típicamente fluidos de menos de aproximadamente 10,000 cP, arenas altamente descementadas, y contenidos de gas inicial significativos (GOR).

[0008] En particular, Lillico & Jossy (1999), *infra* y Sawatzky et. al. (2001), *infra* sugieren que en Athabasca, en donde la viscosidad del bitumen es demasiado alta para permitir que funcione el proceso CHOPS, algo de vapor o inyección de solvente puede reducir la permeabilidad del petróleo al punto que se pueda proceder con el proceso CHOPS. Como se sugiere en los artículos y patentes citadas anteriormente, Sawatzky & Coates (2004), *infra* y Sawatzky et. al. (Julio 2003, Octubre 2003), *infra* han sugerido que además de la inyección térmica que permite que proceda el proceso CHOPS en yacimientos de alta viscosidad, el acceso aumentado al yacimiento creado por los agujeros de gusano se puede usar para obtener solventes y vapor adicionales en el yacimiento que podría hacerse de otra forma con procesos de inyección térmica y de solvente estándares.

[0009] En otro enfoque, el método descrito en la Patente Americana comúnmente asignada No. 5,823,631 (la patente '631) utiliza barrenos separados para la inyección de agua y la producción. Este método primero alivia el esfuerzo de montera en la formación a través de la inyección de agua, y luego hace que la formación que porta el hidrocarburo fluya desde el barreno de inyección al barreno de producción desde el cual se producen el petróleo pesado, agua, y la formación de arena a la superficie. Aunque el método descrito en la patente '631 es un mejoramiento sobresaliente significativo sobre las técnicas de inyección de agua convencionales, aún existe una necesidad de métodos mejorados adicionales para recuperar en forma continua y efectiva en costo el bitumen de las formaciones subterráneas.

[0010] Otro material antecedente se puede encontrar en: Patente Americana No. 5,823,631; Patente Americana No. 5,899,274; Patente Americana No. 5,860,475; Patente Americana No. 6,318,464; Patente Americana No. 5,957,202; Sol. de Patente Int. No. WO1998/40605; Sol. de

Patente Int. No. WO2007/050180; LAURENSHEN, C.J., MEHTA, S.A., MILLER, K.A., MOORE, R.G., URSENBACK, M. G., "Air injection recovery of cold-produced heavy oil reservoirs", Petrol. Soc. CIM/Can. Int. Petrol. Conf. (CIPC 2001) Proc. 2001. (Artículo #2001-018) (2001); COATES, R.M., LILLICO, D.A., LONDON, M.J., SAWATZKY, R.P., TREMBLAY, B.R., "Tracking cold production footprints", 53rd Annual Petrol. Soc. CIM Technical Meeting Proc. (Artículo #2002-086) (2002); DUSSEAU, M.B., LIAN, C.X., MA, Y., GU, W., XU, B., "CHOPS in Jilin Province, China," SPE 79032 (2002); JONASSON, H, SLEVINSKY, R, TAN, T., "A new methodology for modeling of sand wormholes in field scale thermal simulations", 54th Annual Petrol. Soc. CIM Technical Meeting Proc. (Artículo #2003-155) (2003); DUSSEAU, M.B., "Sequencing technologies to maximize recovery", 57th Annual Petrol. Soc. CIM Technical Meeting Proc. (CIPC 2006) (Artículo #2006-135) (2006); SAWATZKY, R., TREMBLEY, B., COATES, R., AERI/ ARC Core Industry Research Program, 2000-2001 Evaluation Projects - Thermal Sand Production, aaci.arc.ab.ca/evaluation_projects_0001.htm (2001); SAWATZKY, R., TREMBLEY, B., COATES, R., AERI/ARC Core Industry Research Program, July 2003 Monthly Report, encontrado en http://aaci.arc.ab.ca/reports/monthly_reports/2003/July2003.pdf (Julio de 2003); SAWATZKY, R., TREMBLEY, B., COATES, R., AERI/ARC Core Industry Research Program, October 2003 Monthly Report, encontrado en http://aaci.arc.ab.ca/reports/monthly_reports/2003/Oct2003.pdf (Octubre de 2003); LILLICO, D., JOSSEY, E., Thermal sand production: Initial evaluation of deep athabasca reservoirs, ADOE/ARC Core Industry Research Program, Report #9899-13 (1999).

RESUMEN DE LA INVENCIÓN

[0011] En una realización de la presente invención, se provee un método para aumentar el acceso a una formación subterránea. El método incluye

acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en la misma, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos; acondicionar la formación subterránea desde la al menos una ubicación para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea; y producir inicialmente, desde la al menos una ubicación, al menos una porción de uno o más sólidos, y al menos un fluido desde la formación subterránea ("producción de lodo") para aumentar el acceso a la formación subterránea utilizando la presión de fluido aumentada en la formación, producir desde la al menos una ubicación, al menos una porción del petróleo pesado desde la formación ("producción de hidrocarburo") usando el acceso aumentado. Los métodos pueden incluir además utilizar técnicas de recuperación de petróleo mejoradas para producir petróleo pesado adicional.

[0012] En otra realización de la presente invención, se provee un método para recuperar petróleo pesado. El método incluye acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en ella, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos; acondicionar la formación subterránea usando fluidos para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea; e inicialmente producir al menos una porción de al menos uno del aceite pesado y los fluidos, y uno o más sólidos ("producción de lodo") utilizando la presión de fluido aumentada en la formación. El método puede además incluir crear al menos un canal de alta permeabilidad que se extiende desde la al menos una ubicación en la formación subterránea y utilizar el al menos un canal de alta permeabilidad para producir petróleo pesado adicional ("producción de hidrocarburo").

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0013] Lo anterior y otras ventajas de la presente invención se volverán obvias al revisar la siguiente descripción detallada y los dibujos de ejemplos no limitantes de las realizaciones, en los cuales:

[0014] Las FIGs. 1A-1B son ilustraciones esquemáticas de los procesos para producir petróleo pesado y arena a partir de una formación subterránea;

[0015] La FIG. 2 es una ilustración de una realización ejemplar de un sistema de perforación para producir petróleo pesado a partir de una formación subterránea que utiliza el proceso de la FIG. 1;

[0016] La FIG. 3 es una ilustración de una gráfica ejemplar que relaciona las respuestas de esfuerzo de una formación subterránea a un proceso de acondicionamiento mostrado en la FIG. 1;

[0017] La FIG. 4 es una ilustración esquemática para mostrar la formación y la dinámica del inyectante dentro de una formación durante la fase de acondicionamiento;

[0018] La FIG. 5 es una ilustración esquemática de un sistema de multi-perforación para acondicionar una formación subterránea de acuerdo con ciertas realizaciones de la invención;

[0019] Las FIGs. 6A-6B son un mapa o vista en plano y una vista lateral de una ilustración esquemática de la perforación de la FIG. 2 que tiene agujeros de gusano que se extienden alejándose de esta; y

[0020] Las FIGs. 7A-7C muestran una ilustración gráfica de los resultados del modelamiento de agujero de pozo a niveles de acondicionamiento en aumento.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

[0021] En la siguiente sección de descripción detallada se describen las realizaciones específicas de la presente invención en conexión con las realizaciones preferidas. Sin embargo, en la medida en que la siguiente descripción es específica para una realización particular, o un uso particular de la presente invención, este pretende ser para propósitos ejemplares solamente y proporciona simplemente una descripción de las realizaciones ejemplares. En consecuencia, la invención no está limitada a las realizaciones específicas descritas a continuación, sino que incluye todas las alternativas, modificaciones, y equivalentes que caen dentro del verdadero espíritu y alcance de las reivindicaciones adjuntas.

[0022] El término "petróleo pesado" se refiere a cualquier hidrocarburo o mezclas varias de hidrocarburos que se encuentran naturalmente, incluyendo bitumen y alquitrán. En una o más realizaciones, un petróleo pesado tiene una viscosidad de al menos 500 centipoises (cP). En una o más realizaciones, un petróleo pesado tiene una viscosidad de aproximadamente 1000 cP o más, 10,000 cP o más, 100,000 cP o más, o 1,000,000 cP o más.

[0023] El término "formación" se refiere a un cuerpo de roca u otros sólidos subterráneos que es suficientemente distintivo y continuo como para poder ser mapeado. Una "formación" puede ser un cuerpo de roca de principalmente un tipo o una combinación de tipos. Una formación puede contener uno o más zonas que portan hidrocarburos. Note que los términos "formación", "yacimiento", e "intervalo" se pueden usar intercambiabilmente,

pero generalmente se usarán para denotar progresivamente regiones, zonas o volúmenes subterráneos más pequeños. Más específicamente, una "formación" será generalmente la región subterránea más grande, un "yacimiento" será una región dentro de la "formación" y generalmente será una zona que porta hidrocarburo (una formación, yacimiento, o intervalo que tiene petróleo, gas, petróleo pesado, y cualquier combinación de los mismos), y un "intervalo" se referirá generalmente a una sub-región o porción de un "yacimiento".

[0024] Una zona que porta hidrocarburo puede estar separada de otras zonas que portan hidrocarburos por medio de zonas de menor permeabilidad tales como lutitas litificadas, esquistos, o arenas esquistosas (altamente compactas). En una o más realizaciones, una zona que porta hidrocarburo incluye petróleo pesado además de arena, arcilla u otros sólidos porosos.

[0025] El término "montera" se refiere a los sedimentos o materiales de tierra que superyacen la formación, que contienen uno o más zonas que portan hidrocarburo. El término "esfuerzo de montera" se refiere a la carga por unidad de área o esfuerzo superyacente en un área o punto de interés en la subsuperficie, a partir del peso de los sedimentos y fluidos superyacentes. En una o más realizaciones, el "esfuerzo de montera" es la carga por unidad de área o esfuerzo que superyacente en la zona que porta hidrocarburo que está siendo acondicionada y/o producida de acuerdo con las realizaciones descritas. En general, la magnitud del esfuerzo de montera dependerá principalmente de dos factores: 1) la composición de los sedimentos y fluidos superyacentes, y 2) la profundidad del área o formación subterránea.

[0026] El término "agujero de pozo" y "barreno" son intercambiables y se refieren a un vacío o agujero hecho directamente por el hombre que se extiende por debajo de la superficie de la tierra, pero no es un "agujero de gusano". El agujero puede ser tanto vertical como horizontal, y puede estar

revestido o no revestido. En una o más realizaciones, el agujero de pozo puede tener al menos una porción que está revestida (p.e. forrada) y al menos una porción que no está revestida.

[0027] El término "agujero de gusano" se refiere a un canal de alta permeabilidad en una formación generado como resultado de un proceso hecho por el hombre. Más específicamente, el proceso de remover petróleo pesado, sólidos particulados, y/u otros materiales de la formación, mediante un agujero de pozo crea una zona de menor presión alrededor del agujero d pozo. Materiales adicionales fluyen en esta zona de baja presión dejando los agujeros de gusano. Los agujeros de gusano típicamente se extienden lejos de la región de baja presión alrededor del agujero de pozo y pueden ser rutas abiertas, aproximadamente tubulares o simplemente zonas de mayor porosidad y alta permeabilidad en comparación con la formación que se encuentra naturalmente circundante.

[0028] La presente invención se relaciona con procesos para recuperar petróleo pesado a partir de formaciones subterráneas que tienen al menos un yacimiento de hidrocarburo y un esfuerzo de montera. Más específicamente, la presente invención se relaciona con un proceso de acondicionamiento de un yacimiento de interés, luego producir petróleo pesado y sólidos particulados (p.e. arena) mediante un proceso de flujo frío, para generar canales de alta permeabilidad en la formación. El proceso puede incluir adicionalmente procesos de recuperación mejorados, tales como inyección de vapor, solventes, u otros agentes de tratamiento en los canales de alta permeabilidad para producir petróleo pesado adicional y otros hidrocarburos.

[0029] En una realización, el proceso de acondicionamiento comprende aumentar la presión del yacimiento lo suficiente como para cambiar ciertas propiedades de la roca y el yacimiento de uno o más intervalos e el yacimiento,

incluyendo disminuir el esfuerzo de montera. Esta presurización puede realizarse inyectando un fluido en uno o más intervalos. El fluido puede ser un líquido, gas, o una combinación. Se podría usar un amplio rango de fluidos como inyectantes para acondicionar el yacimiento. Ejemplos de tales fluidos incluyen, pero no se limitan a agua, salmuera, aceite, solventes, vapor, gas natural (p.e., etano, metano, o propano) o aceites viscosos o emulsiones.

[0030] En una realización preferida, la elevación de la presión del yacimiento causa esfuerzos diferenciales (esfuerzo efectivo horizontal menos esfuerzo efectivo vertical) en el yacimiento para aumentar al mismo tiempo que el esfuerzo efectivo medio (esfuerzo total promedio menos presión de fluido) disminuye. El esfuerzo efectivo horizontal (σ'_h) en un volumen dado de roca de yacimiento se puede definir como:

$$\sigma'_h = \sigma_h - p_f \quad \text{Ec. 1}$$

En donde " σ'_h " es el esfuerzo total que actúa sobre el yacimiento en la dirección horizontal y " p_f " es la presión de fluido en el yacimiento. Igualmente, el esfuerzo efectivo vertical (σ'_v) en el yacimiento se puede definir como:

$$\sigma'_v = \sigma_v - p_f \quad \text{Ec.2}$$

y el esfuerzo diferencial (q) se puede definir como:

$$q = \sigma'_h - \sigma'_v \quad \text{Ec. 3}$$

El esfuerzo efectivo medio (σ'_m o p') en el yacimiento puede entonces definirse como:

$$p' = (2\sigma'_h + \sigma'_v)/3 \quad \text{Ec. 4}$$

Aunque el esfuerzo vertical total (σ_v) permanece esencialmente constante durante la inyección de fluido en el yacimiento, el esfuerzo horizontal total (σ_h)

aumenta (en la medida en que la roca del yacimiento sea elástica o casi elástica) durante la inyección de fluido, debido a la presencia de roca sobre todos los lados horizontales del volumen de roca del yacimiento. Como tal, para un aumento dado de la presión de fluido (p_f), el esfuerzo efectivo horizontal (σ'_h) disminuye más lentamente que el esfuerzo efectivo vertical (σ'_v). Por consiguiente, el esfuerzo diferencial (q) aumenta, y el esfuerzo efectivo medio (p') disminuye a medida que la presión del fluido (p_f) aumenta. Eventualmente, el esfuerzo diferencial (q) excede la resistencia de la roca del yacimiento y la roca falla mecánicamente permitiendo que el esfuerzo horizontal total (σ_h) caiga durante aumentos adicionales de la presión de fluido (p_f) en el yacimiento.

[0031] Dependiendo de cuanto se eleve la presión del yacimiento, al menos una porción del intervalo del yacimiento puede ser llevada más allá del punto de falla mecánica. Este cambio de esfuerzos del yacimiento conduce a cambios en las propiedades de la roca del intervalo de yacimiento. Estos cambios pueden incluir, por ejemplo, aumentos de la porosidad (dilatación), aumentos de la permeabilidad, descensos de los módulos elásticos, la aparición de la deformación plástica en el intervalo (falla mecánica), y aumentos en la energía de impulso del yacimiento disponible para producir hidrocarburos (y/o otros fluidos y arena) del yacimiento. El aumento de la "energía de impulso" es atribuible al aumento de la presión de fluido en el yacimiento y el aumento de la compresibilidad de la roca, debido al acondicionamiento.

[0032] En una realización preferida, el proceso de acondicionamiento del yacimiento puede proceder al punto de solo elevar la presión del yacimiento lo suficiente para permitir que ciertas porciones del yacimiento tengan un esfuerzo de montera significativamente menor (referido como "acondicionamiento ligero"). Al menos otra realización comprende acondicionar el yacimiento hasta un nivel entre totalmente acondicionado ("totalmente acondicionado" se refiere

al punto en el cual grandes porciones del yacimiento se vuelven móviles cuando se aplica un gradiente de presión) y ligeramente acondicionado (referido como "acondicionamiento parcial"). El área de agujero de pozo cercana también puede estar "en su mayor parte acondicionada", que es casi "totalmente acondicionado", pero pasado del punto de falla mecánica del yacimiento. Aunque el proceso de acondicionamiento puede ser efectivo en un amplio rango, se prefiere que el yacimiento no esté totalmente acondicionado haciendo que el yacimiento se vuelva en gran parte móvil porque un yacimiento totalmente acondicionado probablemente no producirá la generación de agujeros de gusano discretos.

[0033] De forma conveniente, la presente revelación enseña procesos nuevos y no obvios para generar agujeros de gusano y otros accesos aumentados a las formaciones que antes se pensaba que no eran adecuadas para la formación de agujeros de gusano. Por ejemplo, el CHOPS y otros enfoques de la técnica previa solo son generalmente capaces de generar acceso aumentado (p.e. agujeros de gusano) en formaciones que tienen fluidos de menos de aproximadamente 10,000 cP, en su mayor parte arenas descementadas, y contenido inicial de gas alto (GOR) (p.e., por encima de aproximadamente 1,000 pies cúbicos estándar de gas por barril de petróleo (scft/bbl)). La presente revelación incluye métodos para generar acceso aumentado (p.e., agujeros de gusano) en una variedad mucho más amplia de formaciones, tales como, por ejemplo, formaciones que tienen fluidos hidrocarburos de alta viscosidad (p.e., de aproximadamente 10,000 cP a más de aproximadamente 1,000,000 cP o de aproximadamente 20,000 cP a más de aproximadamente 100,000 cP), arenas cementadas, y otras capas consolidadas (p.e., esquisto, lutita litificada, etc.), y heterogeneidades, y bajo contenido de gas inicial (p.e., menos de aproximadamente 1,000 scft/bbl o menos de aproximadamente 100 scft/bbl).

[0034] Con referencia ahora a las figuras, las FIGs. 1A-1B son ilustraciones de tablas de múltiples realizaciones del proceso de la presente invención. En la FIG. 1A, el proceso **100** empieza accediendo a una formación subterránea **102** desde la superficie, seguido por el acondicionamiento de la formación **104** lo suficiente como para permitir la producción inicial (p.e., producción de lodo) **106** para aumentar el acceso a la formación, luego detener la producción inicial **108**, y empezar la producción de hidrocarburo **110**. En la FIG. 1B, el proceso **150** empieza con el acceso a una formación subterránea **102**, acondicionamiento **104**, producción inicial **106**, y parada de la producción inicial **108**. Luego se desarrolla una secuencia de al menos dos procesos de recuperación de hidrocarburo **152** y se inicia la secuencia **154**.

[0035] En algunas realizaciones del proceso, el acceso aumentado se realiza generando canales de alta permeabilidad (p.e., agujeros de gusano) en la formación. La producción inicial **106** producirá principalmente fluidos acondicionadores y sólidos particulados (p.e., arena), pero también puede producir otros fluidos tales como agua de formación y algo de petróleo pesado. Luego puede comenzar la producción de hidrocarburo **110**, incluyendo la recuperación de petróleo mejorada. La secuencia de los procesos de recuperación **152** se puede basar en la formación de los agujeros de gusano durante la producción inicial **106** y en otros factores, y puede incluir un solo proceso o puede incluir diez o más procesos en una secuencia, así como pasos intermediarios. Los procesos de recuperación pueden incluir procesos de recuperación "estándar" tales como producción en frío o procesos de recuperación de petróleo mejorados tales como SAVEX, VAPEX, SAGD, y otros.

[0036] La FIG. 2 es una ilustración de una realización ejemplar de un sistema de agujero de pozo **200** para producir petróleo pesado a partir de una formación subterránea utilizando los procesos de las FIGs. 1A-1B. Por

consiguiente, el sistema de agujero de pozo **200** de la FIG. 2 puede entenderse mejor con referencia a las FIGs. 1A-1B. El sistema de agujero de pozo **200** puede incluir uno o más agujeros de pozo **210** (solo se muestra uno). El agujero de pozo **210** se extiende desde la superficie a través de montera **230** y accede a una formación **240** que incluye al menos una zona que porta hidrocarburos **245** (solo se muestra una) a partir de la cual se producirán inicialmente **106** fluidos acondicionadores, sólidos particulados (p.e., arena), y otros fluidos (p.e., agua de formación y petróleo pesado). Luego, se pueden recuperar el petróleo pesado y otros hidrocarburos **110** o **154**. Note que en el proceso **100**, cada paso **102-110** se realiza preferiblemente en cada agujero de pozo **210**, incluso si existen múltiples agujeros de pozo.

[0037] Aún con referencia a la FIG. 2, un fluido de inyección (p.e., gas acuoso, no acuoso) es introducido a la zona que porta hidrocarburo **245** a través del agujero de pozo **210** mediante la corriente **250**. Este proceso de inyección es un método ejemplar de acondicionamiento de la formación **104**. Una vez la formación es acondicionada **104**, los fluidos acondicionadores y los sólidos particulados (p.e., arena) pueden producirse inicialmente **106** del mismo agujero de pozo **210** para aumentar el acceso al a formación, tal como mediante la generación de canales de alta permeabilidad (p.e., agujeros de gusano) mediante la remoción de algo de la arena de la formación **240**. Aunque está compuesta principalmente de sólidos particulados y fluidos inyectados, el lodo de producción inicial puede incluir cualquier combinación (p.e., mezcla) de fluidos y particulados incluyendo: fluidos inyectados, arcilla, arena, agua, salmuera, e hidrocarburos tales como gas y petróleo pesado. El lodo de producción inicial puede ser transferido por la corriente **260** a una unidad de recuperación **270** en donde el petróleo pesado (y posiblemente otros hidrocarburos como gas) es separado y recuperado de los sólidos y el agua. La unidad de recuperación **270** puede utilizar cualquier proceso efectivo para separar el petróleo pesado de los sólidos y el agua. Algunos procesos

ejemplares incluyen, pero no se limitan a procesos con agua fría, agua caliente y tratamiento con nafta combinados con procesos de separación física por gravedad. La presente invención no está limitada por el tipo de proceso de separación usado.

[0038] Con referencia de nuevo a la FIG. 2, una vez termina la producción inicial **108**, la producción de hidrocarburo **110** puede comenzar, o se desarrolla una secuencia de técnicas de producción **152** y la producción de hidrocarburo mejorada **154** puede comenzar por medio del agujero del pozo **210**. La producción mejorada de hidrocarburo **154** puede comprender una amplia variedad de procesos conocidos o desconocidos en la técnica, pero utilizarán preferiblemente los agujeros de gusano generados por la producción inicial **106** de fluidos y sólidos particulados. Algunos procesos ejemplares incluyen, pero no se limitan a inundación de vapor e impulso de vapor, simulación cíclica de vapor ("CSS"), inyección de agua, inyección de gas inerte, drenaje por gravedad ayudado con vapor ("SAGD"), extracción con vapor ("VAPEX"), y combustión estabilizada por gravedad. Cuando se recupera, el petróleo pesado (con posiblemente algo de hidrocarburos residuales, sólidos, y agua) puede ser pasado mediante la corriente **280** para separación adicional y refinamiento usando métodos y técnicas conocidas en el arte. Los sólidos libres de hidrocarburo o casi libres de hidrocarburo y el agua recuperada de la unidad de recuperación **270** pueden ser dispuestos por medio de la línea **290** mediante reciclado al agujero de pozo **210**, enviados a un sitio de disposición o almacenamiento (no mostrado) o inyectados en otro agujero de pozo (no mostrado). Dependiendo de los requerimientos del proceso, se puede agregar agua o sólidos adicionales a la corriente de disposición **290** o el agua o sólidos pueden ser removidos de la corriente de disposición **290** para ajustar la concentración de sólidos de la corriente **290**.

FASE DE ACONDICIONAMIENTO

[0039] La fase de acondicionamiento **104** se realiza a través del sistema de agujero de pozo ejemplar de la FIG. 2 con los efectos de esfuerzo ejemplares sobre la formación **240** mostrados en la FIG. 3. Por consiguiente, la fase de acondicionamiento puede ser mejor entendida con referencia a las FIGs. 1A-1B, 2, y 3. En una realización ejemplar de la presente invención, el fluido de inyección puede ser bombeado o transportado de otra forma a través del agujero de pozo **210** por medio de la corriente **250** a la zona que porta hidrocarburos **245** de la formación **240**. Un propósito de la inyección de fluido es elevar la presión del fluido en la formación **240** y aliviar al menos una porción del esfuerzo de montera sobre la formación **240** (p.e., para "acondicionar parcialmente" o "acondicionar ligeramente" la formación). En consecuencia, la presión del fluido de inyección debe ser suficiente para por lo menos aliviar ligeramente el esfuerzo de montera. Otro propósito de la inyección de fluido es aumentar la porosidad inicial de la formación **240** y por lo tanto, aumentar la permeabilidad de la formación **240** al fluido inyectado (generalmente agua o salmuera) así como romper ligeramente o parcialmente o desagregar (mediante la dilatación de corte) una porción de las capas de esquisto o lutita litificada (no mostradas que pueden estar incrustada dentro de las zonas que portan hidrocarburo **245** de la formación **240**). Adicionalmente, este proceso de acondicionamiento afecta los esfuerzos diferenciales y aumenta la presión de poro (algunas veces llamada "energía de impulso" o "energía de fluido") en la formación **240**.

[0040] La FIG. 3 es una ilustración gráfica de una curva de respuesta ejemplar que muestra el efecto de una realización de los procesos de acondicionamiento de las FIGs. 1A-1B usando una realización del sistema de agujero de pozo de la FIG. 2 sobre el esfuerzo diferencial, el esfuerzo efectivo medio, y la presión de poro. Como tal, la FIG. 3 puede ser mejor entendida con

referencia a las FIGs. 1A-1B y 2. La FIG. 3 muestra una gráfica que ilustra una curva **300** que relaciona la respuesta de presión de poro **320** (medida en libras por pulgada cuadrada (psi)), el esfuerzo efectivo medio **322** (medido en psi), y el esfuerzo diferencial **324** (en psi) a medida que la formación es acondicionada a aproximadamente 450 metros (m). También se muestra una pendiente de línea de estado crítico (una propiedad de la arena en la formación) **301** que muestra la relación entre la presión diferencial y media a la cual la formación falla. La curva **300** empieza a condiciones de yacimiento iniciales **302** de esfuerzo medio de aproximadamente 825 libras por pulgada cuadrada (psi) (esfuerzo de montera menos presión de poro), esfuerzo diferencial de aproximadamente 100 psi, y presión de poro de aproximadamente 500 psi. A medida que la formación es ligeramente acondicionada **304**, luego parcialmente acondicionada **306**, el esfuerzo medio disminuye a medida que la presión de poro aumenta, y el esfuerzo diferencial aumenta hasta el punto de falla mecánica **312** de la formación. En este punto, el esfuerzo diferencial disminuye y el esfuerzo medio disminuye, mientras que la presión de poro aumenta a través de las etapas de en su mayor parte acondicionada **308** y totalmente acondicionada **310**. Los esfuerzos diferencial y medio tienden a cero cuando la formación está totalmente acondicionada **310** mientras que la presión de poro se eleva. El aumento de la presión de poro confiere "energía de impulso" o "energía de fluido" al yacimiento. Como se nota, la gráfica de la FIG. 3 es meramente ejemplar. El proceso puede ser realizado en una formación que tiene una presión de poro inicial de al menos aproximadamente 100 psi a al menos aproximadamente 1,000 psi, un esfuerzo de montera inicial de al menos aproximadamente 200 psi hasta al menos aproximadamente 2,000 psi. Sin embargo, la relación entre la presión de poro, el esfuerzo efectivo medio, y el esfuerzo diferencial será aproximadamente la misma en la mayoría de formaciones adecuadas para los procesos de la presente invención.

[0041] En una realización ejemplar, la presión del fluido de inyección también debe ser suficiente para permear a través de la zona que porta hidrocarburo **245** y desarrollar una presión relativamente constante dentro de la zona que porta hidrocarburo **245** de la formación **240** al final del acondicionamiento. Preferiblemente, la presión del fluido de inyección está en o por encima del esfuerzo del montera **230** ejercida sobre la zona que porta hidrocarburo **245** para permitir la formación de fracturas horizontales o sub-horizontales en la zona que porta hidrocarburo. El estado preferido es de acondicionamiento ligero **304** o parcial **306** de la formación **240** suficiente para aumentar el acceso a la formación durante la producción inicial **106**. Debido a la heterogeneidad natural de los yacimientos, el acondicionamiento parcial **306** permite que porciones de la formación **240** estén en un estado de esfuerzo en donde es probable que permitan que la arena fluya, y porciones en donde la arena no fluirá. Esto hace que el acceso a la formación y la formación de agujeros de gusano sea al menos parcialmente dependiente de las propiedades del yacimiento, pero al acondicionamiento aumentado (hasta un punto) casi siempre mejorará el acceso y generará más agujeros de gusano.

[0042] Si el esfuerzo de montera **230** es totalmente aliviado o casi totalmente aliviado a lo largo de la mayoría del volumen de la zona que porta hidrocarburo, desde la cual se planea la producción de petróleo pesado, se considera que la zona que porta hidrocarburo **245** está "totalmente acondicionada" **310**. El estado totalmente acondicionado **310** puede ser deseable para otros procesos de recuperación, tales como los revelados en la Solicitud de Patente Internacional No. WO2007/050180 (la solicitud '180). La solicitud '180 revela un método que comprende desplazar o jalar la formación a un agujero de pozo de producción creando alta presión en un agujero de pozo de inyección y baja presión en un agujero de pozo de producción, inyectando un lodo de arena y agua en el agujero de pozo de inyección.

[0043] La FIG. 4 es una ilustración esquemática de una realización alternativa del sistema de agujero de pozo **200** de la FIG. 2, el cual se puede usar para implementar los procesos de las FIGs. 1A-1B y generar una respuesta como la ilustrada en la FIG. 3. Como tal, la FIG. 4 puede entenderse mejor con referencia a las FIGs. 1A-1B, 2, y 3. La FIG. 4 es una realización ejemplar de un sistema de agujeros de pozo múltiples **400** que utiliza una pluralidad de pozos de correlación **210** y **220**. Cuando el fluido de inyección es pasado a través de múltiples agujeros de pozo (solo se muestran dos para simplicidad) **210** y **220** para acondicionar **104** la formación **240**. El fluido de inyección puede ser inyectado en la zona que porta hidrocarburo **245** a través de el primer agujero de pozo **210** y el segundo agujero de pozo **220** para reducir sustancialmente el tiempo requerido para al menos acondicionar ligeramente **304** la formación **240**. Por ejemplo, el tiempo para aliviar el esfuerzo de montera **230** puede ser reducir tanto como a la mitad o más.

[0044] Adicionalmente, el fluido de inyección puede ser emitido ya sea simultáneamente o secuencialmente a través de ambos agujeros de pozo **210**, **220** para crear o hacer que las fracturas **410** se propaguen desde cerca de cada agujero de pozo **210**, **220** a la formación, permitiendo de esta forma mayor acceso del fluido inyectado a la formación y aumentando la porosidad/permeabilidad a través de una mayor área y/o volumen **405** dentro de la zona que porta hidrocarburo **245** más rápidamente. Al introducir el fluido de inyección desde múltiples ubicaciones dentro de la misma formación **240**, las fracturas horizontales (o sub-horizontales) inducidas hidráulicamente **410** y/o los conductos de flujo naturales **405** pueden ayudar a mejorar el acceso a la formación y contactar una porción más grande de la formación **240** con fluido que la que podría ser contactada desde el agujero de pozo perforado solo.

[0045] La FIG. 5 es una ilustración esquemática de una realización alternativa del sistema de agujero de pozo **200** de la FIG. 2, el cual se puede

usar para implementar los procesos de las FIGs. 1A-1B y generar una respuesta como la ilustrada en la FIG. 3. Como tal, la FIG. 5 puede entenderse mejor con referencia a las FIGs. 1A-1B, 2, y 3. La FIG. 5 es una realización ejemplar de un sistema de agujeros de pozo múltiples **500** que utiliza una pluralidad de agujeros de pozo **510**, **520**, **530** a diferentes profundidades en la formación **240**. Dependiendo de la formación, las porciones o zonas que contienen hidrocarburos **514**, **524**, **534** pueden estar separadas por capas de roca de baja porosidad/baja permeabilidad **515**, **525**, **535** que hacen difícil la producción entre zonas. En tal situación, puede ser benéfico inyectar o producir a partir de agujeros de pozo múltiples **510**, **520**, **530** a profundidades diferentes, o utilizar un solo agujero de pozo **530** para inyectar fluidos en una pluralidad de profundidades (una o más inyecciones en cada zona **514**, **524**, **534**). Note que la ilustración de los tres agujeros de pozo **510**, **520**, **530** y las tres zonas **514**, **524**, **534** es meramente ejemplar y no una realización limitante. El número de agujeros de pozo **510**, **520**, **530** usados dependerá del número de zonas **514**, **524**, **534**, del costo, equipo, condiciones de la zona, y otros factores.

[0046] Aún con referencia a la FIG. 5, cada una de las tres zonas que portan hidrocarburos **514**, **524**, y **534** puede ser acondicionada y producida simultáneamente o al menos tener algunas operaciones coexistiendo al mismo tiempo. Alternativamente, una cualquiera o más de las zonas que portan hidrocarburos **514**, **524**, y **534** pueden ser acondicionadas y/o producidas independientemente. Por ejemplo, la primera zona **514** puede ser acondicionada y producida seguida por la segunda zona **524** seguida por la tercera zona **534**.

[0047] En una o más realizaciones, las zonas que portan hidrocarburos **514**, **524**, y **534** pueden ser acondicionadas y/o producidas secuencialmente. En aún otra realización, cualquiera de los agujeros de pozo **510**, **520**, **530**

pueden ser movidos a una profundidad mayor o profundidad menor para acondicionar y/o producir una cualquiera de las zonas que portan hidrocarburos **514**, **524**, y **534**, ya sea simultáneamente, independientemente o secuencialmente. El acondicionamiento y producción de una zona que porta hidrocarburo se ha mostrado y descrito anteriormente con referencia a las FIGs. A1-1E, 2, 3, y 4 y por brevedad, no se repetirá aquí. Adicionalmente, se puede usar igualmente una cualquiera o más de lanzamiento en chorro de agua, inyección de alta velocidad, pulsos de presión, y aceleración de la presión del fluido en el sistema de agujeros de pozo múltiples **500**. Estas técnicas son generalmente conocidas por el experto en la técnica.

[0048] La inyección a profundidades múltiples dentro de la formación reduce la distancia que el fluido inyectado tiene que fluir para acondicionar ligeramente **304** o parcialmente **306** el yacimiento **240**. En áreas en donde las fracturas inducidas hidráulicamente pueden propagarse en direcciones de forma que no contactan un volumen suficiente de la zona que porta hidrocarburo, los conductos hechos por el hombre o naturales para que el fluido fluya, pueden ayudar a acelerar la dispersión de fluido inyectado y la presión a lo largo de zona que porta hidrocarburo. Estos conductos hechos por el hombre pueden incluir, por ejemplo, pozos, canales, o zonas naturales de permeabilidad absoluta mayor o saturación de agua mayor (y por lo tanto, mayor permeabilidad al agua inyectada).

[0049] En cualquiera de las reivindicaciones anteriores o en cualquier otra parte de la presente, la velocidad a la cual el fluido de inyección es inyectado en la zona que porta hidrocarburo **245** depende del tamaño, espesor, permeabilidad, porosidad, número y espaciamiento de los pozos, y la profundidad de la zona **245** a ser acondicionada. Por ejemplo, el fluido de inyección puede ser inyectado en la zona que porta hidrocarburo **245** a una

velocidad de aproximadamente 50 barriles por día por pozo, a aproximadamente 5,000 barriles por día por pozo.

[0050] En cualquiera de las realizaciones anteriores o en cualquier otra parte de la presente, el fluido de inyección puede ser inyectado a diferentes profundidades dentro de la formación **240** para acceder a la zona que porta hidrocarburo **245** de allí. Como se mencionó anteriormente, la formación **240** puede incluir capas de esquisto o lutita litificada incrustadas que crean mamparas que evitan el flujo o que rodean o aíslan una o más zonas que portan hidrocarburos **245** dentro de la formación **240**. El fluido de inyección se puede usar para crear múltiples fracturas a diferentes profundidades, p.e., tanto por encima como por debajo de las capas de esquisto o lutita litificada para acceder a aquellas una o más zonas que portan hidrocarburos **245** dentro de la formación **240**. El fluido de inyección también se puede usar para crear múltiples fracturas a diferentes profundidades para aumentar la permeabilidad en toda la formación **240** de forma que montera **230** puede ser soportada y el esfuerzo de montera aliviado más rápidamente.

[0051] En cualquiera de las reivindicaciones anteriores o o en cualquier otra parte de la presente, el fluido de inyección puede ser inyectado a diferentes profundidades dentro del mismo agujero de pozo usando un forro o revestimiento perforado en donde ciertas perforaciones están bloqueadas o cerradas a una primera profundidad para evitar el flujo a través de la misma, permitiendo que el fluido de inyección fluya a través de otras perforaciones a una segunda profundidad. En otra realización, el fluido de inyección puede ser inyectado a través de un forro o revestimiento perforado a la zona **245** a una primera profundidad de un agujero de pozo vertical o primera ubicación de un agujero de pozo horizontal, y el forro o revestimiento perforado puede entonces ser disminuido o elevado hasta una segunda profundidad o segunda ubicación en donde el fluido de inyección puede ser inyectado en la zona **245**. En aún

otra realización, se puede usar una sarta tubular o de trabajo (no mostrada) para despedir el fluido de inyección a profundidades variables elevando y disminuyendo la sarta tubular o de trabajo en la superficie. En aún otra realización, se podrían usar dos o más agujeros de pozo de inyección **510**, **520**, **530** a diferentes alturas para crear fracturas en la formación **240**. En general, este removería el problema de tratar múltiples fracturas de un solo agujero de pozo.

[0052] Considerando el fluido de inyección en más detalle, el fluido de inyección es preferiblemente de agua o salmuera principalmente durante la fase de acondicionamiento. En cualquiera de las realizaciones anteriores, o en cualquier otra parte de la presente, el fluido de inyección puede incluir agua y/o uno o más agentes que pueden ayudar en el acondicionamiento de la formación. Agentes adecuados pueden incluir, pero sin limitarse a aquellos que aumentan la viscosidad del agua inyectada.

[0053] En cualquiera de las realizaciones anteriores o en cualquier otra parte de la presente, el fluido de inyección puede incluir aire u otro gas no condensable, tal como nitrógeno, por ejemplo. La exsolución del gas del agua puede ayudar a dilatar y fluidizar al menos una porción de las zonas que portan hidrocarburos **245** dentro de la formación **240** a medida que los sólidos son desplazados. Adicionalmente, el gas puede ayudar a reducir la caída de presión requerida para subir los sólidos a la superficie disminuyendo la concentración de sólidos y la densidad global de la corriente de lodo en el agujero de pozo.

PRODUCCIÓN INICIAL

[0054] Una vez el proceso de acondicionamiento **104** está completo y la formación **240** ha sido al menos ligeramente **302** o parcialmente **304**

acondicionada, se puede comenzar un proceso de producción inicial (p.e., producción de lodo) **106**. La producción inicial **106** produce principalmente fluidos de inyección y sólidos particulados tales como arena, pero también puede producir al menos algo de petróleo pesado y otros fluidos de la formación **240**. La producción inicial **106** aumenta el acceso a la formación y deja a su paso canales de alta permeabilidad o agujeros de gusano en la formación **240**. La producción inicial **106** puede comprender cualquier número de procesos, pero involucra principalmente subir los fluidos y sólidos a través de al menos un punto de acceso a la formación **210**.

[0055] La presente invención provee métodos y sistemas para aumentar la productividad y la recuperación final de petróleo pesado y arena cambiando las propiedades mecánicas del yacimiento y disminuyendo el esfuerzo efectivo medio **322** antes de la producción inicial **106**. Estos cambios deben permitir crear múltiples agujeros de gusano discretos en el yacimiento durante la producción de flujo frío en lugar de simplemente un solo agujero de gusano como se observa generalmente. Los agujeros de gusano múltiples deben mejorar significativamente el acceso al yacimiento para los procesos de producción posteriores

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBURO

[0056] La producción de hidrocarburo **110** sigue a la producción inicial **106** y comprende múltiples realizaciones. En una realización de la presente invención, la producción de hidrocarburo **110** comprende un solo proceso de producción, el cual puede ser cualquier número de procesos, conocidos o aún desconocidos, pero el cual puede incluir al menos, por ejemplo un proceso de producción de petróleo pesado en frío con arena ("CHOPS"). El proceso CHOPS es un método convencional para producir petróleo pesado a partir de una formación. Sin embargo, el CHOPS produce solamente aproximadamente

5-10% del petróleo pesado de una formación, no está disponible en ciertas formaciones y produce relativamente pocos agujeros de gusano. La producción de hidrocarburo **110** también puede incluir procesos de recuperación de petróleo mejorados tales como métodos térmicos y basados en solvente para producir petróleos pesados tales como, por ejemplo, SAGD, ES-SAGD, SAVEX, o VAPEX.

[0057] En una realización alternativa de la presente invención, la producción de hidrocarburo **110** incluye desarrollar una secuencia de técnicas de recuperación **152**, luego producir hidrocarburos usando la secuencia **154**. La secuencia puede incluir técnicas de producción estándar tales como CHOPS o técnicas de producción mejoradas tales como SAGD, VAPEX, u otros procesos.

[0058] Las FIGs. 6A-6B son una vista en mapa **600** y vista en sección transversal **602** de ilustraciones ejemplares en un sistema de agujero de pozo como el mostrado en la FIG. 2 que muestra agujeros de gusano, los cuales pueden ser generados mediante uno de los procesos de las FIGs. 1A-1B. Por consiguiente, las FIGs. 6A-6B pueden entenderse mejor con referencia a las FIGs. 1A-1B y 2. La vista en mapa **600** ilustra un sistema de agujero de pozo ejemplar **200** después que la producción inicial **106** ha generado agujeros de gusano **604** en la región de drenaje **606**. La región de drenaje **606** está típicamente comprendida de petróleo, agua, petróleo espumoso (burbujas de gas en el petróleo) y agujeros de gusano **604**. Más allá de la región de drenaje **606**, la formación **240** no es afectada, y comprende principalmente petróleo y agua. La vista en sección transversal **602** ilustra un espesor relativo ejemplar de la zona económica **610**. Se debe notar que la región de drenaje **606** se extiende generalmente a través de la zona que porta hidrocarburo **245** de la formación **240**.

[0059] En un proceso CHOPS típico, la región de drenaje **606** es modesta y puede variar de aproximadamente 50 pies de diámetro a aproximadamente 200 pies de diámetro, pero en solamente una o dos direcciones. Utilizando la presente invención, el proceso de producción inicial (p.e., producción de lodo) **106** puede generar una región de drenaje desde hasta aproximadamente 100 pies de diámetro de más de al menos 300 pies de diámetro o incluso más de aproximadamente 500 pies de diámetro. La presente invención también produce de manera benéfica una zona económica más sustancial **610** y un número mayor de agujeros de gusano **604** para drenar más totalmente el área alrededor del agujero de pozo. Estos aumentos producen mayor área superficial expuesta dentro de la zona que porta hidrocarburo **245** para producir hidrocarburos utilizando técnicas de producción mejoradas **112**.

[0060] La presencia de una fase de agua móvil a alta presión en el espacio de poro (p.e., presión de fluido o presión de poro aumentada **320**) después del acondicionamiento ligero **304** o parcial **306** puede permitir que la producción de agua impulse la creación inicial de los agujeros de gusano **604**. Una vez se ha producido suficiente agua para bajar la presión del yacimiento y la saturación de agua es suficiente para permitir la producción de petróleo, la energía de impulso del yacimiento del gas almacenado en solución en el petróleo está aún disponible para impulsar el petróleo en los agujeros de gusano **604** y producirlo. En la recuperación CHOPS estándar, una porción significativa de la energía de impulso del yacimiento va a la parte de producción de arena temprana/creación del agujero de gusano del proceso dejando menos energía para producir el petróleo. La recuperación final del CHOPS es generalmente de menos del 10% del petróleo en el lugar en el intervalo de yacimiento que está siendo explotado. El acondicionamiento del yacimiento **104** antes de la producción inicial **106** debe aumentar la eficiencia de recuperación en un factor de aproximadamente 2 hasta aproximadamente 5.

[0061] En forma benéfica, la presente invención puede aumentar la energía del yacimiento y la capacidad de la arena para fluir en yacimientos en donde el CHOPS normalmente no funcionaría. Ejemplos de campo publicados del proceso CHOPS sugieren que no funciona bien si la viscosidad del petróleo es mucho mayor de 10,000 a 14,000 cP y no funciona bien si no hay suficiente gas en solución para proveer la energía de yacimiento para empujar el petróleo en los agujeros de gusano **604** y generar los agujeros de gusano **604** en primer lugar. El proceso de acondicionamiento del yacimiento **104** de la presente invención aumenta la cantidad de presión de fluido y energía de compactación almacenada en el yacimiento **240** y esta energía está disponible para expulsar el petróleo pesado y la arena al agujero de pozo **210** o agujeros de pozo **210**, **220**. Como tal, la producción de petróleos más viscosos que es generalmente posible, se haría posible así como la producción a partir de yacimientos que tienen relaciones gas-petróleo menores (GOR) - una medida de cuando gas está almacenado en solución en el petróleo.

[0062] Otra ventaja significativa de la presente invención es la capacidad de aumentar el acceso al yacimiento **240** (para producción de hidrocarburos y/o vapor de inyección y/o solvente para ayudar a la producción de hidrocarburo) sin la necesidad de pozos horizontales creando un gran número de agujeros de gusano **604** controlados (comparados con CHOPS) que actuaría como pozos horizontales de agujero abierto, no revestido, a una fracción del costo de perforación de un pozo horizontal. Dependiendo de la profundidad del yacimiento y las propiedades del yacimiento, una cierta cantidad de acondicionamiento del yacimiento **104** debe permitir la creación controlada de un grupo o grupos de agujeros de gusano **604** descrita anteriormente. Como es proceso CHOPS en un yacimiento en su mayoría acondicionado **308** o parcialmente acondicionado **306**, estos agujeros de gusano **604** podrían crearse de la producción en un agujero de pozo **210** (o agujeros de pozo **210**, **220**) o podrían crearse mediante inyección y producción emparejada a partir de

dos agujeros de pozo adyacentes que crearían un agujero de gusano **604** o red de agujeros de gusano **604** entre múltiples agujeros de pozo **210**, **220**. El acondicionamiento del yacimiento **104** crearía un estado de propiedad mecánica de esfuerzo y roca de forma que es más probable que se formen estos agujeros de gusano **604** y se formen más fácilmente de lo que lo harían en un yacimiento no acondicionado **302**. En adición, la creación de acceso al yacimiento a través del proceso de acondicionamiento **104** produce el mantenimiento de la energía de impulso del yacimiento incluso después de la creación del acondicionamiento de los canales de alta permeabilidad mejorados **604** (agujeros de gusano). Adicionalmente, se podrían usar diferentes niveles de acondicionamiento **104** y el uso de conjuntos de pozos para producir los agujeros de gusano **604** para controlar el número, orientación, y patrón de los agujeros de gusano **604** producidos.

[0063] En cualquiera de las reivindicaciones anteriores o en cualquier otra parte de la presente, se puede usar una técnica de lanzamiento en chorro de agua para despedir el fluido de inyección en la formación **240** para romper la arena o esquisto cerca del agujero de pozo y ayudar a que el lodo fluya en el agujero de pozo. Preferiblemente, el chorro de agua es un paso corto, temporal y se usa de manera intermitente o por períodos de tiempo cortos. La técnica de lanzamiento en chorro de agua se puede realizar a través del primer agujero de pozo **210** o el segundo agujero de pozo **220** o ambos. En una o más realizaciones, el lanzamiento chorro de agua se hace a través del primer agujero de pozo **210** y después que la formación **240** es acondicionada **104** fluidizar la arena y la arcilla y crear un lodo próximo a la abertura del agujero de pozo **210** permitiendo que el lodo sea producido a través del agujero de pozo **210**. En adición, el lanzamiento en chorro de agua a través del agujero de pozo **210** puede remover cualquier fragmento de roca pesada que es demasiado grande para fluir hacia arriba del agujero de pozo **210** con el lodo. Una técnica de lanzamiento en chorro de agua ilustrativa se muestra y describe en la

Patente Americana No. 5,249,844. Además de fluidizar una porción de la zona que porta hidrocarburo **245** próxima al agujero de pozo **210**, el chorro de agua se puede usar para romper adicionalmente o desagregar las capas de esquisto o lutita litificada próximas al agujero de pozo **210** para evitar que impidan el flujo del lodo hacia el agujero de pozo **210**. Durante los procesos de producción inicial **106**, el movimiento o desplazamiento de algo de la formación **240** hacia el pozo **210** puede permitir la acumulación de esquisto o lutita litificada cerca al agujero de pozo **210** de forma que se impide el flujo del lodo en el agujero de pozo **210** o el gradiente de presión necesario para mover porciones de la formación **240** aumenta más allá del gradiente de presión que se puede mantener. En tales casos, se podría usar lanzamiento en chorro de agua adicional en el agujero de pozo de producción para romper adicionalmente o desagregar estos esquistos o lutitas litificadas próximas al pozo de producción y permitir que se produzcan, permitiendo de esta forma que el lodo fluya libremente en al agujero de pozo **210**.

[0064] También puede ser ventajoso usar una o más técnicas de inyección para mejorar localmente (ya sea espacialmente o temporalmente) el proceso de acondicionamiento **104**. El término "pulsar" o "pulso" se refiere a variaciones o fluctuaciones de inyección o velocidad de producción o presión.

SISTEMAS DE AGUJEROS DE POZO MÚLTIPLES Y REDES DE AGUJERO DE GUSANO

[0065] La dirección y la magnitud de las heterogeneidades (p.e., arena cementada, capas de lutita litificada, capas de esquisto, etc.) en el yacimiento y las propiedades de la roca son usualmente desconocidas y como tales, el control de la dirección del agujero de gusano y el número de agujeros de gusano es difícil. Sin embargo, las simulaciones muestran que a mayor aumento de la presión de fluido en el yacimiento (p.e., el adicional a lo largo de

la condición de "ligera" a "total"), mayor es la probabilidad que la formación de agujero de gusano sea más amplia. También es posible mediante el acondicionamiento parcial, controlar la dirección y número de agujeros de gusano utilizando múltiples agujeros de pozo y creando agujeros de gusano entre varios agujeros de pozo. Cuando los agujeros de gusano se extienden desde un agujero de pozo a otro agujero de pozo o a otro agujero de gusano que se extiende a otro agujero de pozo, esto se llama un "efecto de red."

[0066] En una ejemplar de un criterio de múltiples agujeros de pozo, el yacimiento es al menos ligeramente acondicionado, entonces se puede iniciar la producción de un agujero de pozo particular o subconjunto de agujeros de pozo mientras la inyección continua en otro subconjunto de agujeros de pozo, la cual puede ser de todos los agujeros restantes o solamente una porción de los agujeros de pozo restantes. Es probable que la diferencia de presión entre el primer agujero de pozo conjunto de agujeros de pozo y el segundo agujero de pozo o conjunto de agujeros de pozo produzca al menos un agujero de gusano entre el primer y segundo conjuntos de agujeros de pozo. Esto se debe a que la producción de arena que conduce a la formación del agujero de gusano está directamente relacionada con el gradiente de presión en el yacimiento. El gradiente de presión en el yacimiento puede ser afectado directamente o indirectamente por fuerzas de empuje (p.e., inyección) o expulsión (p.e., producción) de los diferentes agujeros de pozo. El secuenciamiento de aquellos pozos que son inyectados y aquellos que están en producción puede generar redes de agujeros de gusano entre los diferentes pozos. Tales redes deben ser capaces de ser formadas de una manera controlada mediante el control del gradiente de presión después de realizar determinaciones con respecto a las propiedades de los yacimientos, incluyendo las heterogeneidades, el esfuerzo medio, la pendiente de curva de estado crítico, y otras. Un arreglo ejemplar de agujeros de pozo es un "patrón de cinco puntos", una descripción que se puede encontrar en la solicitud de patente

internacional WO2007/050180, cuyas porciones tratan de patrones de cinco puntos están incorporadas a la presente mediante referencia. A diferencia del método revelado en la solicitud '180, los métodos y sistemas presentes pueden utilizar cada pozo tanto como pozo de inyección/acondicionamiento como un pozo de producción, como se muestra en la FIG. 2.

RESULTADOS DEL MODELO

[0067] Las FIGs. 7A, 7B, y 7C muestran simulaciones numéricas ejemplares del impacto potencial de cantidades en aumento de acondicionamiento del yacimiento **104** sobre la distribución de los agujeros de gusano **604** formados a partir de un proceso de producción inicial **106** usando un sistema de agujero de pozo **200**. Como tales, las FIGs. 7A-7C pueden entenderse mejor con referencia a las FIGs. 1, 2, y 6A-6B. La FIG. 7A ilustra la vista en plano **700** de un intervalo de yacimiento no acondicionado **302** en donde se permite que la producción de arena se inicie en una zona ligeramente más débil de la formación **240**. La simulación se corrió a una profundidad de 450 metros, esfuerzo efectivo (medio) de 3.2 MegaPascuales (MPa), y una reducción de 2.0 MPa. Después de un período de producción inicial **106**, se formó un agujero de gusano **702** pero estaba rodeado por arena más altamente esforzada **704**, **706** que el resto del intervalo del yacimiento **710** (incluido en la formación **240**). En general, el peso de montera **230** sobre la formación de arena crea suficiente fricción para evitar que la arena fluya en el agujero de pozo **210** con el petróleo. Sin embargo, la naturaleza muy viscosa del petróleo pesado (1,000 a 100,000 centipoises o cP), y la naturaleza débil de la arena usualmente permite que ocurra algo de producción de arena durante la producción inicial **106**. Los resultados de la simulación ilustrados en las FIGs. 7A-7C muestran un mecanismo probable para esta producción de arena, la cual está en una zona ligeramente más débil en la capa o yacimiento, la cual permite que se produzca algo de arena. El peso de montera (p.e., esfuerzo

efectivo medio **322**) entonces "se arquea" cerca al agujero de gusano **702** lo cual juega el papel dual de evitar producción de arena adicional a los lados del agujero de gusano (debido a que el mayor esfuerzo retiene la arena en su lugar) y permitir el crecimiento del agujero de gusano lejos del agujero de pozo en donde los esfuerzos son menores que el normal debido al efecto de "arco".

[0068] Las FIGs. 7B y 7C muestran el efecto simulado de aumentar el grado de acondicionamiento, y por ende, la reducción del esfuerzo en la arena, y el mejoramiento de la producción del agujero de gusano. La FIG. 7B es una simulación que tiene un esfuerzo medio de 1.0 megapascuales (MPa), lo cual representa una cantidad ejemplar de esfuerzo medio en un yacimiento parcialmente acondicionado **306**. Como se muestra, el número de agujeros de gusano **702a-702c** y las áreas de menor esfuerzo **710** han aumentado, mientras que las áreas de alto esfuerzo **704, 706** han disminuido. Note que las pequeñas heterogeneidades en las propiedades mecánicas de la formación **240** permitieron que se formaran tres agujeros de gusano distintos **702a-702c** durante la producción en esta simulación numérica de un yacimiento parcialmente acondicionado. En la FIG. 7C, la simulación tiene un esfuerzo medio **322** de 0.6 MPa, lo que representa una cantidad ejemplar de esfuerzo efectivo medio **322** en un yacimiento en su mayor parte acondicionado **308**. Como se muestra, el número de agujeros de gusano **702a-702e** ha aumentado significativamente sobre el modelo de yacimiento no acondicionado **302** y el modelo parcialmente acondicionado **306**. Además, hay incluso menos áreas de alto esfuerzo **704, 706**.

[0069] Aunque la presente invención puede ser susceptible a varias formas de modificaciones y alternativas, las realizaciones ejemplares discutidas anteriormente se han mostrado solamente a manera de ejemplo. Sin embargo, de nuevo se entenderá que la invención no pretende estar limitada a las realizaciones particulares reveladas. De hecho, la presente invención incluye

**CAPITULO
REIVINDICATORIO
QUE CONTIENE LAS
MODIFICACIONES
HECHAS EN FASE
INTERNACIONAL
BAJO EL
ARTICULO 19**

Reivindicaciones:

1. Un método para obtener petróleo pesado aumentando el acceso a una formación subterránea, que comprende:

acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en la misma, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos;

acondicionar la formación subterránea desde al menos una ubicación para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea;

producir inicialmente, desde la al menos una ubicación, solamente una porción de uno o más sólidos, y al menos un fluido desde la formación subterránea ("producción de lodo") para aumentar el acceso a la formación subterránea, en donde el paso de producción de lodo utiliza la presión de fluido aumentada en la formación subterránea; y

producir desde la al menos una ubicación, al menos una porción del petróleo pesado desde la formación subterránea ("producción de hidrocarburo") usando el acceso aumentado.

2. El método de la reivindicación 1, en donde el acceso aumentado a la formación subterránea incluye generar al menos un canal de alta permeabilidad en la formación subterránea.

3. El método de la reivindicación 2, en donde el acondicionamiento es suficiente para aumentar la permeabilidad de la formación.

4. El método de la reivindicación 3, en donde el acondicionamiento es uno de ligeramente acondicionado, parcialmente acondicionado, y en mayor parte acondicionado.

5. El método de la reivindicación 3, en donde el acondicionamiento comprende inyectar un fluido acondicionador a través de una o más de la al menos una ubicación dentro de una zona que porta hidrocarburo de la formación subterránea.
6. El método de la reivindicación 5, en donde el fluido acondicionador comprende uno de un fluido acuoso y un fluido a base de hidrocarburo.
7. El método de la reivindicación 6, en donde la inyección del fluido acondicionador comprende inyectar el fluido acondicionador en más de una profundidad dentro de la zona que porta hidrocarburo.
8. El método de la reivindicación 7, en donde el acceso a la formación subterránea desde la al menos una ubicación comprende acceder a la formación subterránea desde al menos un agujero de pozo.
9. El método de la reivindicación 8, en donde la inyección del fluido acondicionador a más de una profundidad comprende uno de inyectar fluido acondicionador a más de una profundidad en un agujero de pozo, inyectar fluido acondicionador a una profundidad en un agujero de pozo y una profundidad diferente en otro agujero de pozo, e inyectar fluido acondicionador en más de una profundidad en más de un agujero de pozo.
10. El método de cualquiera de las reivindicaciones 7-9, que comprende además lanzamiento en chorro de agua en la formación subterránea después del acondicionamiento de la formación subterránea.
11. El método de la reivindicación 10, en donde el acondicionamiento de la formación comprende uno cualquiera de inyección a alta velocidad, pulso de presión, y aceleración de la presión del fluido.

12. El método de la reivindicación 6, en donde el al menos un fluido producido en la producción de lodo se selecciona del grupo que consiste de fluido acondicionador, fluido de la formación, y cualquier combinación de los mismos.

13. El método de la reivindicación 6, en donde la producción de hidrocarburo comprende al menos uno de un proceso de producción de petróleo pesado en frío y al menos un proceso de producción mejorado.

14. El método de la reivindicación 13, en donde el al menos un proceso de recuperación de petróleo mejorado comprende utilizar el al menos un canal de alta permeabilidad configurado para aumentar el acceso a la formación subterránea.

15. El método de la reivindicación 14, en donde el proceso de recuperación de petróleo mejorado es cualquiera de inundación de vapor e impulso de vapor, simulación cíclica de vapor ("CSS"), inyección de agua, inyección de gas inerte, inyección de solvente hidrocarburo, drenaje por gravedad ayudado con vapor ("SAGD"), extracción ayudada con vapor ("VAPEX"), combustión estabilizada por gravedad, y cualquier combinación de los mismos.

16. El método de la reivindicación 1, que comprende además desarrollar una secuencia de procesos de recuperación de petróleo mejorados diseñados para producir al menos una porción del petróleo pesado utilizando el acceso aumentado.

17. El método de la reivindicación 16 que comprende además ejecutar la secuencia de procesos de recuperación de petróleo mejorados para recuperar al menos una porción del petróleo pesado.

18. El método de la reivindicación 8, en donde el al menos un agujero de pozo comprende cuatro agujeros de pozo dispuestos alrededor de un quinto pozo localizado centralmente.

19. El método de cualquier reivindicación 1, en donde la formación subterránea comprende inicialmente una propiedad seleccionada del grupo que comprende al menos una capa consolidada, al menos una heterogeneidad, bajo contenido de gas inicial, fluidos hidrocarburos de alta viscosidad, baja energía de impulso, y cualquier combinación de las mismas.

20. El método de la reivindicación 19, en donde la cantidad de acondicionador depende de factores que consisten de: la viscosidad de los fluidos hidrocarburos, el contenido de gas inicial (GOR), la dirección y magnitud de las heterogeneidades, la cantidad de aumento de presión del fluido, y cualquier combinación de los mismos.

21. Un método para recuperar petróleo pesado, que comprende:

acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en ella, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos;

acondicionar la formación subterránea usando fluidos para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea; y

aumentar el acceso a la formación subterránea utilizando la presión de fluido aumentada en la formación subterránea produciendo solamente una porción de los uno o más sólidos y fluidos de la formación subterránea acondicionada ("producción de lodo").

22. El método de la reivindicación 21, que comprende además producir al menos una porción del petróleo pesado de la formación subterránea ("producción de hidrocarburo") utilizando el acceso aumentado, en donde la producción de hidrocarburo comprende cualquiera de un proceso de producción de petróleo pesado en frío y al menos un proceso de producción mejorado.

23. El método de la reivindicación 21, que comprende además desarrollar al menos una secuencia de al menos dos procesos de producción mejorados diseñados para producir al menos una porción del petróleo pesado que utiliza el acceso aumentado; y

producir al menos una porción del petróleo pesado realizando al menos dos de los procesos de producción mejorados de acuerdo con la al menos una secuencia.

24. El método de la reivindicación 23, en donde los al menos dos procesos de producción mejorados son cualesquiera de: inundación de vapor e impulso de vapor, simulación cíclica de vapor ("CSS"), inyección de agua, inyección de solvente hidrocarburo, inyección de gas inerte, drenaje por gravedad ayudado con vapor (SAGD), extracción ayudada con vapor ("VAPEX"), combustión estabilizada por gravedad, y cualquier combinación de los mismos.

25. El método de cualquiera de las reivindicaciones 21-24, en donde el acondicionamiento es uno de ligeramente acondicionado, parcialmente acondicionado, y en mayor parte acondicionado.

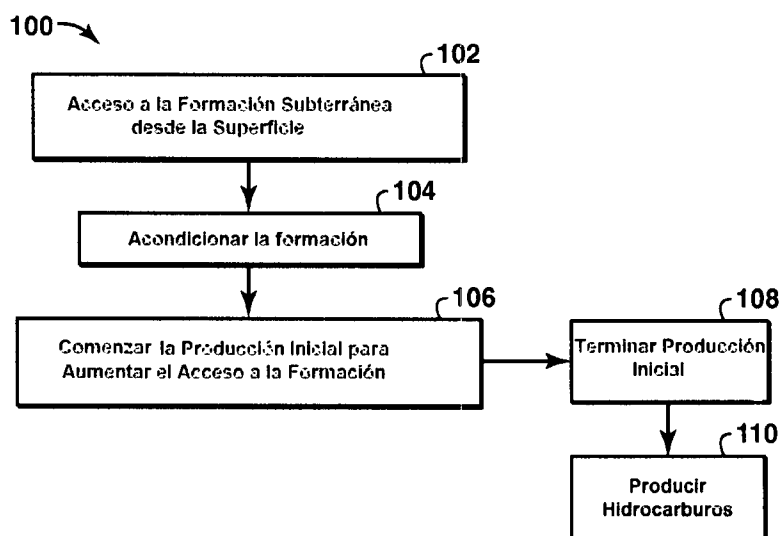


FIG. 1A

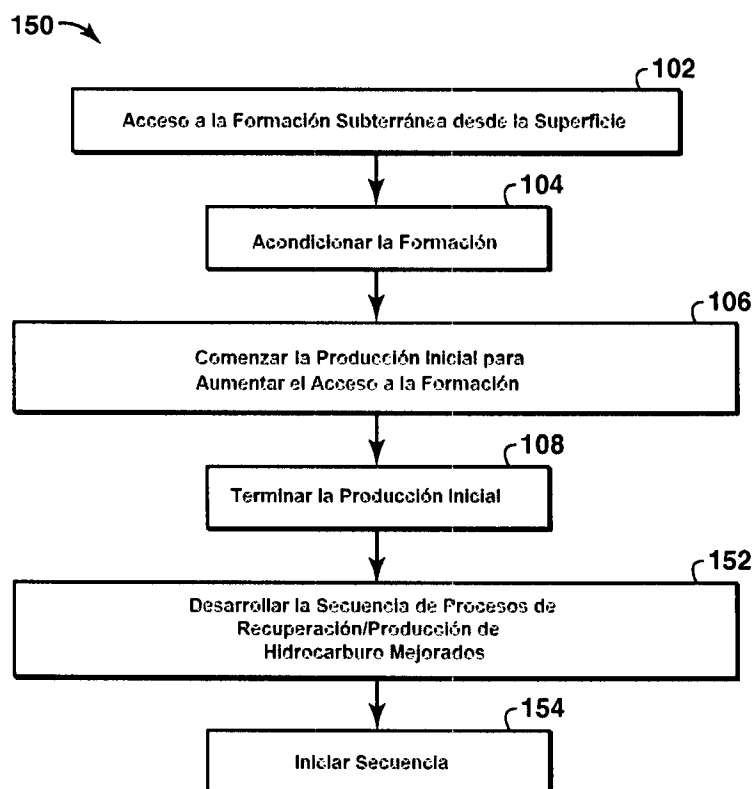


FIG. 1B

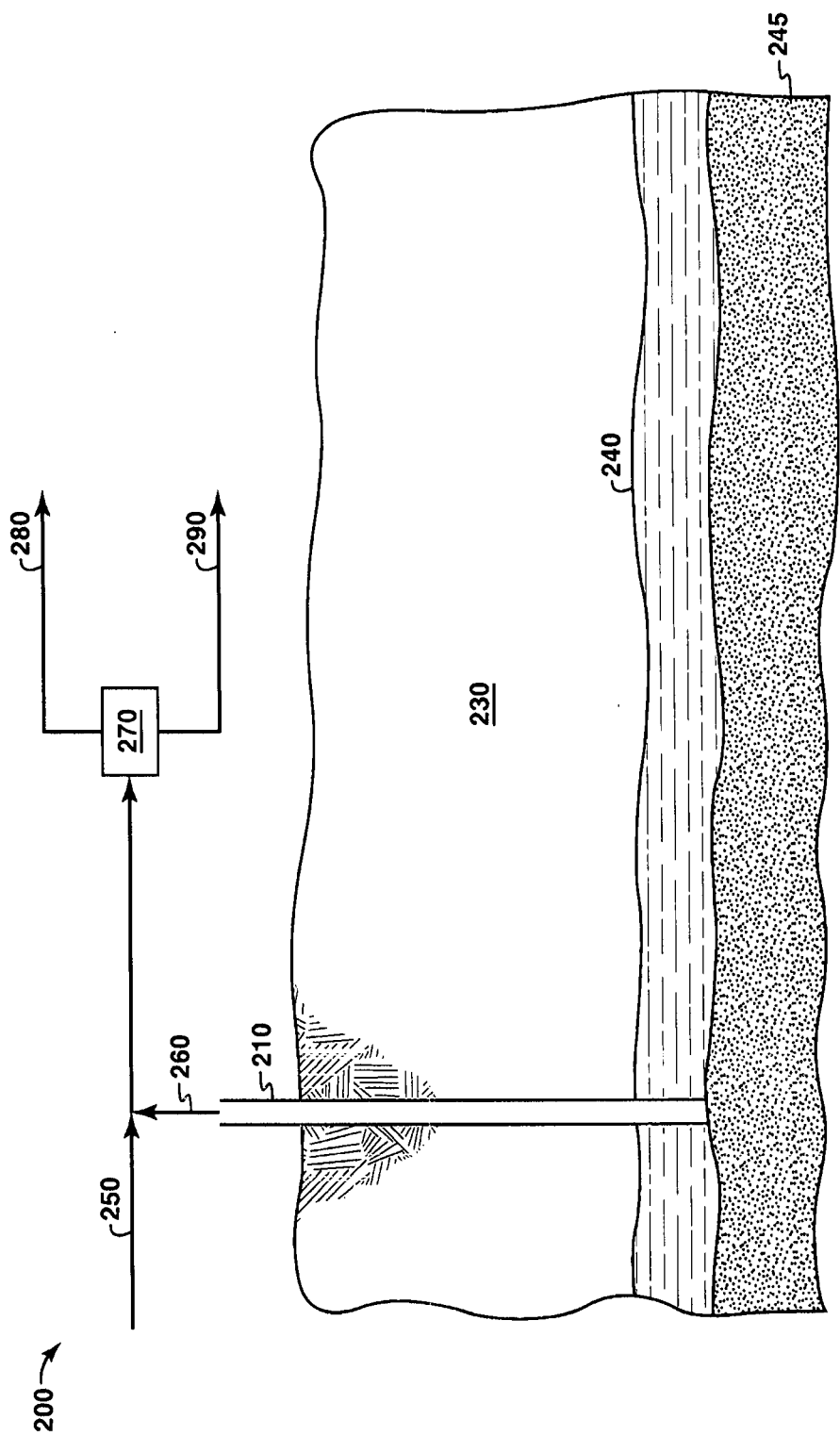


FIG. 2

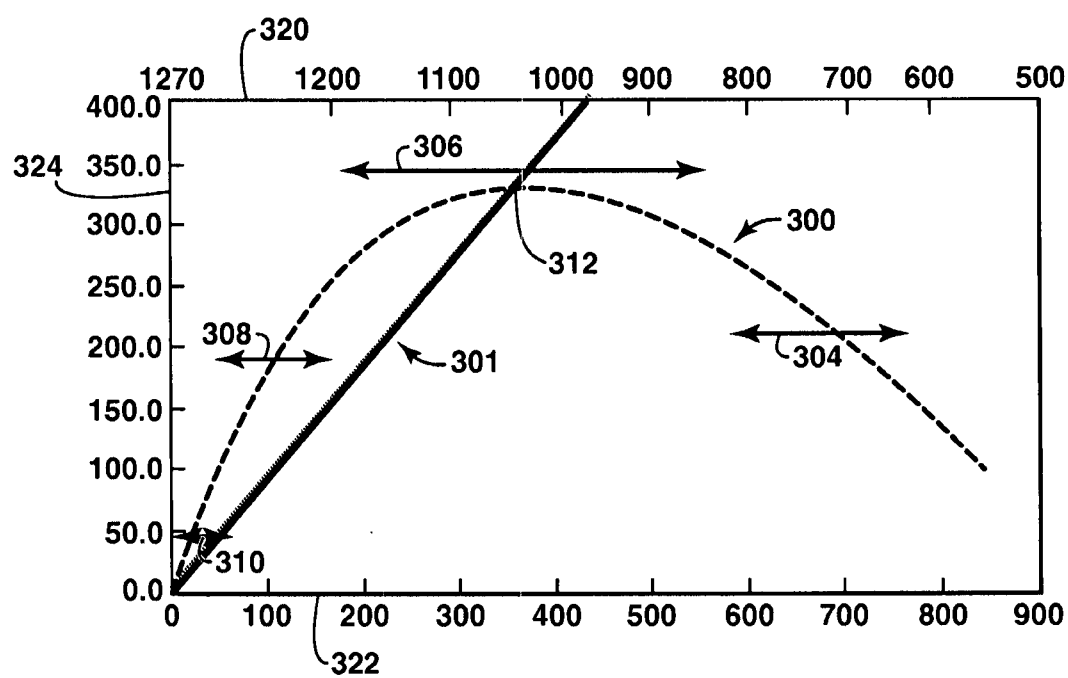


FIG. 3

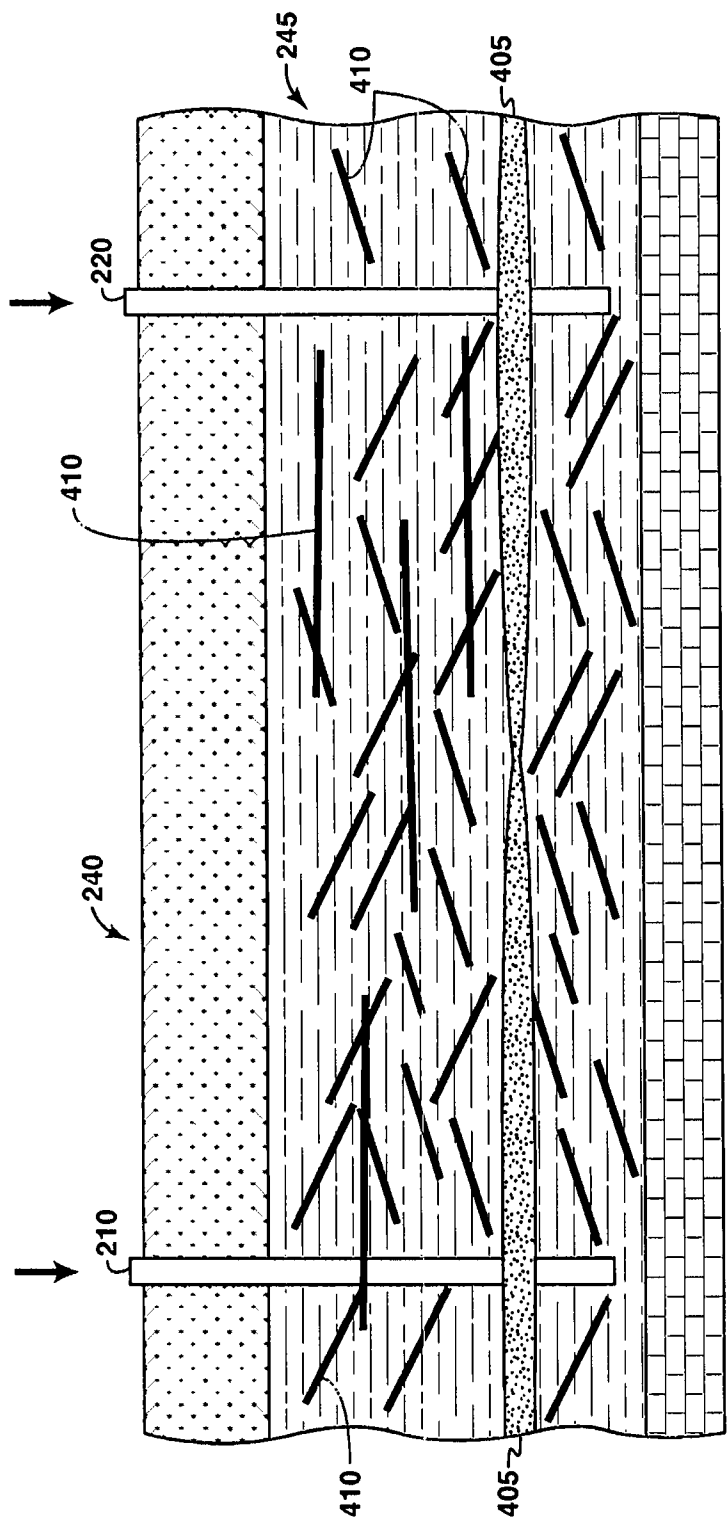


FIG. 4

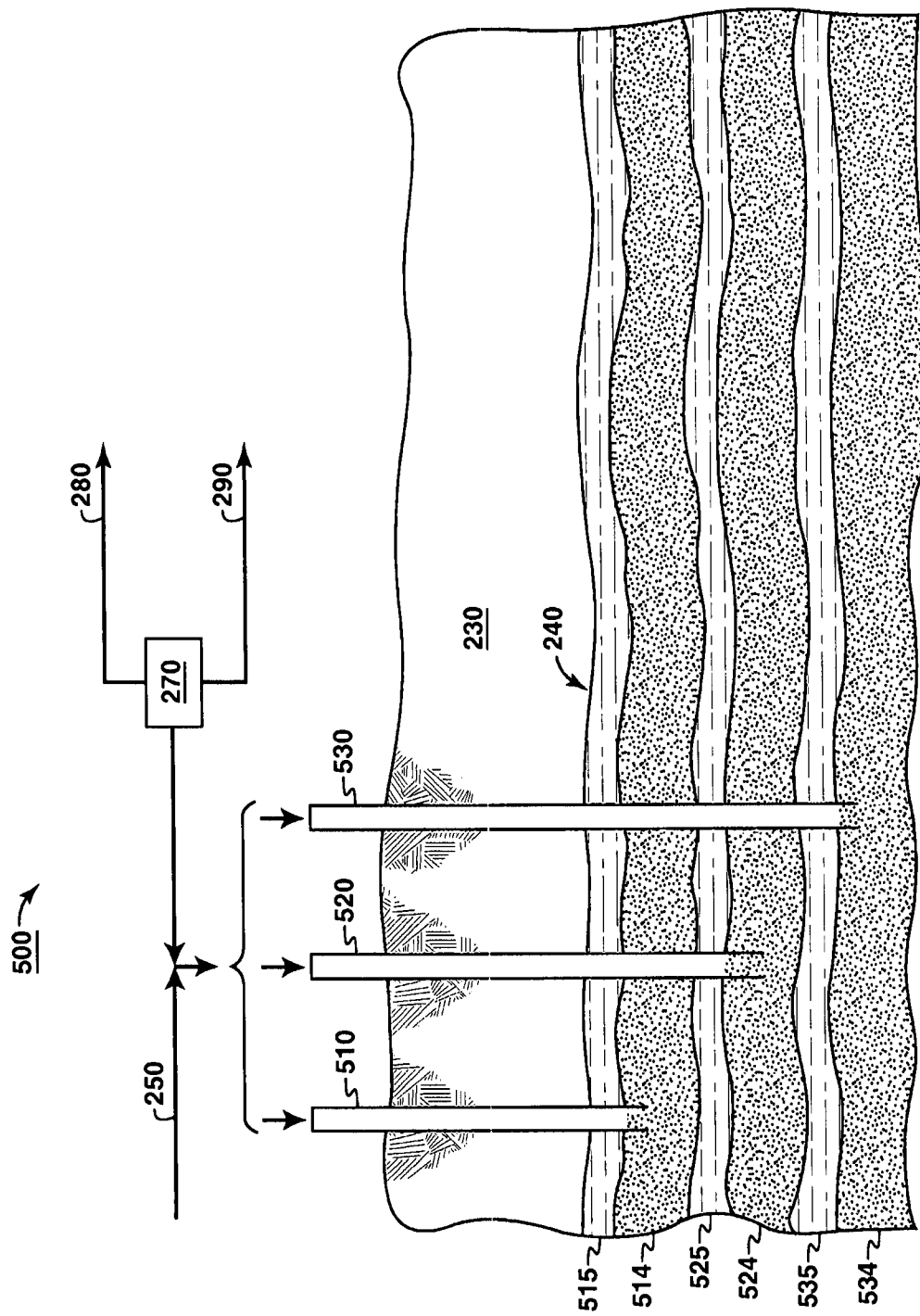


FIG. 5

6/7

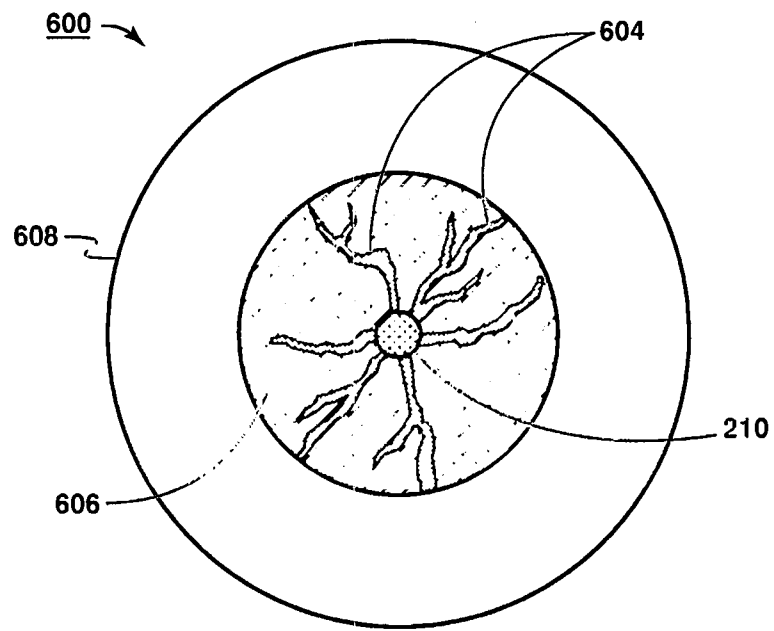


FIG. 6A

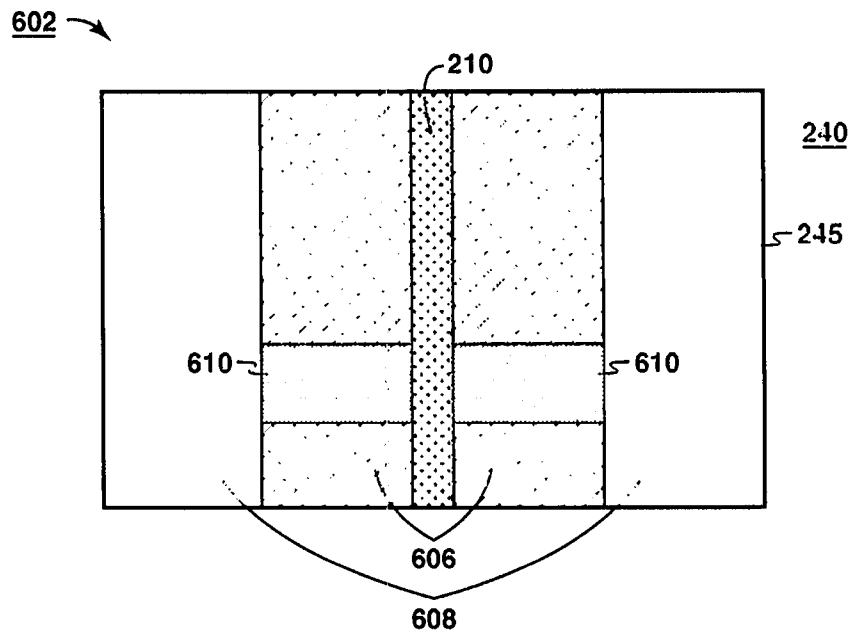


FIG. 6B

700

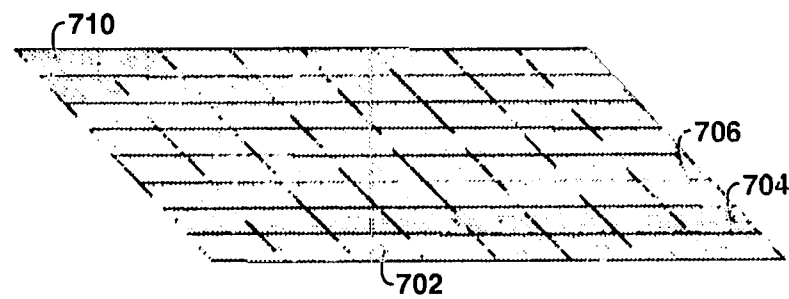


FIG. 7A

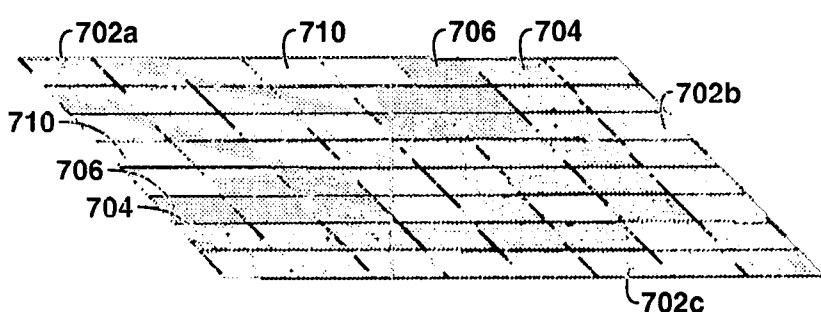


FIG. 7B

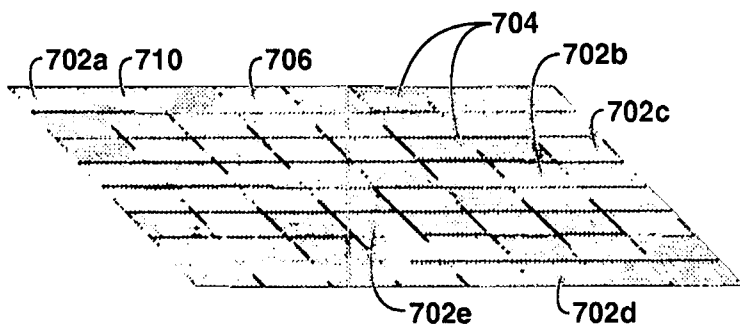


FIG. 7C

Reivindicaciones:

Se reivindica:

1. Un método para obtener petróleo pesado aumentando el acceso a una formación subterránea, que comprende:

acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en la misma, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos;

acondicionar la formación subterránea desde al menos una ubicación para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea;

producir inicialmente, desde al menos una ubicación, al menos una porción de uno o más sólidos, y al menos un fluido desde la formación subterránea ("producción de lodo") para aumentar el acceso a la formación subterránea, en donde el paso de producción de lodo utiliza la presión de fluido aumentada en la formación subterránea; y

producir desde la al menos una ubicación, al menos una porción del petróleo pesado desde la formación subterránea ("producción de hidrocarburo") usando el acceso aumentado.

2. El método de la reivindicación 1, en donde el acceso aumentado a la formación subterránea incluye generar al menos un canal de alta permeabilidad en la formación subterránea.

3. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1-2, en donde el acondicionamiento es suficiente para aumentar la permeabilidad de la formación.

4. El método de la reivindicación 3, en donde el acondicionamiento es uno de ligeramente acondicionado, parcialmente acondicionado, y en mayor parte acondicionado.
5. El método de la reivindicación 3, en donde el acondicionamiento comprende inyectar un fluido acondicionador a través de una o más de la al menos una ubicación dentro de una zona que porta hidrocarburo de la formación subterránea.
6. El método de la reivindicación 5, en donde el fluido acondicionador comprende uno o más de un fluido acuoso y un fluido a base de hidrocarburo.
7. El método de cualquiera de las reivindicaciones 5-6, en donde la inyección del fluido acondicionador comprende inyectar el fluido acondicionador en más de una profundidad dentro de la zona que porta hidrocarburo.
8. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1-7, en donde el acceso a la formación subterránea desde la al menos una ubicación comprende acceder a la formación subterránea desde al menos un agujero de pozo.
9. El método de la reivindicación 8, en donde la inyección del fluido acondicionador a más de una profundidad comprende uno de inyectar fluido acondicionador a más de una profundidad en un agujero de pozo, inyectar fluido acondicionador a una profundidad en un agujero de pozo y una profundidad diferentes en otro agujero de pozo, e inyectar fluido acondicionador en más de una profundidad en más de un agujero de pozo.
10. El método de cualquiera de las reivindicaciones 7-9, que comprende además lanzamiento en chorro de agua en la formación subterránea después del acondicionamiento de la formación subterránea.

11. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1-10, en donde el acondicionamiento de la formación comprende una cualquiera de inyección a alta velocidad, pulso de presión, y aceleración de la presión del fluido.
12. El método de la reivindicación 6, en donde el al menos un fluido producido en la producción de lodo se selecciona del grupo que consiste de fluido acondicionador, fluido de la formación, y cualquier combinación de los mismos.
13. El método de cualquiera de las reivindicaciones 2-6, en donde la producción de hidrocarburo comprende al menos uno de un proceso de producción de petróleo pesado en frío y al menos un proceso de producción mejorado.
14. El método de la reivindicación 13, en donde el al menos un proceso de recuperación de petróleo mejorado comprende utilizar el al menos un canal de alta permeabilidad configurado para aumentar el acceso a la formación subterránea.
15. El método de cualquiera de las reivindicaciones 13-14, en donde el proceso de recuperación de petróleo mejorado es cualquiera de inundación de vapor e impulso de vapor, simulación cíclica de vapor ("CSS"), inyección de agua, inyección de gas inerte, inyección de solvente hidrocarburo, drenaje por gravedad ayudado con vapor ("SAGD"), extracción ayudada con vapor ("VAPEX"), y combustión estabilizada por gravedad.
16. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1-6, que comprende además desarrollar una secuencia de procesos de recuperación de petróleo

mejorados diseñados para producir al menos una porción del petróleo pesado utilizando el acceso aumentado.

17. El método de la reivindicación 16 que comprende además ejecutar la secuencia de procesos de recuperación de petróleo mejorados para recuperar al menos una porción del petróleo pesado.

18. El método de cualquiera de las reivindicaciones 8-17, en donde el al menos un agujero de pozo comprende cuatro agujeros de pozo dispuestos alrededor de un quinto pozo localizado centralmente.

19. El método de cualquier reivindicación 1, en donde la formación subterránea comprende inicialmente una propiedad seleccionada del grupo que comprende al menos una capa consolidada, al menos una heterogeneidad, bajo contenido de gas inicial, fluidos hidrocarburos de alta viscosidad, baja energía de impulso, y cualquier combinación de las mismas.

20. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1-19, en donde la cantidad de acondicionador depende de factores que consisten de: la viscosidad de los fluidos hidrocarburos, el contenido de gas inicial (GOR), la dirección y magnitud de las heterogeneidades, la cantidad de aumento de presión del fluido, y cualquier combinación de los mismos.

21. Un método para recuperar petróleo pesado, que comprende:

acceder desde al menos una ubicación, a una formación subterránea que tiene un esfuerzo de montera dispuesto en ella, la formación subterránea comprende petróleo pesado y uno o más sólidos;

acondicionar la formación subterránea usando fluidos para aumentar la presión del fluido en la formación subterránea; e

inicialmente producir al menos una porción de los uno o más sólidos y fluidos de la formación subterránea acondicionada para aumentar el acceso a la formación subterránea ("producción de lodo"), en donde la producción de lodo utiliza la presión de fluido aumentada en la formación subterránea.

22. El método de la reivindicación 21, que comprende además producir al menos una porción del petróleo pesado de la formación subterránea ("producción de hidrocarburo") utilizando el acceso aumentado, en donde la producción de hidrocarburo comprende cualquiera de un proceso de producción de petróleo pesado en frío y al menos un proceso de producción mejorado.

23. El método de la reivindicación 21, que comprende además desarrollar al menos una secuencia de al menos dos procesos de producción mejorados diseñados para producir al menos una porción del petróleo pesado que utiliza el acceso aumentado; y

producir al menos una porción del petróleo pesado realizando al menos dos de los procesos de producción mejorados de acuerdo con la al menos una secuencia.

24. El método de la reivindicación 23, en donde los al menos dos procesos de producción mejorados son cualesquiera de: inundación de vapor e impulso de vapor, simulación cíclica de vapor ("CSS"), inyección de agua, inyección de solvente hidrocarburo, inyección de gas inerte, drenaje por gravedad ayudado con vapor (SAGD), extracción ayudada con vapor ("VAPEX"), y combustión estabilizada por gravedad.

Casilla No. VIII (ii) DECLARACION: DERECHO A SOLICITAR Y QUE SE OTORQUE UNA PATENTE

La declaración debe ajustarse a la redacción estandarizada suministrada en la Sección 212; ver las Notas a las Casillas Nos. VIII, VIII(i) a (v) (en general) y a las Notas específicas a la Casilla No. VIII (ii). Si no se usa esta casilla, esta hoja no debe incluirse en la solicitud.

Declaración en cuanto al derecho del solicitante, en la fecha de presentación internacional, a solicitar y que se le otorgue una patente (Reglas 4.17(ii) y 51bis.1(a)(ii), en un caso donde la declaración bajo la Regla 4.17(iv) no es apropiada:

en relación con esta solicitud internacional,

EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY tiene autorización para solicitar y que se le otorgue una patente en virtud de lo siguiente:

un traspaso de YALE, David P. a EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY fechado el 26 de Noviembre de 2007;

un traspaso de BOONE, Thomas J. a EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY fechado el 15 de Noviembre de 2007;

un traspaso de SMITH, Richard J. a EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY fechado el 15 de Noviembre de 2007.

☐ Esta declaración continúa en la página siguiente, "Continuación de la Casilla No. VIII(ii)".

Formato PCT/PC/101 (hoja de declaración(ii)) (Julio de 2008)
LegalStar 2008, Formato PCTREQ

Ver Notas al formato de la solicitud

Box No. VIII (ii) DECLARATION: ENTITLEMENT TO APPLY FOR AND BE GRANTED A PATENT

The declaration must conform to the standardized wording provided for in Section 212; see Notes to Boxes Nos. VIII, VIII (i) to (v) (in general) and the specific Notes to Box No. VIII (ii). If this Box is not used, this sheet should not be included in the request.

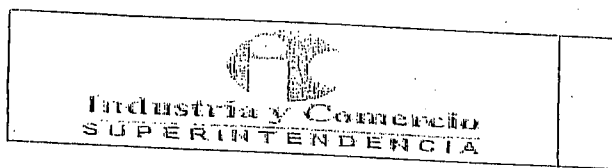
Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to apply for and be granted a patent (Rules 4.17(ii) and 51bis.1(a)(ii)), in a case where the declaration under Rule 4.17(iv) is not appropriate:

In relation to this International application,

EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY is entitled to apply for and be granted a patent by virtue of the following:

an assignment from YALE, David P. to EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY, dated 26 November 2007;
 an assignment from ECKHART, Thomas J. to EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY, dated 15 November 2007;
 an assignment from SMITH, Richard J. to EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY, dated 15 November 2007.

☐ This declaration is continued on the following sheet, "Continuation of Box No. VIII (ii)".



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-013955-00000-0000

Fecha: 2010-02-09 15:59:18

Dep. 2020 DIR NUEVASCR

Tra. 11 PATENTEIYII

Eve: 379 FASENACIONALII

Act. 411 PRESENTACION

Folios: 81

IES

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

☐	Indicación que se solicita una patente.
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Descripción de la invención
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
Completa ☐	Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCION PCT ☒

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☒	Indicación que se solicita una PCT (1)
☒	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen) (25)
☒	Dibujos de ser estos pertinentes (66)
☒	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento) (2y3)
Completa ☒	Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita 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 ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐