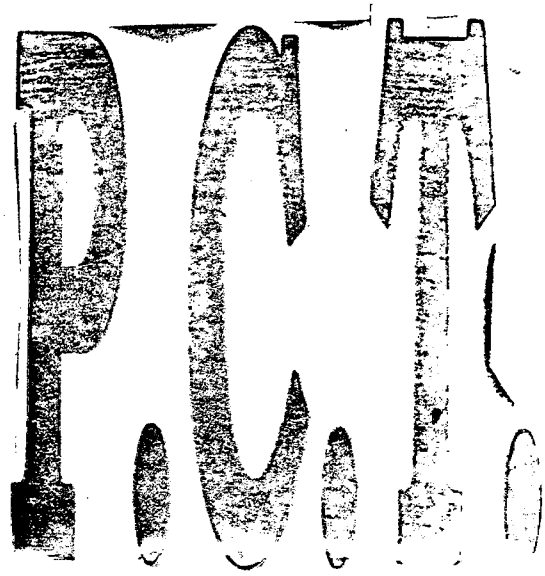




SOLICITUD

PATENTE DE INVENCIÓN

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-117738- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:56:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 45

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO **“PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO
USANDO POZOS HORIZONTALES CRUZADOS”**

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL **E21B 43/16**

71. SOLICITANTE **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.**

DOMICILIO **ALBERTA, CANADÁ.**

74. REPRESENTANTE LEGAL **ALICIA LLOREDA RICAURTE**
T.P. 53.215

22. BOGOTÁ, D.C. **30 MAY 2014**



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-117738- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:56:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 45

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL –PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☒ Capítulo I	☐ Patente de Modelo de Utilidad ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
Solicitud Internacional No.		PCT/CA2011/001310	Fecha 25/11/11
Publicación Internacional No.		WO 2013/075208 A1	Fecha 30/05/13
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN:		
“PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO USANDO POZOS HORIZONTALES CRUZADOS”			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP		
E21B 43/16			
5	(71) SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		IDENTIFICACIÓN	TIPO
4. ARCHON TECHNOLOGIES LTD.			
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN		Suite 1100, 332-6th Avenue SW, Calgary, Alberta T2P 0B2, Canadá.	No. TELÉFONO 3264270
CIUDAD		Alberta	E-MAIL notificacionespatentes@lloredacamacho.com
DEPARTAMENTO/ESTADO			NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN
PAÍS DE RESIDENCIA		Canadá	Canadá
7	(72) INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1. AYASSE		Conrad	Canadá
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO: notificacionespatentes@lloredacamacho.com			
8	DATOS INVENTOR (ES)		
PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO ESTADO	CIUDAD	DIRECCIÓN
Canadá		Alberta	1. 3931 Point McKay Road N.W., Calgary, Alberta T3B 4V7, Canadá.
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)			
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.			
9	(74) ☒ REPRESENTANTE ☒ APODERADO		
APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
LLOREDA RICAURTE		ALICIA	C.C 39.690.713 T.P .53.215
DIRECCIÓN	Calle 72 No 5-83 Piso 5to	No. TELÉFONO	3264270
CIUDAD	Bogotá	E-MAIL	notificacionespatentes@lloredacamacho.com
PAÍS	Colombia	No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA	

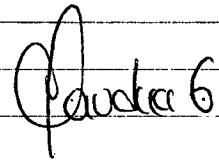
10	(30) DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO			
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. Canadá		CA	PCT/CA2011/001310	11/11/25
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS			
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i>				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.				
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES			
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i>				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.				
13	REDUCCIÓN DE TASAS			
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i>				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.				
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas	Entidades sin ánimo de lucro	
☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea. ☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.	☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio. ☐ Hoja de información complementaria. ☐ Otros, especificar	
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☒ SI ☐ NO			
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de Internet.				
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO	N° 14-0012370	Fecha 03-02-2014	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL			
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)				
 ALICIA LLOREDA RICAURTE Representante C.C. 39.690.713 T.P.53.215 Apoderado				
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD			
Documentación Técnica		Documentación Jurídica		
Solicitud Internacional en castellano				
1. ☒ Descripción N° de folios: 34		9. ☒ Poderes, si fuera el caso.		
2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 26		10. ☐ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante.		
3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 6		11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
4. ☒ Resumen.		12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso.		13. ☒ Documento que acredita la existencia y representación legal, cuando el solicitante es persona jurídica.		
6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso.		14. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.		
7. ☒ Arte final 12 x 12.		15. ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.		
8. ☒ Anexo formato digital.		16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.		
		17. ☐ Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.		

VER ANEXO CD

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	PLANILLA DE RADICACIÓN - DIGITALIZACIÓN DIARIA RELACIÓN DE ANEXOS		
Dependencia:	2020	Fecha: <u>14</u> / <u>5</u> / <u>30</u> AAAA MM DD	Recorrido: 4
Tipo de Radicación: Entrada: ☐ Salida: ☐ Traslado: ☐ Convenio: ☐			
Radicator:		Planilla:	

ID	No. Radicación	Consecutivo	Item
1	14-117738	0	7
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Item	Unidad de Conservación
1	Bolsa
2	Caja
3	Libro
4	Sobre
5	Tomo
6	Otro
<i>Item</i>	<i>Soporte Documental</i>
7	X CD
8	Disquete
9	DVD
10	Folleto
11	Foto
12	Periódico
13	Plano
14	Publicación Periódica
15	USB
16	Otro

Observaciones:	El cd anexo contiene un total de 11 archivos en formato PDF / TIFF, los cuales se encuentran en el folio 3, ya fueron procesados 
----------------	---

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0012370

Bogotá D.C., Febrero 03 de 2014 - 16:44:35

RECIBIDO DE : LLOREDA & CIA. S.A.

NI 830.022.145

RE

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
RECIBO DE CA	999999999	12365	03/02/2014		344.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133687	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133688	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133689	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133690	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133691	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133692	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133693	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133694	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133695	24/12/2013		505.000.00
RECIBO DE CA	999999999	133696	24/12/2013		505.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT. RENTISTICO

1 50005-01-01 SOLICITUDES

CONCEPTO

1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN

Vr.UNDITARIO Vr.CONCEPTO

515.000.00 515.000.00

=====

515.000.00

SON: **QUINIENTOSQUINCE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-117738- 00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:56:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 15

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Febrero 3 de 2014 - 16:44:38



No. 14-117738- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:56:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 4 5



LISTA DE CHEQUEO
ADMISIÓN A TRÁMITE - NUEVAS CREACIONES

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
 - ☒ Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
 - ☒ Dibujos de ser estos pertinentes
 - ☒ Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
- 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 ☐

Fig. 1

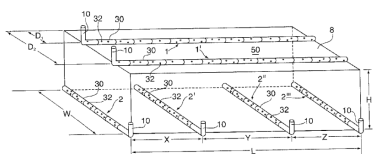


Fig. 1

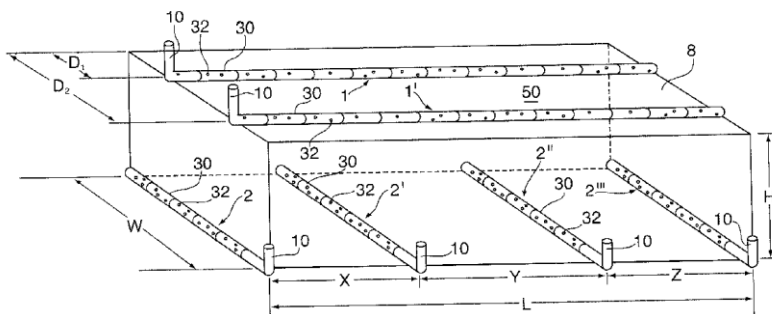


Fig. 1

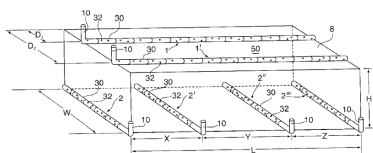
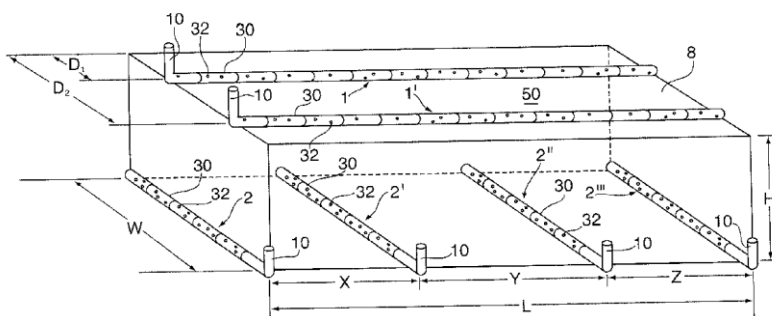


Fig. 1



PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO USANDO POZOS HORIZONTALES CRUZADOS

CAMPO DE LA INVENCIÓN

La presente invención se refiere a un proceso de recuperación de petróleo, y más particularmente a un método de recuperación de petróleo en yacimientos de hidrocarburos subterráneos utilizando pozos inyectores horizontales cruzados.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

Existen muchos procesos de recuperación de petróleo en el estado de la técnica que se emplean para la producción de petróleo a partir de yacimientos subterráneos. Algunos de éstos utilizan pozos verticales o combinan pozos verticales y horizontales. Ejemplos de procesos patrón son el patrón de pozo de 7-puntos invertidos que se ha empleado para vapor, disolvente y procesos basados en combustión usando pozos verticales, y el patrón de pozo horizontal escalonado de la patente US 5,273,111 que ha sido empleado (pero se limita a) un proceso que usa inyección de vapor.

La patente US 5,626,191 revela un método repetitivo [ahora denominado Inyección de Aire Punta-a-Talón (THAI, por las siglas en inglés de *Toe-to Heel Air Injection*)] mediante el cual el segmento vertical de un pozo productor vertical-horizontal se convierte posteriormente en un pozo de inyección de aire, para ayudar a la movilización de petróleo para la recuperación mediante un pozo horizontal adyacente, que posteriormente se convierte de igual manera en un pozo de inyección de aire, y se repite el proceso.

La Patente US 6,167,966 emplea un proceso de desplazamiento con agua empleando una combinación de pozos verticales y horizontales.

La Patente US 4,598,770 (Shu y cols., 1986) revela un procedimiento de patrón impulsado por vapor en donde se ubican pozos de inyección horizontales y pozos productores horizontales alternados en la parte baja de un yacimiento. No se contemplan procesos de combustión *in situ*.

Joshi en Joshi, SD, "A Review of Thermal oil Recovery Using Horizontal wells", *In Situ*, 11 (2 y 3), 211-259 (1987), describe un proceso de recuperación de petróleo basado en vapor mediante inyección horizontal escalonada y desplazada verticalmente y el patrón de los pozos de producción. Una preocupación importante es la alta pérdida de calor a la capa superior de roca cuando se inyecta vapor en la parte superior del yacimiento.

La patente US 5,273,111 (Brannan y cols, 1993) enseña un proceso patrón a base de vapor para la recuperación de petróleo móvil en un yacimiento de petróleo. Se emplea un patrón de pozos horizontales de desfase paralelo con inyector de vapor. Las secciones horizontales de los pozos de inyección se ubican en el yacimiento por encima de las secciones horizontales de los pozos de producción, con un pozo de producción horizontal perforado en el yacimiento en un punto por debajo de los pozos de inyección, pero en el intermedio de dichos pozos de inyección. El vapor se inyecta de forma continua a través de los pozos de inyección superiores, mientras que el petróleo se produce a través de los pozos de producción más bajos. No se enseñan procesos de combustión *in situ* ni de desplazamiento de frente continuo.

La patente US 5,803,171 (McCaffery y cols, 1998) enseña una mejora de la patente Brennan en el que la estimulación cíclica de vapor se utiliza para lograr la comunicación entre el inyector y el productor antes de la aplicación de inyección continua de vapor. No se mencionan procesos de combustión *in situ*.

La patente US 7,717,175 (Chung y cols, 2010) da a conocer un proceso basado en solventes utilizando patrones de pozos horizontales donde se ubican pozos paralelos de manera alterna en las partes más altas y más bajas en un yacimiento en donde los pozos superiores se emplean para la producción de petróleo-diluido con disolvente y los pozos inferiores se emplean para la inyección de solvente. La mezcla de petróleo-solvente inducida por gravedad es inducida por el flujo a contracorriente de petróleo y solvente. Los pozos están provistos de dispositivos de control de flujo para lograr perfiles uniformes de inyección y producción a lo largo de los pozos. Los dispositivos compensan la caída de presión a lo largo de los pozos lo que puede causar una distribución no uniforme de los fluidos dentro del pozo y reducir la eficiencia de barrido del reservorio. No se mencionan procesos de combustión *in situ*.

WO/2009/090477 (Xai y cols.) describe un proceso de patrón de combustión *in situ* en el que una serie de pozos verticales que se han completado en la parte superior se ubican entre los pozos productores horizontales que están específicamente por encima de un acuífero. Se reclama que esta disposición de los pozos pueden utilizarse para la producción de petróleo en presencia de un acuífero.

La solicitud de patente US 2010/0326656 (Menard, 2010) describe un procedimiento patrón de vapor que implica el uso de pozos horizontales alternos de inyección y producción en el que se crean zonas aisladas de salida y entrada de fluidos a lo largo de los respectivos pozos con el fin de lograr un barrido homogéneo del yacimiento. Los pozos alternos pueden estar en el mismo plano vertical o alternando entre las partes baja y alta en el yacimiento, como en la patente US 5,803,171. El vapor caliente se inyecta en los pozos superiores (por ejemplo, vapor de agua).

La Solicitud de Patente Canadiense 2,698,454 (Ayasse) enseña un proceso de combustión en el que un pozo horizontal de inyección de gas oxidante se coloca en la parte alta en el yacimiento directamente sobre un pozo horizontal de producción de petróleo ubicado en la parte baja del yacimiento. Después de la ignición, el frente de combustión crece lateralmente desde el inyector y el petróleo y el gas de combustión son drenados al pozo productor inferior ubicado en la parte baja del depósito. El desarrollo de campo general se da mediante la ubicación secuencial de pares de pozos inyector-productor en un patrón.

Como puede verse a partir de las patentes anteriores, los procesos de recuperación de petróleo a base de vapor se emplean comúnmente para recuperar el petróleo pesado y el bitumen de formaciones subterráneas. Por ejemplo, el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD, por las siglas en inglés de *steam-assisted-gravity-drainage*) y la inyección cíclica de vapor se emplean para la recuperación de petróleo pesado y bitumen frío. Cuando el petróleo es móvil como el petróleo natural o se vuelve móvil mediante algunos pre-tratamientos *in situ*, tales como un proceso dirigido por vapor, el petróleo así movilizado puede entonces drenarse hacia abajo por la gravedad y ser recogido en un pozo colector horizontal.

Un serio inconveniente de los procesos dirigidos por vapor es la ineficiencia de la generación de vapor en la superficie debido a que una cantidad considerable del calor generado por el combustible se pierde sin proporcionar calor útil en el yacimiento. Roger Butler, en su libro "Thermal Recovery of oil and Bitumen", pages 415, 416, estima la eficiencia térmica en cada etapa del proceso de inyección de vapor de la siguiente manera: generador de vapor, 75-85%; transmisión al pozo, 75 - 95%; fluir del pozo al yacimiento, 80-95%; flujo en el yacimiento hacia el frente de condensación, 25-75%. Es necesario para mantener el yacimiento entre el inyector y el frente de avance de condensación a la temperatura de vapor de tal manera que la principal transferencia de energía puede ocurrir desde el vapor que se condensa a la cara de petróleo. En conclusión, 50% o más de la energía del combustible se puede perder antes de que el calor llegue a la cara de petróleo. Los costos de energía basados en BTU en el yacimiento son 2.6 a 4.4 veces menores para la inyección de aire en comparación con la inyección de vapor. Otros varios inconvenientes se producen en los procesos de recuperación de petróleo basados en vapor: el gas natural puede no estar disponible para disparar las calderas de vapor, el agua dulce puede ser escasa y la limpieza del agua producida para el reciclaje a las calderas es costoso. En resumen, los procesos de recuperación de petróleo a base de vapor son térmicamente ineficientes, costosos y poco amigables con el medio ambiente.

La eficiencia mejorada, el menor tiempo de retorno inicial de la inversión (es decir, las tasas iniciales de recuperación de petróleo más rápidas para permitir un retorno más inmediato sobre el capital invertido), y la disminución del costo inicial de capital, en diversos grados, son áreas que pueden mejorarse en los métodos anteriores.

RESUMEN DE LA INVENCION

La presente invención, en una realización que emplea combustión in situ, evita la necesidad de tener que generar grandes cantidades de vapor, de manera típica bajo alta presión, e inyectar dicho vapor en una formación, tal como en el método del arte previo de Brannan se discutió anteriormente, el cual tiene las desventajas de la necesidad de proporcionar en la superficie un equipo de generación de vapor que es de gran tamaño y costoso, y como se señaló anteriormente, es térmicamente ineficiente en términos de transferencia de calor al

petróleo dentro del depósito con el fin de lograr la reducción necesaria en la viscosidad con el fin de ser capaz de producir petróleo a partir de un depósito de petróleo viscoso. De esta manera, el presente método evita los costos capitales de adquisición, envío, y montaje de los equipos de generación de vapor necesarios en la forma de calderas, quemadores, y las tuberías correspondientes.

Adicional a esto, el método de "pozos cruzados" de la presente invención, al menos para las dimensiones de modelo de ensayo de yacimiento de hidrocarburos que se emplea en los Ejemplos del presente documento (ver más adelante), tiene un factor de recuperación de petróleo inicial mayor que el de una de las configuraciones descritas en la patente canadiense 2,698,454 comúnmente cedida al solicitante en el presente documento, a saber, una configuración en la que pares de pozos horizontales superior e inferior están paralelos a y verticalmente espaciados el uno del otro, en donde el pozo horizontal inferior está ubicado inmediatamente por debajo del pozo horizontal superior correspondiente en un par de pozos inferior y superior, y los pares de pozos están todos paralelos entre sí.

De manera específica, para un área de barrido volumétrico comparable y una recuperación acumulada de petróleo total idéntica durante un periodo de 3 años con respecto a un yacimiento subterráneo (formación), el método de pozos cruzados de la presente invención ha demostrado experimentalmente, bajo ciertas condiciones como se discute en el presente documento, que provee una mayor velocidad inicial de recuperación de petróleo que una de las realizaciones del método que se revela en CA 2,689,454 lo que permite un retorno inicial de la inversión más rápido.

Para las compañías petroleras que incurren en grandes gastos en el desarrollo de yacimientos subterráneos, la capacidad de utilizar un método de recuperación de petróleo que va a generar ingresos de forma rápida y por lo tanto permite una amortización más rápida de los gastos iniciales incurridos con respecto a la búsqueda, localización y adquisición, y la perforación inicial de pozos en una formación que contiene hidrocarburos constituye una ventaja significativa. El tiempo en el que puede realizarse un retorno de la inversión es con frecuencia una consideración muy real y sustancial de si se hace o puede hacerse la inversión en un importante proyecto de este tipo.

De acuerdo con ello, en una realización amplia del proceso de recuperación de petróleo de la presente invención, dicho método comprende un proceso continuo de inyección de fluido utilizando únicamente un pozo o pozos horizontales para la inyección de dicho fluido, y el uso de pozos horizontales para la producción simultánea de petróleo, utilizando uno o más pozos de inyección horizontales superiores, paralelos el uno al otro, y una pluralidad de pozos de producción horizontales inferiores espaciados verticalmente por debajo de dichos pozos horizontales superiores, en donde cada uno de dichos pozos horizontales inferiores es también paralelo a los otros y está dispuesto perpendicularmente a los pozos horizontales superiores.

Más particularmente, en una amplia realización, el método de la presente invención comprende un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende los pasos de:

(i) perforar por lo menos un pozo de inyección horizontal superior dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos y sustancialmente en un plano horizontal del mismo;

(ii) perforar, relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos productores horizontales inferiores paralelos ubicados en la parte inferior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dicho por lo menos un pozo horizontal superior y ubicados sustancialmente paralelos el uno al otro pero perpendicular a dicho(s) pozo(s) superior(es);

(iii) inyectar un fluido en dicho pozo horizontal superior e inyectar dicho fluido en dicho yacimiento a través de aberturas en dicho pozo horizontal superior;

(v) recuperar el petróleo que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, mediante dichos pozos horizontales inferiores; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dichos pozos horizontales inferiores hacia la superficie.

La migración descendente de petróleo en la formación se puede mejorar, o hace fluir hacia abajo, por la caída de presión de los pozos horizontales inferiores, ocasionando de esta manera que el petróleo en la formación fluya hacia una región de baja presión en la formación, a saber, las zonas que rodean los pozos horizontales inferiores, para de este modo ser recuperado en y mediante dichos pozos horizontales inferiores.

El fluido inyectado puede ser dióxido de carbono o un diluyente de hidrocarburo, que puede ser inyectado como un solvente gaseoso en este proceso de recuperación de petróleo para ocasionar que el petróleo en la formación/yacimiento al hacerse menos viscoso debido a dicho dióxido de carbono o diluyente de hidrocarburo, sea drenado hacia abajo y posteriormente recolectado por los pozos horizontales inferiores cruzados, mediante drenaje por gravedad y/o caída de presión. En una realización alternativa, puede llevarse a cabo un proceso térmico, tal como inyección de vapor para calentar el petróleo en la formación, o inyección de un gas oxidante para soportar la combustión in situ, de modo que debido al calentamiento del petróleo en la formación disminuya del mismo modo la viscosidad del petróleo en la formación y ocasione que el petróleo sea drenado hacia abajo, para su posterior recolección mediante los pozos de producción horizontales inferiores. También se pueden usar combinaciones de gas oxidante, gas de calentamiento y el gas solvente.

En una realización particular, puede llevarse a cabo la combustión in situ de una porción del petróleo en la formación de hidrocarburos, para de esta manera calentar el petróleo restante en la formación, y del mismo modo disminuir su viscosidad y hacer que dicho petróleo caliente, ahora hecho móvil (o más móvil) sea drenado hacia abajo bajo el efecto de la gravedad y/o la caída de presión en los pozos horizontales inferiores, para su posterior recolección mediante los pozos de recolección horizontales inferiores.

Por consiguiente, en una realización particular, dicho método comprende un método de combustión in situ para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar por lo menos un pozo horizontal superior dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos y sustancialmente dentro de un plano horizontal en el mismo;

(ii) perforar, relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos, ubicados abajo en dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicados de manera sustancialmente paralela entre ellos pero perpendicular a dicho pozo superior;

(iii) inyectar un fluido en cada uno de dichos pozos horizontales superiores e inyectar dicho fluido en dicho yacimiento a través de aberturas en dicho pozo horizontal superior;

(v) recuperar dicho petróleo que se ha hecho migrar hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, mediante dichos pozos horizontales inferiores; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dichos pozos horizontales inferiores a la superficie.

En una realización preferida, se emplea una pluralidad de pozos de inyección superiores, a saber, por lo menos dos pozos de inyección.

Por consiguiente, en dicha realización adicional, el método de la presente invención comprende un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar un par de pozos horizontales superiores paralelos, separados entre sí dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos, estando cada pozo horizontal superior sustancialmente dentro de un plano horizontal que se extiende a través de una región superior de dicho yacimiento;

(ii) perforar relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos horizontales paralelos inferiores ubicados en la parte inferior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicados sustancialmente paralelos el uno al otro pero perpendicular a dichos pozos superiores;

(iii) inyectar un gas oxidante en cada uno de dichos pozos horizontales superiores e inyectar dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de aberturas en cada uno de dicho par de pozos horizontales superiores;

(iv) someter a combustión dicho gas oxidante en dicha formación ocasionando que el petróleo en dicha formación se caliente;

(v) recuperar el petróleo que se ha calentado y que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, mediante dichos pozos horizontales inferiores; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dichos pozos horizontales inferiores hacia a la superficie.

Dicho método in situ responde a la necesidad comercial de tener costos energéticos relativamente bajos (puesto que no se requiere un suministro por separado de combustible para que las calderas generen vapor), y tiene menores costos capitales iniciales de puesta en marcha debido a la falta de necesidad de adquirir equipos generadores de vapor. Adicionalmente, como se discutirá más adelante, dicho método para la recuperación de hidrocarburos a partir de una formación subterránea tiene una alta tasa inicial de recuperación de petróleo en comparación con al menos algunos métodos alternativos de recuperación, para las dimensiones de yacimiento utilizados en los ejemplos a continuación, tales como ser una ventaja significativa al permitir que los ingresos generados por el petróleo producido sean aplicados con mayor rapidez frente a los importantes gastos de localizar, adquirir y desarrollar un yacimiento que contiene hidrocarburos adecuado.

En una realización preferida, la ubicación lateral de los pozos horizontales superiores de un lado vertical de un área rectangular de dicho yacimiento que contiene los pozos inyectoros superiores y los pozos de producción inferiores es determinada mediante una fórmula en particular, para lograr la posición simétrica óptima y adecuada para los pozos de inyección.

De manera acorde, en dicha realización preferida en donde el yacimiento tiene un ancho "W" y un número de pozos inyectoros horizontales superiores "n" espaciados a lo largo de dicho ancho "W", cada uno de dichos pozos inyectoros superiores está espaciado lateralmente una distancia "D" a lo largo de dicho ancho desde un lado vertical de un área rectangular de dicho yacimiento que contiene dichos pozos inyectoros superiores y pozos horizontales de producción inferiores, en donde cada uno de dichos pozos de inyección superiores es designado con un número de pozo sucesivo "wn" que aumenta desde dicho lado vertical, en donde dicha distancia "D" de cada pozo de inyección superior numerado de manera progresiva wn desde dicho lado vertical está determinada por la fórmula $D = W \cdot [2 \cdot wn - 1] / 2n$

En un método preferido adicional de la presente invención, dicho método incluye medios para evitar la tendencia de "cortocircuito" del fluido inyectado y viajar por el camino de menor resistencia (es decir, la distancia más corta), a saber, que viaja directamente de manera vertical hacia abajo desde un pozo de inyección directamente a los pozos de producción inferiores en los lugares de cruce del pozo horizontal superior (s) con los pozos de producción inferiores; donde ese "cortocircuito" reduce y disminuye la inyección de fluido que de otra manera entraría en contacto con el petróleo en otro lugar en la formación. Por otra parte, y en particular cuando se emplea la combustión in situ y se utiliza un gas oxidante como el fluido inyectado, el "cortocircuito" del gas oxidante inyectado al viajar directamente hacia abajo desde un pozo horizontal superior a un pozo de producción inferior perpendicular puede tener la desastrosa consecuencia de la entrada de oxígeno gaseoso al(a los) pozo(s) de producción y entrar en contacto con petróleo y vapores de hidrocarburos que están siendo recolectados allí con un alto riesgo de explosión que podría potencialmente destruir el pozo de producción y dañar el resto de la formación.

De acuerdo con ello, en una realización preferida de la invención, para evitar dicho resultado perjudicial, dicho método puede comprender antes del paso (v), la etapa adicional de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dichos pozos horizontales inferiores, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten el ingreso de petróleo en dichos pozos horizontales inferiores; estando dichos medios de revestimiento de pozo en una ubicación en cada uno de dichos pozos horizontales inferiores que se encuentran directamente por debajo de un punto o de los puntos en los que un pozo vertical superior atraviesa dicho pozo horizontal inferior que no tiene ninguna abertura cercana a dichos puntos de cruce.

Alternativamente, en una realización preferida alternativa de la invención, dicho método puede comprender alternativamente (o adicionalmente) antes del paso (v), las etapas adicionales de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dicho(s) pozo(s) horizontal(es) superior(es), en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten la salida del al yacimiento, dichos medios de revestimiento de pozo, en una posición en cada uno de dichos pozos horizontales superiores directamente por encima de un punto o los puntos en los que un pozo vertical superior atraviesa dichos pozos horizontales inferiores, no tiene ninguna abertura allí que sea cercana a dichos puntos de cruce.

Alternativamente, para lograr el mismo resultado de evitar un "cortocircuito" directo del fluido desde un pozo superior en un pozo de producción cruzado inferior, en lugar del revestimiento de pozo en un pozo superior o pozo inferior respectiva en un punto de cruce, simplemente no tiene ninguna abertura en ella en un punto de cruce del(los) pozo(s) de inyección superior(es) con los pozos de producción perpendiculares inferiores, dicho revestimiento de pozo todavía puede poseer aberturas, se inserta(n) uno o más elementos cilíndricos de longitud finita que no tienen aberturas en una circunferencia del mismo ya sea en el(los) pozo(s) superior(es) o los pozos inferiores, en varios lugares a lo largo de dichos pozos superiores o inferiores, en donde el(los) pozo(s) superior(es) atraviesan los pozos

inferiores, para de ese modo bloquear dichas aberturas en dicha ubicación y de ese modo bloquear dicha ruta directa de desplazamiento con el fluido inyectado desde el pozo de inyección superior directamente hacia abajo y en el pozo de producción inferior a través de aberturas en dichos medios de revestimiento de pozo en dicho(s) punto(s) de cruce.

De acuerdo con ello, en una realización preferida, el método de la presente invención comprende un método en combustión in situ para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar por lo menos un pozo horizontal superior dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos cada uno sustancialmente dentro de un plano horizontal del mismo;

(ii) perforar, relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos, ubicados abajo en dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicados de manera sustancialmente paralela entre ellos pero perpendicular a dichos pozos superiores;

(iii) uno de, o ambos, dichos pozos horizontales inferiores y/o dichos pozos horizontales superiores tienen medios de prevención de escape de fluido que evitan la transmisión directa de fluido inyectado en dichos pozos horizontales inferiores, en posiciones de cruce de dichos pozos horizontales inferiores con dichos pozos horizontales superiores.

Dicho método preferido se prefiere especialmente en casos en los que la distancia vertical que separa los pozos horizontales superiores de los pozos horizontales inferiores cruzados es de 20 m o menos, y/o la velocidad de inyección de gas oxidante es igual o mayor que 200.000 m³/día, y/o el gas que se inyecta es gas oxidante.

De acuerdo con ello, en una realización preferida, el método de la presente invención comprende un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar por lo menos un pozo horizontal superior dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos;

(ii) perforar, relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos, ubicados abajo en dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicados de manera sustancialmente paralela entre ellos pero perpendicular a dichos pozos superiores;

(iii) uno de, o ambos, dichos pozos horizontales inferiores y/o dichos pozos horizontales superiores tienen medios de prevención de escape de fluido que evitan la transmisión directa de fluido inyectado en dichos pozos horizontales inferiores, en posiciones de cruce de dichos pozos horizontales inferiores con dichos pozos horizontales superiores.

(iv) inyectar un fluido en dicho pozo horizontal superior e inyectar dicho fluido en dicho yacimiento a través de aberturas en dicho(s) pozo(s) horizontal(es) superior(es);

(v) recuperar el petróleo que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, a través de dichos pozos horizontales inferiores; y

(vi) recuperar dicho petróleo desde dichos pozos horizontales inferiores a la superficie.

De acuerdo con ello, en una realización particular adicional del método de la presente invención, dicho método comprende un método de combustión in situ

para la recuperación de petróleo a partir de de una formación subterránea que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de.

(i) perforar una pluralidad de pozos horizontales superiores paralelos, lateralmente separados entre sí dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos, estando cada uno sustancialmente dentro de un plano horizontal en el mismo;

(ii) perforar relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos ubicados en la parte inferior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicados sustancialmente paralelos el uno al otro pero perpendicular a dichos pozos superiores;

(iii) uno de, o ambos, dichos pozos horizontales inferiores y/o dichos pozos horizontales superiores tienen medios de prevención de escape de fluido, en posiciones de cruce de dichos pozos horizontales inferiores con dichos pozos horizontales superiores, que evitan el desplazamiento directo del fluido inyectado desde dichos pozos de inyección superiores hasta dichos pozos horizontales inferiores;

(iv) inyectar un gas oxidante en dicho pozo horizontal superior e inyectar dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de aberturas en dicho(s) pozo(s) horizontal(es) superior(es);

(v) someter a combustión dicho gas oxidante ocasionando el calentamiento del petróleo en dicho yacimiento;

(vi) recuperar el petróleo que se ha calentado y ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, a través de dichos pozos horizontales inferiores; y

(vii) recuperar dicho petróleo a partir de dichos pozos horizontales inferiores hacia la superficie.

El proceso de la presente invención se puede aplicar a yacimientos con petróleo móvil o incluso petróleo inmóvil, tales como yacimientos de bitumen. En el caso del petróleo inmóvil, el yacimiento se trata primero con solvente o calor para reducir la viscosidad del petróleo y alcanzar la movilidad del petróleo. En realización preferida, el procedimiento de la presente invención se puede aplicar directamente a un yacimiento que contiene petróleo móvil de modo que no se requiere tratamiento previo para establecer la comunicación entre los inyectores y los productores. En la realización más preferida, como se explicó anteriormente, los segmentos de revestimiento de pozo de los pozos de producción directamente por debajo de los pozos de inyección no están perforados (es decir, no contienen aberturas en ciertas posiciones). Esos son los primeros puntos en los que el gas oxidante inyectado generará un cortocircuito en los pozos de producción si la tasa de inyección de gas es demasiado alta, y al ubicar allí segmentos de revestimiento de pozo en blanco, puede incrementarse la tasa de inyección de gas de manera segura, dando lugar a una mayor tasa de producción de petróleo. La longitud de los segmentos blanco es entre 5 y 20 metros y preferiblemente entre 10 y 15 metros. En una operación de campos petroleros, la transmisibilidad de los revestimientos de pozo puede lograrse fácilmente mediante la variación de la densidad de ranura de segmentos de revestimiento ranurados (o "juntas"), o la densidad de tapón en tamiz de los revestimientos de pozo de producción Facsrite¹, o mediante otros métodos conocidos por los expertos en el diseño de la terminación del pozo.

Los medios de revestimiento de pozo comprenden de manera típica segmentos de revestimiento de pozo, que como se señaló anteriormente, contienen por lo general aberturas en el mismo, pero con respecto a los segmentos de revestimiento de pozo contenidos en los pozos horizontales en lugares en los que un pozo horizontal superior atraviesa un pozo inferior, no poseen dichas aberturas y son impermeables a fin de ayudar a evitar que el petróleo y el gas oxidante entren al pozo horizontal inferior directamente a través de dicha ubicación inmediatamente por debajo del pozo de inyección superior.

¹ Marca no registrada de Absolute Completion Technologies para revestimientos de pozo los cuales tienen filtros de arena

El diámetro exterior de los segmentos de revestimiento de pozo horizontal puede ser de 10,16 cm (4 pulgadas) a 30,48 cm (12 pulgadas), pero preferiblemente 12,7 – 25,4 cm (5-10 pulgadas) y más preferiblemente 17,78 – 22,86 cm (7-9 pulgadas). Las perforaciones en los segmentos horizontales, tanto para los pozos de inyección superiores y los pozos de producción inferiores, pueden ser ranuras, rejillas de alambre forrado, tapones de pantalla Facsrite® u otras tecnologías que proporcionan el grado deseado de retención de arena pero aún permiten el ingreso de petróleo, o en el caso de segmentos de revestimiento de pozo ubicados en los pozos horizontales superiores, permiten la salida de dicho gas oxidante en el yacimiento.

El gas inyectado que se inyecta en la formación mediante los pozos horizontales superiores y las aberturas en segmento de revestimiento de pozo en dichos pozos horizontales superiores puede ser cualquier gas oxidante, incluyendo pero no limitado a, aire, oxígeno o mezclas de los mismos. En una realización preferida, el gas oxidante es aire, pero se diluye adicionalmente con una cantidad variable de un gas no oxidante tal como dióxido de carbono para reducir de esta manera (por volumen inyectado) la concentración relativa de oxígeno en tal cantidad de gas inyectado, permitiendo de ese modo el control variable sobre la temperatura producida durante la combustión al disminuir o aumentar la cantidad de oxígeno que se inyecta y posteriormente se le permite la combustión con hidrocarburos dentro de la formación.

De manera alternativa, o adicional, dicho gas oxidante puede además comprender cantidades variables de vapor de agua, que puede usarse de manera similar para regular la cantidad de oxígeno en un volumen de gas inyectado, o puede ser inyectado con el único propósito (o propósito adicional) de permitir que dicho vapor se condense al moverse hacia abajo en la formación liberando de esta manera calor en el calor latente de condensación ayudando así en la transferencia de calor al petróleo en la parte inferior de la formación y permitiendo que dicho petróleo se vuelva móvil y drene hacia abajo en el pozo colector horizontal inferior.

Alternativamente, o de manera adicional, dicho gas oxidante puede comprender además un gas solvente, tal como un vapor de hidrocarburos o

dióxido de carbono, ambos de los cuales actúa como un diluyente para reducir la viscosidad del petróleo en la formación.

La tasa máxima de inyección de gas oxidante estará limitada por la presión máxima de inyección de gas que debe mantenerse por debajo de la presión de fractura de la roca, y se verá afectada por la longitud de los pozos horizontales, la permeabilidad de la roca del yacimiento, las saturaciones de fluidos y otros factores.

El mecanismo de producción es una combinación de impulso por presión y drenaje por gravedad. Agua, petróleo y gas son típicamente co-producidos. La longitud de los pozos de producción e inyección pueden variar desde 50 metros hasta 1500 metros o más. Las separaciones laterales de los pozos de producción dependerán de la movilidad del yacimiento y variará típicamente en el rango desde 50m hasta 200m o más. La longitud del pozo de inyección será suficiente para abarcar los pozos de producción y se extienden en una dirección perpendicular a los pozos de producción. Los pozos de inyección y producción pueden ser perforados de manera homogénea a lo largo de sus longitudes. En una realización preferida, los pozos de producción son perforados de acuerdo con un patrón a fin de mantener la transmisibilidad de fluido ecualizada de los fluidos en el pozo, utilizando procesos y equipos bien conocidos para las personas expertas en la técnica. Por ejemplo, la frecuencia de las perforaciones puede ser disminuida cerca del talón de un productor donde se ubica una bomba de manera que la región de la boca del pozo no recibirá fluido excesivo del yacimiento y actuará como una zona de pérdida.

Mientras que el proceso de combustión in situ se enfatiza arriba, en otra realización el proceso de la presente invención estable con la gravedad se puede aplicar a cualquier proceso de inyección de gas. Por ejemplo, puede inyectarse CO₂ en un proceso de recuperación de petróleo con solvente gaseoso. En otra realización, puede llevarse a cabo un proceso térmico mediante la inyección de vapor. También se pueden usar combinaciones de gas oxidante, gas de calentamiento y gas solvente.

El uso de un simulador numérico tal como el utilizado en los ejemplos siguientes es beneficioso para confirmar la operabilidad y la viabilidad del diseño

de la presente invención para un yacimiento específico, y puede ser llevado a cabo fácilmente por los ingenieros de yacimientos versados en la materia.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Los dibujos adjuntos, excepto la **Figura 3**, ilustran una o más realizaciones ejemplares de la presente invención que no deben interpretarse como limitantes de la invención a estas realizaciones representadas:

La **Figura 1** muestra una vista esquemática en perspectiva de una amplia realización del método de "pozos cruzados" de la presente invención, que tiene dos pozos inyectoros;

La **Figura 2** es una vista esquemática en perspectiva similar de otra realización preferida del método de "pozos cruzados" de la presente invención, donde los pozos horizontales inferiores, y, en particular los medios de revestimiento de pozo en los mismos, no poseen ninguna abertura en una ubicación inmediatamente por debajo de un pozo horizontal superior donde el pozo horizontal superior (perpendicular) atraviesa el pozo horizontal inferior, a fin de evitar el avance no deseado de gas oxidante en dicha ubicación.

La **Figura 3** es una vista esquemática en perspectiva similar de otra realización preferida del método de "pozos cruzados" de la presente invención, en donde los pozos horizontales inferiores, y, en particular los medios de revestimiento de pozo en los mismos, no poseen ninguna abertura en una ubicación inmediatamente por debajo de un pozo horizontal superior donde el pozo horizontal superior (perpendicular) atraviesa el pozo horizontal inferior, a fin de evitar el avance no deseado de gas oxidante en dicha ubicación;

La **Figura 4** es una vista esquemática en perspectiva de una amplia realización del método de "pozos cruzados" de la presente invención, que tiene cinco pozos inyectoros;

La **Figura 5** muestra una vista esquemática en perspectiva de una formación subterránea que contiene hidrocarburos, que muestra un método como se describe en la patente canadiense 2.698.454, en el que pares de pozos horizontales superior e inferior se perforan en una formación que contiene hidrocarburos paralelos a y verticalmente espaciados uno de otro, y pozos horizontales inferiores son perforados inmediatamente debajo de un pozo horizontal superior correspondiente, y los pares de pozos son todos paralelos entre sí, donde tal método representado en la **Figura 5** no forma parte de la presente invención y representado para mostrar un método de comparación para la recuperación de petróleo usado en los Ejemplos comparativos a los que se hace referencia en el presente documento; y

La **Figura 6** es una serie de gráficos que muestran factor de recuperación de petróleo en el tiempo (días) para el método de la presente invención que se muestra en la **Figura 1** (línea 1) y el método de la presente invención se muestra en la **Figura 2** (línea 2), cada uno con una velocidad de inyección de gas oxidante de 100.000 m³/día, y que muestra además el factor de recuperación de petróleo en el tiempo (días) para el método de la presente invención que se muestra en la **Figura 1** (línea 3) y el método de la presente invención se muestra en la **Figura 2** (línea 4), cada uno con una velocidad de inyección de gas oxidante de 200.000 m³/día.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS REALIZACIONES PREFERIDAS

Las **Figuras 1-4** muestran varias formas de realización del método de pozos cruzados de la presente invención, utilizados para la extracción de petróleo de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos 20 de altura "H", longitud "L", y ancho "W".

En cada de realización del método de la presente invención, y como se muestra en las **Figuras 1 - 4**, un pozo de inyección superior horizontal 1, y preferiblemente al menos dos pozos de inyección horizontal superior 1, 1' se perforan en una región superior 8 dentro de de un yacimiento que contiene hidrocarburos-20, teniendo cada uno una porción vertical 10 (sólo una parte más baja de las cuales se muestra, en el punto de comunicación con los pozos superiores horizontales de inyección 1, 1') que se extiende a la superficie. Cuando se emplea más de un pozo superior horizontal de inyección 1, tales pozos de inyección horizontal superior 1, 1' se perforan en paralelo, con relación espaciada entre sí, dentro de una región superior 8 de un yacimiento que contiene hidrocarburos 20. Cada uno de los pozos de inyección superiores 1, 1' están situados sustancialmente en el mismo plano dentro de un plano horizontal 22 en la región superior 8 del yacimiento 20.

Una pluralidad de pozos horizontales productores inferiores 2, 2', 2'', y 2''' se perforan en la parte baja de dicho yacimiento 20 paralelos entre sí, debajo de dicha pozos horizontales superiores 1, 1'. Cada pozo horizontal 2, 2', 2'', y 2''' tiene igualmente una porción de pozo vertical asociada 10 (sólo una parte de los cuales se muestra en las **Figuras 1-4**), que se extiende asimismo a la superficie. Cada uno de los pozos de producción horizontales 2, 2', 2'', y 2' están ubicados sustancialmente paralelos entre sí, pero perpendicular a dichos pozos superiores 1, 1'.

En una realización preferida, cada uno de los pozos de producción inferiores 2, 2', 2'', y 2''' tiene medios de revestimiento de pozo , típicamente una pluralidad de segmentos de la revestimiento de pozo 30 situados dentro de dichos pozos de producción 2, 2', 2'', y 2'', con los segmentos de revestimiento de pozo 30 teniendo cada uno ranuras porosas o aberturas 32, lo que sirve para permitir que el petróleo sea drenado en los pozos de producción de 2, 2', 2'', y 2'', pero al mismo tiempo evita que las partículas de arena y otros desechos entren en los pozos de producción 2, 2', 2'', y 2''.

En un perfeccionamiento de la invención se muestra en la Figura 2, dos tipos de revestimiento de pozo 30 y 30' se utilizan en cada uno de los pozos de producción 2, 2', 2'', y 2. El primer tipo de serie de los revestimientos de pozo 30 es como se describe anteriormente, que tiene ranuras o aberturas porosas 32 que

servirán para permitir que el petróleo se drene de manera uniforme en los pozos de producción de 2, 2', 2", y 2"', pero al mismo tiempo evita que las partículas de arena y otros desechos entren en los pozos de producción de 2, 2', 2" y 2"'. El segundo tipo de revestimiento de pozo 30' que se inserta en los pozos de producción 2, 2', 2" y 2" en varios intervalos espaciados a lo largo del mismo de la manera descrita a continuación, carece de aberturas en la misma, y evita que el petróleo (y por lo tanto cualquier gas oxidante de los pozos inyectoros 1, 1') entre en los pozos de producción de 2, 2', 2", y 2"'.

De manera específica, los revestimientos de pozo 30' se colocan en los pozos de producción de 2, 2', 2", y 2" en un lugar 11 en cada uno de dichos pozos horizontales inferiores 2, 2', 2", y 2" correspondientes al(a los) punto(s) en el que un pozo vertical superior respectivo 1, 1' atraviesa un pozo inferior de producción respectivo 2, 2', 2" y 2"', como se muestra en la **Figura 2**. De tal manera, se evita que el gas oxidante que se inyecta en la formación 20 a través de aberturas 32 en los revestimientos de pozo 30 en pozos horizontales superiores de inyección 1', 1'', siga la ruta más corta a través de la formación 20 a tal punto 11 a lo largo de los pozos de producción 2, 2', 2", y 2"', y en lugar de eso, dicho gas oxidante es forzado a través del yacimiento 20 en una ruta más tortuosa donde hay mayor probabilidad de que dicho gas oxidante funcione entonces según lo previsto y sea consumido durante la oxidación de una parte del hidrocarburo en tal formación 20, proporcionando de este modo calor para el resto de la formación 20 con el fin de calentar el petróleo en ella y hacer que dicho petróleo fluya hacia abajo y dentro de los pozos de producción 2, 2', 2", y 2" según lo previsto.

En un perfeccionamiento alternativo de la invención, mostrado en la **Figura 3**, dos tipos de revestimiento de pozo 30 y 30' se utilizan en cada uno de los pozos de inyección 1, 1'. El primer tipo de la serie de los revestimientos de pozo 30 es como se describe anteriormente, teniendo ranuras porosas seleccionadas o aberturas 32 en este que sirven para permitir que el fluido fluya de manera uniforme fuera de los pozos de inyección 1, 1' en el yacimiento 20, pero al mismo tiempo evita que las partículas de arena y otros desechos entren en los pozos de inyección 1, 1'. El segundo tipo de segmento de revestimiento de pozo 30' que se inserta en pozos de inyección 1, 1' en varios intervalos espaciados a lo largo del mismo de la manera descrita a continuación, carece de cualquier abertura en la misma, y evita que el gas oxidante de los pozos inyectoros 1, 1' en estos lugares 11 justo encima de los pozos de producción inferiores 2, 2', 2" y 2"' se desplace

directamente hacia abajo y entre en los pozos de producción de 2, 2', 2", y 2" en las ubicaciones 11.

Específicamente, en dicha realización alternativa (o adicional) los revestimientos de pozo 30' están situados en pozos de inyección 1, 1" en una ubicación 11 en cada uno de dichos pozos horizontales superiores 1, 1' correspondiente al(a los) punto(s) donde un pozo vertical superior respectivo 1, 1' atraviesa un pozo de producción inferior respectivo 2, 2', 2 ", y 2", como se muestra en la **Figura 3**. De esta manera, se evita que el gas oxidante que se inyecta en la formación 20 a través de aberturas 32 en revestimientos de pozo 30 en pozos de inyección horizontales superiores 1 ', 1 ", siga la ruta más corta a través de la formación 20 a dicho punto 11 a lo largo de los pozos de producción 2, 2', 2", y 2 ", y en cambio, dicho gas oxidante es forzado a través del yacimiento 20 en una ruta más tortuosa donde hay mayor probabilidad de que tal gas oxidante funcione entonces según lo previsto y sea consumido durante la oxidación de una porción del hidrocarburo en tal formación 20, proporcionando de este modo calor para el resto de la formación 20 con el fin de calentar el petróleo allí y hacer que dicho petróleo fluya hacia abajo y en los pozos de producción 2, 2 ', 2", y 2" según lo previsto.

En las realizaciones mostradas en la **Figura 1**, **Figura 2**, y la **Figura 3** que tiene dos pozos de inyección 1, 1 ', la distancia de separación lateral del pozo inyector 1 (es decir, el pozo número 1) de una pared lateral vertical 50 de volumen rectangular de longitud L, ancho W y altura H) es una distancia D1, y de manera similar la distancia de separación lateral del pozo inyector 1' de la pared lateral vertical es una distancia D2, que en el caso de pozo inyector 1 tal distancia D1 es $w/4$, mientras que la distancia de separación lateral del segundo pozo inyector 1' (es decir, progresivamente numerada así número de pozo "2") de la pared lateral vertical 50, es decir, la distancia D2, es una distancia:

$$W/4 + W/2 = 3/4W$$

a fin de producir el posicionamiento simétrico deseado de pozos inyectores 1, 1' en el desarrollo de yacimiento 20 para producción.

Para una forma de realización del método de la presente invención que usa un solo pozo inyector 1 (no se muestra), la posición deseada dentro del yacimiento 20 es una distancia $w/2$ de la pared lateral vertical 50, a saber, directamente en el medio de yacimiento 20 que tiene un ancho W igual a 100m.

De manera más en general, por lo tanto, para cualquier número " n " de pozos de inyección, para el posicionamiento simétrico deseado de tales pozos inyectores 1, 1', ... 1" en el yacimiento 20, dicho yacimiento tiene un ancho " W " y un número de de pozos inyectores horizontales superior " n " espaciados a lo largo de dicho ancho " W ", cada uno de dichos pozos superiores de inyección 1, 1', 1" (...) se designan con un número sucesivo de pozo respectivo " w_n ", es decir, 1, 2, 3, ... n , aumentando desde dicho lado vertical 50, en donde la distancia " D_{wn} " para cada uno de dichos pozos de inyección superiores progresivamente numerados w_n desde dicho lado vertical 50 se determina por la fórmula $D_{wn} = W \cdot [2 \cdot w_n - 1] / 2n$, lo que resulta en la ubicación correcta simétrica deseada de los pozos inyectores 1, 1', ... 1" en el yacimiento 20.

De acuerdo con ello, en un perfeccionamiento de la invención que se muestra en la **Figura 4**, con el fin de demostrar la posición lateral deseada de los pozos inyectores superiores 1, 1' en relación con la formación 20 en donde más de dos pozos inyectores superiores 1, 1' se utilizan, se muestran cinco (5) pozos inyectores 1, 2, 3, 4, y 5 en la realización mostrada en la **Figura 3**, respectivamente identificado como número de pozo 1, así número de pozo 2, número de pozo 3, así, número de pozo 4, y número de pozo 5. Dichos pozos 1-5 se perforan con las distancias de la pared lateral vertical 50 siendo las distancias D_1 , D_2 , D_3 , D_4 , y D_5 , respectivamente, como se muestra en la **Figura 3** en donde $D_1 = W/10$, $D_2 = 3W/10$, $D_3 = 5W/10$, $D_4 = 7W/10$, y $D_5 = 9W/10$, con el fin de producir la separación deseada de los pozos de inyección (pozo de inyección número 1 -5) uno respecto al otro y con el posicionamiento simétrico deseado dentro de la formación 20.

Durante el funcionamiento, el método de "pozos cruzados" de la presente invención de la **Figura 1** se lleva a cabo de la siguiente manera.

Se perfora al menos un pozo de inyección horizontal superior 1 paralelo, en una zona superior 8 de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos 20 y sustancialmente dentro de un plano horizontal 22 en la misma, y si dos o más pozos de inyección 1, 1' se perforan, tales pozos 1, 1' se perforan en relación paralela pero lateralmente separadas.

Una pluralidad de pozos productores horizontales inferiores paralelo, espaciados lateralmente 2, 2' se perforan relativamente abajo en dicho yacimiento que contiene hidrocarburo 20 por debajo de dicho(s) pozo(s) horizontal(es) superior(es) 1, 1" y se coloca sustancialmente en paralelo entre sí, pero perpendicular a dicho(s) pozo(s) superior(es) 1, 1'.

Un fluido (no se muestra), tal como un fluido caliente, tal como vapor de agua, un diluyente tal como CO₂ o un diluyente de hidrocarburo se inyecta en cada uno de dichos pozo(s) horizontal(es) superior(es) y en dicho yacimiento 20 a través de aberturas 32 en cada uno de dichos par de pozos horizontales superiores 1, 1'.

El petróleo que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo 20 se recupera en dichos pozos horizontales inferiores 2, 2'; y a partir de entonces se recupera a partir de dichos pozos inferiores horizontales 2, 2', a la superficie.

La metodología para el método de "pozos cruzados" de la **Figura 2** y la **Figura 3** es idéntica, salvo por los pasos adicionales, antes de la etapa de inyección de gas oxidante, de la utilización de segmentos de revestimiento impermeables 30', o la inserción de "blancos" de sellado para sellar los revestimientos de pozo en pozos superiores 1, 1' y/o pozos inferiores 2, 2', 2" o 2" para evitar "cortocircuitos".

En concreto, en lo relativo al método representado en la **Figura 2**, los medios de revestimiento de pozo en la forma de segmentos de revestimiento de pozo 30 se introducen dentro de dichos pozos horizontales inferiores 2, 2', 2", y 2"', en donde los segmentos de revestimiento de pozo 30 tienen aberturas 32 para permitir la entrada de petróleo en los pozos horizontales inferiores 2, 2', 2" y 2"', y se encuentran dentro de los pozos horizontales 2, 2', 2" y 2"', pero en las

posiciones 11 en cada uno de dichos pozos horizontales inferiores 2, 2', 2" y 2''' directamente debajo de los puntos en los que un pozo horizontal superior 1, 1', 1'' y 1''' respectivamente, atraviesa cada pozo horizontal inferior, se ubican allí segmentos de revestimiento de pozo 30' que no tienen ninguna abertura 32.

Del mismo modo, en cuanto al método representado en la **Figura 3**, medios de revestimiento de pozo en la forma de segmentos de revestimiento de pozo 30 se introducen dentro de dichos pozos horizontales superiores 1, 1'', en donde los segmentos de revestimiento de pozo 30 que tienen aberturas 32 en ellos para permitir la salida de fluido de los pozos de inyección 1, 1' hacia la formación 20, pero en posiciones 11 en cada uno de dichos pozos horizontales superiores 1, 1'', directamente por encima de puntos en los que un pozo horizontal superior 1, 1' atraviesa respectivamente cada pozo horizontal inferior, se ubican los segmentos de revestimiento de pozo 30' no tienen ninguna abertura 32 en ella, para evitar de esta manera "cortocircuito" de fluido a través de la ruta más corta hacia abajo, es decir, la posición 11 dentro de un pozo de producción inferior 2, 2', 2'' y 2'''.

Cuando la combustión in situ se utiliza como el medio para modificar la viscosidad del petróleo en la formación, el método de "pozos cruzados" de la presente invención de la **Figura 1** se lleva a cabo de la siguiente manera.

Se perfora al menos un pozo de inyección horizontal superior paralelo 1 dentro de una región superior 8 de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos-20 y sustancialmente dentro de un plano horizontal 22 del mismo, y si dos o más pozos de inyección 1, 1' se perforan como pozos 1, 1', se perforan en relación paralela pero espaciados lateralmente.

Una pluralidad de pozos productores horizontales inferiores, paralelos, laterales espaciados se perforan relativamente abajo en dicho yacimiento que contiene hidrocarburo 20 por debajo de dicho pozo horizontal superior 1, 1'' y se colocan sustancialmente paralelos a los otros, pero perpendicular a dicho(s) pozo(s) superior(es) 1, 1'.

Un gas oxidante (no se muestra), se inyecta en cada uno de dicho(s) pozo(s) horizontal(es) superior(es) y en dicho yacimiento 20 a través de aberturas 32 en cada uno de dicho par de pozos horizontales superiores 1, 1', y se permite la combustión dentro del yacimiento 20, calentando de este modo el petróleo dentro de dicho yacimiento 20.

De manera típica, la ignición del gas oxidante y una parte del petróleo en la formación en contacto con dicho gas oxidante se lleva a cabo por medios conocidos, tales como calentamiento leve del yacimiento 20 cerca del pozo de inyección superior 1 y / o 1' con gas caliente tal como vapor de agua, y posteriormente la inyección de gas oxidante, en donde el petróleo en la formación, debido a las temperaturas elevadas en el mismo por cuenta de la inyección previa de vapor, presentará autoignición espontánea. Alternativamente, se pueden utilizar calentadores eléctricos para llevar la temperatura del petróleo en las regiones del calentador hasta una temperatura suficiente para la combustión, donde la inyección de aire al entrar en contacto con petróleo caliente ocasionará la auto-ignición y la combustión espontánea del petróleo y por lo tanto el inicio de la de combustión in-situ dentro del yacimiento 20. Alternativamente, pero igualmente eficaz, una pequeña cantidad de aceite de linaza se puede inyectar en el yacimiento 20 (que normalmente tiene una baja temperatura de combustión), y la inyección de aire comprimido en el yacimiento a una temperatura suficiente (el aire se calienta durante la compresión) para provocar la ignición del aceite de linaza, lo que enciende el petróleo en el yacimiento 20 que entra en contacto con suficiente gas oxidante inyectado en el yacimiento 20.

El petróleo que se ha calentado y ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo 20 se recupera de manera similar en dichos pozos horizontales inferiores 2, 2'; y a partir de entonces se recupera a partir de dichos pozos inferiores horizontales 2, 2', a la superficie.

La **Figura 5** muestra un método alternativo de recuperación de petróleo, a saber, un método que se describe y reivindica en CA 2,698,454 publicada el 1 de noviembre de 2011 y cedida comúnmente a la Solicitante en el presente documento.

En dicho método que se muestra en la **Figura 5**, un pozo inyector horizontal superior 1, 1', 1" se perfora inmediatamente encima de los respectivos pozos de producción inferiores 2, 2' y 2". Los revestimientos de pozo 30 están situados de manera similar en cada uno de los pozos de inyección superiores 1, 1', 1", que tienen aberturas 32 en ella para permitir la inyección de gas oxidante en la formación 20, e igualmente segmentos de revestimiento de pozo 30 con aberturas 32 similares que pueden ser utilizados de manera similar en pozos de producción 2, 2' y 2" para permitir el ingreso de petróleo a dichos pozos de producción 2, 2', y 2".

EJEMPLO 1

Con el fin de comparar el factor de recuperación de petróleo capaz de ser logrado utilizando el método de "pozos cruzados" de la presente invención que se muestra en la **Figura 1** con otro método alternativo de recuperación de petróleo, a saber, el método y la configuración de pozo que se muestra en la **Figura 5**, (que no forma parte de la presente invención) se realizaron extensas simulaciones por computador de los dos métodos de recuperación de petróleo móvil utilizando el Simulador Térmico STARS [™] 2010.12 proporcionada por el Grupo de Modelamiento por Computador, Calgary, Alberta, Canadá.

Con respecto a las dimensiones de modelo utilizadas para la comparación de la recuperación acumulada de petróleo capaz de ser alcanzada, respectivamente, para cada una de las configuraciones de pozo que se muestran en la **Figura 1** y la **Figura 5**, el número de bloques de cuadrícula para cada uno fue 20x50x20 y los tamaños de bloque de rejilla fueron, respectivamente, 5.0 m, 5.0 m y 1.0 m, lo que resulta en el mismo volumen total del yacimiento en cada caso de 500.000 m³ (es decir 100m de ancho "W" x 250m de largo "L" x 20m de altura "H").

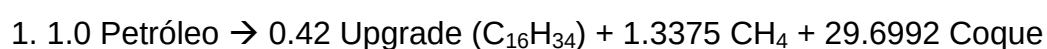
El modelamiento de yacimiento utilizado en cada uno de los métodos comparativos que se muestran a continuación, contenía bitumen a una temperatura elevada (54,4°C) con alta permeabilidad de la roca.

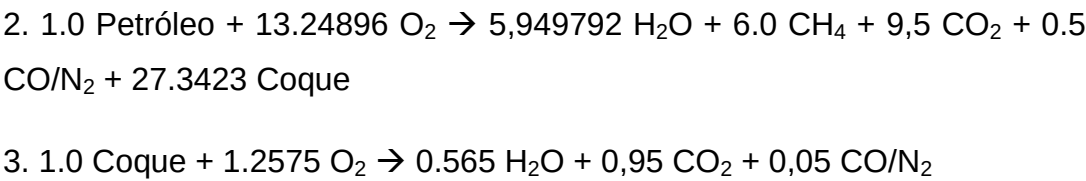
En cada uno de los métodos comparativos de la **Figura 1** y la **Figura 5** el número total de pozos utilizados para fines comparativos era el mismo. De manera específica, con respecto a la configuración/método de "pozos cruzados" como se muestra en la **Figura 1**, se utilizó un total de cinco (5) pozos, a saber, dos (2) pozos de inyección 1', 1'', y tres (3) pozos de producción 2, 2', 2'' y 2 ''', manteniendo de nuevo en cuenta que los pozos de producción inferiores 2 y el pozo de producción 2''' que aparecen cada uno en el extremo del yacimiento de bloque de rejilla 20 que se muestra en la **Figura 1**, se cuentan como medio-pozo. El ancho W de la formación 20 era de 100 metros, mientras que la altura H era 20m. La Distancia D1 fue de 25m, mientras que la Distancia D2 era 75m. Las Distancias "X" y "Z" eran 83.33m, y la distancia "Y" fue 83.33m, para una longitud total L del embalse de 250m.

Del mismo modo, con respecto al método de recuperación de petróleo representado en la **Figura 5**, se empleó un total de similar de cinco (5) pozos con fines comparativos, a saber, dos y medio pozos inyectoros 1, 1' y 1'', y un total de dos y medio pozos recolectores inferiores 2, 2', y 2'', de nuevo teniendo en cuenta que cada uno de los pozos superior e inferior 1, 2, respectivamente, que aparecen al final del primer bloque de rejilla en el yacimiento 20 que se muestra en la **Figura 5**, se cuentan como medio-pozo. La distancia de separación de los pozos de producción inferiores 2, 2' y 2'', 2'' en la **Figura 5** fue $2/5L$, a saber, 100 metros, mientras que la distancia que separa el pozo de producción 2'' y el final del bloque de la rejilla era $1/5L$, a saber 50m.

Con respecto a cada configuración comparativa descrita en las **Figuras 1 y 5** del presente documento, cada una recibió una cantidad idéntica de inyección de gas oxidante (aire), a saber, un total de $50.000 \text{ m}^3/\text{día}$, con cada uno de los pozos de inyección 1 y 1' de la **Figura 1** recibiendo $25.000 \text{ m}^3/\text{día}$ para un total de $50.000 \text{ m}^3/\text{día}$. Del mismo modo, en lo que respecta al método representado en la figura. 5, la inyección de pozo 1 recibió $10.000 \text{ m}^3/\text{día}$ de inyección de aire, mientras que los pozos 1' y 1'' recibieron $20.000 \text{ m}^3/\text{día}$, para un total similar de $50.000 \text{ m}^3/\text{día}$ de inyección de aire.

Para simulaciones de combustión con aire las reacciones utilizadas:





Con el fin de mejorar la eficiencia de barrido, la transmisibilidad de los pozos de producción de petróleo 2, 2', 2'', y 2''' se varió monótonicamente desde 1.0 en la punta hasta 0.943 en el talón. Las propiedades adicionales de yacimiento para cada uno de los yacimientos 20 y los métodos comparativos de extracción de petróleo modelados en las **Figuras 1 y 4** se exponen en la Tabla 1 a continuación:

Tabla 1. Propiedades del yacimiento, propiedades del petróleo y control del pozo.

Propiedades del Yacimiento		
<u>Parámetro</u>	<u>Unidades</u>	<u>Valor</u>
Espesor aprovechable	m	20
Porosidad	%	30
Saturación de Petróleo	%	80
Saturación de Agua	%	20
Fracción molar de Gas	fracción	0.263
Permeabilidad H.	mD	5000
Permeabilidad V.	mD	3400
Temperatura del yacimiento	°C	54.4
Presión del yacimiento	KPa	3000
Compresibilidad de la Roca	/kPa	$3,5 \times 10^{-5}$
Conductividad	J/m.d.C	$1,5 \times 10^5$
Capacidad térmica de la Roca	J/m ³ -C	$2,35 \times 10^6$
Propiedades del Petróleo		

Densidad	Kg/m ³	1009
Viscosidad, petróleo crudo @ 20°C	cP (mPa.s)	77000
Viscosidad, in situ	cP (mPa.s)	1139
Peso molecular promedio del petróleo	UMA	598
Peso molecular promedio del upgrade	UMA	224
Fracción molar del Petróleo	Fracción	0,737
Compresibilidad	/kPa	1,06 x 10 ³
Los pozos se controlaron empleando los siguientes parámetros:		
Presión máxima de inyección de aire	kPa	7000
Longitud del pozo horizontal	M	500
Mínimo BHP productor	kPa	2600
Tasa total de inyección de aire o vapor	m ³ /d	50000

Se inyecta aire continuamente a través de los pozos de inyección 1, 1' (y también 1'' en el caso del método de la **Figura 5**), y el petróleo, el agua y el gas se produjeron continuamente a partir de los pozos inferiores 2, 2', 2'' (y también 2''' en el caso del método de la **Figura 1**).

La Tabla 2 a continuación muestra el desempeño del método de recuperación del yacimiento que se muestra en la **Figura 1** y el método de recuperación del yacimiento que se muestra en la **Figura 4**.

Tabla 2. Modelo de desempeño después de 5 años

Corrida #	Disposición del pozo	Petróleo acumulado 5 años (1827 días)	Días para RF 80.5%	Relación Aire/Petróleo Acumulada a 80.5% RF
1*	Inyectores de Aire Paralelos y por encima del Productor (Figura 5)	81700	3233	1270
2	Inyecciones de aire cruzadas	93274	1827	980

* No hace parte de la presente invención

Con referencia a la Tabla 2, la presente invención de la **Figura 1** con pozos horizontales cruzados 2, 2', 2" y 2''' proporciona una producción de petróleo sustancialmente mejorada con una recuperación de petróleo de 80,5% en 5 años, 14% más que con el método de la **Figura 5**. El método de la **Figura 5** tomó 3.233 días para llegar a la recuperación de petróleo de 80,5%, en comparación con 1.827 días para la presente invención como se muestra en la **Figura 1**.

Además, como se muestra mediante las relaciones aire-petróleo en la recuperación de petróleo del 80,5%, la energía de compresión del aire era 26% mayor para el método representado en la **Figura 5**.

Como se ve mediante los resultados de la Tabla 2, el método de "pozos cruzados" de la presente invención que se muestra en la **Figura 1** es más económico que el método de la **Figura 5** debido a la tasa inicial de producción de petróleo acelerada, que requiere una menor energía de compresión de gas oxidante.

Ejemplo 2

Con el fin de medir el valor de la realización preferida del método de la presente invención que se muestra en la Figura 2 (es decir, un método que utiliza revestimientos de pozo 30' estratégicamente colocados que no tienen aberturas (es decir, 'secciones blanco') en ubicaciones estratégicas a lo largo de cada uno de los pozos de producción horizontales 2, 2', 2" y 2''' y determinar si existe alguna mejora en el rendimiento o en la operatividad sobre el método de la presente invención de la **Figura 1** que no hace uso de tales revestimientos de pozo 30' y en su lugar utiliza los revestimientos de pozo 30 a lo largo del ancho de cada pozo de producción 2, 2', 2", y 2''', se llevaron a cabo simulaciones por computador para las condiciones de yacimiento idénticas, a saber, aquellas condiciones de yacimiento idénticas a las del **Ejemplo 1** anterior para cada uno de los métodos de la **Figura 1** y la **Figura 2**, excepto porque la tasa de inyección de aire fue en primer lugar doblada de 100.000 m³/d (50.000 m³/día para cada pozo de inyección 1, 1') para cada método de la **Figura 1** y la **Figura 2**, y en una nueva ejecución de la prueba n se cuadruplicó a 200.000 m³/d (100.000 m³/día para cada pozo de inyección) para cada método. La tasa de recuperación de petróleo acumulada con el tiempo se representa gráficamente para cada uno de los dos métodos, a las dos tasas de inyección de aire de 100m³/día y 200m³/día, como se muestra en la **Figura 6**.

Con respecto a los modelos utilizados para emular respectivamente los métodos de la **Figura 1** y la **Figura 2**, las dimensiones del yacimiento fueron idénticas, y aún más fueron idénticas a aquellas identificadas anteriormente en relación con la **Figura 1** usada en el Ejemplo 1.

En el método de la **Figura 2**, los segmentos de revestimiento de pozo "blanco" (es decir, no perforados) 30', segmentos blanco de 15 m de longitud fueron insertados en la posición 11 de la **Figura 2**. Para los veinte bloques de cuadrícula de longitud de 5 metros que representan la longitud combinada "W de 100 metros de pozos de producción horizontales 2, 2', 2" y 2''', las transmisibilidades de fluido específicas del pozo que se emplearon fueron:

1.000 ***Punta; 0997; 0994; 0991 o 0.000 (BLANCO); 0.988 o 0.000 (BLANCO); 0.985 o 0.000 (BLANCO); 0982; 0979; 0976; 0973; 0970; 0967; 0964; 0961 o 0.000 (BLANCO); 0.958 o 0.000 (BLANCO); 0.955 o 0.000 (BLANCO); 0952; 0952; 0949; 0946;. 0943 ** TALÓN. La longitud de las secciones blanco 30'

empleadas fue de 15 metros, centradas en la posición 11 directamente debajo del cruce de los pozos de inyección 1,1'.

Específicamente, con referencia a la **Figura 5**, la línea "1" muestra la recuperación acumulada de petróleo para el método de la **Figura 1**, utilizando una tasa de inyección de 100.000 m³/día. La línea '2' muestra la recuperación de petróleo acumulativa para el método de la **Figura 2**, de manera similar usando una tasa de inyección de 100.000 m³/día. Claramente, a 100.000 m³/d, no había ningún problema de oxígeno en el productor ya sea sin o con secciones blanco (líneas 1 y 2), aunque el uso del método de la **Figura 2** produjo un factor de recuperación de petróleo acumulado un poco mejor.

La línea '3' de la **Figura 6** muestra el método de la **Figura 1** usando inyección de aire de 200.000 m³/día, y la línea '4' muestra el método de la **Figura 2** a una tasa de inyección de aire similar de 200.000 m³/día.

En particular, como se puede en la línea punteada '3' (es decir, método de la **Figura 1** a una tasa de inyección de aire de 200 m³/d, el modelo no tiene secciones en blanco), la operación de dicho modelo (Línea 3) falló después de 30 días con alto avance de oxígeno en los pozos productores. En contraste, el modelo que representa el método de la **Figura 2** con secciones blanco (línea 4) operó de forma segura hasta el final y las tasas de producción eran sustancialmente mejores.

Después de 1 año, el factor de recuperación de petróleo fue del 40%, con secciones blanco para el método de la **Figura 2** e inyección de aire (es decir, la línea 4) de 200m³/day y sólo 26% (es decir, la línea 2, que muestra la **Figura 2** aunque con la mitad de la inyección de aire).

El **Ejemplo 2** demuestra los importantes beneficios de la inserción estratégica de articulaciones blanco (es decir, revestimientos de pozo no perforados 30', que no contiene aberturas) en los pozos de producción horizontales 2, 2', 2" y 2" del método "pozos cruzados" de la presente invención, que permite tasas más altas de inyección de aire, y por lo tanto una mayor recuperación de petróleo inicial.

El alcance de las reivindicaciones no debe limitarse a las realizaciones preferidas establecidas en los ejemplos anteriores, pero se debe darles la interpretación más amplia consistente con la descripción como un todo, y las reivindicaciones no han de limitarse a las realizaciones preferidas o ejemplificados de la invención.

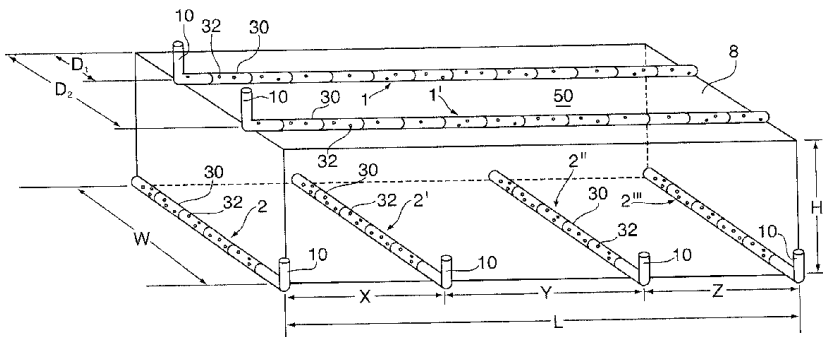
		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION PCT	
(21) No. de solicitud:			(51) Int Cl: E21B 43/16
(22) Fecha de solicitud:	30-05-14		(71) Solicitante(s): ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad PCT/CA2011/001310	(32) Fecha 25-11-11	(33) País CA
			(72) Inventor(es): AYASSE, Conrad.
			(74) Apoderado: ALICIA LLOREDA RICAURTE
(85) Fecha límite inicio fase nacional:	25-06-14		(87) Publicación internacional
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT			Fecha: 30-05-13
Fecha de presentación de la solicitud:	25-11-11		No. publicación: WO 2013/075208 A1
No. de solicitud:	PCT/CA2011/001310		
(54) Título:	“PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO USANDO POZOS HORIZONTALES CRUZADOS”		

Resumen - Reivindicación(es):

Resumen:

Un método que implica la producción simultánea de petróleo y gases de combustión que combina segregación de fases por gravedad y drenaje por gravedad para producir hidrocarburos a partir de una formación subterránea que contiene petróleo, que comprende inicialmente la inyección de un fluido tal como un solvente, vapor, o un gas oxidante a través de un par de pozos horizontales ubicados en la parte superior de la formación y la producción de petróleo a través de una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos situados en la parte inferior del yacimiento, en donde cada pozo horizontal inferior está perpendicularmente dispuesto para dichos pozos horizontales superiores. En una realización preferida, segmentos de revestimiento de pozo en pozos horizontales inferiores, en donde los segmentos de revestimiento de pozo están provistos de aberturas en ellos para permitir que el petróleo fluya al interior de dichos pozos horizontales inferiores, en los lugares en donde un pozo horizontal superior atraviesa un pozo horizontal inferior, no posee aberturas para de ese modo prevenir que el gas oxidante inyectado en dichos pozos horizontales superiores fluya directamente hacia dichos pozos horizontales inferiores en el punto en el que dichos pozos inferiores son atravesados por dichos pozos superiores.

Fig. 1



Sector: Ingeniería de petróleos.

Fig. 1

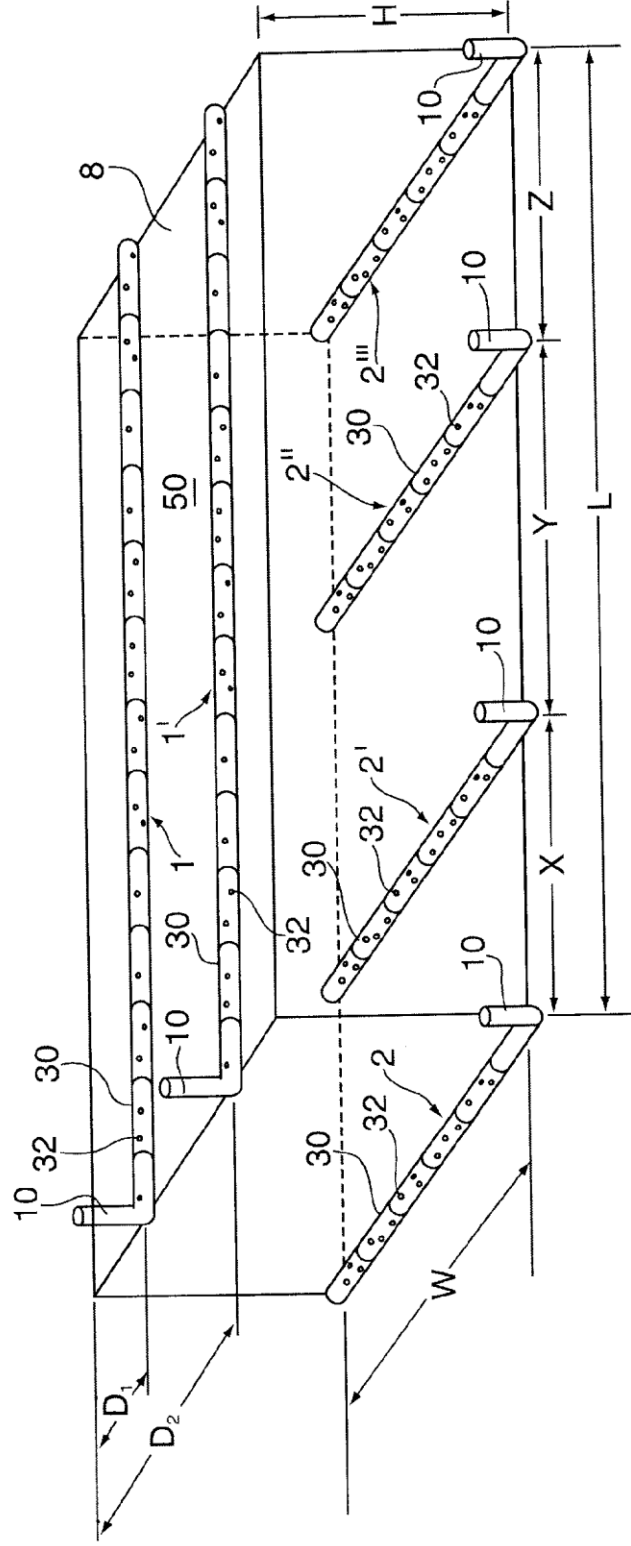


Fig. 2

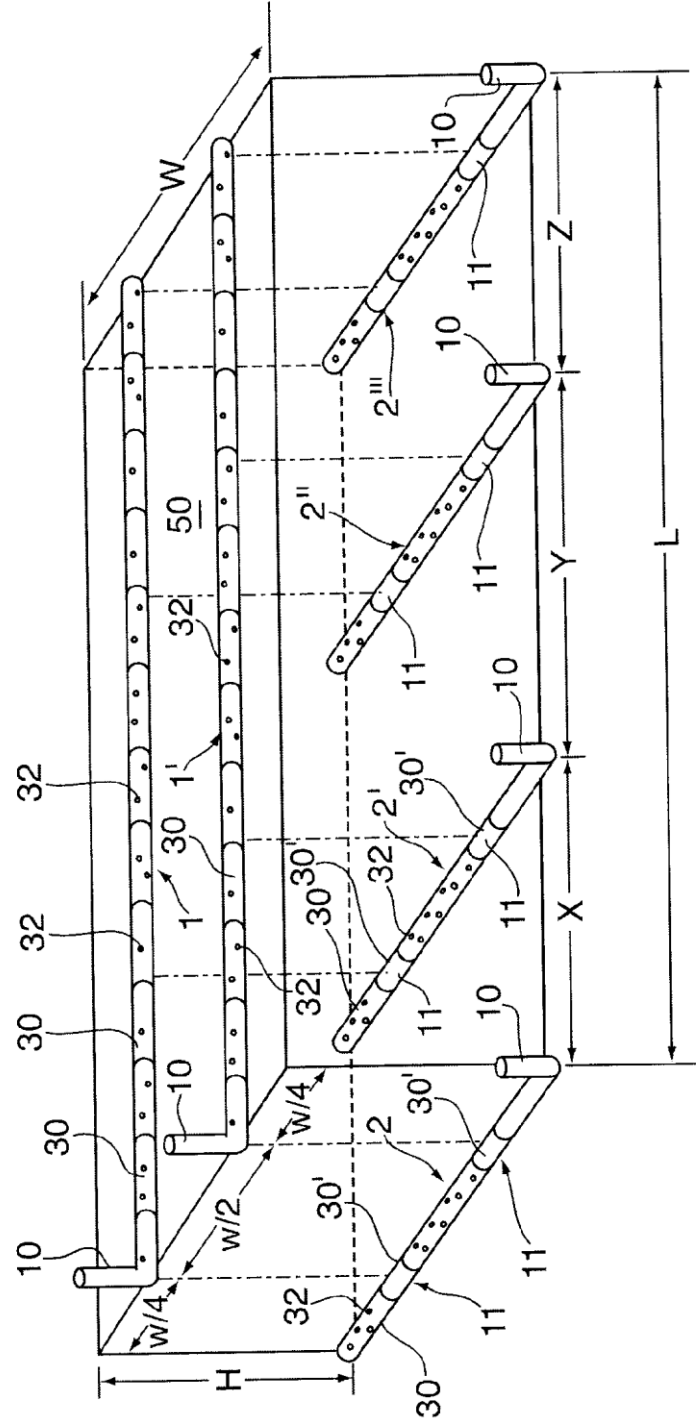


Fig. 3

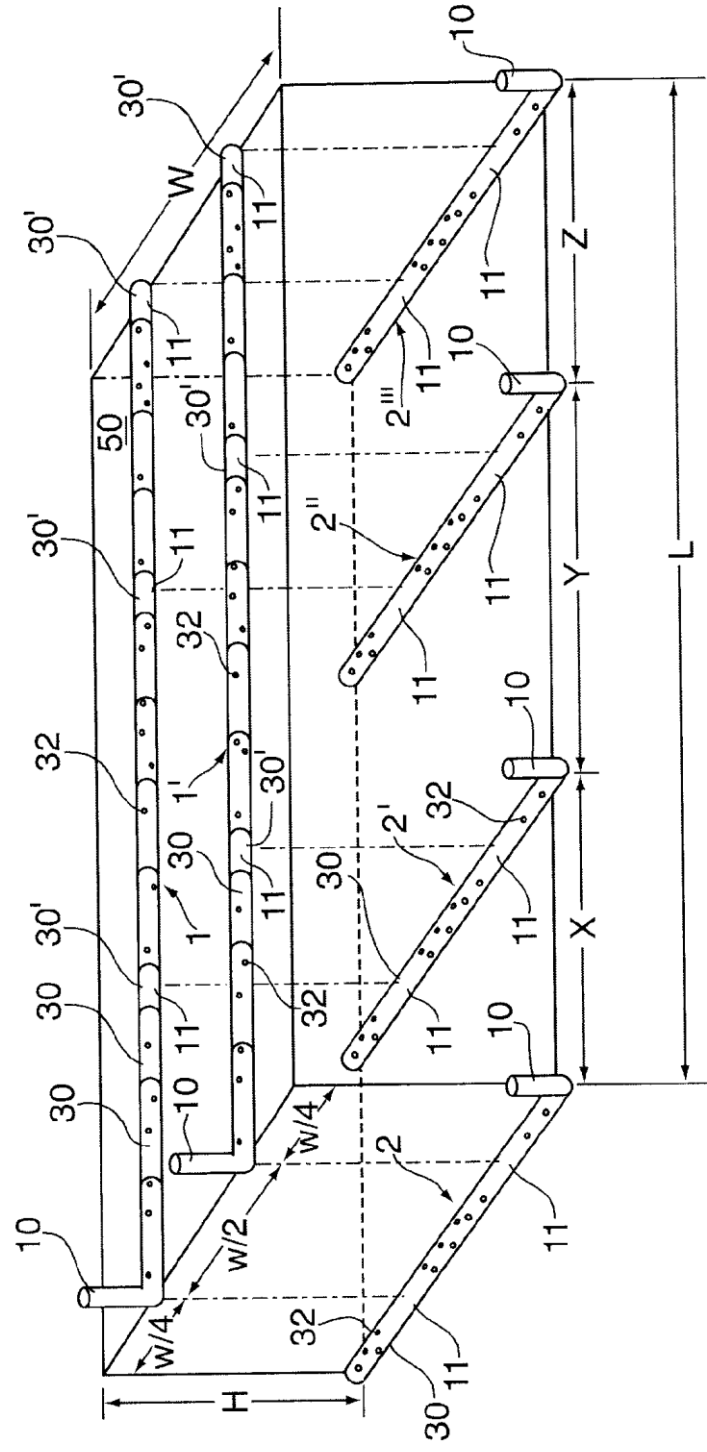


Fig. 4

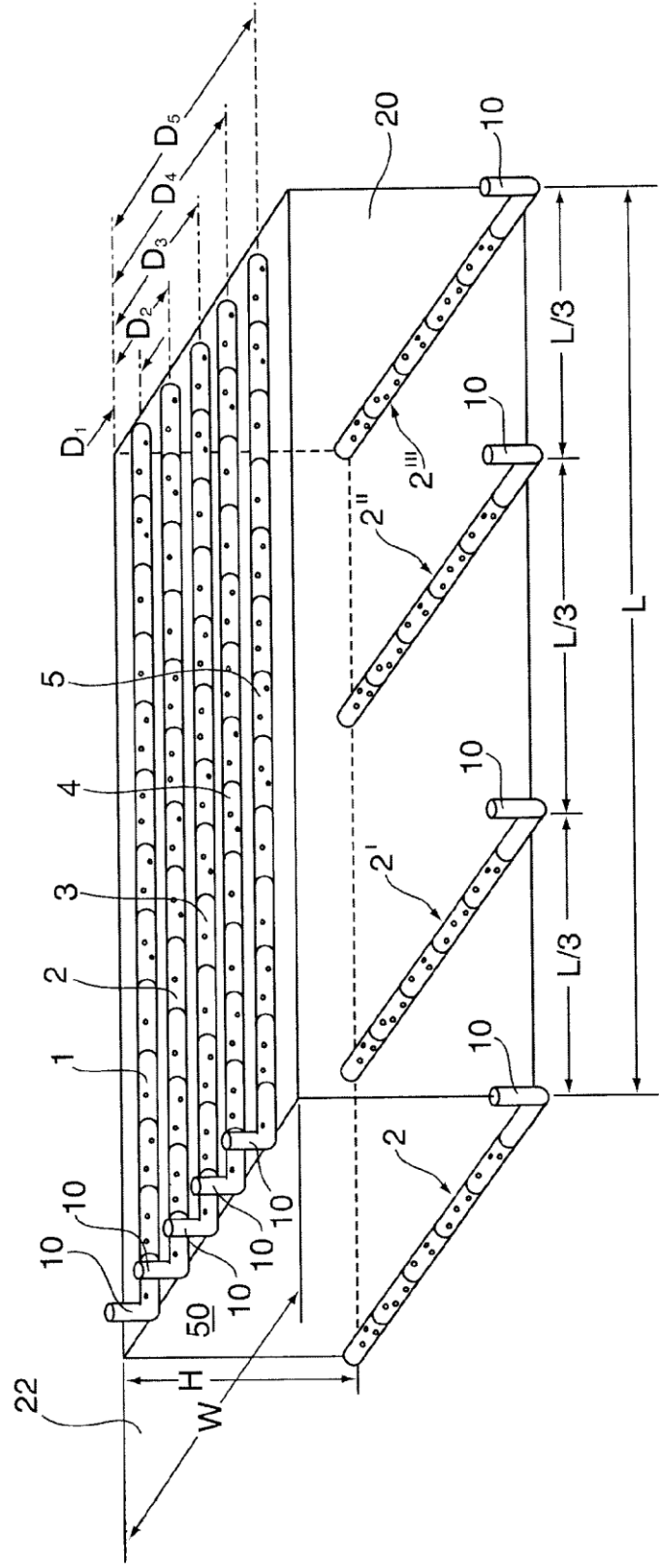


Fig. 5

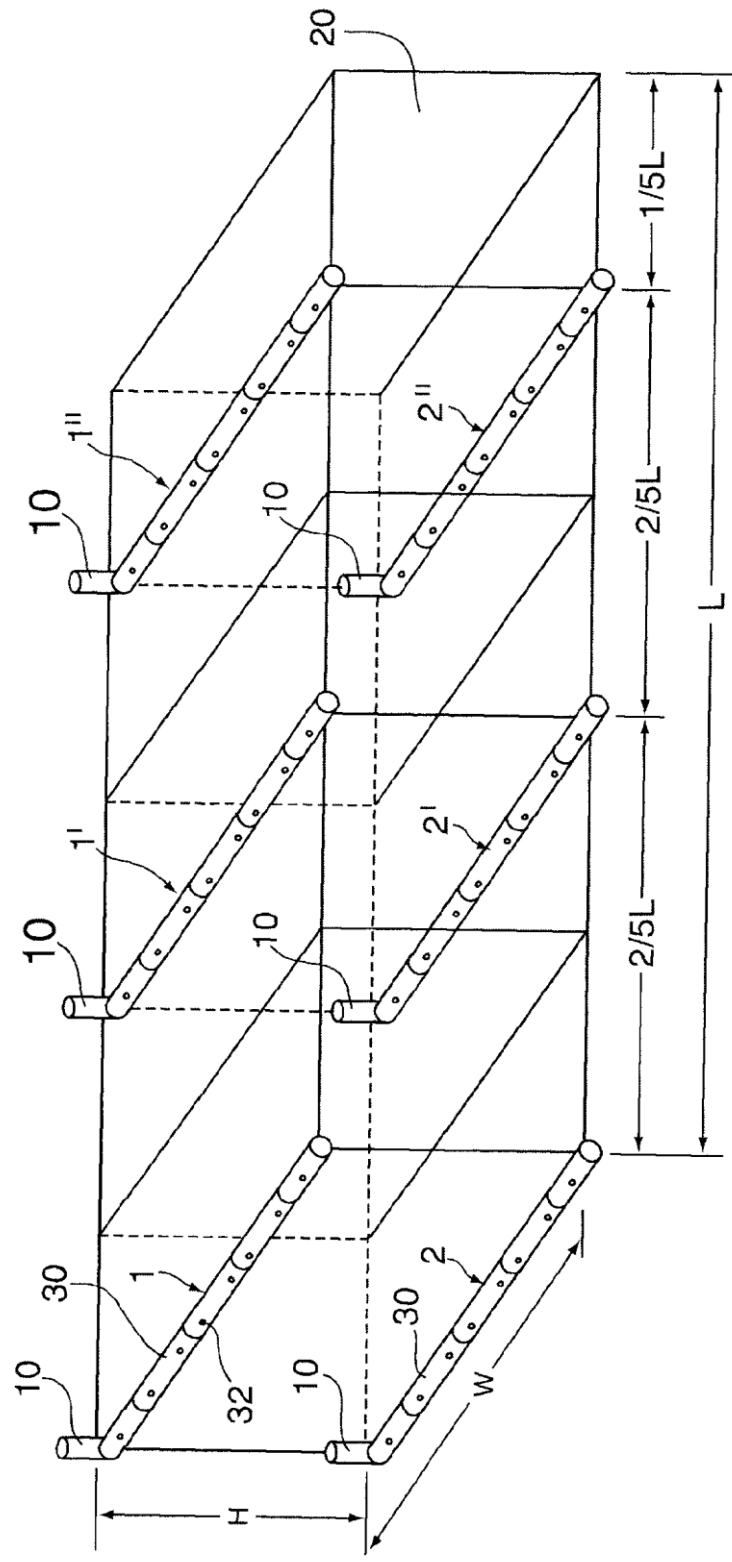
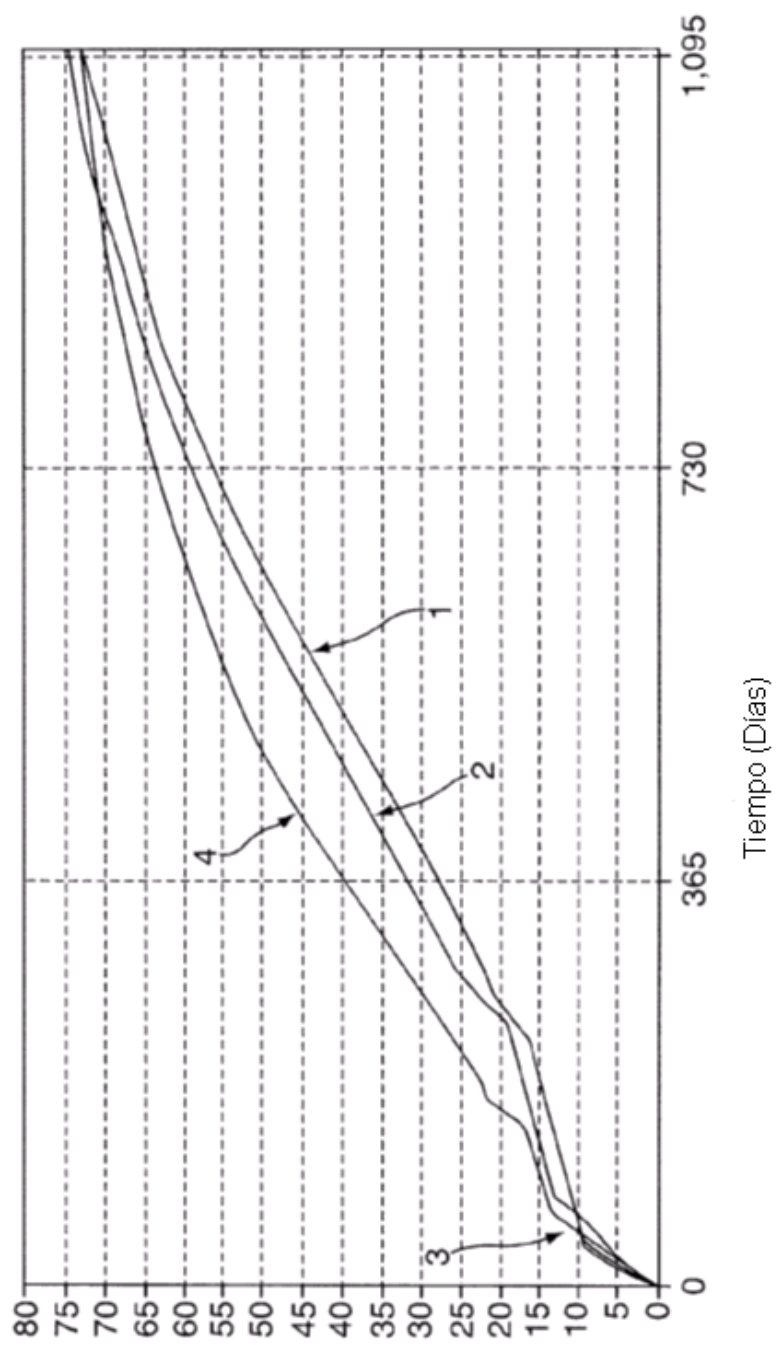


Fig. 6

Facturacion de Recuperacion de Petroleo (SCTR)



PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To: HORNE, D. DOAK c/o Gowling Lafleur & Henderson LLP Suite 1400 700-2nd Street S.W. CALGARY, Alberta Canada, T2P 4V5		PCT WRITTEN OPINION OF THE INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY (PCT Rule 43bis.1)																									
Applicant's or agent's file reference A8121642WO		FOR FURTHER ACTION See paragraph 2 below																									
International application No. PCT/CA2011/001310	International filing date (day/month/year) 25 November 2011 (25-11-2011)	Priority date (day/month/year)																									
International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC IPC: E21B 43/16 (2006.01) , E21B 43/10 (2006.01) , E21B 43/24 (2006.01) , E21B 43/243 (2006.01) , E21B 43/30 (2006.01)																											
Applicant ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL																											
1. This opinion contains indications relating to the following items : <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 15%;">☒</td> <td style="width: 25%;">Box No. I</td> <td>Basis of the opinion</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Box No. II</td> <td>Priority</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Box No. III</td> <td>Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Box No. IV</td> <td>Lack of unity of invention</td> </tr> <tr> <td>☒</td> <td>Box No. V</td> <td>Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Box No. VI</td> <td>Certain documents cited</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Box No. VII</td> <td>Certain defects in the international application</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>Box No. VIII</td> <td>Certain observations on the international application</td> </tr> </table> 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.				☒	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
☒	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																									
Name and mailing address of the ISA/CA Canadian Intellectual Property Office Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT 50 Victoria Street Gatineau, Quebec K1A 0C9 Facsimile No.: 001-819-953-2476	Date of completion of this opinion 23 July 2012 (23-07-2012)	Authorized officer Christian Opris (819) 934-4264																									

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/CA2011/001310

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 43*bis*.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 sequence listing filed or furnished:
 - a. (means)

☐ on paper
☐ in electronic form
 - b. (time)

☐ the international application as filed.
☐ together with the international application in electronic form
☐ 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 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 :

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	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 35%; vertical-align: top;">Novelty (N)</td> <td style="width: 45%; vertical-align: top;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">3-11, 13-20, 22-26</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>1, 2, 12, 21</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table> </td> <td style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">Inventive step (IS)</td> <td style="vertical-align: top;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">NONE</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>1-26</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table> </td> <td></td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">Industrial applicability (IA)</td> <td style="vertical-align: top;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">1-26</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>NONE</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table> </td> <td></td> </tr> </table>	Novelty (N)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">3-11, 13-20, 22-26</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>1, 2, 12, 21</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	3-11, 13-20, 22-26	YES	Claims	1, 2, 12, 21	NO		Inventive step (IS)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">NONE</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>1-26</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	NONE	YES	Claims	1-26	NO		Industrial applicability (IA)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">1-26</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>NONE</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-26	YES	Claims	NONE	NO	
Novelty (N)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">3-11, 13-20, 22-26</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>1, 2, 12, 21</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	3-11, 13-20, 22-26	YES	Claims	1, 2, 12, 21	NO																					
Claims	3-11, 13-20, 22-26	YES																										
Claims	1, 2, 12, 21	NO																										
Inventive step (IS)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">NONE</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>1-26</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	NONE	YES	Claims	1-26	NO																					
Claims	NONE	YES																										
Claims	1-26	NO																										
Industrial applicability (IA)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Claims</td> <td style="width: 60%;">1-26</td> <td style="width: 25%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td>Claims</td> <td>NONE</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-26	YES	Claims	NONE	NO																					
Claims	1-26	YES																										
Claims	NONE	NO																										
2. Citations and explanations :	D1: US 2011/0067858 A1 (DREHER, W. R. et al.) 24 March 2011 (24-03-2011) D2: RU 2434129 C1 (RAMAZANOV, R. G. et al.) 20 November 2011 (20-11-2011) D3: US 6412557 B1 (AYASSE, C. et al.) 2 July 2002 (02-07-2002) Novelty (N) The application is directed to a well pattern comprising at least one upper horizontal injection well and lower, parallel horizontal production wells, the lower wells being perpendicular to the upper wells. The advantages of such a pattern are stated to be less steam needed and a greater initial oil recovery factor. D1 discloses a configuration of injection and production wells comprising an injection well (106) which has a vertical portion and multiple wells at angles varying from 30o to 120o along an x-axis, perpendicular to a vertical y-axis and production wells located at the base of the reservoir (102, 104) with horizontal portions (103, 105) situated along a z-axis and another production well (100) with a horizontal portion (101) along an x-axis which is perpendicular to the z-axis in the same horizontal plane. Therefore, D1 discloses an upper injection well (106) with a horizontal portion (124), 2 lower production wells (102, 104) with horizontal portions (103, 105) which are perpendicular to the horizontal portion of the injection well. D1 also discloses in-situ combustion and cyclic steam stimulation. As D1 discloses all the features of claims 1, 2, 12 and 21, these claims lack novelty in view of D1, as per PCT Article 33(2). D2 discloses an upper injection well (fig. 2, (4)) with horizontal portions (5) which are perpendicular to horizontal portions (6, 8) of lower horizontal production wells. As D2 discloses all the features of claim 1, this claim lacks novelty in view of D2, as per PCT Article 33(2). D3 discloses a test cell for carrying out a simulation comprising an injection well with a vertical portion (7) and a horizontal portion (8) and a horizontal production well (9), lower in the formation and perpendicular to the horizontal portion (8) of the injection well. D3 further discloses injection of an oxidant gas. As D3 discloses all the features of claims 1, 2, 12 and 21, these claims lack novelty in view of D3, as per PCT Article 33(2). Claims 3-11, 13-20 and 22-26 are novel as per PCT Article 33(2), since no single document discloses the features defined therein. Inventive Step (IS) Claims 1, 2, 12 and 21 lack inventive step as per PCT Article 33(3), in view of D1 or D3, since claims 1, 2, 12 and 21 do not define any features beyond the teachings of D1 or D3. Claim 1 lacks inventive step as per PCT Article 33(3), in view of D2, since claim 1 does not define any features beyond the teachings of D2. D2 discloses all the features of independent claims 2 and 21, except for the injection of an oxidant gas; D2 discloses the injection of a "heat carrier" instead. However, it would be obvious for a person skilled in the art to use the well set-up disclosed in D2 for in-situ combustion as defined in claims 2 and 21 as well as for the injection of a heat carrier, mentioned in D2. Claims 2 and 21 lack inventive step as per PCT Article 33(3), in view of D2 and the common knowledge of a person skilled in the art. [See Supplemental Box for continuation]																											

Supplemental Box

In case **the space in any of the preceding boxes is not sufficient.**

Continuation of: Box V

Dependent claims 3-11, 13-20 and 22-26 define design choices which would be obvious to a person skilled in the art. Claims 3-6 and 22-26 define design choices as to aperture locations, claims 7 and 8 define injection rates, claims 9-11 define distances between wells and claims 13-20 define injection fluid content. Claims 3-11, 13-20 and 22-26 lack inventive step as per PCT Article 33(3), in view of D1 or D2 or D3 and the common knowledge of a person skilled in the art.

Industrial Applicability (IA)

Claims 1-26 define subject matter that has industrial applicability as per PCT Article 33(4)

ANEXO

El documento que acredita la calidad de REPRESENTANTES LEGALES en Bogotá de los doctores **ALICIA LLORED**A 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 está 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 LLORED A RICAURTE

T.P. No. 53.215

TRADUCCION OFICIAL No. 2010-03-10-1108
DE UN DOCUMENTO ESCRITO EN INGLES

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

Certificación Notarial (Sociedad), documento escrito en inglés y en español.

Consularización No. 067 del documento ante la Embajada de Colombia en
Ottawa, Canadá.

El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado
debidamente la firma anterior de: (ilegible)

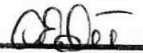
Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:

(firma: ilegible) / Valerie Tailleux

Ottawa Canadá

Legalización 2010 MAR – 9 A 1:40 011294 ante el Ministerio de Relaciones
Exteriores.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA


ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

CERTIFICADO NOTARIAL

CANADA) A TODOS AQUELLOS A QUIENES LOS
PROVINCIA DE ALBERTA) PRESENTES LLEGAREN, SEAN VISTOS
A SABER:) O CONOCIDOS

Yo, D. Doak Horne, un Notario Público en y para la Provincia de Alberta, por Autoridad Real, debidamente nombrado, residente en la Ciudad de Calgary, en dicha Provincia,

CERTIFICO Y TESTIFICO que el documento adjunto, a saber una Copia Certificada de un Certificado de Constitución de Archon Technologies Ltd. es una reproducción exacta de los documentos contenidos dentro de los registros oficiales del Registro Corporativo en Alberta.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he suscrito mi nombre y colocado mi Sello de Oficina Notarial en Calgary este día 12 de febrero de 2010.

(firma: ilegible)

D. Doak Horne

Un Notario Público en y para la Provincia
de Alberta

Consularización No. 069 del documento ante el Consulado General de Colombia en Ottawa, Canadá.

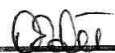
El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado debidamente la firma anterior de: (ilegible)

Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:

(firma: ilegible) / Valerie Tailleux
Ottawa Canadá

Legalización 2010 MAR - 9 A 1:40 011295 ante el Ministerio de Relaciones Exteriores.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA


ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

{JLLCCO: 213976.DOC v.1}2

Copia Certificada

NUMERO DE ACCESO CORPORATIVO: 2010572762

Alberta

LEY DE SOCIEDADES DE NEGOCIOS

CERTIFICADO
DE
CONSTITUCION

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.

FUE CONSTITUIDA EN ALBERTA EL 2003/07/16

REGISTRADOR DE
SOCIEDADES

CERTIFICADO NOTARIAL

CANADA) A TODOS AQUELLOS A QUIENES LOS
PROVINCIA DE ALBERTA) PRESENTES LLEGAREN, SEAN VISTOS
A SABER:) O CONOCIDOS

Yo, D. Doak Horne, un Notario Público en y para la Provincia de Alberta, por Autoridad Real, debidamente nombrado, residente en la Ciudad de Calgary, en dicha Provincia,

CERTIFICO Y TESTIFICO que el documento adjunto, a saber un Certificado de Estado de Archon Technologies Ltd. es una reproducción exacta de los documentos contenidos dentro de los registros oficiales del Registro Corporativo en Alberta.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he suscrito mi nombre y colocado mi Sello de Oficina Notarial en Calgary este día 12 de febrero de 2010.

(firma: ilegible)

D. Doak Horne

Un Notario Público en y para la Provincia
de Alberta

Consularización No. 068 del documento ante la Embajada de Colombia en Ottawa, Canadá.

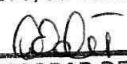
El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado debidamente la firma anterior de: (ilegible)

Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:

(firma: ilegible) / Valerie Tailleir
Ottawa Canadá

Legalización 2010 MAR – 9 A 1:44 011298 ante el Ministerio de Relaciones Exteriores.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA


ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

Alberta

Numero de Acceso Corporativo

2010572762

CERTIFICADO DE ESTADO

Formato 32

CERTIFICO QUE DE CONFORMIDAD CON LOS REGISTROS OFICIALES DEL
REGISTRO CORPORATIVO

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.

CONSTITUIDA EN ALBERTA EL 2003/07/16

ES DESDE ESTA FECHA UNA SOCIEDAD VALIDA Y SUBSISTENTE.

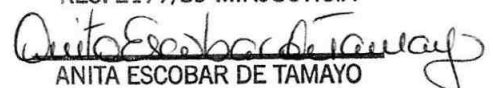
DADO BAJO MI SELLO DE OFICINA EN LA PROVINCIA DE ALBERTA.

FECHADO: 2010/02/12

REGISTRADOR DE
SOCIEDADES

Traducido según mi mejor saber y entender, este día 10 de marzo de 2010,
en la ciudad de Bogotá, D.C., por Anita Escobar de Tamayo, Traductora Oficial,
Res. 2177 del 15 de agosto de 1989, Ministerio de Justicia, República de
Colombia.

TRADUCTORA OFICIAL
RES. 2177/89 MINJUSTICIA


ANITA ESCOBAR DE TAMAYO

Los abajo firmados, Archon Technologies Ltd.

The undersigned, Archon Technologies Ltd.

con domicilio en 1900, 111 - 5th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 3Y6
Canadá

domiciled at 1900, 111 - 5th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 3Y6
CANADA

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 creyeren 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.

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.

Dado y firmado

Given and signed this 11 day of February, 2010

Archon Technologies Ltd.

Per:


John Wright, Vice President

NOTARY SHOULD EXECUTE OTHER SIDE

CERTIFICADO NOTARIAL (SOCIEDAD)

Canadá
La provincia de Alberta {ss
Condado de Canadá
Hoy ____ de Febrero de 2010, compareció John Wright, a quien conozco y de quien me consta que firmó el anterior documento, y quien debidamente juramentado declaró y dijo que él es Vice presidente de Archon Technologies Ltd. la compañía nombrada en el documento que antecede, una sociedad debidamente organizada y existente conforme a las leyes del Estado de La provincia de Alberta, Canadá, domiciliada en la ciudad Calgary de La provincia de Alberta, Condado de Canadá, legalmente constituida para un período de duración que aún no ha terminado, que ejerce su objeto social; conforme a las leyes del La provincia de Alberta, Canadá; que el declarante está autorizado por dicha Compañía para conferir este poder; que el sello estampado por él al pie de tal poder, en nombre y en representación de la expresada Compañía, es el sello oficial de ella; y que el objeto para el cual se confiere este instrumento está comprendido dentro del de la sociedad.

El suscrito Notario ha visto los La resolución de la Tabla en, Estado en la ciudad Calgary de La provincia de Alberta, Canada, con fecha el 16 de julio de 2003, y certifica que de conformidad con la legislación de dicho Estado la anterior declaración juramentada es prueba suficiente de que los hechos sobre que ella versa son ciertos o verdaderos, de lo cual da fe.

Notary Public (Notario Público).

NOTARIAL CERTIFICATE (CORPORATION)

CANADA
Province of Alberta {ss
County of Canada
On this 11th day of February, 2010, John Wright personally came to me known, and 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 Vice President of Archon Technologies Ltd., the company named within, a Corporation organized and existing under the laws of the Province of Alberta, Canada, domiciled at the City of Calgary, Province of Alberta, County of Canada, legally constituted for a period of tenure not yet expired, which exercises its corporate purposes according to the laws of the Province of Alberta, Canada; 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 Resolution of the Board of said Corporation executed at Calgary, Province of Alberta, Canada, under date of July 16, 2003, and hereby certifies that under the laws of said Province the foregoing acknowledgment is sufficient proof that the facts therein contained are true, which she attests.

Andrea Hatzimikolas
Andrea Hatzimikolas
Notary Public in and for the Province of Alberta



[illegible]

2010 MAR 19 AM 1:40

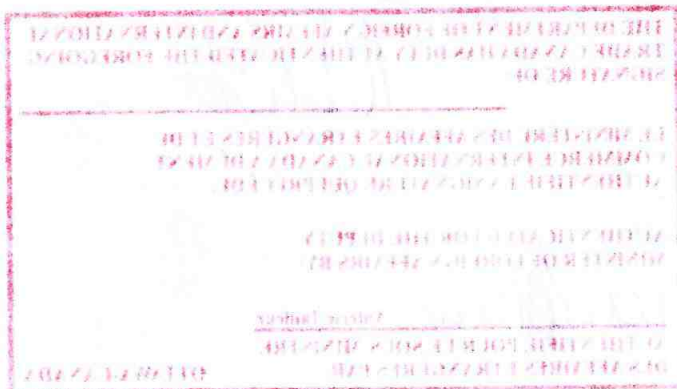
SECRET

[illegible]

011294

kloutco Baitan

CUYA FIRMA APARECE EN EL DOCUMENTO DESEMPEÑA AS FUNCIONES INDICADAS



NOTARIAL CERTIFICATE

CANADA)

PROVINCE OF ALBERTA)

TO WIT:)

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS

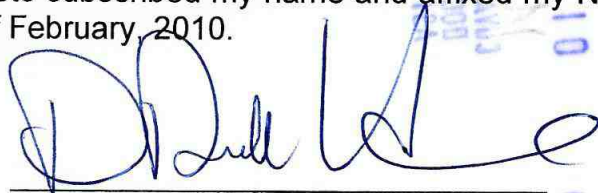
MAY COME, BE SEEN OR KNOWN

I, **D. Doak Horne**

a Notary Public in and for the Province of Alberta, by Royal Authority duly appointed, residing at the City of Calgary, in said Province,

DO CERTIFY AND ATTEST that the attached document, namely a Certified Copy of a Certificate of Incorporation of Archon Technologies Ltd. is an accurate reproduction of the documents contained within the official records of the Corporate Registry in Alberta.

IN TESTIMONY WHEREOF I have hereto subscribed my name and affixed my Notarial Seal of Office at Calgary this 12th day of February, 2010.



D. Doak Horne

A Notary Public in and for the Province
Of Alberta

EMBAJADA DE COLOMBIA
Oficina de Asuntos Consulares

No. 069 Ottawa, Canadá, a 17 de FEBRERO de 2010

Visto en este Consulado para autenticar la firma de
VALERIE TAILLEUR,

quien en la Fecha ejercía las funciones de
OFICIAL DE AUTENTICACIONES M.R.E DE CANADA

USD38.00



MONICA BELTRAN ESPITIA

Primer Secretario Funciones Consulares

THE DEPARTMENT OF FOREIGN AFFAIRS AND INTERNATIONAL
TRADE CANADA HAS DULY AUTHENTICATED THE FOREGOING
SIGNATURE OF: 

LE MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES ET DU
COMMERCE INTERNATIONAL CANADA A DULY
AUTHENTIFIÉ LA SIGNATURE QUI PRÉCÈDE

AUTHENTICATED FOR THE DEPUTY
MINISTER OF FOREIGN AFFAIRS BY:



/Valerie Tailleu
AUTHENTIFIÉ POUR LE SOUS-MINISTRE
DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES PAR:



[illegible]

200 MAR - 9 AM 11:40

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12

011295

Mouico Bertini
CUIA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPENA
AS FUNCIONES INDICADAS

[illegible]

Certified Copy
CORPORATE ACCESS NUMBER: 2010572762



BUSINESS CORPORATIONS ACT

**CERTIFICATE
OF
INCORPORATION**

**ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
WAS INCORPORATED IN ALBERTA ON 2003/07/16.**



NOTARIAL CERTIFICATE

CANADA)
)
PROVINCE OF ALBERTA)
)
TO WIT:)
)

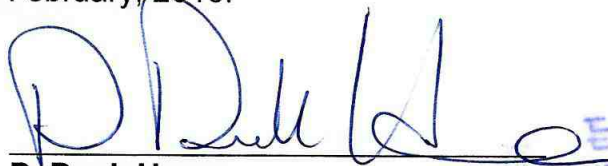
TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS
MAY COME, BE SEEN OR KNOWN

I, **D. Doak Horne**

a Notary Public in and for the Province of Alberta, by Royal Authority duly appointed, residing at the City of Calgary, in said Province,

DO CERTIFY AND ATTEST that the attached document, namely a Certificate of Status of Archon Technologies Ltd. is an accurate reproduction of the documents contained within the official records of the Corporate Registry in Alberta.

IN TESTIMONY WHEREOF I have hereto subscribed my name and affixed my Notarial Seal of Office at Calgary this 12th day of February, 2010.



D. Doak Horne
A Notary Public in and for the Province
Of Alberta

EMBAJADA DE COLOMBIA
Oficina de Asuntos Consulares
No. 068 Ottawa, Canadá, a 17 de FEBRERO de 2010
Visto en este Consulado para autenticar la firma de
VALERIE TAILLEUR,
quien en la Fecha ejercía las funciones de
OFICIAL DE AUTENTICACIONES M.R.E DE CANADA

USD30,00


MONICA BELTRAN ESPITIA
Primer Secretario Funciones Consulares





Corporate Access Number

2010572762

CERTIFICATE OF STATUS

Form 32

I CERTIFY THAT ACCORDING TO THE OFFICIAL RECORDS OF THE CORPORATE
REGISTRY

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
INCORPORATED IN ALBERTA ON 2003/07/16
IS AS OF THIS DATE A VALID AND SUBSISTING CORPORATION.

GIVEN UNDER MY SEAL OF OFFICE IN THE PROVINCE OF ALBERTA.

DATED: 2010/02/12



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

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(10) International Publication Number
WO 2013/075208 A1

(43) International Publication Date
30 May 2013 (30.05.2013)

(51) International Patent Classification:

E21B 43/16 (2006.01) *E21B 43/24* (2006.01)
E21B 43/10 (2006.01) *E21B 43/243* (2006.01)

(21) International Application Number:

PCT/CA2011/001310

(22) International Filing Date:

25 November 2011 (25.11.2011)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(71) Applicant (for all designated States except US): **ARCH-ON TECHNOLOGIES LTD.** [CA/CA]; 1900, 111 - 5th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3Y6 (CA).

(72) Inventor; and

(75) Inventor/Applicant (for US only): **AYASSE, Conrad** [CA/CA]; 3931 Point McKay Road N.W., Calgary, Alberta T3B 4V7 (CA).

(74) Agent: **HOME, Doak D.**; Gowling Lafleur Henderson LLP, 700 2nd Street, S.W., Suite 1400, Scotia Centre, Calgary, Alberta T2P 4V5 (CA).

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

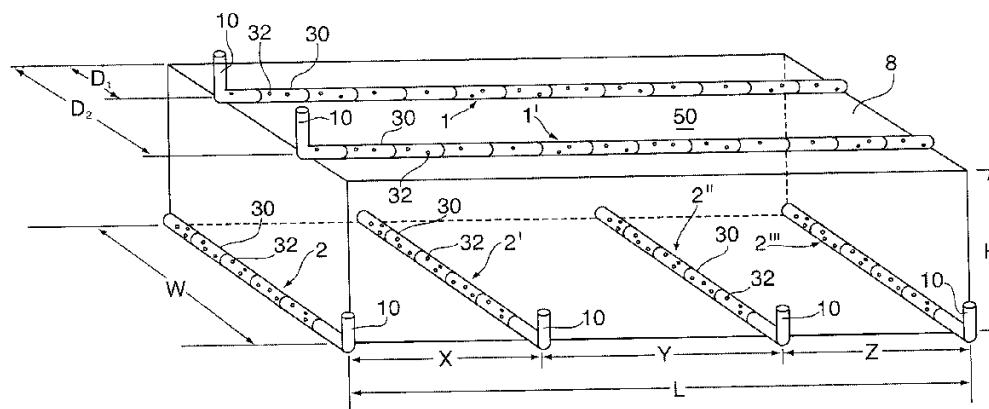
(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— with international search report (Art. 21(3))

(54) Title: OIL RECOVERY PROCESS USING CROSSED HORIZONTAL WELLS

Fig. 1



(57) Abstract: An method entailing the simultaneous production of oil and combustion gases that combines gravity phase segregation and gravity drainage to produce hydrocarbons from a subterranean oil-bearing formation, comprising initially injecting a fluid such as a solvent, steam, or an oxidizing gas through a pair of horizontal wells placed high in the formation and producing oil through a plurality of parallel lower horizontal wells situated low in the reservoir, each lower horizontal well perpendicularly disposed to said upper horizontal wells. In a preferred embodiment well liner segments in lower horizontal wells, which well liner segments are provided with apertures therein to allow oil to flow into said lower horizontal wells, at locations where an upper horizontal well traverses a lower horizontal well, possess no apertures to thereby prevent oxidizing gas injected in said upper horizontal wells from flowing directly into said lower horizontal wells at such point at which said lower wells are traversed by said upper wells.

WO 2013/075208 A1

REIVINDICACIONES

1. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar por lo menos un pozo de inyección horizontal superior dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos;

(ii) perforar, relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos productores horizontales inferiores paralelos ubicados en la parte inferior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dicho pozo horizontal superior y ubicados sustancialmente paralelos el uno al otro pero perpendicular a dicho pozo superior;

(iii) inyectar un fluido en cada uno de dichos pozos horizontales superiores e inyectar dicho fluido en dicho yacimiento a través de aberturas en dicho pozos horizontal superior;

(v) recuperar el petróleo que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, mediante dichos pozos horizontales inferiores; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dichos pozos horizontales inferiores hacia la superficie.

2. Un método de combustión in situ para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende los pasos de:

(i) perforar por lo menos un pozo horizontal superior dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos;

(ii) perforar, relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos, ubicados abajo en dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicados de manera sustancialmente paralela entre ellos pero perpendicular a dichos pozos superiores;

(iii) inyectar un gas oxidante en dicho pozo horizontal superior e inyectar dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de aberturas en dicho pozo horizontal superior;

(iv) someter a combustión una porción de petróleo dentro de dicha formación que entra en contacto con dicho gas oxidante y ocasiona el calentamiento de dicho petróleo que no ha sido sujeto a combustión, en dicha formación.

(v) recuperar dicho petróleo que no ha sido sujeto a combustión pero ha sido calentado y ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, mediante los pozos horizontales inferiores; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dichos pozos horizontales inferiores a la superficie.

3. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1 ó 2, que comprende antes del paso (v), las etapas adicionales de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dichos pozos horizontales inferiores, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten el ingreso de petróleo en dichos pozos horizontales inferiores y en donde dichos medios de revestimiento de pozo, en las posiciones en cada uno de dichos pozos horizontales inferiores directamente por debajo de los

puntos de cruce en donde dicho pozo horizontal superior atraviesa y pasa por encima de dichos pozos de producción inferiores, no tiene ninguna abertura allí que sea cercana a dichos puntos de cruce.

4. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en las reivindicaciones 1, 2, ó 3, que comprende antes del paso (v), las etapas adicionales de:

(a) introducir y ubicar medios de revestimiento de pozo dentro de dicho pozo horizontal superior, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten la salida de un fluido a través de éstas y hacia dicha formación y en donde dichos medios de revestimiento de pozo, en las posiciones en dicho pozo horizontal superior directamente por encima de los puntos de cruce en donde dicho pozo horizontal superior atraviesa y pasa por encima de uno o más de dichos pozos de horizontales inferiores, no tiene ninguna abertura allí que sea cercana a dichos puntos de cruce.

5. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1 ó 2, que comprende antes del paso (v), las etapas adicionales de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dichos pozos horizontales inferiores, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten el ingreso de petróleo en dichos pozos horizontales inferiores;

(b) insertar en o sobre dichos medios de revestimiento de pozo un miembro cilíndrico hueco de una longitud finita que no tiene aberturas en una circunferencia del mismo, en las ubicaciones en o sobre cada uno de dichos pozos horizontales inferiores que se encuentran directamente por debajo de los puntos de cruce en donde dicho pozo horizontal superior atraviesa y pasa por encima de dichos pozos de producción inferiores, para bloquear de esta manera dichas

aberturas en dichas ubicaciones y de esta manera bloquear una ruta de desplazamiento directa con el fluido inyectado desde el pozo de inyección superior directamente hacia abajo en el pozo de producción inferior en dicho(s) punto(s) de cruce.

6. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1 ó 2, que comprende antes del paso (v), las etapas adicionales de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dicho pozo horizontal superior, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten la salida de fluido desde dicho pozo horizontal superior hacia dicha formación;

(b) insertar dentro de o sobre dichos medios de revestimiento de pozo un miembro cilíndrico hueco de una longitud finita que no tiene aberturas en una circunferencia del mismo, en las ubicaciones en dicho pozo horizontal superior que se encuentran directamente por encima de los puntos de cruce en donde dicho pozo horizontal superior atraviesa y pasa por encima de dichos pozos de producción inferiores, para bloquear de esta manera dichas aberturas en dichas ubicaciones y de esta manera bloquear una ruta de desplazamiento directa con el fluido inyectado desde el pozo de inyección superior directamente hacia abajo en el pozo de producción inferior en dichos puntos de cruce.

7. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 3, en donde dicha velocidad de inyección de gas oxidante es aproximadamente igual a o mayor que 200.000 m³/día.

8. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación

3, en donde dicha velocidad de inyección de gas oxidante es aproximadamente igual a o mayor que 200.000 m³/día.

9. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 3 ó 4 en donde dichos pozos horizontales superiores y dichos pozos horizontales inferiores están separados por una distancia menor o igual a 20m.

10. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 4, en donde dichos pozos horizontales superiores y dichos pozos horizontales inferiores están separados por una distancia menor o igual a 20 m.

11. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1 ó 2, en donde dicho yacimiento tiene un ancho "W" y un número de pozos inyector horizontales superiores "n" espaciados a lo largo de dicho ancho "W", en donde cada uno de dichos pozos inyector horizontales superiores está espaciado lateralmente una distancia "D" a lo largo de dicho ancho desde un lado vertical de un área rectangular de dicho yacimiento que contiene dichos pozos inyector horizontales superiores y pozos horizontales de producción inferiores, en donde cada uno de dichos pozos de inyección superior es designado con un número de pozo sucesivo "wn" que aumenta desde dicho lado vertical, en donde dicha distancia "D" de cada pozo de inyección superior numerado de manera progresiva wn desde dicho lado vertical está determinada por la fórmula $D=W*[2*wn-1]/2n$, y el espaciamiento de dichos pozos de inyección dentro de dicho yacimiento de acuerdo con dicha fórmula.

12. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 2, en donde los gases de combustión calientes son conducidos y recuperados en la superficie a partir de dichos pozos horizontales inferiores junto con dicho petróleo.

13. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho fluido contiene vapor o un gas no oxidante.

14. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 2, en donde dicho gas oxidante contiene vapor, un gas no oxidante o dióxido de carbono.

15. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho fluido es dióxido de carbono gaseoso.

16. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho fluido contiene un gas solvente para reducir la viscosidad del petróleo dentro de dicho yacimiento.

17. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho fluido contiene además un gas solvente para reducir la viscosidad del petróleo dentro de dicho yacimiento, y dicho gas solvente es dióxido de carbono o un hidrocarburo liviano.

18. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 2, en donde dicho gas oxidante contiene además un gas solvente para reducir la viscosidad del petróleo dentro de dicho yacimiento.

19. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 18, en donde dicho gas solvente es dióxido de carbono o un hidrocarburo liviano.

20. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos tal como se reivindica en la reivindicación 2, en donde dicho gas oxidante comprende aire u oxígeno gaseoso.

21. Un método de combustión in situ para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos, que comprende las etapas de:

(i) perforar por lo menos un par de pozos horizontales superiores paralelos, separados entre sí dentro de una región superior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos, estando cada uno sustancialmente dentro de un plano horizontal en el mismo;

(ii) perforar relativamente abajo en dicho yacimiento, una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos ubicados en la parte inferior de dicho yacimiento que contiene hidrocarburos por debajo de dichos pozos horizontales superiores y ubicados sustancialmente paralelos el uno al otro pero perpendicular a dichos pozos superiores;

(iii) ubicar un medio de revestimiento de pozo dentro de cada uno de dichos pozos horizontales inferiores y/o dichos pozos de inyección superiores, en donde dicho medio de revestimiento de pozo tiene aberturas en éste;

(iv) inyectar un gas oxidante en cada uno de dichos pozos horizontales superiores e inyectar dicho gas oxidante en dicho yacimiento a través de aberturas en cada uno de dicho par de pozos horizontales superiores;

(v) someter a combustión el petróleo en dicha formación que entra en contacto con dicho gas oxidante y hace que el petróleo en dicha formación que no ha sido sometido a combustión pueda calentarse;

(vi) recuperar el petróleo no sometido a combustión que se ha calentado y que ha migrado hacia abajo en dicho yacimiento subterráneo, mediante dichos pozos horizontales inferiores; y

(vi) recuperar dicho petróleo a partir de dichos pozos horizontales inferiores hacia a la superficie.

22. Un método de combustión in situ para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 21, en donde dichos medios de revestimiento de pozo en ubicaciones dentro de dichos pozos horizontales en puntos en los que un respectivo pozo superior atraviesa perpendicularmente un respectivo pozo inferior, siendo impermeable como para evitar que el gas oxidante inyectado en dichos pozos horizontales superiores fluya directamente hacia abajo en dichos pozos horizontales inferiores en un punto en el que dichos pozos inferiores son atravesados por dichos pozos superiores.

23. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 21, en donde dicho paso (iii) comprende las etapas adicionales de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dichos pozos horizontales inferiores, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten el ingreso de petróleo dentro de dichos pozos horizontales inferiores, en donde dichos medios de revestimiento de pozo, en posiciones en cada uno de dichos pozos horizontales inferiores directamente por debajo de puntos de cruce en donde dicho pozo horizontal superior atraviesa y

pasa sobre dichos pozos de producción inferiores, sin tener ninguna abertura allí próxima a dichos puntos de cruce.

24. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 21, en donde dicho paso (iii) comprende las etapas adicionales de:

(a) introducir y ubicar medios de revestimiento de pozo dentro de dicho pozo horizontal superior, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten la salida de un fluido a través de éstos y hacia dicha formación y en donde dichos medios de revestimiento de pozo, en posiciones en dicho pozo horizontal superior directamente por encima de los puntos de cruce en donde dicho pozo horizontal superior atraviesa y pasa por encima de uno o más de dichos pozos de horizontales inferiores, no tiene ninguna abertura allí que sea cercana a dichos puntos de cruce.

25. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 21, en donde dicho paso (iii) comprende las etapas adicionales de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dichos pozos horizontales inferiores, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten el ingreso de petróleo en dichos pozos horizontales inferiores;

(b) insertar en o sobre dichos medios de revestimiento de pozo un miembro cilíndrico hueco de una longitud finita que no tiene aberturas en una circunferencia del mismo, en las ubicaciones en o sobre cada uno de dichos pozos horizontales inferiores que se encuentran directamente por debajo de los puntos de cruce en donde dichos pozos horizontales superiores atraviesan y pasan por encima de dichos pozos de producción inferiores, para bloquear de esta manera dichas aberturas en dichas ubicaciones y de esta manera bloquear una ruta de

desplazamiento directa con el fluido inyectado desde el pozo de inyección superior directamente hacia abajo en el pozo de producción inferior en dicho(s) punto(s) de cruce.

26. Un método para la recuperación de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 21, en donde dicho paso (iii) comprende las etapas adicionales de:

(a) introducir medios de revestimiento de pozo dentro de dicho pozo horizontal superior, en donde dichos medios de revestimiento de pozo tienen aberturas en ellos que permiten la salida de fluido desde dicho pozo horizontal superior en dicha formación;

(b) insertar en o sobre dichos medios de revestimiento de pozo un miembro cilíndrico hueco de una longitud finita que no tiene aberturas en una circunferencia del mismo, en las ubicaciones en o sobre dichos pozos horizontales superiores que se encuentran directamente por encima de los puntos de cruce en donde dichos pozos horizontales superiores atraviesan y pasan por encima de dichos pozos de producción inferiores, para bloquear de esta manera dichas aberturas en dichas ubicaciones y de esta manera bloquear una ruta de desplazamiento directa con el fluido inyectado desde los pozos de inyección superiores directamente hacia abajo en el pozo de producción inferior en dicho(s) punto(s) de cruce.

PATENT COOPERATION TREATY
PCT
INTERNATIONAL SEARCH REPORT
(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference A8121642WO	FOR FURTHER ACTION see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below	
International application No. PCT/CA2011/001310	International filing date <i>(day/month/year)</i> 25 November 2011 (25-11-2011)	(Earliest) Priority date <i>(day/month/year)</i>
Applicant ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL		

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. ☐ This international search report has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43.6bis(a)).

c. ☐ 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, 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. 1

☒ 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/CA2011/001310

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC: **E21B 43/16** (2006.01) , **E21B 43/10** (2006.01) , **E21B 43/24** (2006.01) , **E21B 43/243** (2006.01) , **E21B 43/30** (2006.01)

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 (2006.01): E21B 43/16 , 43/10, 43/24, 43/243, 43/30

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

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

EPOQUE (Epodoc); keywords: well, pattern, horizontal, inject+, fluid, up+, low+, perpendicular, cross+

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 2011/0067858 A1 (DREHER, W. R. et al.) 24 March 2011 (24-03-2011) *fig. 1; 11, 12, 13, 15*	1-26
X	RU 2434129 C1 (RAMAZANOV, R. G. et al.) 20 November 2011 (20-11-2011) *abstract; fig. 1, 2*	1-26
X	US 6412557 B1 (AYASSE, C. et al.) 2 July 2002 (02-07-2002) *fig. 3a-3c; col. 5, l. 16-col. 6, l. 23*	1-26
A	RU 2387819 C1 (IBATULLIN, R. R. et al.) 24 April 2010 (24-04-2010) *abstract; fig. 1*	
A	WO 2011/090924 A1 (BROOKS, A. D) 28 July 2011 (28-07-2011) *abstract; figures*	

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.

☒ See patent family annex.

* Special categories of cited documents :	"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
"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"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
"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date	"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
"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)	"&" document member of the same patent family
"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means	
"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	

Date of the actual completion of the international search

19 July 2012 (19-07-2012)

Date of mailing of the international search report

03 August 2012 (03-08-2012)

Name and mailing address of the ISA/CA
Canadian Intellectual Property Office
Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT
50 Victoria Street
Gatineau, Quebec K1A 0C9
Facsimile No.: 001-819-953-2476

Authorized officer

Christian Opris (819) 934-4264

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/CA2011/001310

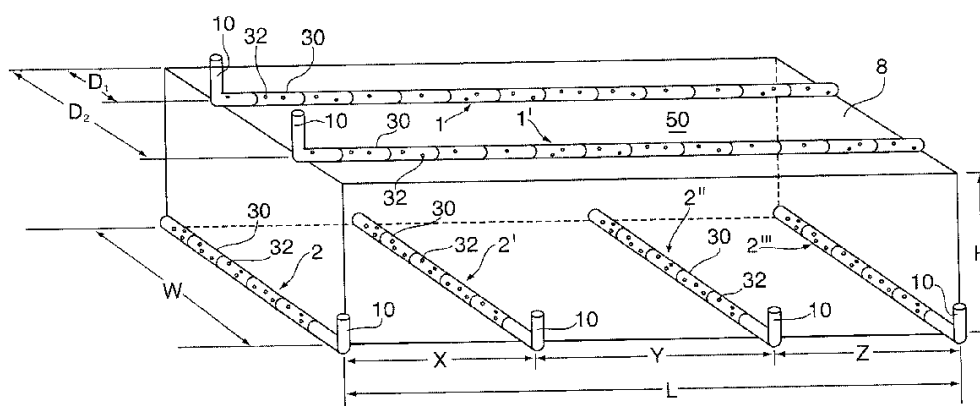
Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US2011067858A1	24 March 2011 (24-03-2011)	CA2713703A1	24 March 2011 (24-03-2011)
RU2434129C1	20 November 2011 (20-11-2011)	None	
US6412557B1	02 July 2002 (02-07-2002)	AT236343T AU1478199A CA2255071A1 CA2255071C DE69813031D1 EP1060326A1 EP1060326B1 WO9930002A1	15 April 2003 (15-04-2003) 28 June 1999 (28-06-1999) 11 June 1999 (11-06-1999) 08 July 2003 (08-07-2003) 08 May 2003 (08-05-2003) 20 December 2000 (20-12-2000) 02 April 2003 (02-04-2003) 17 June 1999 (17-06-1999)
RU2387819C1	27 April 2010 (27-04-2010)	None	
WO2011090924A1	28 July 2011 (28-07-2011)	None	

PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO USANDO POZOS HORIZONTALES CRUZADOS

RESUMEN-OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

Un método que implica la producción simultánea de petróleo y gases de combustión que combina segregación de fases por gravedad y drenaje por gravedad para producir hidrocarburos a partir de una formación subterránea que contiene petróleo, que comprende inicialmente la inyección de un fluido tal como un solvente, vapor, o un gas oxidante a través de un par de pozos horizontales ubicados en la parte superior de la formación y la producción de petróleo a través de una pluralidad de pozos horizontales inferiores paralelos situados en la parte inferior del yacimiento, en donde cada pozo horizontal inferior está perpendicularmente dispuesto para dichos pozos horizontales superiores. En una realización preferida, segmentos de revestimiento de pozo en pozos horizontales inferiores, en donde los segmentos de revestimiento de pozo están provistos de aberturas en ellos para permitir que el petróleo fluya al interior de dichos pozos horizontales inferiores, en los lugares en donde un pozo horizontal superior atraviesa un pozo horizontal inferior, no posee aberturas para de ese modo prevenir que el gas oxidante inyectado en dichos pozos horizontales superiores fluya directamente hacia dichos pozos horizontales inferiores en el punto en el que dichos pozos inferiores son atravesados por dichos pozos superiores.

Fig. 1



SECTOR: Ingeniería de petróleos.

