



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SOLICITUD

PATENTE DE

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-117731- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:53:05 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 15

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO **"PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO**
POR LÍNEA DE CONDUCCIÓN EN POZOS
HORIZONTALES"

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL **E21B 43/30**

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

ación



No. 14-117731- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:53:05 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: **KS**

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/CA2011/001308	Fecha 25/11/11
Publicación Internacional No.		WO 2013/075206 A1	Fecha 30/05/13
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCION:		
"PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR LÍNEA DE CONDUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES"			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP		
E21B 43/30			
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

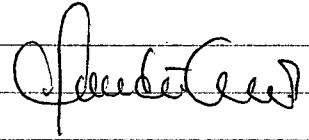
10	(30) DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO		
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO
1. Canadá		CA	PCT/CA2011/001308
(32) FECHA (AAAA/MM/DD)			
11/11/25			
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS		
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a 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.		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.	☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.
☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.			☐ 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° 14-0012371	Fecha 03-02-14
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: 29		9. ☒ Poderes, si fuera el caso.	
2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 23		10. ☐ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante.	
3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 16		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: ☐			
Radicador:			Planilla:

ID	No. Radicación	Consecutivo	Item
1	14-117731	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
Item	Soporte Documental
7	☒ 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 14 archivos en formato PDF/tiff, en el folio 3, los cuales fueron procesados correctamente. 
----------------	---

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

-/-

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0012371

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

CONCEPTO

Vr.UNDITARIO

Vr.CONCEPTO

1 50005-01-01 SOLICITUDES

1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE
INVENCIÓN

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. 14-117731- -00000-0000

Fecha: 2014-05-30 16:53:05 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: AS

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

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	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)

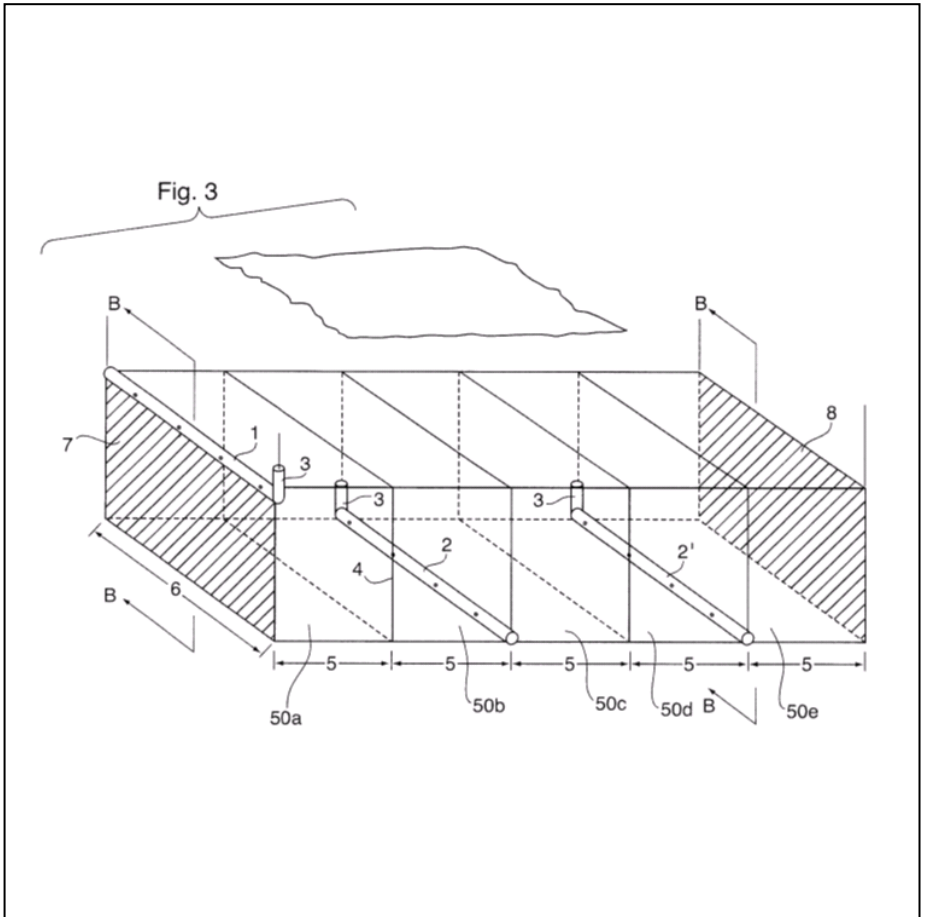
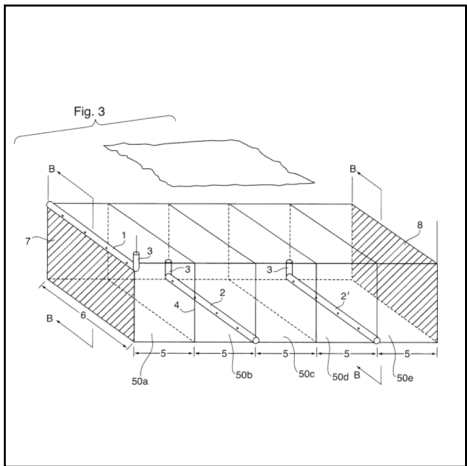
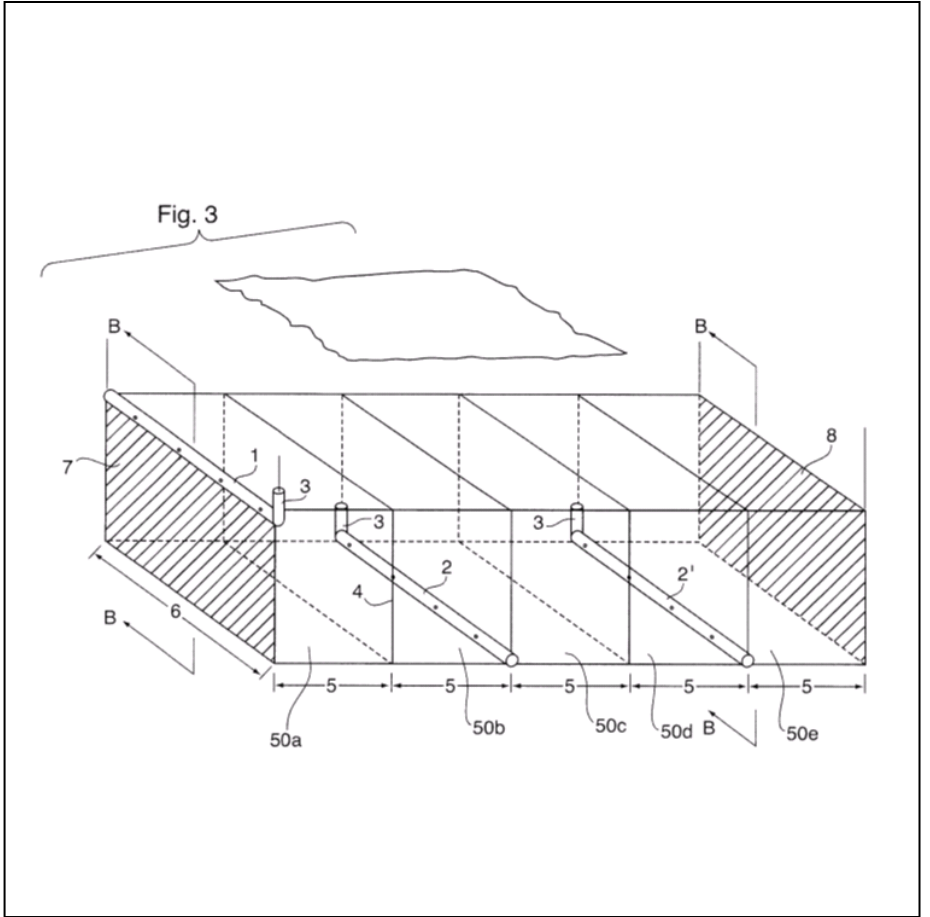
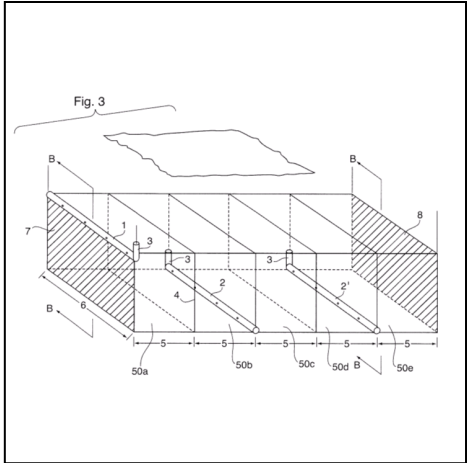
☐	Indicación que se solicita Diseño industrial
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐

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 ☐

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 14-117731- -00000-0000
Fecha: 2014-05-30 16:53:05 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: *15*



PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR LÍNEA DE CONDUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES

CAMPO DE LA INVENCION

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

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Los procesos de recuperación de petróleo a base de vapor se emplean comúnmente para recuperar petróleo pesado y bitumen. Por ejemplo, el drenaje por gravedad asistido con vapor (SAGD, por sus siglas en inglés) y la inyección cíclica de vapor se utilizan para la recuperación de petróleo pesado y bitumen en frío. Cuando el petróleo es móvil como el petróleo crudo o se vuelve móvil por algunos pre-tratamientos en sitio, también se puede utilizar el proceso de inyección de vapor. Un serio inconveniente de los procesos por vapor es la ineficiencia de la generación de vapor en la superficie debido a una considerable cantidad de calor generado por el combustible que se pierde, sin proporcionar calor útil en la reserva. Roger Butler, en su libro "recuperación térmica de petróleo y Bitumen" pág. 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%; flujo desde el pozo hasta la reserva, 80-95%; flujo en la reserva de condensación frontal, 25-75%. Es necesario mantener la reserva entre el agente inyector y el avance de la condensación frontal a la temperatura del vapor, de modo que la mayor transferencia de energía pueda ocurrir por condensación de vapor en la superficie del petróleo. En conclusión, 50% o más de la energía del combustible se puede perder antes de que el calor llegue a la superficie del petróleo. Los costos de la energía sobre la base de BTU en la reserva son de 2.6 a 4.4 veces más bajos para la inyección de aire en comparación con la inyección de vapor. Muchos otros inconvenientes se producen en los procesos de recuperación de petróleo a base de vapor: el gas natural puede no estar disponible para encender las calderas de vapor, el agua dulce puede ser escasa y la limpieza del agua producida para el reciclaje de las calderas es

costosa. En resumen, los procesos de recuperación de petróleo a base de vapor son térmicamente ineficientes, costosos y poco amigables con el medio ambiente.

Hay muchos patrones de pozo que se pueden emplear para la producción de petróleo en reservas subterráneas. Algunos de éstos utilizan pozos verticales o combinan pozos verticales y horizontales. Algunos ejemplos de procesos de patrón son el patrón invertido de pozo de 7 puntos que se ha empleado para procesos basados en vapor, disolventes y combustión utilizando pozos verticales, y el patrón de pozo horizontal escalonado de la patente US 5,273,111 que se ha empleado (pero se limita a) un proceso utilizando inyección de vapor. La patente US. 5.626.191 describe un método repetitivo denominado inyección de aire de "punta y talón" (THAI™)¹, donde un pozo horizontal se convierte posteriormente en un pozo de inyección de aire, que ayuda a desplazar el petróleo para la recuperación de un pozo horizontal adyacente, que luego de la misma forma se convierte en un pozo de inyección de aire y el proceso se repite.

La Patente US 6.167.966 emplea un proceso de inyección de agua empleando una combinación de pozos verticales y horizontales.

La patente US. 4.598.770 (Shu et al, 1986) describe un proceso de patrón de conducción de vapor en el que se alternan pozos de inyección horizontales y pozos productores horizontales, que están todos ubicados en la parte baja de una reserva. Los procesos de combustión in situ no son contemplados.

Joshi en Joshi, S.D., " A Review of Thermal oil Recovery Using Horizontal wells ", en sitio, 11 (2 & 3), 211-259 (1987), describe un proceso de recuperación de petróleo a base de vapor utilizando la inyección horizontal de desplazamiento vertical y escalonada, y el patrón de pozos de producción. Un gran motivo de preocupación es la alta pérdida de calor en la capa superior de la roca cuando se inyecta vapor en la parte superior de la reserva.

La patente US. 5.273.111 (Brannan et al, 1993) enseña un proceso de patrón basado en vapor para la recuperación de petróleo crudo en una reserva de

¹ THAI™ es una marca registrada de ARCHON Technologies Ltd. de Calgary, Alberta para "Servicios de recuperación de hidrocarburos, es decir, recuperación de petróleo de formaciones subterráneas a través de técnicas y metodologías de combustión in situ y catalizadores de mejoramiento de petróleo".

petróleo. Un patrón de pozos de compensación paralelos horizontales se emplea con inyectores de vapor. Las secciones horizontales de los pozos de inyección se colocan en el depósito por encima de las secciones horizontales de los pozos de producción, con las secciones horizontales de los pozos de producción siendo perforadas dentro de la reserva en un punto entre la base y el punto medio de la reserva. 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. Los procesos de combustión in situ no son mencionados.

La patente US 5.803.171 (McCaffery et al, 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 la inyección continua de vapor. Los procesos de combustión in situ no son mencionados.

La patente US 7.717.175 (Chung et al, 2010) da a conocer un proceso basado en un disolvente utilizando patrones de pozos horizontales donde pozos paralelos se colocan alternadamente un la parte alta y baja en una reserva, donde la parte superior del pozo se usa para la producción de petróleo diluido por disolvente y en la parte inferior del pozo un disolvente inyección. La mezcla de petróleo y solvente por gravedad es inducida por el flujo contracorriente del petróleo y el solvente. Los pozos están provistos de dispositivos de control de flujo para lograr perfiles de inyección uniformes y de producción a lo largo de los pozos.

Los dispositivos compensan la caída de presión a lo largo de los pozos que pueden causar una distribución no uniforme de los fluidos dentro del pozo y reducir la eficiencia de barrido en la reserva. Los procesos de combustión in situ no son mencionados.

WO/2009/090477 (Xiai y Mauduit, 2009) 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 y son colocados entre los pozos productores horizontales que están específicamente sobre un acuífero. Se dice que esta disposición de pozos es útil para la producción de petróleo en presencia de un acuífero.

La solicitud de patente US 2010/0326656 (Menard, 2010) describe un procedimiento de patrón de vapor que implica el uso alternativo de pozos horizontales de inyección y pozos de producción en el que se crean zonas aisladas de ingreso y salida de fluido a lo largo de los respectivos pozos con el fin de lograr un barrido homogéneo de la reserva. Los pozos alternos pueden estar en el mismo plano vertical o alternando entre la parte baja y alta en la reserva, como en la patente US. 5.803.171. El vapor caliente se inyecta en los pozos superiores (por ejemplo, vapor).

Mejorar la eficiencia, acortar el tiempo de retorno de la inversión inicial (por ejemplo, tasas iniciales de recuperación de petróleo más rápidas para permitir un retorno más inmediato del capital invertido), y la disminución de costos de capital iniciales, en diversos grados, son todas áreas en las que los métodos anteriores pueden ser mejorados.

RESUMEN DE LA INVENCION

Un proceso ideal de recuperación de petróleo en una reserva subterránea tiene una alta eficiencia de barrido, utiliza un agente de inyección gratuito (sin costo) e infinitamente disponible, no requiere combustible, genera calor precisamente donde más se necesita: en la superficie del petróleo y elimina el calor en la reserva en la que se utiliza el calentamiento. Adicionalmente, una alta tasa de producción de petróleo, especialmente en la etapa inicial de la explotación, es fundamental para la viabilidad y / o rentabilidad de un proceso de recuperación de petróleo.

La presente invención, un proceso de línea de conducción de pozo horizontal, para la recuperación de petróleo en reservas subterráneas que contienen hidrocarburos, tiene dos ventajas sobre una configuración de patrón de " pozo escalonado " para recuperación de petróleo, siendo este último un método no público para dicha recuperación, ideado por el inventor en el presente documento y más detallado a continuación, donde el método de " pozo escalonado " en muchos aspectos es en sí mismo una mejora en ciertos aspectos y en grados diferentes, a los métodos de la técnica y las configuraciones anteriores.

Específicamente, para un área de barrido volumétrico comparable y total recuperación acumulativa idéntica de petróleo respecto a una reserva

subterránea que contiene hidrocarburos (formación), el procedimiento de línea de conducción horizontal del pozo (de aquí en adelante "HWLD") de la presente invención se ha demostrado experimentalmente, como se discute en el presente documento, que puede proporcionar una mayor tasa inicial de recuperación de petróleo que el método de "pozo escalonado" discutido en el presente documento. Por lo tanto, se puede lograr un retorno inicial mayor y más rápido de la inversión para las empresas petroleras que incurren en grandes gastos en el desarrollo de reservas subterráneas. Esta es una ventaja importante, ya que la inversión en el desarrollo de reservas de petróleo es muy alta, y el tiempo en el cual se puede realizar el retorno de la inversión con frecuencia es una consideración muy real y sustancial en cuanto a si en primer lugar se ha hecho alguna vez una inversión en un proyecto de este tipo de capital.

Además, el proceso de línea de conducción de pozo horizontal de la presente invención, para un área de barrido volumétrico comparable y cerca de la total recuperación idéntica de petróleo, se ha demostrado experimentalmente que requiere un menor número de pozos que la configuración de "pozo escalonado", lo que reduce significativamente los costos de capital para una empresa petrolera al desarrollar y producir petróleo a partir de una formación que contiene hidrocarburos bajo tierra.

Por consiguiente, a modo de resumen general, en una amplia realización del proceso HWLD de recuperación de petróleo de la presente invención, un primer pozo horizontal es perforado en la parte superior de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, y un medio tal como gas es inyectado dentro de la reserva a través de perforaciones en el revestimiento de dicho pozo horizontal. Se produjo petróleo, agua y gas a través de un segundo desplazamiento paralelo lateral del pozo horizontal, situado en la parte inferior de la reserva. Cuando la tasa de petróleo en el segundo pozo horizontal (de producción) cae por debajo del límite económico, un tercer pozo horizontal paralelo es perforado en la parte inferior de la reserva, separado lateralmente del segundo pozo horizontal y utilizado para producir petróleo, mientras que al mismo tiempo el segundo pozo horizontal (inicialmente un pozo de producción) se convierte en un pozo de inyección, e igualmente dicho gas se inyecta en la formación a través del segundo pozo horizontal a fin de permitir que la combustión frontal sea suministrada continuamente por medio de gas oxidante, para permitir la progresión continua de la combustión frontal y por lo tanto el calentamiento

continuo del petróleo en frente de la combustión frontal, que drena hacia abajo y es recogido por los pozos horizontales perforados en la parte inferior de la formación, frente a (o al menos por debajo de) el avance de la combustión frontal. Los pasos de la perforación además de horizontal y paralela son pozos separados lateralmente en la parte inferior de la formación y sucesivamente convertir los pozos de producción "agotados" en pozos de inyección para promover la recuperación de petróleo de los pozos de producción restantes, se continúa en una dirección sustancialmente lineal a lo largo la reserva para explotarla en una sola dirección como un "proceso de línea de conducción" que logra eficiencia de barrido en la parte alta de la reserva. El agente de inyección, si es un gas, puede ser un disolvente tal como el CO₂, un hidrocarburo ligero o mezclas de los mismos, vapor, un gas oxidante tal como el oxígeno, aire o mezclas de los mismos. Alternativamente, el agente de inyección puede ser cualquier mezcla de disolvente, vapor o gas oxidante. Una forma de realización favorita usa un agente de inyección de vapor y la forma de realización más preferida es un gas oxidante como medio inyectado.

Cuando en el proceso se utiliza como agente de inyección un gas oxidante y la combustión in situ, cumple las necesidades comerciales de costos de energía relativamente bajos y bajos costos de operación al proporcionar un método nuevo y eficaz para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea que contiene petróleo crudo.

La distancia entre los pozos paralelos y los pozos productores horizontales desviados, así como las longitudes del pozo, dependerán de las propiedades específicas de la reserva y puede ser optimizada adecuadamente por un ingeniero de reservas competente.

La separación lateral de los pozos horizontales puede ser de 25-200 metros, preferiblemente de 50-150 metros y más preferiblemente de 75-125 metros. La longitud de los segmentos de pozo horizontales puede ser de 50-2000 metros, preferiblemente de 200-1000 metros y más preferiblemente de 400-800 metros.

En una reserva homogénea utilizando el método de la presente invención para una alta eficiencia de barrido en la reserva, resulta beneficioso incorporar el agente de inyección por igual a cada perforación en el revestimiento del pozo de inyección, y así forzar a tasas iguales de entrada de fluido en cada perforación en el revestimiento del pozo de producción. Considerando que los

pozos horizontales tienen típicamente una 'punta' en el extremo del segmento horizontal, y un 'talón' en el que el segmento horizontal se une al segmento vertical, como un perfeccionamiento de la presente invención se prefieren colocar los pozos horizontales de manera que el talón del pozo inyector (inyección) se encuentre al lado opuesto de la punta del pozo productor adyacente separado lateralmente (de producción), también de modo que se reduzca al mínimo un "cortocircuito" de gas entre los pozos inyectores y productores. De lo contrario un cortocircuito se producirá porque el punto de mayor presión en el pozo inyector está en el talón, ya que una caída de presión incurre normalmente cuando un agente de inyección es bombeado bajo presión y fluye a lo largo de la rama horizontal del talón a la punta. Por el contrario, el punto de presión más alto en un pozo productor (producción) es en la punta, ya que el gas y el petróleo se extraen típicamente del talón. En consecuencia, es preferible tener el talón del pozo inyector opuesto a la punta del pozo de producción adyacente, de modo que el gas de alta presión (típicamente calentado) se ve obligado a recorrer una distancia mayor a través de la formación en la parte de baja presión en el talón del pozo de producción adyacente.

Por otra parte, tanto los pozos de inyección y producción pueden ser colocados con sus respectivas partes de punta y talón en posición yuxtapuesta. En tal caso, entonces se prefiere el uso de tubos internos para inyectar el gas en la punta del pozo de inyección, moviendo de este modo la fuente de alta presión desde el talón del pozo de inyección a su punta. De esta manera, la fuente de alta presión estará en un extremo de la reserva, opuesto al talón de baja presión del pozo de producción, forzando de este modo a que el gas viaje por una distancia más larga a través de la formación y por lo tanto liberando más eficazmente el petróleo atrapado en la formación, de modo que luego viaje y sea recogido en el área de baja presión en el talón del pozo de producción. Tal configuración tiene la ventaja de que sólo requiere una única plataforma de perforación situada en el mismo lado de la reserva, ya que la porción vertical de los pozos inyectores y los pozos productores estará en el mismo lado de la reserva.

Además del empleo de configuraciones que transponen (revierten) las respectivas partes talón y punta de los pozos horizontales adyacentes, o alternativamente utilizan tubos internos en el pozo inyector, se puede obtener una entrega uniforme de gas a lo largo de la longitud del pozo de inyección y la

recogida uniforme de petróleo a lo largo el pozo de producción, o mejor aún, variando el número y tamaño de las perforaciones a lo largo del revestimiento en un pozo inyector, para equilibrar la caída de presión a lo largo del pozo. Un tubo perforado de corrección de caída de presión puede ser colocado en el interior del revestimiento primario del pozo inyector. Esto tiene la ventaja de utilizar el flujo de gas en el espacio anular para ayudar aún más a la entrega homogénea de gas. Además de esto, pueden aplicarse metodologías similares a los pozos de producción con el fin de recoger petróleo de manera más uniforme a lo largo de sustancialmente toda la longitud del pozo de producción, y ayudar en la prevención de "digitación" del gas inyector directamente en los pozos de producción.

El diámetro exterior de los segmentos del revestimiento de los pozos horizontales puede ser de 4 a 12 pulgadas, pero preferiblemente entre 5-10 pulgadas y más preferiblemente de 7-9 pulgadas. Las perforaciones en los segmentos horizontales pueden tener ranuras, rejillas de alambre forrado, filtros tipo tapón Facsrite^{TM2} u otras tecnologías que proporcionen el grado deseado de retención de arena.

El gas inyectado puede ser cualquier gas oxidante, incluyendo, pero sin limitarse a aire, oxígeno o mezclas de los mismos.

Es deseable conseguir tasas iguales de inyección de gas a lo largo del pozo inyector y tasas de producción de fluido iguales a lo largo del pozo de producción horizontal, con el fin de obtener la mayor eficiencia de barrido en la reserva y una recuperación uniforme. La tasa máxima de inyección de gas estará limitada por la presión de inyección máxima de gas, que debe mantenerse por debajo de la presión de fractura de la roca, y se ve afectada por la longitud de los pozos horizontales, la permeabilidad de la roca de la reserva, las saturaciones de fluidos y otros factores.

El uso de un simulador numérico tal como el utilizado en los ejemplos siguientes beneficia la confirmación de la operabilidad y la viabilidad del diseño de la presente invención para una reserva específica, y puede llevarse a cabo fácilmente por ingenieros de reservas expertos en la técnica.

² Facsrite TM es una marca comercial registrada de Absolute Completion Technologies para revestimiento de pozos, que contienen filtros de arena en el mismo.

De acuerdo con ello, y más particularmente, en un amplio primer aspecto del método de la presente invención, dicho método se refiere a un método para la recuperación de petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, y comprende las etapas de:

- i. Perforación de un primer pozo horizontal, situado en una parte relativamente alta en dicho depósito;
- ii. Perforación de un segundo pozo horizontal, situado en una parte relativamente baja en dicha reserva y alineado sustancialmente paralelo al primer pozo horizontal;
- iii. Inyección de un medio que contiene un gas, vapor, o un líquido en dicha reserva a través de aberturas en el primer pozo horizontal
- iv. Retirada del petróleo que se desplaza hacia abajo en dicha reserva subterránea y desemboca en el segundo pozo horizontal, a partir del mismo
- v. Perforación de un tercer pozo horizontal, en una parte relativamente baja en dicha reserva y sustancialmente paralelo al primer y segundo pozo horizontal pero lateralmente separado de los mismos, lateralmente espaciados más lejos del primer pozo horizontal que a partir del segundo pozo horizontal
- vi. Detener temporal o permanente la extracción de hidrocarburos del segundo pozo horizontal y proceder a inyectar un segundo medio que contiene un gas, vapor o un líquido en el segundo pozo horizontal; y
- vii. Extraer el petróleo que se desplaza hacia abajo en la reserva subterránea en el tercer pozo horizontal, a partir del mismo. Tanto el primero, segundo, tercero, y otros pozos horizontales más posteriormente perforados, deben ser preferiblemente coplanares entre sí pero no con el primer pozo, y deben estar separados lateralmente el uno de otro.

Con el fin de hacer uso del aspecto "línea de conducción" de la invención y permitir un barrido de un importante volumen de petróleo desde una reserva que contenga hidrocarburos de tamaño considerable, tal método además comprende unos pasos adicionales a repetirse para permitir un "barrido" progresivo en una dirección generalmente lineal a lo largo de dicha formación, incluyendo los pasos adicionales de:

La sucesiva perforación adicional de pozos horizontales en la parte baja de dicha reserva, sustancialmente paralela a y coplanar con el tercer pozo horizontal, pero lateralmente separados del mismo y entre sí; y

Convertir sucesivamente los penúltimos pozos horizontales adicionales, desde un pozo de producción de un pozo de inyección para inyectar dicho gas, vapor, o un líquido con el fin de que el petróleo en dicho depósito se desplace finalmente desde el interior de dicha reserva hacia abajo, al último de los pozos horizontales adicionales.

En una forma preferida de realización, el primer y segundo medio son el mismo. En una forma preferida de realización adicional, dicho medio es un gas que es soluble en petróleo. Alternativamente, el medio es un gas, por ejemplo CO₂, hidrocarburos ligeros, o mezclas de los mismos.

Aún en una realización adicional preferida dicho medio comprende oxígeno gaseoso, aire, o mezclas de los mismos con el fin de llevar a cabo la combustión in situ, y dicho método comprende además los pasos, y los pasos posteriores (iii) de ignición de los hidrocarburos en la reserva en una región próxima al primer pozo horizontal, y la extracción de petróleo y subproductos de combustión de la formación subterránea a través del segundo pozo y/o simultánea o posteriormente a través del tercer pozo. El paso de ignición de los hidrocarburos y la extracción de los subproductos de combustión y el petróleo a través del segundo y/o tercer pozo horizontal hace que un frente de combustión se desplace lateralmente desde el primer pozo horizontal en la dirección del segundo y tercer pozo horizontal, de ese modo calienta el petróleo en dicho depósito y hace que este drene hacia abajo para su recolección por medio del segundo y / o tercer pozo horizontal.

Por consiguiente, en una realización más preferida del método HWLD de la presente invención para la recuperación de petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, tal método comprende:

- (i) Perforación de un primer pozo horizontal en una parte relativamente alta en la reserva, que tiene una serie de aberturas a lo largo de la longitud de dicho pozo
- (ii) Perforación de un segundo pozo horizontal en una parte relativamente baja de la reserva y sustancialmente paralelo al primer pozo horizontal
- (iii) Inyección de un gas oxidante en el primer pozo horizontal y en la reserva a través de las aberturas, para la realización de la combustión in situ en la reserva;
- (iv) Ignición de los hidrocarburos en la reserva
- (v) Extracción del petróleo que drena hacia abajo en la reserva subterránea en el segundo pozo horizontal, desde dicho pozo;
- (vi) Perforación de un tercer pozo horizontal, en una parte relativamente baja de la reserva y sustancialmente paralelo al segundo pozo horizontal, pero lateralmente separado del mismo y lateralmente espaciado del primer pozo de inyección más allá del segundo pozo de inyección
- (vii) Detención temporal o permanente de la producción de hidrocarburos del segundo pozo horizontal
- (viii) Inyección del gas oxidante en el segundo pozo horizontal, y
- (ix) Extracción del petróleo que drena hacia abajo en la reserva subterránea en el tercer pozo horizontal, a partir del mismo.

Cuando se usa un gas oxidante como medio inyectado para los fines de la realización de la combustión in situ, la ignición de la combustión (es decir, la etapa (iv) previa) se puede lograr por varios medios bien conocidos para los expertos en la técnica, tales como el pre-calentamiento del petróleo cerca del

pozo con fluidos calientes como vapor, o inyección de fluidos espontáneamente inflamables como el aceite de linaza antes de la inyección del gas oxidante. En este caso, el nitrógeno caliente (400°C) se inyectó a una tasa de 16.667 m³/d durante un mes antes de cambiar al aire a 100°C. El aire no tiene que calentarse en la superficie: se calienta por la compresión.

Como se mencionó anteriormente, para asegurar que los extremos de alta presión de un pozo inyector no están situados inmediatamente adyacentes al punto de presión más baja (es decir, la parte del talón) de un pozo productor adyacente, dando lugar así a "corto circuito" o "digitación" de gas a alta presión directamente en la parte del talón del pozo de producción, en una realización preferida dicha etapa (iii) de la inyección de un gas, vapor, o líquido en el primer pozo horizontal comprende el paso de inyección del gas, vapor o líquido en un extremo del primer pozo horizontal, y en dicha etapa retirar el petróleo del segundo pozo horizontal que comprende el paso de retirar dicho petróleo desde un extremo del segundo pozo, dicho extremo del segundo pozo situado en un lado opuesto a la reserva de un lado de la misma en la que el extremo del primer pozo horizontal está situado. Esta configuración permite que la inyección de gas sea más uniforme en la formación y reduce (y preferiblemente evita) la "digitación" ("cortocircuito") de gas a alta presión directamente desde el pozo inyector al pozo de producción.

Asimismo, dicho enfoque puede ser adoptado no sólo respecto al primer y segundo pozo, sino también del segundo pozo respecto al tercero y así sucesivamente. Por ejemplo, debido a la disposición del segundo pozo con respecto al tercer pozo, dicha etapa de inyección de gas, vapor o líquido en el segundo pozo horizontal puede comprender la etapa de inyección del gas, vapor o líquido en un extremo del segundo pozo horizontal situado al extremo del tercer pozo horizontal de donde se obtiene el petróleo. En otras palabras, los extremos proximales de los pozos adyacentes pueden estar situados en lados opuestos de dicha reserva.

Alternativamente, el primer extremo del segundo y tercer pozo puede estar situado en el mismo lado de la reserva. En tal caso, para reducir o evitar el problema de "digitación", dicha etapa de inyección de gas, vapor o líquido en el segundo pozo horizontal comprende inyectar el mismo en un segundo extremo del segundo pozo a través de tubos, donde la tubería se extiende internamente

dentro del segundo pozo desde el primer al segundo extremo del segundo pozo.

Alternativamente, donde un primer extremo del segundo y tercer pozo horizontales se encuentran en el mismo lado en la reserva, dicha etapa de inyección de gas, vapor o líquido en el segundo pozo horizontal puede comprender la inyección del mismo en el primer extremo del segundo pozo, y el paso de retirar el petróleo del tercer pozo consiste en retirar dicho petróleo por un segundo extremo del tercer pozo a través de tubos, estos tubos se extiende internamente dentro del tercer pozo desde el primer al segundo extremo del tercer pozo.

Además, para evitar o reducir la "digitación" de gas a alta presión desde un pozo de inyección a un pozo de producción, tal como desde el primer pozo inyector horizontal al segundo pozo cuando el segundo pozo actúa como un pozo productor, en una realización el primer pozo horizontal tiene un revestimiento en el que están situadas la mayoría de aberturas, y el tamaño o número de estas dentro del revestimiento del primer pozo horizontal aumenta progresivamente de un primer a un segundo extremo en el primer pozo horizontal.

Del mismo modo, se puede aumentar progresivamente de tamaño la abertura o el número de las mismas a lo largo de los revestimientos de pozo en cada uno de ellos, bien sea el segundo, tercero, o posteriores. De tal forma, al tener aberturas más grandes o más numerosas en un extremo del pozo que en otro, la presión (y por lo tanto el flujo) puede ser más uniforme sobre la longitud del pozo, o incluso hacerse mayor en un extremo que en otro, y proveer una similaridad de pozo adyacente que emplea una variación progresiva en una dirección opuesta, y se puede reducir o evitar un "cortocircuito" directo del gas desde un pozo inyector a un pozo de producción adyacente. En lugar de esto, se induce el flujo transversal de gas a través de la formación, y de esta manera se expone mejor el gas (típicamente de alta temperatura) a mayor cantidad de petróleo en la formación, aumentando así la tasa de recuperación de petróleo.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS GRÁFICAS

En las gráficas adjuntas, se ilustran una o más realizaciones ejemplares y no deben interpretarse como limitantes de la invención a estas realizaciones representadas:

La figura 1 muestra una vista perspectiva esquemática de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, de tipo "pozo escalonado", que tiene una serie de pozos de inyección horizontales ubicados en la parte alta de la reserva y una serie de pozos de producción horizontal alternativamente espaciados, situados en la parte baja de la reserva;

La figura 1a muestra una vista esquemática en perspectiva similar de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, de tipo "pozo escalonado", para mostrar el modelo utilizado en el Ejemplo 1 de la simulación computarizada, y que produjo los resultados de las pruebas experimentales (línea "B") de la figura 5;

Las figuras 2 (i) - (iii) son vistas en la sección A-A de la figura 1 a diversos intervalos de tiempo, que muestran una variación del método de pozo escalonado de producción de petróleo, que puede utilizar opcionalmente una línea de conducción para recuperación de petróleo en la dirección de la flecha "Q";

La figura 3 muestra una vista perspectiva esquemática de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, de tipo de línea conducción de pozo horizontal ("HWLD") de la presente invención, teniendo un primer pozo horizontal situado en la parte alta en el depósito, y una serie de pozos de producción horizontales espaciados situados en la parte baja en la reserva;

Las figuras 4a (i) - (iii) son vistas de la sección B-B de la figura 3 a intervalos de tiempo sucesivos, que muestran un método para producir petróleo con la configuración "línea de conducción de pozo horizontal", mostrando el método para hacer una línea de conducción de recuperación de petróleo en la dirección "Q";

Las figuras 4b (i) - (iii) son vistas de la sección B-B de la figura 3 a intervalos de tiempo sucesivos, que muestran un método modificado para producir petróleo con la configuración "línea de conducción de pozo horizontal",

mostrando el método para hacer una línea de conducción de recuperación de petróleo en la dirección "Q";

Las figuras 4c (i) - (iv) son vistas en sección B-B de la figura 3 a intervalos de tiempo sucesivos, que muestran una variación adicional del método de producción de petróleo con la configuración "línea de conducción de pozo horizontal", mostrando los pasos para hacer un línea de conducción de recuperación de petróleo en la dirección "Q";

La figura 5 es un gráfico de la recuperación de petróleo acumulativa contra el tiempo (años), comparando la recuperación de petróleo acumulativa del método de recuperación de "pozo escalonado" mostrado en las figuras 1 y 2 (línea "B" de la figura 5), a la recuperación de petróleo acumulativa obtenida por el método de "línea de conducción de pozo horizontal " de la presente invención mostrado en la figura 4b (i) - (iii), para una reserva que tiene la ubicación de pozo horizontal y la configuración que se muestran en la figura 11 (línea "A" de la figura 5);

La figura 6 es una vista esquemática en perspectiva de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos de la configuración "línea de conducción de pozo horizontal" de la presente invención, similar a la figura 3;

La figura 7 es una vista de una modificación de un pozo paralelo, mutuamente adyacente pero espaciado de un pozo de inyección horizontal (de producción) de la figura 6, mostrando dos de los pozos horizontales adyacentes, en el que un tubo de realización adicional se utiliza para entregar un medio tal como un gas oxidante a una "punta" final (es decir, distal) del pozo de inyección horizontal;

La figura 8 es una vista en una modificación de un pozo paralelo adyacente pero espaciado del pozo de inyección horizontal (de producción) de la figura 6, mostrando dos de los pozos horizontales adyacentes, en el que un tubo de realización adicional se utiliza para recuperar el petróleo a partir de un "punta" final (es decir, distal) del pozo de producción horizontal;

La figura 9 es una vista de una modificación alternativa al pozo paralelo adyacente pero espaciado del pozo de inyección horizontal (de producción) de la figura 6, mostrando dos de los pozos horizontales adyacentes, en el que las

aberturas están más estrechamente espaciadas y son más numerosas hacia la "punta" final (es decir, distal) de cada uno de los pozos horizontales;

La figura 10 es una vista de una modificación alternativa adicional para el pozo paralelo adyacente pero espaciado del pozo de inyección horizontal (de producción) de la figura 6, mostrando dos de los pozos horizontales adyacentes, en el que las aberturas son más grandes hacia la "punta" final (es decir, distal) de cada uno de los pozos horizontales;

La figura 11 es una vista esquemática en perspectiva de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos similar a la figura 6, mostrando una configuración modificada de "línea de conducción de pozo horizontal" de la presente invención, y que la configuración produjo los resultados de prueba experimentales (línea "A") de la figura 5;

La figura. 12 es una vista de una modificación en el pozo paralelo adyacente pero espaciado del pozo inyección horizontal (de producción) de la figura 11, mostrando dos de los pozos horizontales adyacentes, en el que las aberturas en la misma son más grandes hacia la "punta" final (es decir, distal) de cada uno de dichos los horizontales; y

La figura 13 es una vista de una modificación en el pozo paralelo adyacente pero espaciado del pozo de inyección horizontal (de producción) de la figura 11, mostrando dos de los pozos horizontales adyacentes, en el que aberturas en la misma son más numerosas y más estrechamente espaciadas hacia la "punta" final (es decir, distal) de cada uno de los pozos horizontales.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS REALIZACIONES PREFERIDAS

Las figuras 1 y 1A muestran un hidrocarburo desarrollado que contiene una formación/reserva subterránea 22 del " pozo escalonado" (de aquí en adelante configuración de "pozo escalonado"), que no forma parte de la invención reivindicada en el presente documento sino que forma la materia objeto de otra solicitud del suscrito inventor, otra aplicación que se asigna comúnmente con la presente invención.

En dicha configuración de "pozo escalonado", los pozos de inyección horizontales paralelos 1, 1', y 1" cada uno de longitud 6 se colocan en paralelo entre sí con relación espaciada, todos situados en la parte alta que contiene hidrocarburos 20 de formación subterránea/reserva 22 de grosor 4, situados debajo de la superficie 24. Los pozos de producción paralelos horizontales, de 2, 2' y 2" de longitud similar 6 separados, están colocados en una parte respectivamente baja en la reserva 22, en el medio de los respectivos pozos de inyección 1, 1' y 1", para hacer una serie de patrones de pozo escalonados y paralelos separados lateralmente, y alternando los pozos de inyección de gas horizontales 1, 1', y 1" y los pozos de producción de fluidos 2, 2' y 2", como se muestra en la figura 1 y 1a.

La reserva que contiene hidrocarburos 22 mostrada en la figura 1 posee dos pozos y medio de inyección 1, V, y 1" (borde del pozo de inyección 1 y borde del pozo de producción 2" cada uno respectivamente constituyendo la mitad del pozo) para un total de cinco pozos horizontales en el patrón. Realizar tres repeticiones del método de la figura 1 requiere quince pozos horizontales, como se muestra en la figura 1a.

El espaciamiento lateral 5 de los pozos de inyección 1, 1' y 1" y de los pozos de producción 2, 2' y 2" es preferiblemente uniforme.

En una forma de realización preferida mostrada en las figuras 1 y 1a, los segmentos verticales 8 de los pozos horizontales de inyección 1, 1' y 1" están en extremos opuestos comparados con los segmentos verticales 9 de los pozos de producción horizontales 2, 2' y 2". Los segmentos verticales 8 de los pozos de inyección 1, 1' y 1" son compensados por la anchura del pozo 6 de los segmentos verticales 9 de los pozos de producción. Esto es para minimizar los cortocircuitos de gas inyectado en los pozos de producción 1, 1' y 1" como se explicó anteriormente. El patrón que se muestra puede ser extendido indefinidamente lejos de la cara 3 y/o la cara 6 como se desea, para cubrir un volumen específico de reserva de petróleo 22. Por ejemplo, para una reserva de canal el patrón podría extenderse a través de la anchura del canal. En fases adicionales de desarrollo de reserva 22, las matrices adicionales se ubican adyacentes a la primera matriz, y así sucesivamente, eventualmente explotando la reserva entera 22.

Haciendo referencia a la figura 1, una forma de realización preferida de la invención, los pozos inyector horizontales 1, 1' y 1" y los pozos de producción 2, 2' y 2" que se perforan simultáneamente, cada uno posee segmentos de revestimiento de pozo 30 situados en cada pozo horizontal 1, 1' y 1" y 2, 2' y 2", que contiene aberturas 24, de la que un medio tal como gas oxidante, aire, oxígeno solo o en combinación con dióxido de carbono o vapor, vapor por sí solo, un diluyente de hidrocarburo, o combinaciones de los mismos, se puede inyectar en la parte que contiene hidrocarburos 20 a través de un pozo inyector 1, 1' y 1", y a través del cual el petróleo pueda fluir a través de un colector en un pozo de producción horizontal 2, 2' & 2".

En la configuración de "pozo escalonado" de la figura 1, 1a, y 2, un medio tal como un gas oxidante, aire, oxígeno solo o combinación con dióxido de carbono o vapor, vapor solo, un diluyente de hidrocarburo, o combinaciones de los mismos, se inyectan en la formación 22 a través de aberturas en pozos inyector horizontales 1, V, y 1", para generar el desplazamiento del petróleo en su contenedor 20 en la formación 22. Éste petróleo fluye hacia abajo dentro de la formación 22, y se recoge en pozos colectores horizontales 2, 2' y 2".

El método de pozo escalonado en una realización, puede utilizar alternativamente una configuración de la línea de conducción, dicho método se muestra en la figura. 2 (i) - (iii), en el que se implementan tres fases. Respecto a esto, la figura 2 muestra vistas en la sección A-A de la figura 1, a intervalos de tiempo sucesivos (i), (ii), y (iii), mostrando un método para una línea de producción de recuperación de petróleo en la dirección "Q" utilizando la configuración de "pozo escalonado". En concreto, como se ve desde la primera fase [fig. 2 (i)], el pozo inyector 1, y el pozo productor 2 y 2' son primero perforados, y luego comienza la producción de los pozos 2 y 2'. A partir de entonces en una segunda fase [fig. 2 (ii)], un tercer inyector 1" y un tercer productor 2" son perforados, y la inyección y la producción inician respectivamente en dichos pozos. En una tercera fase, un cuarto inyector 1''' y un cuarto productor 2''' son perforados, con el receso del pozo de producción 2, y la inyección y producción iniciada en el pozo de inyección 1''' y el pozo productor 2''', respectivamente. El proceso puede continuar indefinidamente como se muestra en la figura 1a, hasta llegar a un extremo del depósito 22.

Por otra parte, como se mencionó anteriormente, estos métodos de "pozo escalonado" pueden consistir simplemente en la perforación de forma

simultánea un número determinado de pozos inyectoros (por ejemplo, los tres pozos 1, 1', y 1'') y un número correspondiente de pozos productores (por ejemplo, los tres pozos 2, 2' y 2'') a fin de producir el patrón "de pozo escalonado de los pozos 1, 1', y 1'' y 2, 2' y 2''" mostrado en la figura 1. Este patrón puede repetirse según sea necesario, como se muestra en la figura 1a. Este método fue utilizado en los ejemplos (mencionado más abajo), para comparar la configuración HWLD y el método para la configuración de pozo escalonado, usando la perforación simultánea de cinco pozos como se mencionó anteriormente.

Las figuras 3, 6 y las figuras 4a - 4c muestran una disposición/configuración un de pozo alternativa (Fig. 3,6) y el método (Figuras 4a-4c) para la recuperación de petróleo de una reserva 22, es decir, la configuración de línea de conducción de pozo horizontal ("HWLD") y el método de la presente invención respectivamente, para desarrollar una parte que lleva el petróleo 20 de una reserva 22 de un espesor de 4, una anchura de 6, y que comprende una serie de segmentos de 50a - 50o de longitud cada uno 5 consecutivamente posicionado comenzando desde el plano 7 y continuando hacia la derecha de la página, como se muestra en las figuras 3 y 6.

En dicha configuración y método HWLD, un primer pozo horizontal de inyección 1 se perfora en la parte alta dentro de la parte que contiene petróleo 20 de la reserva 22, a lo largo del borde 7, y un segundo pozo paralelo horizontal 2 se perfora en la parte baja que contiene 20 la reserva 22, lateralmente separada del primer pozo inyector 1.

Los pozos horizontales 2 & 2' tienen porciones verticales 3 en cada una de sus porciones de talón 42 respectivas que se extienden a la superficie 24. La distancia que separa los planos 7 y 8 representa los bordes del volumen barrido de petróleo de la porción que contiene petróleo 20 de la reserva 22 en una primera fase del método de la presente invención.

En la realización del método HWLD mostrado en la figura 11, la posición del segmento vertical 3 del primer pozo de inyección 1 está desplazado por la longitud del pozo 6 de los segmentos verticales 3 de los pozos de producción 2 & 2'. Esto es para minimizar el corto-circuito de la inyección de gas dentro de los pozos de producción como se explicó anteriormente. El patrón mostrado se

puede extender indefinidamente lejos de la cara 7 y/o la cara 8 según lo deseado para cubrir un volumen específico de la reserva petrolera 22. Por ejemplo, para una reserva acanalado se puede extender a lo largo del ancho del canal. En fases adicionales de desarrollo de la reserva 22 como se muestra por ejemplo en la Fig. 6, se perforan los pozos adicionales 2", 2"', 2^{iv}, desplazados lateralmente desde el pozo horizontal 2' previamente perforado, para explotar eventualmente la reserva 22 entera a lo largo de una longitud del mismo.

Las Figs. 4a-c, a saber, en varias sub-fases alternativas (i),(ii), (iii), y (iv) de la misma, cada una muestra el petróleo residual en la porción que contiene petróleo 20 que está restante después de cada sub-fase del método de la presente invención, en la porción sombreada.

En una primera fase del método de la presente invención [idéntica en cada uno de varios métodos mostrados en las Fig. 4a (i), Fig. 4b(i), y Fig. 4c(i)], se inyecta un gas al pozo horizontal 1 y se produce petróleo vía el segundo pozo horizontal 2. En una segunda fase del método de la presente invención [mostrado en las Fig. 4a , Fig. 4b, y Fig. 4c como paso (ii)], un tercer pozo horizontal 2' se perfora bajo en la porción que contiene petróleo 20 de la reserva 22, paralelo al pozo horizontal 2 pero espaciado lateralmente separado del mismo, y espaciado lateralmente más lejos del primer pozo 1 que del pozo 2, y la producción de petróleo llevada a cabo mediante el pozo 2'. Después de que se produce la tasa de petróleo a partir del segundo pozo horizontal 2 que disminuye bajo el límite económico, se detiene la producción de dicho pozo 2, y luego se utiliza el pozo 2 para la inyección de gas, como se muestra en las Figs. Fig. 4a (ii), Fig. 4b(ii), y Fig. 4c(ii). La inyección gaseosa mediante el pozo 1 puede continuar durante esta fase, o puede detenerse como se muestra en el paso (ii) de las Figs. 4 a-c.

En una realización preferida, en donde los extremos verticales 3 de los pozos de producción 2, 2' están en el mismo lado de la reserva 22 como se muestra en la Fig.3, la inyección de gas en el segundo pozo horizontal 2 durante esta segunda fase se da preferiblemente vía una tubería interna 40 que se extiende desde un extremo proximal (talón) 42 del tercer pozo 2' al extremo distal (base)

del pozo 2', con un extremo de la misma abierto que está en el extremo distal 44 como se muestra en la Fig. 7. Alternativamente, si la inyección de gas al segundo pozo 2 se da solamente hacia un extremo proximal 42 del pozo de inyección 71 (es decir, sin tubería 40 en el pozo de inyección 2 durante la inyección), entonces se puede proporcionar la tubería interna 40 en el tercer pozo adyacente 2' en donde dicho pozo 2' actúa como pozo de producción, y de esta manera el petróleo se remueve de la porción base 44 de dicho tercer pozo 2' mediante dicha tubería 40, como se muestra en la Fig. 8. Como se explicó anteriormente, cada una de las configuraciones alternativas de las Fig. 7 y Fig. 8 asisten evitando la "digitación" o "corto circuito de gas presurizado" desde el pozo de inyección 2 directamente hacia el pozo de producción 2', cuando se utiliza una configuración tal como la que se muestra en la Fig. 3 en donde cada una de las porciones verticales 3 de los pozos de producción 2, 2', y 2'' están cada uno en el mismo lado de la reserva 22. Como se mencionó anteriormente, en esta segunda fase se perfora bajo un nuevo tercer pozo 2' paralelo en la reserva y se ubica en la producción de fluido [ver Fig. 4a(ii), Fig. 4b(ii) y Fig. 4c(ii)]. Durante esta segunda fase se puede perforar un cuarto pozo horizontal 2'', como se muestra en la Fig. 4a(ii) y la producción iniciada desde dicho pozo 2'' así como desde el pozo 2'. Alternativamente sólo la perforación del pozo 2'' se puede llevar a cabo durante esta fase, con producción desde el pozo 2'' que ocurre durante la tercera fase (discutida más adelante y como se muestra en las Fig. 4c(iii) y (iv)).

Cada una de las Figs. 4a(iii), 4b(iii), y 4c(iii) muestra terceras fases ligeramente diferentes del método de la presente invención. Con respecto a la realización del método revelado en la Fig. 4(b) (iii), cuando la tasa de producción de petróleo del tercer pozo 2' que se produce en el paso (ii) cae bajo un límite predeterminado, se inicia una fase de disminución en donde el gas se inyecta nuevamente en el pozo 1. El pozo 2 se cambia a operar como un pozo de producción, y los pozos 2 y 2' se emplean como pozos de producción durante un tiempo para retirar todo el petróleo remanente. A partir de ahí el cuarto pozo 2'' se puede perforar, y se repite un proceso similar en donde un anterior pozo de producción (pozo 2') se convierte en un pozo de inyección 2', y la producción iniciada desde el cuarto pozo 2'', mientras que el gas continúa inyectándose vía el pozo 1.

Alternativamente, con respecto a la tercera fase mostrada en el paso (iii) de la Fig. 4a, la inyección de gas del pozo 1 se detiene, mientras que el gas que está siendo inyectado en la reserva 22 únicamente vía dicho pozo 2' el cual se menciona anteriormente se convierte desde un pozo de producción hasta un pozo de inyección. El cuarto pozo 2'' opera como un pozo de producción.

Alternativamente, como se muestra en la Fig. 4c(iii), la inyección de gas al pozo 1 se puede re-instituir para drenar completamente todo el petróleo sobre los pozos 2 y 2', y un nuevo cuarto pozo 2'' se perfora. Sólo a partir de ahí, cuando la producción desde los pozos 2 y 2'' se agota o se agota sustancialmente, se convierte el pozo 2' en un pozo inyector y el gas proporcionado posteriormente a la formación vía el pozo 2' y la producción se inicia desde el pozo 2'' como se muestra en la Fig. 4c(iii).

Como se mencionó anteriormente, donde las porciones verticales 3 de los pozos 2, 2', 2'', 2''', y 2^{iv} estén situadas todas en el mismo lado de la reserva 22 (ver Fig. 6) y no en lados alternos de reserva 22, con el propósito de reducir la “digitación” entre un pozo/colector de producción y un pozo inyector mutuamente adyacente, se puede emplear tubería de la forma descrita anteriormente y como se muestra en las Fig. 7 u 8.

Como configuración alternativa para reducir o evitar la “digitación” o el problema de corto circuito entre un inyector y los pozos de producción mutuamente adyacentes 2, 2', 2'', 2''', 2^v que tienen porciones verticales 3 respectivas de tales pozos en el mismo lado de la reserva 22 como se muestra en la Fig. 6 y para inyectar de manera más uniforme medio gaseoso tal como un gas oxidante, vapor, dióxido de carbono, diluyentes de hidrocarburos (ya sea en forma líquida o gaseosa) en una realización mostrada en la Fig. 9, la cantidad de aperturas 24 se puede hacer progresivamente más numerosa sobre la longitud del pozo horizontal 2, y de forma similar sobre la longitud de un pozo mutuamente adyacente 2', progresando desde el extremo proximal 42 hacia el extremo distal 44 de cada uno de dichos pozos 2, 2', 2'', 2''', 2^{iv}, y así sucesivamente.

Alternativamente, para igualmente inyectar de manera más uniforme medio gaseoso tal como gas oxidante, vapor, dióxido de carbono, diluyentes de hidrocarburos (ya sea en forma líquida o gaseosa) a lo largo de la longitud de un pozo inyector (p.ejm. 2') y también para coleccionar de forma más uniforme petróleo a lo largo de una longitud de un pozo colector mutuamente adyacente (p.ejm. 2''), en una realización mostrada en la Fig. 10 el tamaño de las aperturas 24 se puede hacer progresivamente más grande sobre la longitud de cada pozo 2, 2', 2'', 2''', 2^{iv} y así sucesivamente y de forma similar sobre la longitud de un pozo mutuamente adyacente 2', que aumenta progresivamente de área desde el extremo proximal 42 hacia el extremo distal 44 de cada uno de dichos pozos 2, 2', 2'', 2''', 2^{iv}.

Por el contrario, las porciones verticales 3 de los pozos mutuamente adyacentes 2, 2', 2'', 2''', 2^{iv} y sucesivamente se pueden situar en lados opuestos respectivos de la reserva 22 como se muestra en la Fig. 11 para inyectar de manera más uniforme medio gaseoso tal como gas oxidante, vapor, dióxido de carbono, diluyentes de hidrocarburos (ya sea en forma líquida o gaseosa) y para coleccionar petróleo vía un pozo adyacente. Para lograr adicionalmente e incluso mejor inyección de aire y/o colección de petróleo, en donde se usan pozos adyacentes respectivamente para inyectar aire de uno, y coleccionar petróleo del otro, en una realización adicional mostrada en la Fig. 12 la cantidad de aperturas 24 en cada uno de dichos pozos se puede hacer progresivamente más numerosa sobre la longitud de cada pozo horizontal (p.ejm. pozo 2), y de forma similar sobre la longitud de un pozo mutuamente adyacente (pozo 2'), progresando desde el extremo proximal 42 hacia el extremo distal 44 de cada uno de dichos pozos 2, 2', 2'', 2''', 2^{iv}, y así sucesivamente.

Alternativamente, en una realización mostrada en la Fig. 13 el tamaño de las aperturas 24 se puede hacer progresivamente más grande sobre la longitud de cada pozo 2, 2', 2'', 2''', 2^{iv} y sucesivamente y de forma similar sobre la longitud de un pozo mutuamente adyacente 2', que aumenta en área progresivamente y de forma similar sobre la longitud de un pozo mutuamente adyacente 2', que aumenta progresivamente en área desde el extremo proximal 42 hacia el extremo distal 44 de cada uno de dichos pozos 2, 2', 2'', 2''', 2^{iv}, para lograr el

mismo resultado de más distribución equitativa de presión sobre la longitud de cada uno de los pozos respectivos 2, 2', 2" , 2"', 2^{iv}.

EJEMPLOS

Con el propósito de hacer una comparación directa de desempeño de la configuración de "pozo escalonado" mostrada en las Fig. 1 , 1a, y la Fig. 2 y el proceso HWLD de la presente invención mostrado en las Fig. 3 , Fig. 4b, & Fig. 6, y la Fig. 11 se utilizaron las técnicas de modelamiento por computador y simulación como se describe en el presente documento más completamente.

Específicamente, la simulación numérica computarizada extensa de cada patrón de pozo escalonado y HWLD, utilizando un proceso de combustión in situ para la recuperación de petróleo móvil en una reserva homogénea, se emplearon utilizando el Simulador Térmico STARS™ 2010.12 proporcionado por el Grupo de Modelamiento Computarizado, Calgary, Alberta, Canadá. La reserva de modelamiento utilizada en los Ejemplos contenía bitumen a elevada temperatura (54.4 °C) con alta permeabilidad rocosa.

En cada uno de los pozos tipo pozo escalonado modelados (Figs. 1, 1a, y la Fig. 2), y la configuración de pozos HWLD (Figs. 11, Fig. 4b), la porción que contiene petróleo 20 de la reserva 22 se desarrolla en tres fases.

Específicamente, para cada patrón de pozo escalonado mostrado en la Fig. 1, todo el volumen de la Fig. 1 se explotó tres veces, una vez para cada una de las tres fases. Esto requiere un total de quince pozos horizontales, como se muestra en la Fig. 1A. Para el proceso HWLD, una primera fase de la que se muestra en la Figura. 3 y la Fig. 4b, sólo parte del volumen total de la reserva se explota, pero después de conducir dos fases adicionales, en el extremo del mismo volumen de la reserva 22 se explota (esto es 20m x 100m x (50m x 15 bloques)=1,500,000m³) como con el proceso del patrón de Pozo escalonado, pero que requiere un total de sólo 7.5 pozos horizontales, opuesto a quince pozos para la configuración de pozo escalonado como se muestra en la Fig. 1a.

Para simulaciones de combustión con aire, las reacciones utilizaron:

- 1. 1.0 Petróleo -> 0.42 Mejora + 1.3375 CH₄ + 29.6992 Coque
- 2. 1.0 Petróleo + 13.24896 O₂ -> 5.949792 H₂O + 6.0 CH₄ + 9.5 CO₂ + 0.5 CO/N₂ + 27.3423 Coque
- 3. 1.0 Coque + 1.2575 O₂ -> 0.565 H₂O + 0.95 CO₂ + 0.05 CO/N₂

La Tabla 1 más adelante fija las propiedades de la reserva modelada, las propiedades del petróleo y el control del pozo para cada configuración desplazada de pozo escalonado y la configuración de HWLD:

Tabla 1.

Propiedades de la Reserva		
<u>Parámetro</u>	<u>Unidades</u>	<u>Valor</u>
Grosor productivo	m	20
Porosidad	%	30
Saturación de Petróleo	%	80
Saturación de agua	%	20
Fracción molar del gas	fracción	0.263
Permeabilidad H.	mD	5000
Permeabilidad V.	mD	3400
Temperatura de la reserva	°C	54.4
Presión de la reserva	kPa	3000
Compresibilidad rocosa	/kPa	3.5E-5
Conductividad	J/m.d.C	1.5E+5
Capacidad calorífica de la roca	J/m ³ -C	2.35E+6
Propiedades del Petróleo		
Densidad	Kg/m ³	1009
Viscosidad, petróleo muerto @ 20. C	cP	77,000
Viscosidad, in situ	cP	1139
Peso molecular promedio petróleo	UMA	598
Peso molecular promedio Mejora	UMA	224
Fracción molar Petróleo	Fracción	0.737

Compresibilidad	/kPa	1.06E+3
Los pozos se controlaron utilizando los siguientes parámetros:		
Presión máxima de inyección de aire	kPa	7000
Longitud del pozo horizontal	m	100
Mínimo productor de BHP	kPa	2600
tasa de inyección de aire Total	Sm3/d	50,000

La transmisibilidad de los pozos de producción de petróleo se varió monotónicamente a lo largo del pozo desde 1.0 en la punta a 0.943 en el talón, para mejorar la eficiencia de barrido.

Ejemplo 1- Configuración de pozo escalonado

Para la configuración del pozo Escalonado, la porción que contiene petróleo 20 de la reserva 22 que comprende los bloques de rejilla 50a-50o de la Fig. 1A fue dividida en tres partes iguales, cada una consistiendo de 5 bloques de rejilla 50a-e, 50f-j, y 50k-o, como se muestra en la Fig. 1. Cada parte igual fue explotada sucesivamente en tres fases separadas pero sucesivas, tomando cada fase 5 años, usando los pozos de la Fig.1 durante un periodo de 15 años. El volumen total de reserva explotado durante la vida del proceso de 15 años es 1 ,500,000 m³.

Para el patrón de Pozo Escalonado que se muestra en la Fig. 1 , una primera parte del modelamiento de tres partes usó 2.5 pozos de inyección 1 , 1 ' , y 1" , y 2.5 pozos de producción 2, 2' , y 2" , todos perforados simultáneamente, para un total de cinco pozos . El grosor de reserva 4 fue 20m y el pozo desplazado fue 50m para cada bloque de rejilla 50a-50o. Las tasas de inyección de aire fueron 10,000 m³/d para pozo 1 y 20,000 m³/d para cada uno de los inyectores V y 1 " , para un total de 50,000 m³/d para el patrón.

Para el modelamiento computacional del patrón de Pozo Escalonado la primera fase comprendió los bloques de rejilla 50a-50e. Un segundo patrón comprendió un patrón idéntico (bloques de rejilla 50f-50j), modelado como explotado durante 5 años adicionales y una tercera fase (bloques de rejilla 50k-50o) comprendió otro patrón idéntico el cual fue modelado como explotado durante 5 años finales. El volumen de reserva para cada parte fue 500,000m³ para un

volumen de explotación de campo total de 1 ,500,000 m³ (es decir, 3x100mx250mx20m) durante 15 años. El factor de recuperación de petróleo final fue 79 % del petróleo original en el sitio. Un resumen de los resultados se muestra en la Tabla 2 y la Fig. 5.

Ejemplo 2-Configuración de pozo HWLD

Para el proceso HWLD el cual fue modelado usando simulación por computadora, y como se muestra en la Fig. 4b, en una primera fase (Fig. 4b(i)) un pozo de inyección horizontal 1 se localiza alto en la formación, y se provee un pozo horizontal 2 localizado bajo en la reserva 22, ambos colocados a lo largo de un lado de la porción que contiene petróleo 20 de la reserva 22.

En la Fig. 4b y la Fig. 11, que representan el proceso HWLD y configuración del método de la presente invención, las longitudes de pozo 6 fueron cada una de 100m, el grosor de reserva, 4, fue 20m y el pozo offset fue 100m. El volumen total de reserva producido durante el periodo de explotación de 15 años fue así también 1,500,000 m³. La tasa de inyección de aire fue 16,667 m³/d para cada uno de los inyectores para un total de 50,000 m³/d a lo largo de la Fase 1.

En una segunda fase [Fig. 4b(ii)], luego de 5 años, la tasa de producción de petróleo por productor cayó a 3 m³/d, lo que se consideró no económico, y una segunda fase [Fig. 4b(ii)] conducida, específicamente el productor original pozo 2 fue convertido como se muestra en la Fig. 4b(ii) a un inyector de aire mediante inyección de vapor a 270 °C por dos semanas para descargar el petróleo del pozo y luego se inyectó aire a través de la tubería del pozo a 26,000 m³/d. Al mismo tiempo, un segundo pozo productor 2' fue perforado como se muestra en la Fig. 4b.

Luego de 5 años, se inició una fase de disminución final (Fig. 4b(iii)), con inyección de aire a 7,333 m³/d en el pozo inyector original 1, mientras ambos productores 2 y 2' fueron puestos en producción. El volumen de campo total explotado fue 1 ,500,000 m³ (i.e. 3x100mx250mx20m) durante 15 años. El factor de recuperación de petróleo final fue 79 % del petróleo original en el sitio.

COMPARACIÓN Y VENTAJAS PROBADAS

Un resumen de los resultados comparativos para cada uno de los Ejemplos 1 & 2 se muestra en la Tabla 2 a continuación.

Tabla 2.

		Fase 1 (Fig. 4b(i))	Fase 2 (Fig. 4b(ii))	Fase 3 (Fig. 4b(iii))	Total
Tiempo (años)		5	5	5	15
#pozos nuevos por cada fase	Escalonado*	5	5	5	15.0
	HWLD	4.5	3.0	0	7.5
Tasa de aire m ³ / d x 10 ³	Escalonado*	50	50	50	-
	HWLD	50	78	22	-
Aire acumulativo m ³ x 10 ⁶	Escalonado*	91.25	91.25	91.25	274
	HWLD	91.25	142.35	40.15	274
Petróleo acumulativo m ³	Escalonado*	95.126	95.126	95.126	285.378
	HWLD	133.278	125.646	26.646	285.570
Razón Aire-Petróleo acumulativa m ³ / m ³	Escalonado*	959	959	959	959
	HWLD	685	1133	1507	959

*No es parte de la invención reivindicada aquí

Las diferencias significativas e importantes entre los dos métodos se muestran en gris.

Específicamente, la Fig. 5 muestra la Recuperación Acumulativa de Petróleo durante el tiempo para cada una de las configuraciones de Pozo Escalonado (triángulos-línea 'B") y la configuración de pozo HWLD (cuadrados-línea 'A').

En referencia a la Tabla 5 y la Fig. 5, el HWLD para la producción de petróleo móvil es ventajosa sobre el Proceso de Pozo Escalonado incluso en una reserva homogénea por al menos las siguientes dos razones.

Primeramente, solo se necesita la mitad del número de pozos horizontales (7.5 pozos, comparado con 15 pozos) para el mismo volumen de aire comprimido y las tasas acumulativas de petróleo son substancialmente mayores a lo largo de la mayor parte de la vida del proceso. Segundo, la recuperación acumulativa de petróleo para el proceso HWLD, comparada con la del proceso de Pozo

Escalonado es inicialmente mayor, resultando en un mayor retorno inicial de la inversión. Específicamente a este respecto, como puede verse de la Fig. 5 aquí, al final de la Fase 1(5 años), el petróleo acumulativo ($133,278\text{m}^3$) es 40% mayor que el inicialmente cubierto en el método de Pozo Escalonado ($95,126\text{m}^3$). Al final de la Fase 2 (10 años) el petróleo acumulativo recuperado usando el proceso HWLD es 30 % mayor ($125,646\text{m}^3$)comparado con la cantidad recuperada usando el método de Pozo Escalonado descrito arriba ($95,126\text{m}^3$). Como el proceso HWLD es un proceso de línea de conducción, los fruidos de la reserva fluyen en una sola dirección, lo que mejora el barrido de la reserva en reservas con heterogeneidad lateral.

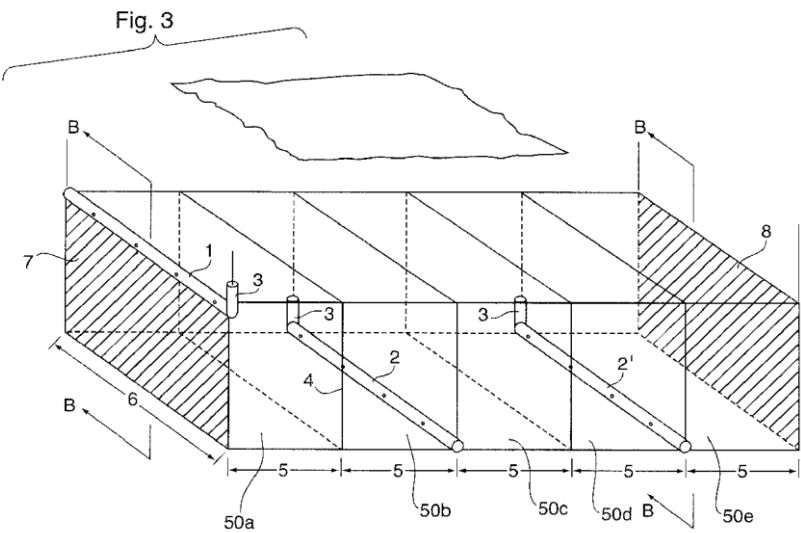
El enfoque de las reivindicaciones no está limitado a las materializaciones preferidas definidas en los ejemplos anteriores, sino que debe dársele la interpretación más amplia consistente con la descripción como un todo, y las reivindicaciones no deben ser limitadas a las realizaciones preferidas o ejemplificadas 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 43/30
(22) Fecha de solicitud:	30-05-14		(71) Solicitante(s): ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad PCT/CA2011/001308	(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 2013/075206 A1
No. de solicitud:	PCT/CA2011/001308		
(54) Título:	“PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR LÍNEA DE CONDUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES”		

Resumen - Reivindicación(es):

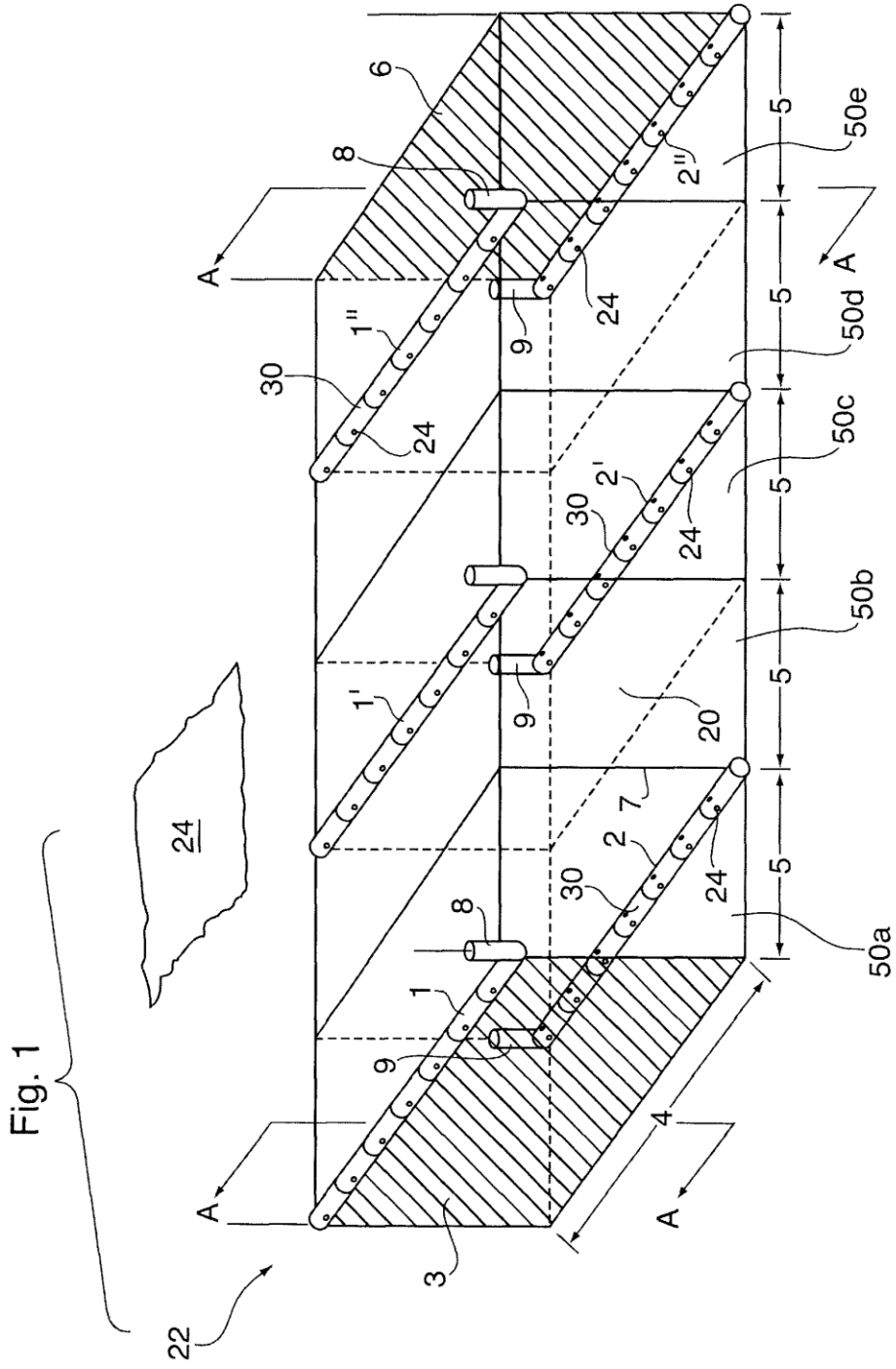
Resumen:

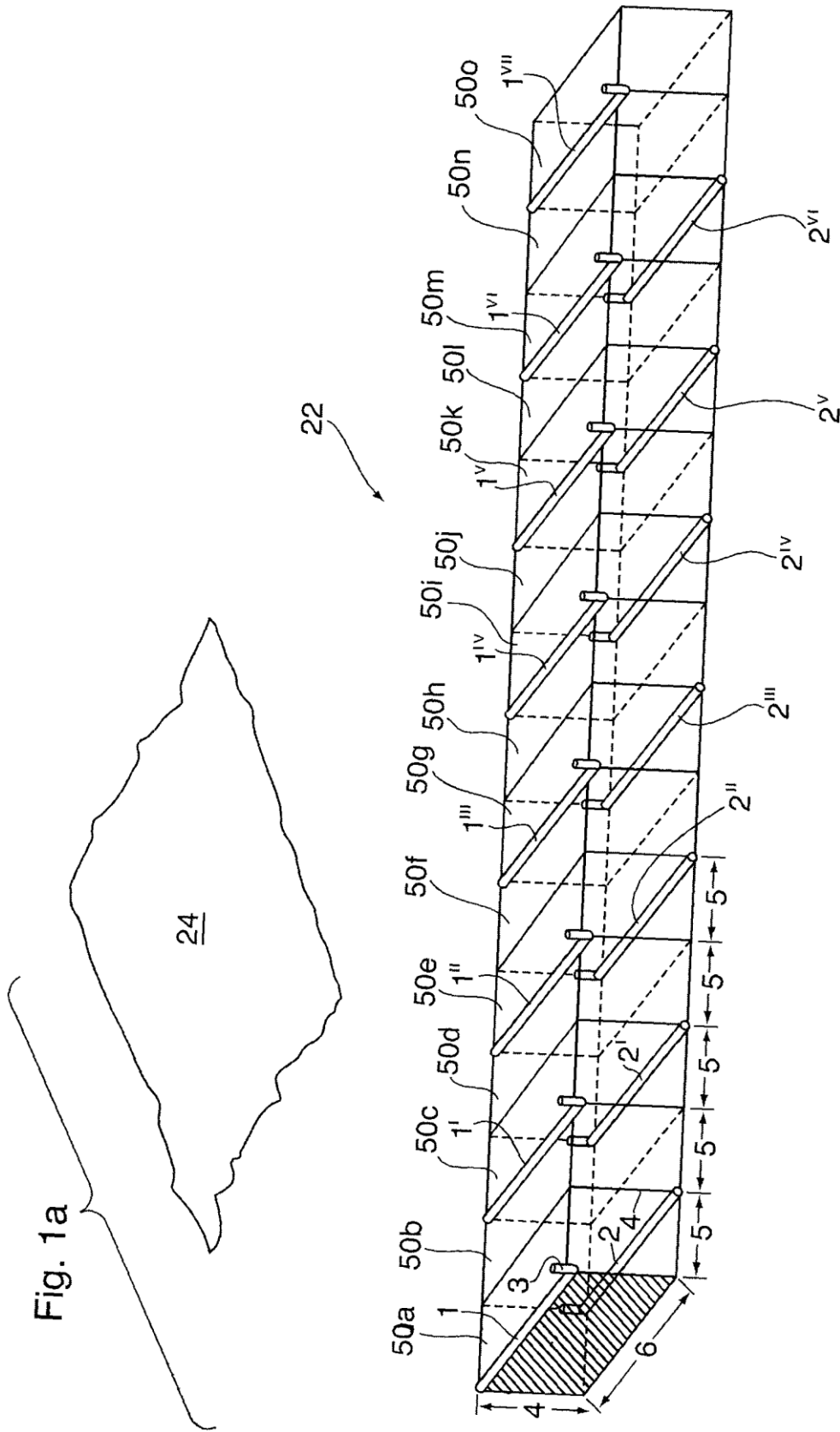
Un proceso de combustión in situ que implica la producción simultánea de líquidos y gases de combustión que combina la conducción del fluido, segregación gravitacional de fase y drenaje gravitacional para producir hidrocarburos a partir de una formación subterránea portadora de petróleo, que comprende inicialmente inyectar un gas a través de un pozo horizontal ubicado en la parte superior de la formación y producir gas de combustión y petróleo a través de pozos horizontales y paralelos desplazados lateralmente que están ubicados en la parte superior de la formación, en donde la explotación de la reserva ocurre con conversión secuencial de los pozos de producción a pozos de inyección en un modo de operación de line-drive. El proceso también se puede emplear sin combustión in situ, utilizando en cambio un solvente gaseoso o inyección de vapor.

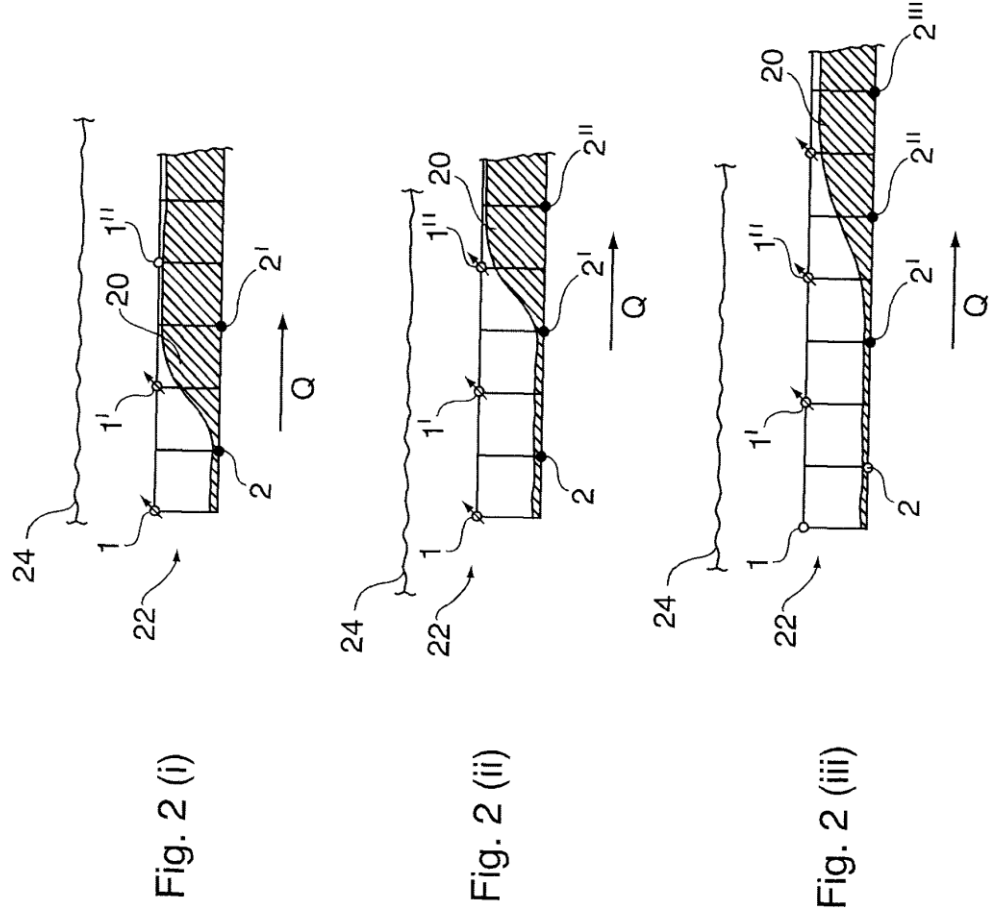


Sector: Ingeniería de petróleos.

FIGURAS







Leyenda

- ◊ Pozo inyector activo
- Pozo de producción activo
- Pozo Inactivo

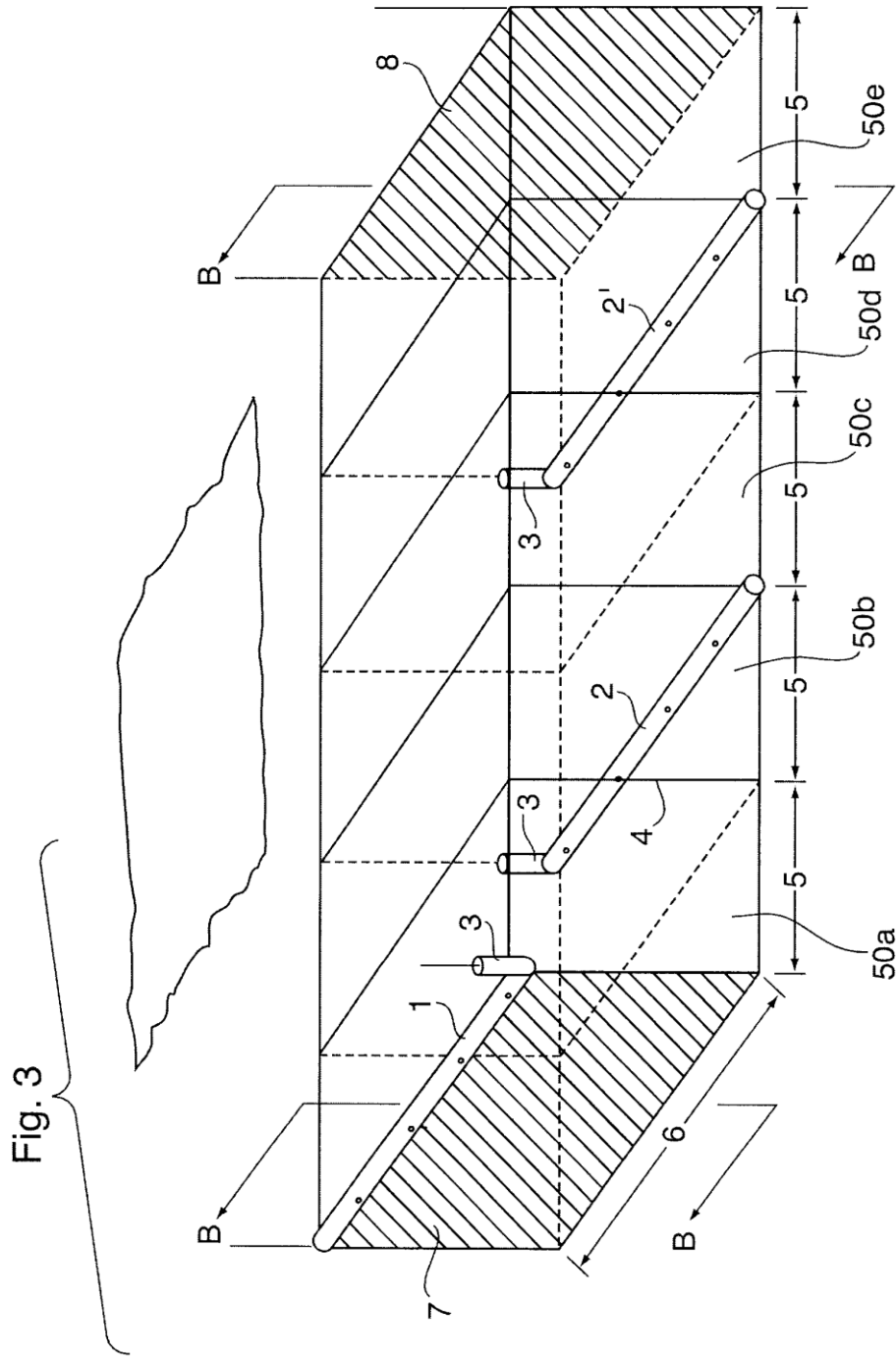


Fig. 4a (i)

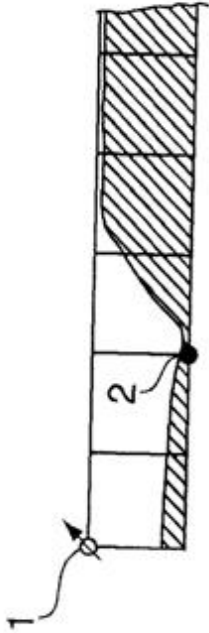


Fig. 4a (ii)

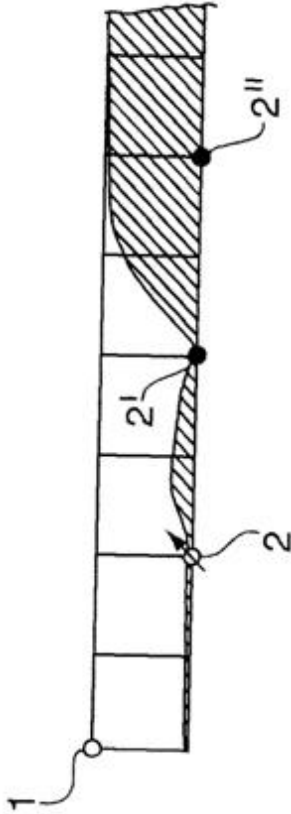
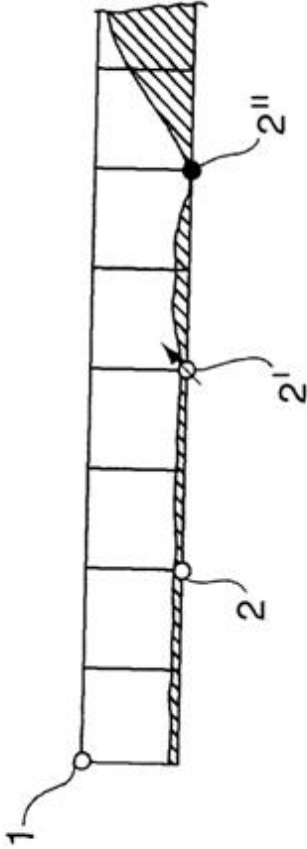


Fig. 4a (iii)



Leyenda

∅ Pozo inyector activo

● Pozo de producción activo

○ Pozo inactivo

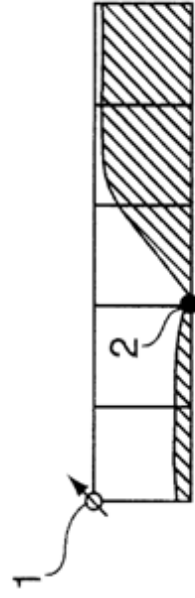


Fig. 4b (i)

Leyenda

- Ø Pozo inyector activo
- Pozo de producción activo
- Pozo inactivo

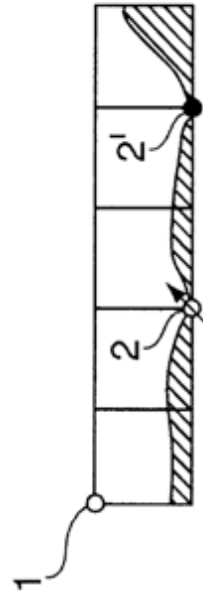


Fig. 4b (ii)

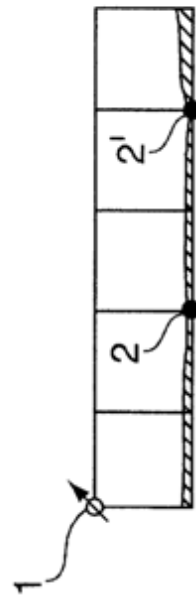


Fig. 4b (iii)

Fig. 4c (i)

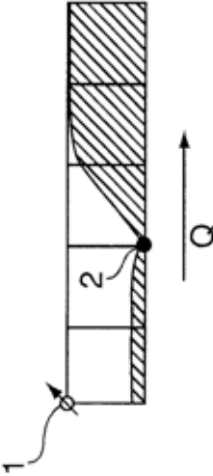


Fig. 4c (ii)

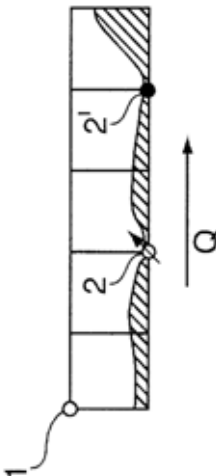


Fig. 4c (iii)

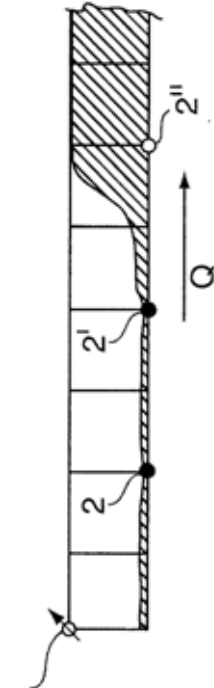
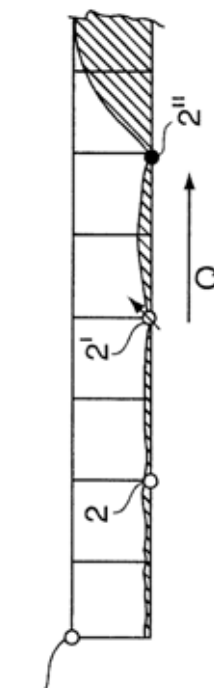
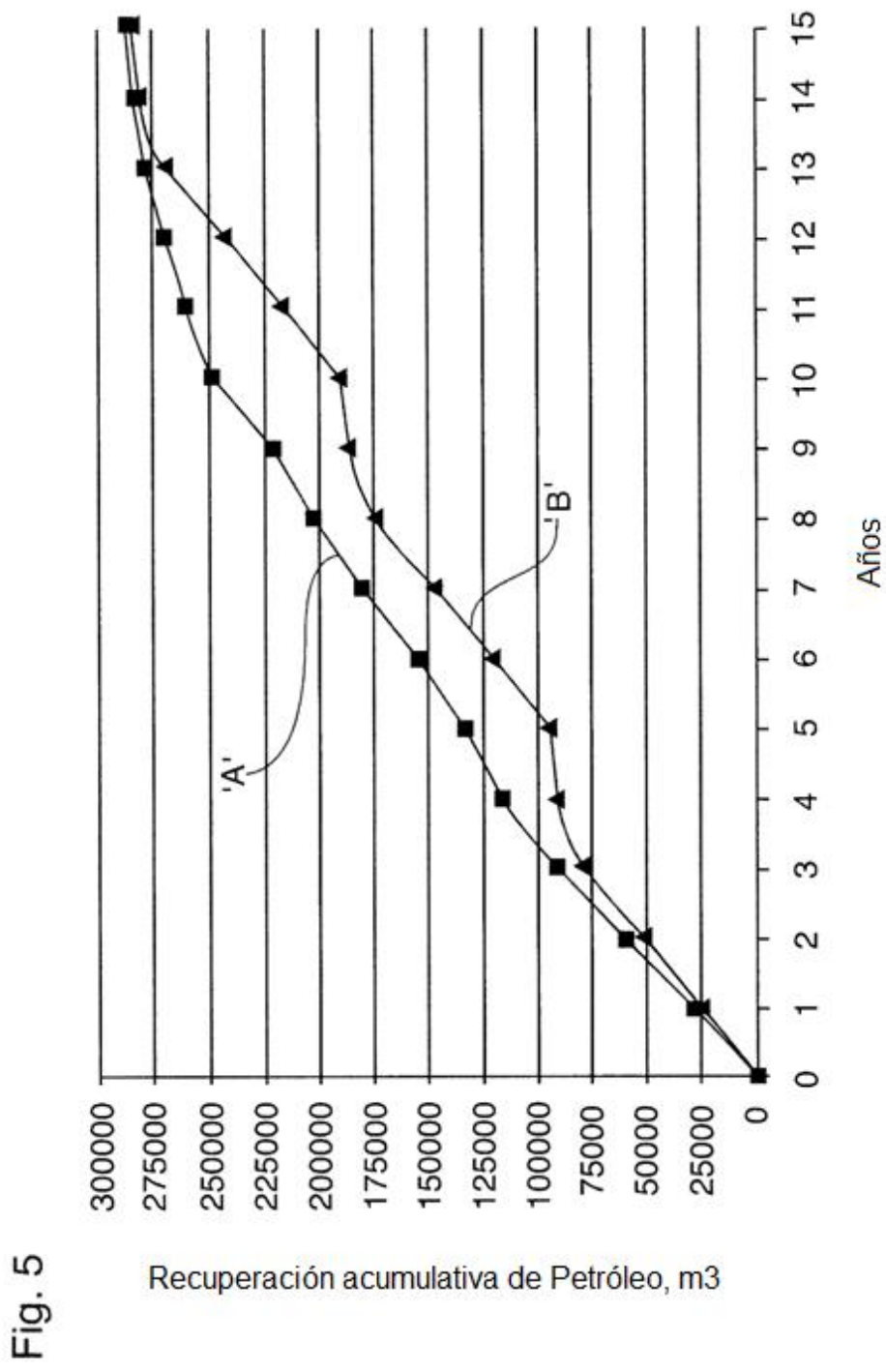


Fig. 4c (iv)

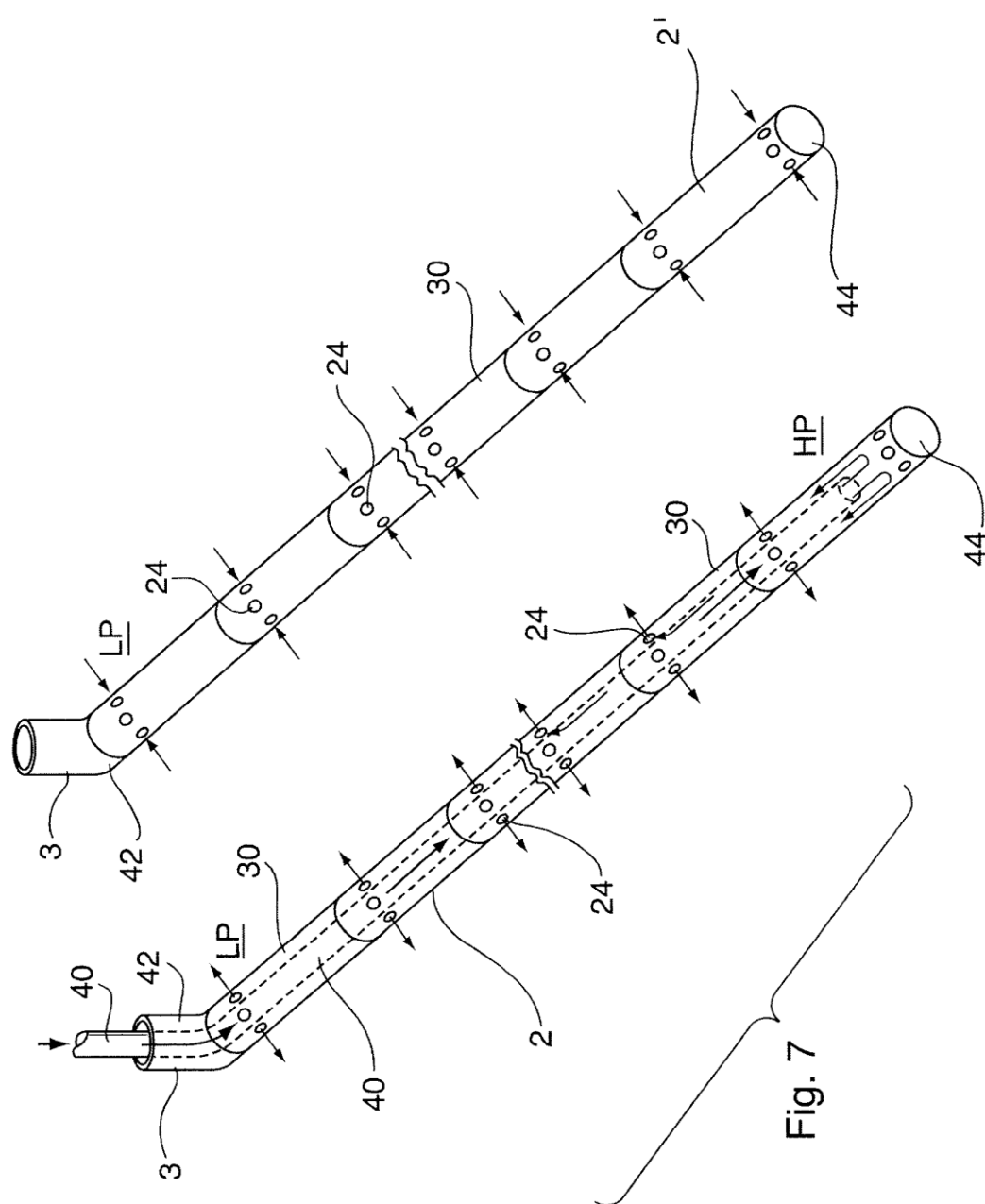


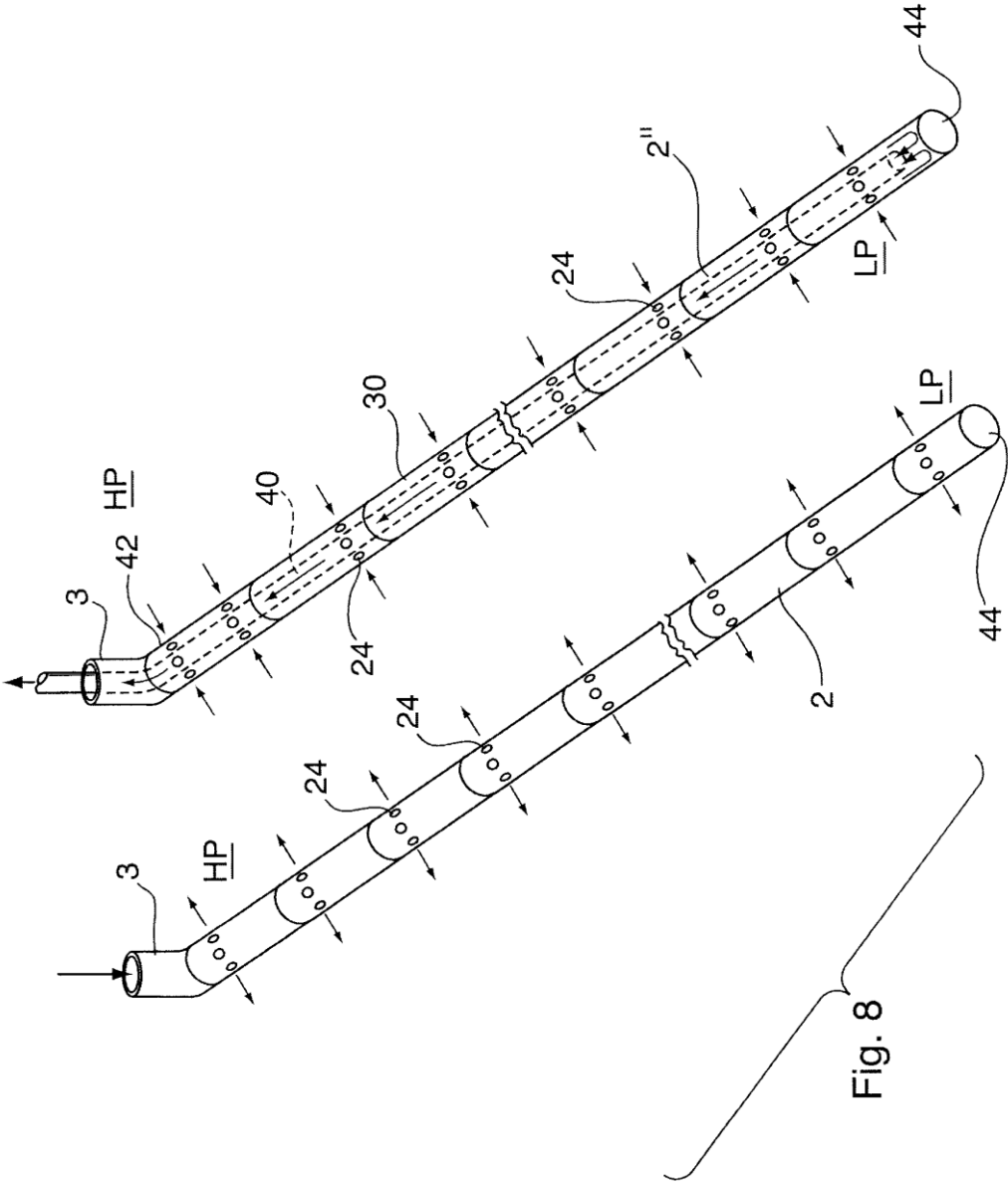
Leyenda

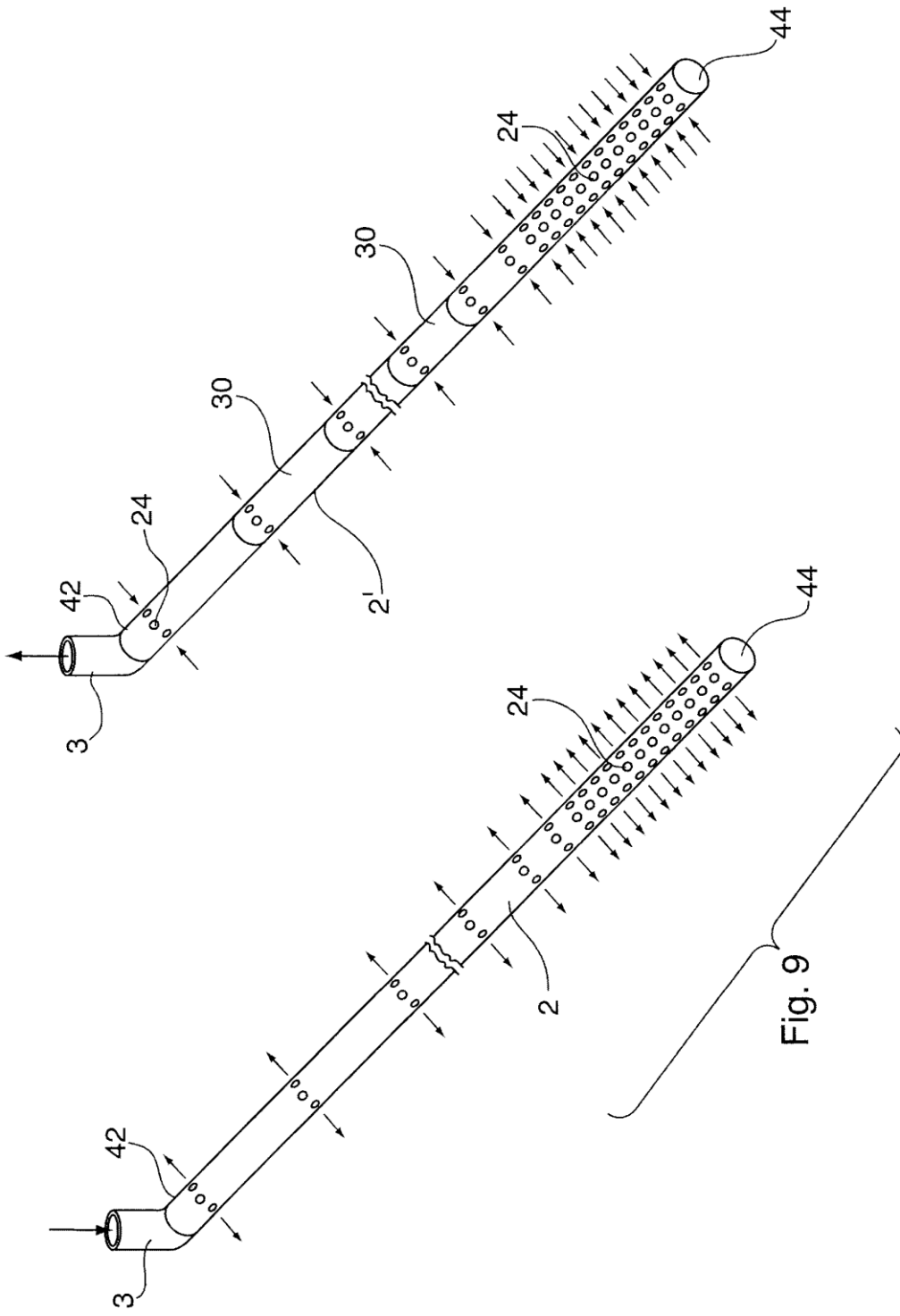
- Ø Pozo inyector activo
- Pozo de producción activo
- Pozo inactivo



$$\left\{ \begin{array}{l} \text{ } \end{array} \right.$$





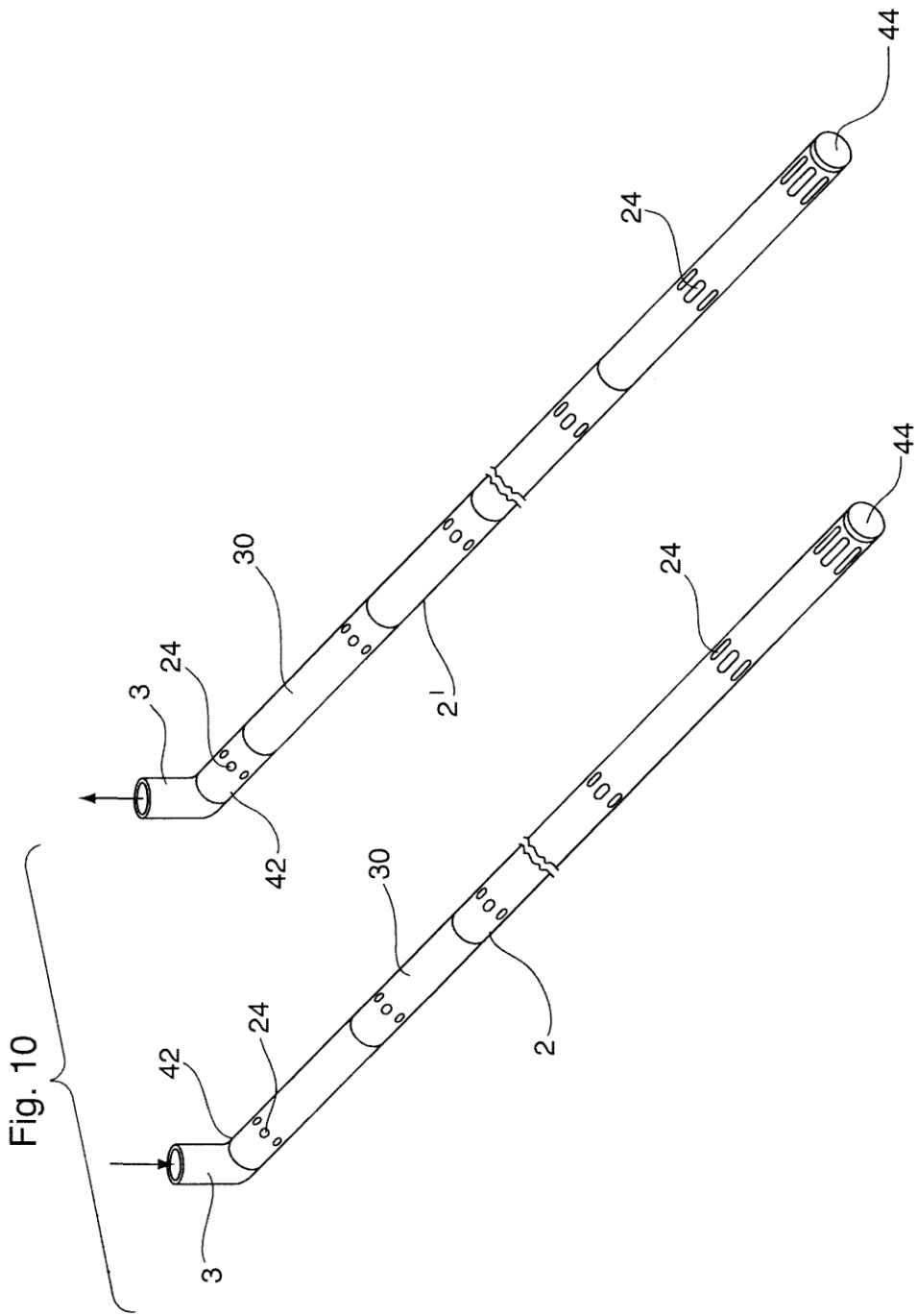
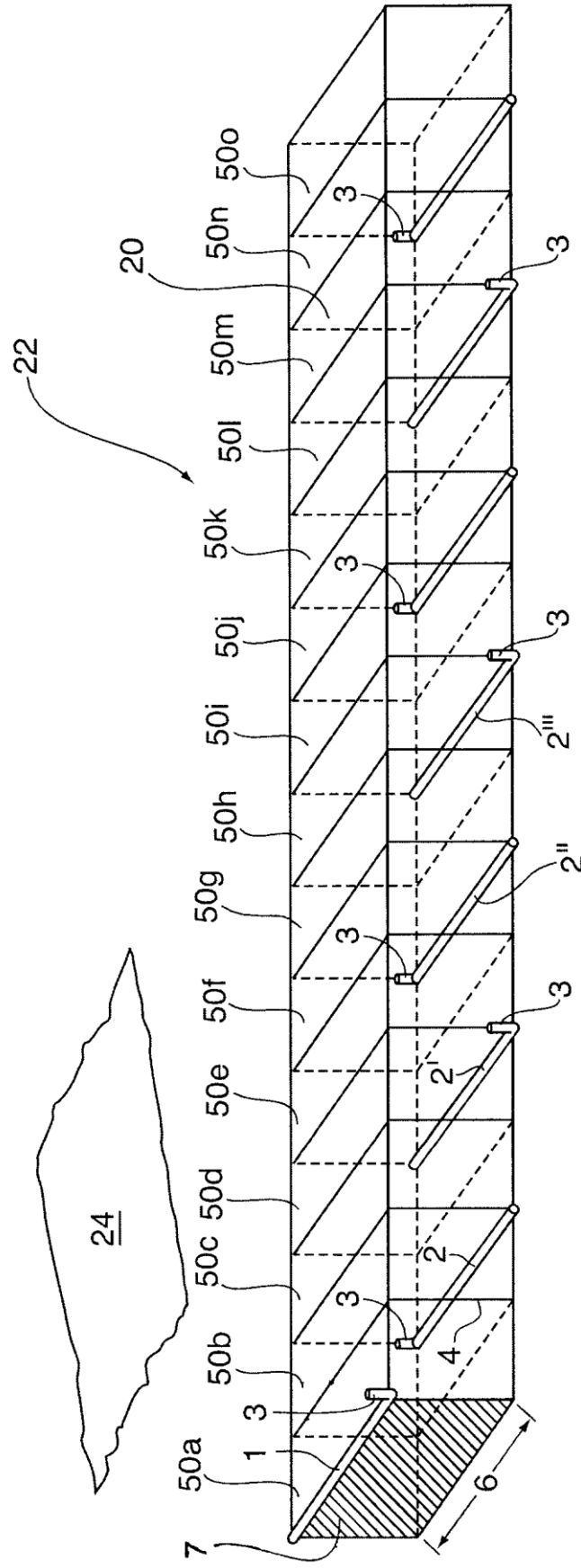


Fig. 11



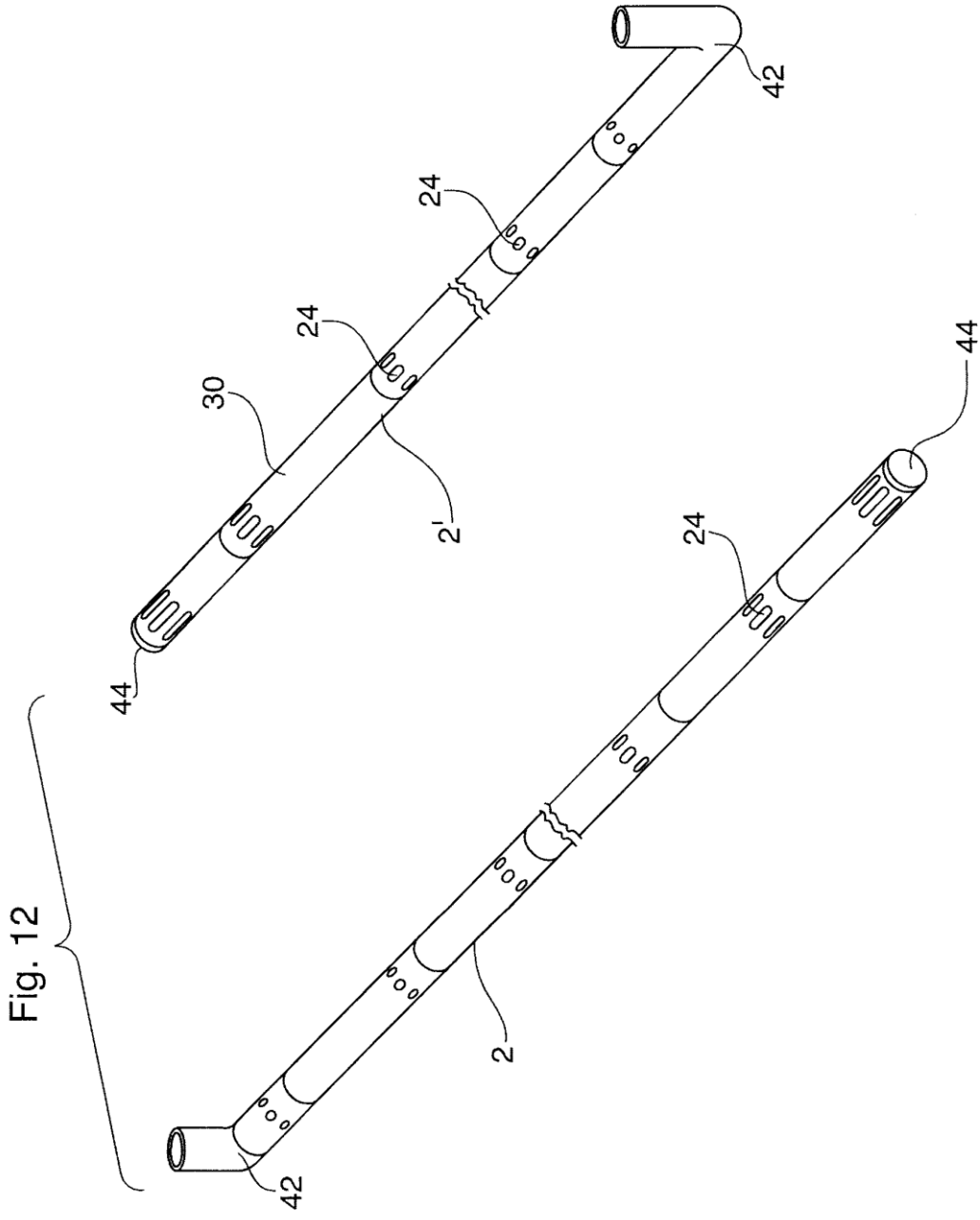
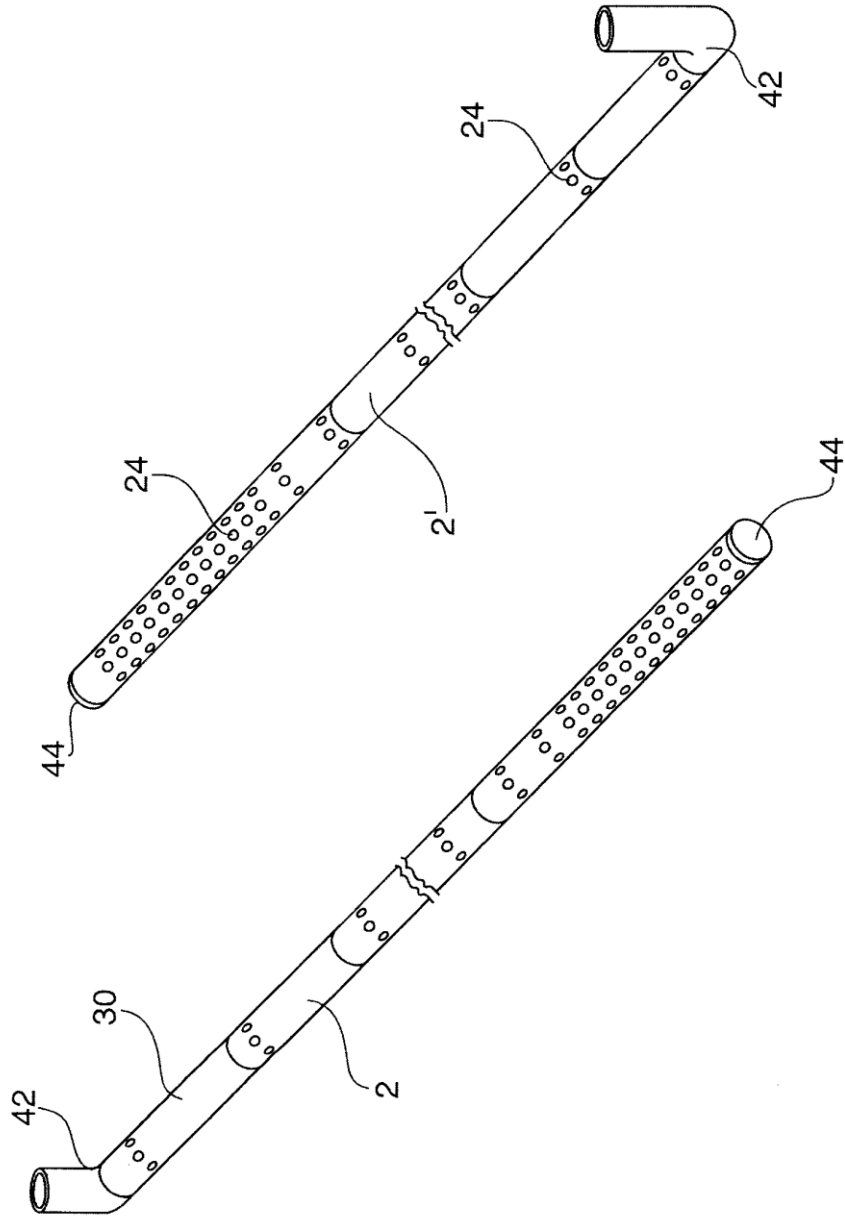


Fig. 13



PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To:
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)

Date of mailing 1 February 2012 (01-02-2012)
(day/month/year)

Applicant's or agent's file reference
A8121654WO

FOR FURTHER ACTION
See paragraph 2 below

International application No.
PCT/CA2011/001308

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 43/30 (2006.01) , E21B 43/24 (2006.01)

Applicant
ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL

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

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

2. FURTHER ACTION

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

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

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

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

Name and mailing address of the ISA/CA
Canadian Intellectual Property Office
Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT
50 Victoria Street
Gatineau, Quebec K1A 0C9

Date of completion of this opinion
31 January 2012 (31-01-2012)

Authorized officer

William Tse (819) 934-6355

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			
Novelty (N)	Claims <u>1-23</u>		YES
	Claims <u>none</u>		NO
Inventive step (IS)	Claims <u>none</u>		YES
	Claims <u>1-23</u>		NO
Industrial applicability (IA)	Claims <u>1-23</u>		YES
	Claims <u>none</u>		NO
2. Citations and explanations :			
D1 : CA2650130 D2 : CA2058255 D3 : WO2010/043034 D4 : US2009139716			
<u>Novelty (N)</u> Claims 1-23 are novel and do comply with Article 33(2) of the PCT. Document D1, which is considered the closest prior art with respect to independent claims 1 and 22, discloses a method for recovering oil from a hydrocarbon-containing subterranean reservoir (Fig. 1 and Title), comprising the steps of: (i) drilling a first horizontal well (40), situated relatively high in said reservoir; (ii) drilling a second horizontal well (26), situated relatively low in said reservoir and aligned substantially parallel to said first horizontal well (Fig. 1); (iii) injecting a medium comprising a gas (Page 10, line 14) into said reservoir via the first horizontal well (Page 10, lines 14-20); (iv) withdrawing oil which moves downwardly in said subterranean reservoir and flows into said second horizontal well, from said second horizontal well (Page 10, lines 22-Page 3, line 5); (v) drilling a third horizontal well (42), relatively low in said reservoir and substantially parallel to said first and second horizontal wells but laterally spaced apart therefrom, laterally spaced farther from said first horizontal well than from said second horizontal well (Fig. 1); (vi) temporarily or permanently ceasing withdrawing hydrocarbons from said second horizontal well (Page 11, lines 7-9) ; (vii) proceeding to inject a second medium (Page 11, lines 11-14) comprising a gas (Page 11, line 11) into said second horizontal well; and (ix) withdrawing oil which moves downwardly in said subterranean reservoir into said third horizontal well, from said third horizontal well (Page 11, lines 11-26). D1 also discloses the further features of claim 22, namely injecting oxidizing gas (Page 20, lines 11-13), igniting the hydrocarbons in the reservoir (Page 20, lines 6-23) and successively converting additional wells from production to injection wells (Page 12, lines 12-21). However, the subject matter of claims 1 and 22 differs from D1 in that medium is injected into apertures in the first horizontal well Thus, the subject matter of claims 1 and 22 is new in the sense of Article 33(2) of the PCT. Furthermore, claims 2-21 and 22, as dependent claims, also meet the requirements of Article 33(2) of the PCT.			
<u>Inventive Step (IS)</u> D1 discloses a method for recovering oil from a hydrocarbon-containing subterranean reservoir, as described above. D2 discloses well liner segments for petroleum recovery comprising apertures on the outer member of the segment. D3 discloses recovering hydrocarbons using CO ₂ . D4 discloses a method of recovering bitumen using heating elements and recovery wells.			
Continued in Supplemental Box...			

Box No. VII Certain defects in the international application

The following defects in the form or contents of the international application have been noted :

Claims 1 and 22 do not comply with Article 6 of the PCT because the claimed step of "drilling a second horizontal well, situated relatively low in said reservoir and aligned substantially parallel to said first horizontal well" (claims 1 and 22, step (ii)) lacks proper support in the present description. The description mentions that the second well is a parallel laterally offset horizontal well (Page 4, lines 19-25 and Fig. 3).

Claim 21 is unclear and does not comply with Article 6 of the PCT. It appears that claim 21 does not have additional features beyond those in claim 14.

Supplemental Box

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

Continuation of:

Claims 1-5, 11, 12, 14, 20-23 do not have an inventive step and do not comply with Article 33(3) of the PCT. The subject matter of this claim would have been obvious to a person skilled in the art or science to which it pertains having regard to D1, in view of D2.

A method for recovering oil from a hydrocarbon-containing subterranean reservoir, as described above, is taught by D1.

The further feature of independent claims 1 and 22, namely the injection gas being injected into the apertures (31) of the well (Fig. 3), is taught by D2..

The features of dependent claims 2-5, 11, 12, 20 and 23, namely successively converting additional wells from production to injection wells (Page 12, lines 12-21), the first and second medium are the same (injection gas is the same in all stages of Pages 10-11), igniting the hydrocarbons in the reservoir (Page 20, lines 6-23), the medium is soluble in oil (Page 20, lines 11-13), using a tubing to inject gas (36) and withdraw oil (28), ceasing recovery when production falls below a threshold (Page 11, lines 7-9) and the volume of gas injected is the same as the volume of oil recovered (Fig. 4), are also taught by D1.

The feature of dependent claims 14 and 21, namely the first well having a plurality of apertures (Fig. 2), is also taught by D2.

Claim 6 does not have an inventive step and does not comply with Article 33(3) of the PCT. The subject matter of this claim would have been obvious to a person skilled in the art or science to which it pertains having regard to D1, in view of D2 and D3.

A method for recovering oil from a hydrocarbon-containing subterranean reservoir, as described above, is taught by D1, in view of D2.

The further feature of dependent claim 6, namely injecting CO2 (Page 14, lines 25-30), is taught by D3.

Claim 7 does not have an inventive step and does not comply with Article 33(3) of the PCT. The subject matter of this claim would have been obvious to a person skilled in the art or science to which it pertains having regard to D1, in view of D2 and D4.

A method for recovering oil from a hydrocarbon-containing subterranean reservoir, as described above, is taught by D1 in view of D2.

The further feature of dependent claim 7, namely heating oil in the reservoir (Abstract), is taught by D4.

Claims 8-10, 13 and 15-19 do not have an inventive step and do not comply with Article 33(3) of the PCT. The subject matter of this claim would have been obvious to a person skilled in the art or science to which it pertains having regard to D1, in view of D2 and common general knowledge.

A method for recovering oil from a hydrocarbon-containing subterranean reservoir, as described above, is taught by D1, in view of D2.

The further features of dependent claims 8-10, 13 and 15-19, namely the specific end of the well that injection or withdrawing takes place; and the size and density of apertures along the well, are considered to be mere matters of normal design procedure available to one skilled in the art.

Industrial Applicability (IA)

The subject matter of claims 1-23 are considered to be industrially applicable in the sense of Article 33(4) of the PCT.

ANEXO

El documento que acredita la calidad de REPRESENTANTES LEGALES en Bogotá de los doctores **ALICIA LLOREDA** y/o **GUSTAVO TAMAYO** y/o **IGNACIO SANTAMARIA** y/o **ENRIQUE ALVAREZ** para TODOS LOS ASUNTOS RELACIONADOS CON LA PROPIEDAD INDUSTRIAL de la sociedad peticionaria, que faculta a cada uno de dichos abogados para actuar individualmente, se 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 LLOREDA 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)

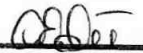
Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:

(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.

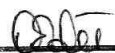
El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado debidamente la firma anterior de: (ilegible)

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.

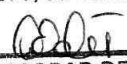
El Departamento de Asuntos Extranjeros y Comercio Internacional ha autenticado debidamente la firma anterior de: (ilegible)

Autenticada por el Viceministro de Asuntos Extranjeros por:

(firma: ilegible) / Valerie Tailleux
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.

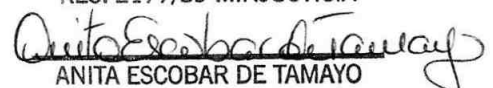
DADO BAJO MI SELLO DE OFICINA EN LA PROVINCIA DE ALBERTA.

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
Notary Public in and for the Province of Alberta



THE
NEW
YORK
PUBLIC
LIBRARY

011294

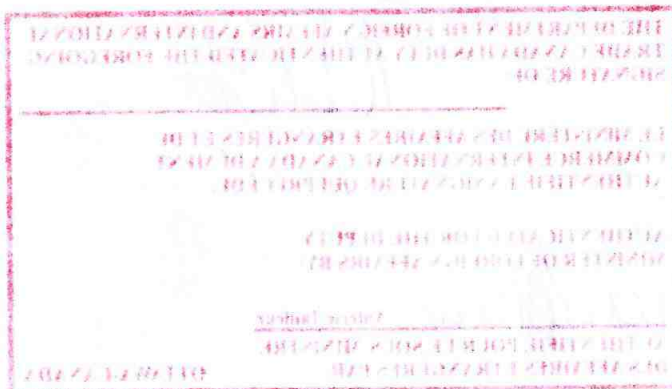
kloutco Béthén

COVA FIRMADA APARECE EN EL DOCUMENTO DESEMPEÑA LAS FUNCIONES INDICADAS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

2010 MAR 19 AM 1:40

RECEIVED
JUL 10 1968



NOTARIAL CERTIFICATE

CANADA)

PROVINCE OF ALBERTA)

TO WIT:)

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS

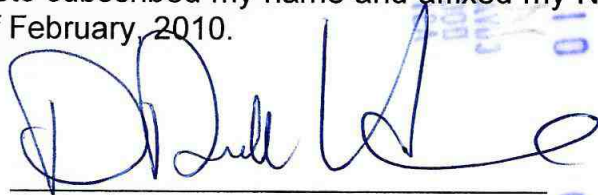
MAY COME, BE SEEN OR KNOWN

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

USD36.00



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 : 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 DESEMPEÑA
AS FUNCIONES INDICADAS

DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES PAR
LE MINISTRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES
ET DU COMMERCE INTERNATIONAL À L'ÉCHÉANCE DE LA DÉLIVRANCE
DU VISA

AT THE OFFICE OF FOREIGN AFFAIRS
AND INTERNATIONAL COMMERCE
FOR THE DELIVERY
OF THE PASSPORT

OTTAWA - CANADA

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:)
)

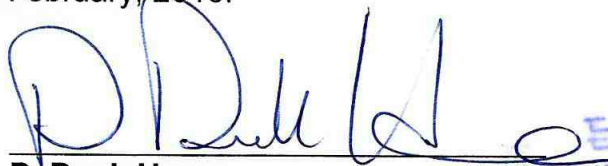
TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS
MAY COME, BE SEEN OR KNOWN

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



[illegible]



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.

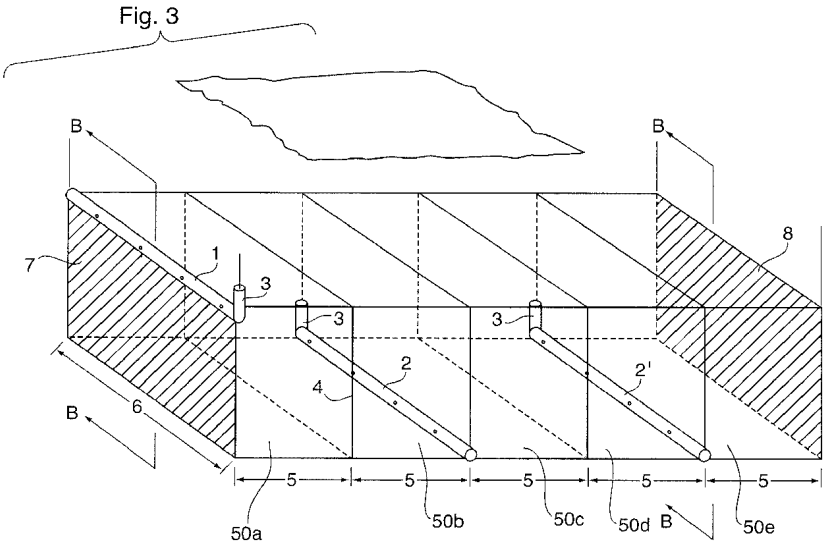
DATED: 2010/02/12



- (51) International Patent Classification:
E21B 43/30 (2006.01) E21B 43/24 (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/CA2011/001308
- (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) Agents: HORNE, Doak, D. et al.; Gowling Lafleur Henderson LLP, Suite 1400, 700 - 2nd Street, S.W., 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: HORIZONTAL WELL LINE-DRIVE OIL RECOVERY PROCESS



(57) Abstract: An in situ combustion process entailing the simultaneous production of liquids and combustion gases that combines fluid drive, gravity phase segregation and gravity drainage to produce hydrocarbons from a subterranean oil-bearing formation, comprising initially injecting a gas through a horizontal well placed high in the formation and producing combustion gas and oil through parallel and laterally offset horizontal wells that are placed low in the formation. wherein the reservoir exploitation proceeds with sequential conversion of production wells to injection wells in a line-drive mode of operation. The process may also be employed without in situ combustion, using instead a gaseous solvent or steam injection.

REIVINDICACIONES

1. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, que comprende los pasos de:

(i) perforar un primer pozo horizontal, situado relativamente alto en dicha reserva;

(ii) perforar un segundo pozo horizontal, situado relativamente bajo en dicha reserva y alineado sustancialmente paralelo a dicho primer pozo horizontal;

(iii) inyectar un medio que comprende un gas, vapor, o un líquido hacia dicha reserva vía aperturas en dicho primer pozo horizontal;

(iv) sacar petróleo que se mueve hacia abajo y en dicha reserva subterránea y fluye hacia dicho segundo pozo horizontal, desde dicho segundo pozo horizontal;

(v) perforar un tercer pozo horizontal, relativamente bajo en dicha reserva y sustancialmente paralelo a dichos primer y segundo pozos horizontales pero lateralmente separados de los mismos, lateralmente espaciados más lejos de dicho primer pozo horizontal que desde dicho segundo pozo horizontal;

(vi) Dejar de sacar hidrocarburos temporal o permanentemente desde dicho segundo pozo horizontal;

(vii) Proceder a inyectar un segundo medio que comprende un gas, vapor, o un líquido hacia dicho segundo pozo horizontal; y

(ix) sacar petróleo que se mueve hacia abajo en dicha reserva subterránea hacia dicho tercer pozo horizontal, desde dicho tercer pozo horizontal.

2. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1 para barrer un volumen sustancial de petróleo desde adentro de una reserva que contiene hidrocarburos progresando en una dirección generalmente lineal a lo largo de dicha formación, que comprende pasos adicionales repetidos que incluyen:

perforar sucesivamente pozos horizontales adicionales bajos en dicha reserva sustancialmente paralela a y sustancialmente co-planar con dicho tercer pozo horizontal pero lateralmente espaciados de la misma y entre sí; y

Convertir sucesivamente los penúltimos pozos horizontales adicionales, desde un pozo de producción a un pozo de inyección para inyectar dicho gas, vapor, o un líquido con el fin de que el petróleo en dicho depósito se desplace finalmente desde el interior de dicha reserva hacia abajo, al último de los pozos horizontales adicionales.

3. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho primer medio y dicho segundo medio son el mismo medio.

4. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 3, en donde dicho primer medio comprende gas oxígeno, aire, o mezclas de los mismos con el propósito de conducir la combustión in situ, dicho método comprende adicionalmente el paso, después del paso (iii), de encender dichos hidrocarburos en dicha reserva en una región próxima a dicho primer pozo horizontal, y sacar los sub-productos de combustión y dicho petróleo de dicha formación subterránea vía dicho segundo pozo y/o vía dicho tercer pozo.

5. Un método como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho primer medio y dicho segundo medio son un gas que es soluble en petróleo.

6. Un método como se reivindica en la reivindicación 4, en donde el gas es CO₂, hidrocarburos ligeros, o mezclas de los mismos.

7. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 4, en donde dicho paso de encender dichos hidrocarburos y sacar sub-productos de combustión vía dicho segundo pozo horizontal y/o dicho tercer pozo horizontal causa que un

frente de combustión se desplace lateralmente desde el primer pozo horizontal en la dirección del segundo y tercer pozos horizontales, de ese modo calienta del petróleo en dicho depósito y hace que este drene hacia abajo para su recolección por medio del segundo y / o tercer pozo horizontal.

8. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1 en donde dicha etapa (iii) de inyectar un gas, vapor, o líquido en dicho primer pozo horizontal, comprende el paso de inyectar dicho gas, vapor o líquido en un extremo de dicho primer pozo horizontal y dicha etapa de sacar petróleo desde dicho segundo pozo horizontal consta del paso de sacar dicho petróleo de un extremo de dicho segundo pozo, el dicho segundo pozo situado en un lado de dicha reserva frente a un lado de la misma en la que dicho extremo del dicho primer pozo horizontal está situado.

9. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicha etapa (vi) de inyectar dicho gas, vapor, o líquido hacia dicho segundo pozo horizontal consta de inyectar dicho gas, vapor o líquido dentro del extremo de dicho segundo pozo horizontal situado en un lado de dicha reserva frente al final del dicho tercer pozo horizontal de donde dicho petróleo es colectado.

10. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicha etapa (vi) de inyectar dicho gas, vapor o líquido hacia dicho segundo pozo horizontal consta de inyectar dicho gas, vapor o líquido en un primer extremo del dicho segundo pozo horizontal, dicho primer extremo del dicho segundo pozo situado en un mismo lado de dicha reserva en la que el primer extremo de dicho tercer pozo horizontal de la que dicho petróleo es obtenido de donde está situado.

11. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho petróleo es obtenido de un primer extremo de cada uno de dichos

segundo y tercer pozos horizontales situados en el mismo lado de dicha reserva y dicho paso (vi) de inyectar dicho gas, vapor o líquido hacia dicho segundo pozo horizontal consta de inyectar dicho gas, vapor o líquido hacia dicho segundo pozo horizontal consta de inyectar dicho gas, vapor o líquido en el segundo extremo del dicho segundo pozo mediante un tubo, aquella tubería se extiende sustancialmente desde el dicho primer extremo al dicho segundo extremo de dicho segundo pozo.

12. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, un primer extremo de dicho segundo y tercer pozos horizontales situado en el mismo lado de dicha reserva, y dicho paso (vi) de inyectar dicho gas, vapor o líquido hacia dicho segundo pozo horizontal consta de inyectar dicho gas, vapor o líquido en dicho primer extremo de dicho segundo pozo y dicho paso de sacar petróleo desde dicho tercer pozo consta de sacar tal petróleo desde el segundo extremo de dicho tercer pozo mediante tubería, dicha tubería se extiende desde dicho primer extremo hasta sustancialmente el dicho segundo extremo de dicho tercer pozo.

13. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, cada uno de los dichos segundo y tercer pozo horizontal tienen un extremo distal y un extremo proximal, dicho extremo proximal de dicho segundo pozo horizontal y dicho extremo proximal de dicho tercer pozo horizontal siendo situado en lados mutuamente opuestos de dicha reserva.

14. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho primer pozo horizontal posee una pluralidad de aperturas sustancialmente a lo largo de su longitud y dicho paso de inyectar un gas, vapor o líquido en dicho pozo horizontal comprende la etapa de inyectar dicho gas, vapor o líquido hacia dicha reserva mediante dichas aperturas en dicho primer pozo.

15. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 14, en donde dicho primer pozo horizontal tiene un revestimiento en el cual dicha pluralidad de aperturas están situadas y en donde el tamaño de dichas aperturas o el número de dichas aperturas dentro de dicho revestimiento en dicho primer pozo horizontal aumenta progresivamente desde un primer extremo a un segundo extremo de dicho primer pozo horizontal y dicho gas, vapor o líquido es inyectado en dicho primer extremo de dicho primer pozo.

16. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, en donde cada uno de dicho segundo pozo horizontal y dicho tercer pozo horizontal tiene una pluralidad de aperturas en él mismo, en donde el tamaño de dichas aperturas o el número de dichas aperturas aumenta progresivamente de un primer extremo a un segundo extremo de dicho segundo y tercer pozo horizontales.

17. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 10, en donde dicho segundo pozo horizontal tiene una pluralidad de aperturas en él, en donde el tamaño de dichas aperturas o el número de dichas aperturas aumenta progresivamente de un primer extremo a un segundo extremo de cada uno de dichos segundo y tercer pozos horizontales.

18. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 10, en donde dicho tercer pozo horizontal tiene una pluralidad de aperturas en él, en donde el tamaño de dichas aperturas o el número de dichas aperturas aumenta progresivamente de dicho primer extremo a un segundo extremo de la misma.

19. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 10, en donde cada uno de dicho segundo pozo y de dicho tercer pozo tienen una pluralidad de aperturas en él, en donde el tamaño de dicha aperturas o el número de

dichas aperturas aumenta progresivamente de dicho primer extremo del mismo a un segundo de los mismos.

20. Un método como se reivindica en la reivindicación 1, que incluye además el paso, después del paso (v) o (vi), de cesar de inyectar dicho gas, vapor o líquido en dicho primer pozo horizontal cuando la recuperación de petróleo desde dicho segundo pozo horizontal ha caído a una fracción pre-determinada de una tasa de recuperación máxima.

21. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicho primer pozo horizontal posee una pluralidad de aperturas sustancialmente a lo largo de su longitud y dicho paso de inyectar un gas, vapor o líquido en dicho pozo horizontal con ello comprende la etapa de inyectar gas, vapor o líquido hacia dicha reserva mediante dichas aperturas en dicho primer pozo de inyección.

22. Un método de conducción directa para la recuperación de petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos, que comprende los pasos de:

- (i) perforar un primer pozo horizontal relativamente alto en dicha reserva, teniendo una pluralidad de aperturas en el mismo;
- (ii) perforar un segundo pozo horizontal relativamente bajo en dicha reserva y sustancialmente paralelo a dicho primer pozo horizontal;
- (iii) Inyectar un gas oxidante en dicho primer pozo de inyección y hacia dicha reserva mediante dichas aperturas en el mismo, con el propósito de llevar a cabo la combustión in situ de dicha reserva;
- (iv) encender hidrocarburos en dicha reserva;
- (v) sacar el petróleo que drena hacia abajo en dicha reserva subterránea hacia dicho segundo pozo horizontal desde dicho segundo pozo horizontal;
- (vi) perforar un tercer pozo horizontal, relativamente bajo en dicha reserva y sustancialmente paralelo a dicho segundo pozo horizontal, pero separados lateralmente del mismo y lateralmente separado de dicho primer pozo de inyección lejos de dicho segundo pozo de inyección.

(vii) temporal o permanentemente cesar la producción de hidrocarburos desde dicho segundo pozo horizontal y convertir dicho segundo pozo en un pozo de inyección;

(viii) inyectar dicho gas oxidante hacia dicho segundo pozo horizontal; y

(ix) sacar petróleo que drena hacia abajo en dicha reserva subterránea hacia dicho tercer pozo horizontal, desde dicho tercer pozo horizontal;

(x) perforar sucesivamente pozos horizontales adicionales bajos en dicha reserva sustancialmente paralela y sustancialmente co-planar con dicho tercer pozo horizontal pero lateralmente separados de la misma y entre sí; y

(xi) convertir sucesivamente penúltimos pozos de dichos pozos adicionales horizontales de un pozo de producción a un pozo de inyección para inyectar dicho gas, vapor o un líquido, para hacer que el petróleo en dicha reserva se mueva de dicha reserva hacía abajo en el último de dichos pozos horizontales adicionales.

23. Un método para recuperar petróleo de una reserva subterránea que contiene hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 22, en donde el volumen de gas, vapor o líquido inyectado en dicha reserva subterránea es aproximadamente igual al volumen de petróleo recuperado de dichos pozos horizontales localizados bajo en la reserva.

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

Applicant's or agent's file reference A8121654WO	FOR FURTHER ACTION		see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below
International application No. PCT/CA2011/001308	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. 3

☒ 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/CA2011/001308

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC: <i>E21B 43/30</i> (2006.01) , <i>E21B 43/24</i> (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: <i>E21B 43/30</i> (2006.01) , <i>E21B 43/24</i> (2006.01) According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
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) Canadian Patents Database, EPODOC, English FullText Keywords : horizontal, well, line, drive, HWLD, SAGD, steam, assisted, gravity, drainage,		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	CA2650130 A1 (LIM, G, et al.) 30 July 2009 (30-07-2009) *Abstract; Fig. 1 and 4; Pages 9-12, 15-22*	1-23
Y	WO2010/043034 A1 (AYASSE, C) 22 April 2010 (22-04-2010) *Same Inventor* *Abstract; Fig. 3; Page 14-15*	1-23
Y	CA2058255 A (LEAUTE, R.P.) 21 June 1993 (21-06-1993) *Abstract; Fig. 6; Page 15*	6
Y	US2009/0139716 A1 (BROCK, D., et al.) 4 June 2009 (04-06-2009) *Abstract; Fig. 5; Para[0078]*	7
A	WO2011/090924 A1 (BROOKS, A.D.) 28 July 2011 (28-07-2011) *Abstract*	1, 22
A	WO97/12119 A1 (MCCAFFREY, W.J., et al.) 3 April 1997 (03-04-1997) *Abstract*	1,22
☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☒ See patent family annex.		
* Special categories of cited documents : "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "&" document member of the same patent family	
Date of the actual completion of the international search 31 January 2012 (31-01-2012)	Date of mailing of the international search report 1 February 2012 (01-02-2012)	
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 William Tse (819) 934-6355	

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

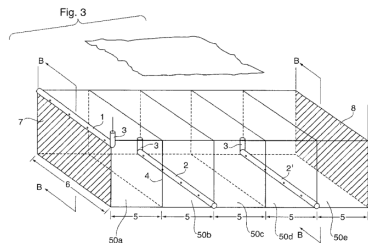
International application No.
PCT/CA2011/001308

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
CA2650130A1	30 July 2009 (30-07-2009)	CA2650130A1 US2009188667A1 US7740062B2	30 July 2009 (30-07-2009) 30 July 2009 (30-07-2009) 22 June 2010 (22-06-2010)
WO2010043034A1	22 April 2010 (22-04-2010)	AR073875A1 AU2009304547A1 CA2641281A1 CN102257241A ECSP11011059A EP2350435A1 MX2011004043A US2010096120A1 US7909097B2	09 December 2010 (09-12-2010) 22 April 2010 (22-04-2010) 17 April 2010 (17-04-2010) 23 November 2011 (23-11-2011) 30 June 2011 (30-06-2011) 03 August 2011 (03-08-2011) 26 September 2011 (26-09-2011) 22 April 2010 (22-04-2010) 22 March 2011 (22-03-2011)
CA2058255A1	21 June 1993 (21-06-1993)	CA2058255A1 CA2058255C US5339897A	21 June 1993 (21-06-1993) 11 February 1997 (11-02-1997) 23 August 1994 (23-08-1994)
US2009139716A1	04 June 2009 (04-06-2009)	CA2701164A1 WO2009073727A1	11 June 2009 (11-06-2009) 11 June 2009 (11-06-2009)
WO2011090924A1	28 July 2011 (28-07-2011)	None	
WO9712119A1	03 April 1997 (03-04-1997)	MX9603323A US5803171A	29 March 1997 (29-03-1997) 08 September 1998 (08-09-1998)

RESUMEN- OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCIÓN

SECTOR: Ingeniería de petróleos.

(21) No. de solicitud:		(22) Fecha de solicitud: 30-05-14	
(51) Clasificación Internacional: E21B 43/30			
(71) Solicitante(s): ARCHON TECHNOLOGIES LTD.			
(72) Inventor(es): AYASSE, Conrad.			
(74) Apoderado: ALICIA LLOREDA RICAURTE			
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad	(32) Fecha	(33) País
	PCT/CA2011/001308	25-11-11	CA
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 25-06-14		(87) Publicación internacional:	
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT		Fecha: 30-05-13	
Fecha de presentación de la solicitud: 25-11-11		No. Publicación: WO 2013/075206 A1	
No. de solicitud: PCT/CA2011/001308			

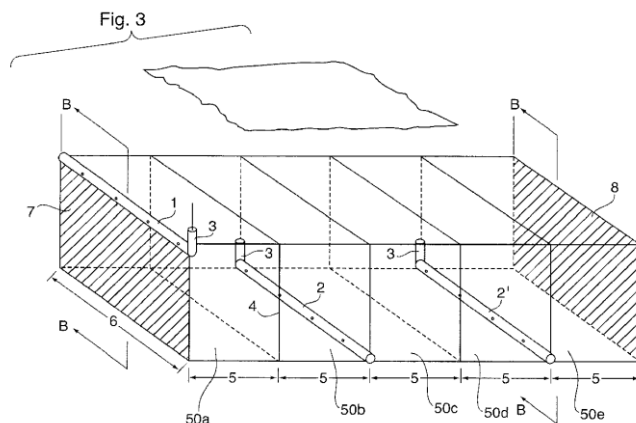


(54) Titulo: **PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR LÍNEA DE CONDUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES.**

(57) Resumen - Reivindicación(es):

Resumen:

Un proceso de combustión in situ que implica la producción simultánea de líquidos y gases de combustión que combina la conducción del fluido, segregación gravitacional de fase y drenaje gravitacional para producir hidrocarburos a partir de una formación subterránea portadora de petróleo, que comprende inicialmente inyectar un gas a través de un pozo horizontal ubicado en la parte superior de la formación y producir gas de combustión y petróleo a través de pozos horizontales y paralelos desplazados lateralmente que están ubicados en la parte superior de la formación, en donde la explotación de la reserva ocurre con conversión secuencial de los pozos de producción a pozos de inyección en un modo de operación de line-drive. El proceso también se puede emplear sin combustión in situ, utilizando en cambio un solvente gaseoso o inyección de vapor.



Sector: Ingeniería de petróleos.

(21) No. de solicitud:		(22) Fecha de solicitud: 30-05-14	
(51) Clasificación Internacional: E21B 43/30			
(71) Solicitante(s): ARCHON TECHNOLOGIES LTD.			
(72) Inventor(es): AYASSE, Conrad.			
(74) Apoderado: ALICIA LLOREDA RICAURTE			
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad	(32) Fecha	(33) País
	PCT/CA2011/001308	25-11-11	CA
(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 2013/075206 A1	
No. de solicitud: PCT/CA2011/001308			

(54) Titulo: **PROCESO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR LÍNEA DE CONDUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES.**