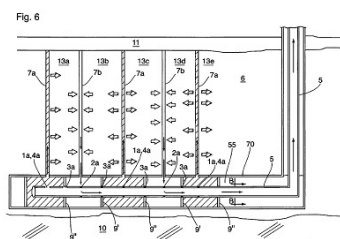


DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SOLICITUD FASE NACIONAL - PCT



1	Título de la Invención (200 caracteres o espacios máximos)		
MÉTODO PARA PRODUCIR PETRÓLEO DE FRACTURAS INDUCIDAS USANDO UN POZO ÚNICO Y TUBERÍA DE CANAL MÚLTIPLE			
2	Datos del Solicitante / Titular		
Nombre:	IOR CANADA LTD.	Dirección Electrónica:	notificacionespatentes@lloredacamacho.com
Dirección:	4807 - 32 Street SE, Unit 24, Calgary, Alberta T2B 2X3, Canadá.	Domicilio/País de constitución:	CANADA - ALBERTA - CALGARY
Identificación:			

☐ CEDULA DE CIUDADANIA
☒ EMPRESA EXTRANJERA
☐ PASAPORTE

☐ CEDULA DE EXTRANJERIA
☐ NIT

Número:

1041435-

3

Solicitantes

Apellidos - Nombres o Razón Social

Tipo

Identificación

1. IOR CANADA LTD.

NN

1041435

4

Datos del Inventor

Nombre:

Conrad
AYASSE

**Dirección
Electrónica:**

notificacionespatentes@lloredacamacho.com

Dirección:

#3931, Point
McKay Road
N.W.,
Calgary,
Alberta T3B
4V7, Canadá.

**Domicilio/País
de
constitución:**

CANADA - ALBERTA - CALGARY

Identificación:

☐ CEDULA DE CIUDADANIA
☐ CEDULA DE EXTRANJERIA
☐ EMPRESA EXTRANJERA
☐ NIT
☐ PASAPORTE
☒ No Aplica

Número:

-

5

Inventor(es)

Apellidos - Nombres

Domicilio

1. AYASSE Conrad

CANADA

6

Datos Inventor(es)

País de Residencia

Departamento/Estado

Ciudad

Dirección

1.	CANADA	ALBERTA	CALGARY	#3931, Point McKay Road N.W., Calgary, Alberta T3B 4V7, Canadá.
7	Datos del Representante Legal / Apoderado			
Nombre:		ALICIA LLOREDA RICAURTE	Dirección Electrónica:	notificacionespatentes@lloredacamacho.com
Dirección:		Calle 72 No 5- 83, piso 5	Domicilio/País de constitución:	COLOMBIA - BOGOTA D.C. - BOGOTA D.C.
Identificación: ☒ CEDULA DE CIUDADANIA ☐ CEDULA DE EXTRANJERIA ☐ EMPRESA EXTRANJERA ☐ NIT ☐ PASAPORTE Número: 53215-				
Presentación de Poder				
Año de Radicación				
Número de Radicación				
8	Datos Solicitud: PCT / WO			
Número Solicitud:		PCT/CA2014/050615	Fecha Solicitud:	26/06/2014
Número Publicacion:		WO 2015/000071 A1	Fecha Publicacion:	08/01/2015
9	Declaraciones de prioridad		☒ SI ☐ NO	
	(33) País de origen	Codigo del país	(31) No. Solicitud	(32) Fecha
1.	CANADA	CA	2,820,742	04/07/2013
2.	CANADA	CA	2,835,592	28/11/2013
10	Reivindicaciones			
Número reivindicaciones:		14	Pago Reivindicaciones:	No
11	Reducción de tasas.			

Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.

☐ 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

Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos

12 Documentos Anexos

☒ Reivindicaciones

☒ Descripción

☒ Dibujos y/o Figuras

☒ Resumen

☐ Certificado Depósito Material Biológico

☐ Uso de Conocimiento tradicional

☐ Listado de secuencias

☒ Artes finales 12 x 12 cm

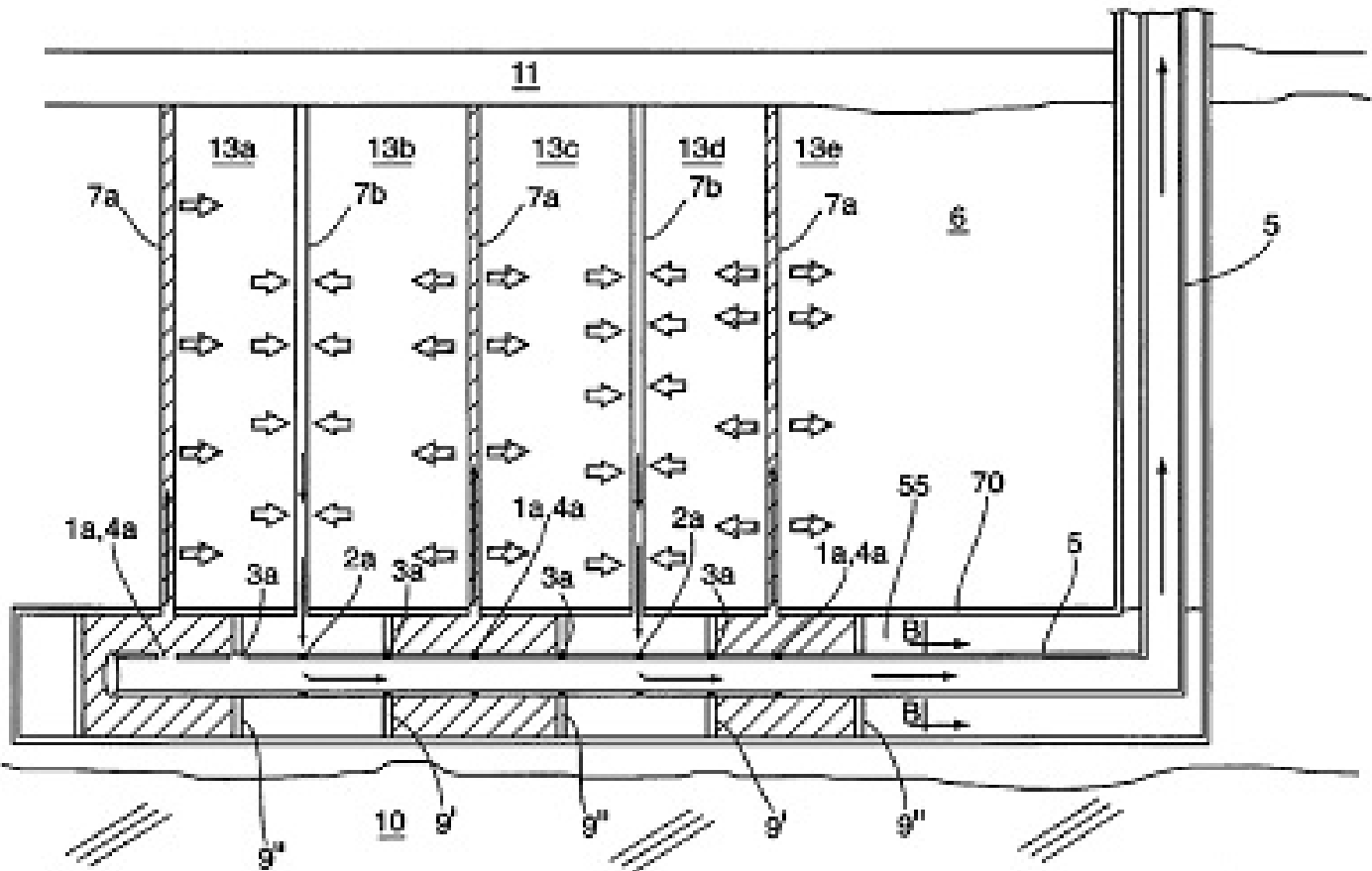
☒ Poderes, si fuere el caso

☐ Copia de la primera solicitud si se reivindica prioridad

☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad

☒ Otros Anexos

Fig. 6



MÉTODO PARA PRODUCIR PETRÓLEO DE FRACTURAS INDUCIDAS USANDO UN POZO ÚNICO Y TUBERÍA DE CANAL MÚLTIPLE

RECLAMO DE BENEFICIO PARA PRIORIDAD

Esta solicitud reivindica prioridad de la Solicitud de Patente Canadiense N° 2.820.742, presentada el 4 de julio de 2013, y de la Solicitud de Patente Canadiense N° 2.835.592 presentada el 28 de noviembre de 2013, cada uno de los cuales se incorpora aquí por referencia en su totalidad.

CAMPO DE LA INVENCIÓN

La presente invención se refiere a un método de recuperación de hidrocarburos a partir de formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos. Más particularmente, la presente invención se refiere a un método para la producción de hidrocarburos a partir de un pozo sencillo utilizando tuberías de canal múltiple.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

Se provee esta información de antecedentes y los documento(s) que se mencionan a continuación con el fin de dar a conocer información que en la opinión del solicitante posiblemente resulta relevante para la presente invención, y en particular, que le permite al lector comprender las ventajas de la invención sobre los métodos conocidos por el inventor, pero no necesariamente públicos. No debe interpretarse de ninguna manera que el documento CA2,820,742 o las Figuras aquí presentadas como Figuras 1 a 3 en el presente documento constituyen el arte previo legalmente citable en contra de la presente invención, y se reclama prioridad de los mismos.

La solicitud de patente canadiense CA 2.820.742 presentada el 4 de julio 2013 titulada "Proceso de Recuperación de Hidrocarburos Mejorado que Explora Fracturas Múltiples Inducidas", que se asigna comúnmente con esta solicitud, da a conocer en uno de sus aspectos un método para conducir lateralmente los fluidos en un depósito mediante la inyección de fluidos en un primer conjunto de fracturas verticales que se extienden radialmente hacia fuera desde un primera pozo horizontal, y producir fluidos desde el depósito desde un segundo conjunto de fracturas verticales que se extienden hacia arriba y radialmente hacia fuera desde un segundo pozo horizontal sustancialmente paralelo al primer pozo horizontal, y cuyo segundo conjunto de fracturas verticales está desplazado preferiblemente lateralmente desde dicho primer

conjunto de fracturas verticales, tal como se establece en la Figura 1 de dicha solicitud de patente.

Notablemente, sin embargo, el costo tanto de la perforación como de la fractura de un par (i.e., dos) de pozos horizontales es, obviamente, el doble del costo de capital si sólo se necesitara un único pozo horizontal fracturado para ser utilizado para conducir lateralmente dicho petróleo a partir de una región de un depósito que está siendo desarrollado.

El documento CA 2.820.742 describe además, sin embargo, un proceso para la recuperación mejorada de petróleo a partir de un yacimiento subterráneo utilizando conducción lateral, y utilizando sólo un pozo sencillo de producción horizontal, que tiene un único conjunto de fracturas verticales que se extienden radialmente hacia afuera del mismo. En tal realización, se inyecta un fluido de recuperación mejorada de petróleo en fracturas alternas dentro del depósito, y se recupera el petróleo que es drenado hacia abajo dentro del pozo horizontal a través de las fracturas restantes, en dicho pozo horizontal y, posteriormente, es producido hacia la superficie, como se muestra mediante el método que se representa en las Figuras 4a-4c y 5a-5c de CA 2.820.742.

Sin embargo, una desventaja, como se explica con más detalle en el presente documento, el método pozo horizontal sencillo que se enseña en el documento CA 2,820,742 cuando se aplica a un pozo horizontal abierto (a diferencia de un pozo horizontal entubado) y en particular cuando se usa gas como fluido de recuperación mejorada de petróleo que se inyecta, exhibirá en ciertas condiciones que tal fluido (gas) inyectado no pasará por el empacador viajando a través del depósito inmediatamente adyacente al pozo horizontal, y desde allí de nuevo en el pozo evitando así la formación, lo que reduce en gran medida o elimina la eficacia con la que el gas conduce el petróleo hacia fracturas hidráulicas adyacentes en la formación, donde se puede drenar hacia abajo y posteriormente ser recolectado.

En consecuencia, existe una necesidad real de un método de accionamiento de fluido eficaz para el barrido de petróleo de un depósito subterráneo que utiliza un pozo sencillo y que de este modo ahorra costos de capital pues lo contrario sería necesario perforar y fracturar un segundo pozo, pero además evita los problemas en el caso en que el fluido inyectado sea un gas, de desvío como se discutió anteriormente.

RESUMEN DE LA INVENCION

La invención, que proporciona una solución eficaz a cada uno de los problemas mencionados anteriormente, se refiere en general a un método para la recuperación de hidrocarburos desde un depósito subterráneo que contiene hidrocarburos que tiene una serie de fracturas hidráulicas su interior que se extienden sustancialmente radialmente hacia fuera desde un pozo horizontal dentro de dicho depósito, utilizando un método de "dirección lateral".

El presente método utiliza un fluido de inyección que se inyecta en las fracturas hidráulicas para conducir hidrocarburos a las fracturas adyacentes de recuperación de hidrocarburos, que luego se drenan hacia abajo en un pozo horizontal y luego se recuperan.

Es importante destacar que los métodos de la presente invención proporcionan cada uno el uso de una tubería de canal múltiple, que permite que tanto la inyección de un fluido de dirección como la recuperación de los hidrocarburos a través de canales separados. La tubería de canal múltiple permite que el método de la presente invención emplee eficazmente un único pozo, y evita tener que incurrir en el costo de la perforación de pozos adicionales, y fracturar aún más la formación en la región de los mismos, con el fin de barrer el depósito de petróleo. La tubería de canal múltiple puede estar formada en una tubería continua o articulada de canal múltiple.

En un refinamiento del método anterior, la tubería de canal múltiple utilizado comprende además un canal adicional, es decir, un canal para el suministro de un fluido de aislamiento a un área intermedia de una fractura de inyección y una fractura adyacente de recuperación de hidrocarburos, en donde el fluido de aislamiento en dicha área evita o reduce de esta manera la incidencia de "cortocircuitos" indeseables de fluido inyectado.

En incluso un perfeccionamiento adicional, la tubería de canal múltiple de la presente invención posee un canal separado adicional, a saber, un canal adicional para suministrar un fluido para accionar los empacadores de accionamiento hidráulico localizados a lo largo de dichas tuberías de canal múltiple, en la forma en la que se describe más adelante.

Por consiguiente, en una primera realización amplia del método de la presente invención, se proporciona un método para el barrido de un yacimiento petrolífero

subterráneo y la recuperación de hidrocarburos, utilizando una pluralidad de fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia fuera desde, y espaciadas lateralmente a lo largo, una longitud de un solo pozo horizontal perforado a través del depósito. Las fracturas hidráulicas están cada una en comunicación de fluido con el pozo perforado. Una tubería de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales que se extienden sustancialmente a lo largo de una longitud del mismo se coloca en el pozo horizontal, y se usa al menos un elemento de empacador situado a lo largo de una longitud de dicha tubería. La pluralidad de canales en la tubería de canal múltiple comprende, como mínimo, un canal de inyección de fluido para transmitir un fluido de dirección a las fracturas hidráulicas en el depósito, y un canal de recuperación de hidrocarburos separado para la recolección de hidrocarburos que se drenan al depósito y la producción de ellos a superficie. Dicho método comprende además las etapas de:

(i) la utilización de al menos un elemento empacador en dicha tubería dentro del pozo a fin de evitar de ese modo la comunicación de fluido entre pares adyacentes de las fracturas hidráulicas a través del pozo;

(ii) inyectar un fluido en el depósito a través de al menos una de las fracturas hidráulicas separadas y a través del canal de inyección de fluido en la tubería de canal múltiple, el canal de inyección de fluido que tiene una abertura para permitir la salida del fluido desde el canal de inyección, y dirigir el fluido a fluir en al menos una del par de fracturas hidráulicas; y

(iii) recuperar hidrocarburos que drenan en uno otro del par de fracturas hidráulicas a través del canal de recuperación de hidrocarburos en la tubería de canal múltiple, una abertura adicional que se encuentra en el canal de recuperación de hidrocarburos para permitir la entrada de hidrocarburos en el canal de recuperación de hidrocarburos del pozo y de la formación.

Como se mencionó anteriormente, además de los dos canales en la tubería de canal múltiple, a saber, el canal de inyección de fluido y el canal de recuperación de hidrocarburos, y además de, o en sustitución de, el canal de accionamiento del empacador, la tubería de canal múltiple de la presente invención, puede comprender además un canal de accionamiento del empacador, y el empacador comprende al menos un empacador accionado hidráulicamente situado a lo largo del tubo, donde el método comprende además:

-Antes de, o en el momento de, inyectar el fluido en el canal de inyección de fluido, suministrar el fluido u otro fluido al canal de accionamiento del empacador para accionar el al menos un empacador con el fin de que el al menos un empacador aisle, dentro del pozo, el fluido que fluye desde dicho canal de inyección de fluido a través de dicha abertura de los hidrocarburos que fluyen dentro del pozo.

En la fabricación de tales tubería de canal múltiple, secciones planas de acero, que dividen el interior de una tubería circular en un número de divisiones (en sección transversal) en forma de tarta se pueden insertar en la tubería, y la fusión soldada en los puntos de contacto de tales secciones planas con el interior circular de la tubería. La soldadura en dicho punto de contacto puede llevarse a cabo mediante diversas formas de soldadura por fusión automatizada como es bien conocido para los expertos en la técnica. Alternativamente, una tubería más pequeña o más tuberías pueden ser colocadas en un tubo más grande sin soldadura para formar la tubería de canal múltiple para uso en la forma y en los métodos descritos en el presente documento.

De manera alternativa, una o más tuberías de menor diámetro pueden ser colocadas en la tubería continua. La soldadura de dichos tubos de diámetro más pequeño entre sí, y al interior de la tubería de gran diámetro, y crear canales discretos adicionales dentro de las zonas intersticiales entre dicha tubería de menor diámetro intermedio y la tubería más grande en donde están contenidas cada una de las tuberías de menor diámetro.

En cualquiera de los métodos anteriores, donde el pozo horizontal utilizado es un pozo abierto, al menos un par de dichos elementos del empacador se pueden proporcionar en la tubería de canal múltiple que crea una zona aislada en el pozo entre el par de fracturas hidráulicas. En tal realización, la tubería de canal múltiple comprende además un canal de aislamiento para el suministro de un fluido de aislamiento a lo largo del canal de aislamiento a la zona aislada, y dicho método comprende además la etapa de:

- Antes de, o en el momento de inyectar el fluido en el canal de inyección de fluido, suministrar el fluido aislante al canal de aislamiento y al área aislada, para evitar con ello que el fluido que ha sido inyectado en dicho depósito haga un "cortocircuito" y fluya de nuevo hacia el pozo.

Una vez que el método anterior se ha practicado durante un tiempo, el método puede además comprender:

re-posicionar la tubería y el elemento empacador de la misma entre otro par adyacente de las fracturas hidráulicas adyacentes;

la utilización del al menos un empacador en la tubería dentro del pozo a fin de prevenir la comunicación de fluido entre el otro par de fracturas hidráulicas a través del pozo;

inyectar el fluido en uno de los otro pares de fracturas hidráulicas adyacentes a través del canal de inyección de fluido en la tubería de canal múltiple; y

recuperar los hidrocarburos desde el depósito que drena en otro del otro par adyacente de fracturas hidráulicas, a través del canal de recuperación de hidrocarburos en la tubería de canal múltiple.

Se ha reconocido la existencia de ahorros de tiempo significativos al emplear un refinamiento del presente método de la invención, en el que todo el depósito en fase de desarrollo se barre de forma simultánea mediante la inyección de fluido en múltiples fracturas alrededor de un único pozo horizontal abierto, o, alternativamente, en múltiples fracturas que rodean un pozo horizontal revestido y perforado. En ambos escenarios, todo el depósito se barre en el tiempo requerido para barrer entre un único conjunto de fracturas.

De acuerdo con ello, en una realización adicional (segunda), en lugar de volver a posicionar la tubería de canal múltiple para cada ciclo de inyección de fluido, la inyección de fluido se puede inyectar de forma simultánea a lo largo de una longitud de un pozo horizontal abierto y en las fracturas hidráulicas alternativamente espaciadas que se han creado a lo largo de tales pozos de acuerdo con técnicas de fracturación de pozos bien conocidas.

Más particularmente, tal refinamiento comprende un método para barrer simultáneamente un yacimiento subterráneo de petróleo entre las fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia afuera y espaciadas lateralmente a lo largo de un pozo horizontal perforado baja en dicho depósito, dicha pluralidad de fracturas hidráulicas comprende una pluralidad de fracturas de inyección de fluido alternativamente espaciados a lo largo de dicho pozo con un número sustancialmente correspondiente de la pluralidad de fracturas de recuperación de hidrocarburos alternadas, estando cada una de dichas fracturas hidráulicas en comunicación de fluido con dicho pozo, utilizando, además, una única tubería de canal múltiple que tiene una

pluralidad de canales discretos individuales en el mismo, incluyendo un canal de inyección de fluido y un canal separado de recuperación de hidrocarburos elementos de empacador espaciados a lo largo de una longitud de dicha tubería para la prevención de comunicación de fluido entre las fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo, el donde la tubería de canal múltiple se coloca dentro del pozo horizontal, que comprende las etapas de:

- (i) inyectar un fluido dentro de cada una de dichas fracturas de inyección de fluido a través de dicho canal de inyección de fluido en dicha tubería de canal múltiple, el canal de inyección de fluido tiene unas primeras aberturas a lo largo de la misma para permitir que dicho fluido salga de dicho canal de inyección de fluido y para permitir que dicho fluido fluya hacia las fracturas de inyección de fluido respectivas; y
- (ii) recuperar hidrocarburos a partir de dicho depósito que drena hacia dichas fracturas de recuperación de hidrocarburos a través de dicho canal de recuperación de hidrocarburos separado en dicha tubería de canal múltiple, las segundas aberturas se encuentran localizadas a lo largo de dicho canal de recuperación de hidrocarburos para permitir la entrada de hidrocarburos que desembocan en dicho pozo en dicho canal de recuperación de hidrocarburos.

En otra configuración de la segunda realización, que evita sustancialmente los problemas de "desviación", se emplea un par de los empacadores en la tubería para crear una zona aislada en el pozo intermedio al par de fracturas hidráulicas, y la tubería de canal múltiple comprende además un canal de aislamiento para el suministro de un fluido de aislamiento a lo largo de dicho canal de aislamiento a la zona aislada para evitar de esta manera que dicho fluido que ha sido inyectado en dicho depósito fluya de nuevo hacia el pozo en la ubicación de la zona aislada.

En una tercera forma de realización del método de la presente invención, se usa un pozo revestido y cementado en lugar de un pozo de hoyo abierto, que tiene la ventaja de que se necesita la mitad del número de empacadores en comparación con la segunda realización anteriormente mencionada, donde se utiliza un hoyo abierto. Además, la tubería de canal múltiple puede evitar tener que dedicar un canal separado para proporcionar un fluido de aislamiento a la zona aislada, pues los problemas de "desviación" del fluido inyectado de vuelta al pozo en lugares a lo largo del pozo se evitan de manera sustancial mediante el uso de un pozo recubierto y cementado. Esto

no sólo simplifica la construcción de la tubería de canal múltiple, lo que reduce aún más los costos de fabricación, sino que además permiten, en una tubería de diámetro limitado, una mayor área de sección transversal de los canales restantes aumentando de esta forma la capacidad de transporte de fluido de cada uno de los canales restantes.

De acuerdo con ello, en una forma de realización adicional (tercera), se provee un método para barrer de manera simultánea un yacimiento subterráneo de petróleo entre las fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia afuera y están espaciadas lateralmente a lo largo de un pozo horizontal revestido perforado abajo en dicha formación, y que tiene un revestimiento perforado en el mismo. La pluralidad de las fracturas hidráulicas comprende una pluralidad de fracturas de inyección de fluido alternativamente espaciadas a lo largo de dicho pozo con un número sustancialmente correspondiente de fracturas de recuperación de hidrocarburos alternadas, dichas fracturas hidráulicas estando cada una en comunicación de fluido con dicho pozo, utilizando además una única tubería de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales en la misma, incluyendo un canal de inyección de fluido y un canal separado de recuperación de hidrocarburos y elementos empacadores espaciados a lo largo de una longitud de dicha tubería para la prevención de comunicación de fluido entre las fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo, en donde la tubería de canal múltiple y los elementos empacadores de esta se colocan dentro del pozo horizontal, comprendiendo las etapas de:

- (i) perforar un pozo horizontal a través de dicho depósito, en una parte sustancialmente inferior de dicho depósito;
- (ii) insertar un revestimiento en dicho pozo, en donde dicho revestimiento es perforado en intervalos específicos que corresponden a una ubicación de dichas fracturas hidráulicas espaciadas lo largo de dicho pozo, o perforar dicho revestimiento y formar dichas fracturas hidráulicas espaciadas a lo largo de dicho pozo;
- (iii) insertar dicha tubería de canal múltiple en dicho pozo,
- (iv) inyectar un fluido dentro de dicho depósito a través de cada una de dichas fracturas hidráulicas espaciadas y a través de dicho canal de inyección de fluido, dicho canal de inyección fluido tiene unas primeras aberturas a lo largo del

mismo para permitir que dicho fluido salga de dicha tubería de canal de inyección de fluido y para permitir que dicho fluido fluya hacia dichas fracturas de inyección de fluido; y

(v) recuperar los hidrocarburos que se drenan hacia dichas fracturas de recuperación de hidrocarburos a través de dicho canal de recuperación de hidrocarburos separado en dicha tubería de canal múltiple, dicho canal de recuperación de hidrocarburos tiene segundas aberturas espaciadas a lo largo del mismo para permitir la entrada de hidrocarburos que fluyen al interior de dicho pozo a través de dichas fracturas de recuperación de hidrocarburos respectivas en dicho canal de producción de hidrocarburos.

En un refinamiento adicional de cada una de las segunda y tercera formas de realización descritas anteriormente, la tubería de canal múltiple puede comprender además un canal de activación del empacador, y dichos empacadores comprenden un empacador accionado hidráulicamente, y el método comprende además:

Antes de, o en el momento de, la inyección de dicho fluido en dicho canal de inyección de fluido, suministrar dicho fluido u otro fluido a dicho canal de activación de empacador para accionar dichos empacadores a fin de hacer que dichos empacadores prevengan la comunicación de fluido entre las fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo.

En cualquiera de las realizaciones anteriores, la primera y / o segunda aberturas en la tubería de canal múltiple pueden ser creadas en la superficie y antes de la inserción de dicha tubería en dicho pozo.

Para todas las tres (3) formas de realización, el barrido óptimo del depósito se alcanza cuando todas las fracturas están espaciadas uniformemente y el depósito tiene permeabilidad homogénea y saturaciones de fluido - el depósito "ideal". Sin embargo, siempre y cuando se conozcan las ubicaciones de las fracturas (y por tanto las aberturas en los canales puedan ser localizados en consecuencia, a saber, la primera abertura(s) en el canal de inyección de fluido para permitir que la salida del fluido de inyección pase a las fracturas de inyección de fluido, y las segundas aberturas en los canales de recuperación de hidrocarburos para la recolección de hidrocarburos que drenan de las fracturas de recuperación de hidrocarburos), la tubería de canales múltiples se pueden preparar en la superficie antes de la inserción en el hoyo.

Para la segunda y tercera realizaciones en las que las fracturas de recuperación de fluido están alternativamente espaciadas con fracturas de recuperación de fluido, las aberturas en la tubería de canal múltiple se crean alternativamente en el canal de inyección de fluido y el canal de recuperación de fluido en las ubicaciones longitudinales apropiadas y se colocan empacadores inflables a ambos lados. Puede proporcionarse un tercer canal opcional, que tiene aberturas directamente opuestas a los empacadores para proporcionar un medio para la inflación de los empacadores que utilizan fluido en un canal de suministro de empacador. Cuando se proporciona un cuarto canal de aislamiento, como en el segundo modo de realización, las aberturas adicionales pueden ser perforadas o formadas en dicho canal, alternativamente espaciadas con las aberturas creadas en el canal de suministro de fluido y el canal de recuperación de hidrocarburos, para permitir el suministro del fluido de aislamiento al pozo entre los empacadores, para evitar que el fluido inyectado que se inyecta en las fracturas de inyección de fluidos "se desvíe" de la formación y fluya de nuevo al pozo abierto entre los empacadores que se proveen.

En cualquiera de las realizaciones anteriores, el fluido de aislamiento puede comprender agua, un gas no combustible, o un líquido viscoso.

En cualquiera de las realizaciones anteriores, el fluido inyectado puede comprender agua, petróleo, vapor, un gas no combustible, o un gas oxidante. En una realización preferida, el fluido inyectado es un aceite, o un gas que es inmisible o miscible en aceite.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Las figuras adjuntas ilustran uno o más ejemplos de realizaciones de la presente invención y no deben interpretarse como que limitan la invención a estas realizaciones representadas. Los dibujos no están necesariamente a escala, y son simplemente para ilustrar los conceptos incorporados en la presente invención.

La **Fig. 1** es una representación de uno de los métodos que se enseñan en CA 2,820,742 y que representa un método de usa fracturas alternas de inyección y recolección que se extienden, respectivamente de un par de pozos horizontales, que desventajosamente utiliza / requiere dos (2) pozos horizontales para llevar a cabo tal método;

La **Fig. 2** es una representación de otro de los métodos que se enseñan en CA 2,820,742 para el barrido de un depósito de petróleo, que enseña el uso de un solo pozo horizontal y una pluralidad de fracturas hidráulicas dentro de la formación, en el que el fluido que se inyecta en una fractura ocasiona que el aceite en una porción del depósito más cercano a una fractura adyacente migre y drene hacia dicha fractura de recuperación y por lo tanto hacia abajo dentro del pozo horizontal. La tubería empleada para la tubería sencilla de inyección de fluido, y después de la inyección y la recuperación de un primer par de fracturas se vuelve a colocar para inyectar en la fractura de la que se recuperó el petróleo previamente y para recuperar más aceite a partir de una fractura hidráulica adicional adyacente. Dicho método, como se mencionó, desventajosamente sufre, cuando el fluido inyectado es un gas, de una problemática de "cortocircuito" o "desviación" del fluido inyectado desde el punto de inyección hasta el punto de recolección sin conducir el petróleo a las fracturas de recolección;

La **Fig. 3** es una representación de otro de los métodos que se enseñan en CA 2,820,742 para el barrido de un depósito de petróleo, que también enseña el uso de un pozo sencillo horizontal, y que adolece asimismo de manera desventajosa, cuando el fluido inyectado es un gas, de la problemática de "cortocircuitos" o "desviación" del fluido inyectado desde el punto de inyección hasta el punto de recolección sin conducir el petróleo a las fracturas de recolección;

La **Fig. 4** es una representación de uno de los métodos de la presente invención, a saber, una primera realización de la misma que utiliza una serie de fracturas hidráulicas y un pozo horizontal sencillo, y que utiliza además una tubería de canal múltiple tanto para entregar un fluido de inyección como para recuperar hidrocarburos que se drenan hacia el pozo;

La **Fig. 5** es una representación de una segunda forma de realización de la presente invención, utilizando un pozo abierto (sin revestimiento) y una serie de fracturas de inyección y recolección alternativamente espaciados dentro del depósito, utilizando además una tubería de canal múltiple tanto para entregar un fluido de inyección como para recuperar los hidrocarburos que son drenados hacia el pozo;

La **Fig. 6** es una representación de una tercera realización de la presente invención, que usa de un pozo horizontal revestido, y una serie de fracturas de inyección y recolección alternativamente espaciadas dentro del depósito, utilizando además una tubería de canal múltiple tanto para entregar un fluido de inyección como para recuperar hidrocarburos que son drenados hacia el pozo;

La **Fig. 7A** es una vista en sección transversal de una realización de la tubería de canal múltiple de la presente invención, tomada por el plano 'B' - 'B' de cada una de las **Figuras 4, 5, y 6**;

La **Fig. 7B** es una vista en perspectiva de la tubería de canal múltiple en la **Fig. 7A**;

La **Fig. 8A** es una vista en sección transversal de otra realización de la tubería de canal múltiple de la presente invención, tomada por el plano 'B' - 'B' de cada una de las **Figuras 4, 5, y 6**;

La **Fig. 8B** es una vista en perspectiva de la tubería de canal múltiple en la **Fig. 7A**; y

La **Fig. 9** es una vista en sección transversal parcial en sección de un elemento empacador de accionamiento hidráulico utilizado en los métodos de la presente invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS REALIZACIONES PREFERIDAS

Con referencia a los dibujos **Fig. 1-9** de la referencia numérica indicada allí, los elementos similares se designan con números de referencia idénticos.

La **Fig. 1** muestra un método **20** como se enseña en CA 2,820,742, que utiliza dos (2) pozos horizontales **45, 55** para el barrido de un depósito que contiene hidrocarburo **6** de hidrocarburos, típicamente petróleo pesado o ligero. Dicho depósito que contiene hidrocarburo **6** se encuentra normalmente entre la roca de la tapa superior **11**, y la roca inferior **10**. Cada uno de los pozos **44, 45** se extiende horizontalmente hacia fuera desde las respectivas porciones verticales **8, 12**.

Una serie de fisuras hidráulica **7a** se crean a lo largo de pozos horizontales **44** perforando una carcasa en la posición **37**, o simplemente inyectando un fluido en la posición **37** a lo largo del pozo **44**.

Del mismo modo, se crea una serie de fisuras hidráulicas **7b** a lo largo de pozos horizontales **45** perforando una carcasa en la posición **38**, o simplemente inyectando un fluido en la posición **38** a lo largo del pozo **45**.

Tubería individual **55**, que tiene los empacadores **9** a ambos lados de las aberturas **15** en el mismo, se inserta en el pozo **44**, y se cuelga del lugar de suspensión de la tubería **30**, y las aberturas **15** largo de la misma alineada con las fracturas correspondientes **7a** situadas a lo largo del pozo **44**.

Del mismo modo, la tubería **56**, que tiene empacadores **9** a ambos lados de las aberturas **21** en el mismo, se inserta dentro del pozo **45** y se cuelga del lugar de suspensión de la tubería **25** y las aberturas **21** a lo largo de la misma alineadas con fracturas correspondientes **7b** situadas a lo largo del pozo **45**.

A partir de entonces, un fluido de inyección **9**, tal como un disolvente, vapor calentado, o un gas que es miscible en aceite tales como CO₂, se inyecta en la tubería **55**, en donde el fluido **96** entra entonces en el depósito **6**, en donde dicho fluido reduce la viscosidad de los hidrocarburos pesados en el mismo y por medio de la gravedad y el diferencial de presión hace que este tipo de hidrocarburos pesados sean "conducidos" hacia las fracturas de recuperación de hidrocarburos **7b** donde luego se drenan hacia abajo y entran en la tubería de recuperación de hidrocarburos **56** a través de aberturas **21** en el mismo, y tales hidrocarburos pesados **95** son producidos posteriormente a la superficie a través de la tubería de producción **56**.

Desventajosamente, dicho método de la **Fig. 1** requiere la perforación y fractura de dos (2) pozos horizontales, que se suma en gran medida al costo de capital de dicho método de recuperación.

Las **Fig. 2** y **Fig. 3** también muestran dos métodos similares **20** como se describe en CA 2,820,742 para un barrido de un depósito **6** de hidrocarburos pesados, que están típicamente (pero no necesariamente) situados entre la roca de la tapa **11** y la roca de fondo **10**. En cada uno, una serie de fracturas hidráulicas **7a**, **7b**, **7b'**, **7b''**, **7b'''**, y **7b''''** se crean a lo largo del pozo **45**. Un único empacador **9** está situado en un extremo de la tubería **56**, que se utiliza para la inyección de fluido aislado **96** a partir de hidrocarburos recuperados **95**.

En el caso del método **20** de la **Fig. 2**, un fluido de inyección **96**, como se describió anteriormente, se inyecta a través del tubo **56** y en una fractura de inyección de fluido (s) **7a**, en donde tal fluido conduce los hidrocarburos hacia la fractura de recuperación de hidrocarburos **7b**, donde se drena hacia abajo y desemboca en el pozo **55**, donde se produce entonces a la superficie. A partir de entonces, la tubería **56** se tira hacia el orificio superior una distancia incremental para posicionar el empacador

9 entre un próximo par adyacente de las fracturas hidráulicas **7b** y **7b'**, y fluido de inyección **96** ahora inyectado en la fractura **7b** y el petróleo pesado a continuación se dirige a la fractura **7b'** y después de ser drenado al pozo **45**, es producido a la superficie. El proceso se repite hasta que el depósito **6** ha sido completamente barrido de petróleo pesado y en el aceite **95** recuperado de la manera anterior.

En el caso del método **20** de la **Fig. 3**, una inyección de fluido **96**, como se describió anteriormente, se inyecta a través del pozo **45** y en una fractura de inyección de fluido (s) **7a**, donde dicho fluido dirige los hidrocarburos hacia la fractura de recuperación de hidrocarburos **7b**, en donde dichos hidrocarburos drenan hacia abajo y fluyen hacia la tubería **56**, donde que se produce a continuación a la superficie. A partir de entonces, el tubo **55** es empujado hacia el fondo del pozo una distancia incremental para posicionar el empacador **9** entre y próximo a un par adyacente de las fracturas hidráulicas **7b** y **7b'**, y la inyección de fluido **96** ahora se inyecta en la fractura **7b**, y el petróleo pesado a continuación se dirige a la fractura **7b'** y después de que drena en la tubería **56** se produce a la superficie. El proceso se repite hasta que el depósito **6** ha sido completamente barrido de petróleo pesado y el petróleo **95** recuperado de la manera anterior.

Cada uno de los métodos antes mencionados **20** de la **Fig. 2** y **Fig. 3** sufren de, en ciertas circunstancias, “desviación” del fluido de inyección del depósito mediante el flujo en la dirección de las flechas **14**, así como a fluir indeseablemente en el pozo **45** (en el caso de la **Fig. 2**) o en la tubería **56** (en el caso de la **Fig. 3**), y desviando con ello el flujo en el depósito **6** y por lo tanto no cumple su función prevista como un fluido de conducción para conducir en dichas fracturas de recuperación de hidrocarburos respectivos **7b**, **7b'**, **7b''**, como sea el caso para la recuperación.

En consecuencia, para superar los inconvenientes anteriormente mencionados, el presente método en una de sus amplias formas de realización mostradas en la **Fig. 4**, comprende un método para el barrido de un yacimiento petrolífero subterráneo **6** y la recuperación de hidrocarburos **95** del mismo. Tal método utiliza una pluralidad de fracturas hidráulicas espaciadas **7a**, **7b** que se extienden radialmente hacia fuera desde, y están espaciadas lateralmente a lo largo de, una longitud de un pozo horizontal sencillo **55** perforado a través del depósito **6**. Las fracturas hidráulicas **7a**, **7b** están cada una en comunicación de fluido con el pozo perforado **55**.

Se provee una tubería de canal múltiple **5** que tiene una pluralidad de canales discretos individuales en la misma (ver canal de inyección de fluido **1**, canal de

recuperación de hidrocarburos **2**, canal de accionamiento de empacador **3**, y el canal de aislamiento **4** que se muestra en la **Fig. 7A** y la **Figura 8A**, que son cada uno secciones transversales alternativas tomadas por el plano **B-B** de las **Figuras 4-6**). Los canales discretos **1, 2, 3, 4** en tubería de canal múltiple **5** se extienden sustancialmente a lo largo de un tramo de la tubería **5**. Dicha tubería **5** se coloca en pozo horizontal **55**.

Al menos un elemento empacador **9** está situado a lo largo de un tramo de la tubería **5**, para evitar la desviación del flujo de fluido de inyección **96** a lo largo del pozo **55** desde la abertura de inyección de fluido **1a** hasta la abertura de recuperación de fluido **2a**. La pluralidad de canales en la tubería de canal múltiple **5** comprenden, como mínimo, un canal de inyección de fluido **1** para transmitir un fluido de dirección a las fracturas hidráulicas en el depósito **6** a través de un canal de inyección de fluido **7a**, y un canal de recuperación de hidrocarburos separado **2** para la recolección de hidrocarburos **95** que se drenan hacia el depósito **6** y los producen a la superficie.

Se proveen aberturas **1a, 2a, 3a, y 4a**, como se muestra mejor en vistas isométricas parciales en sección transversal en la **Fig. 7B, Fig. 8B** en puntos apropiados a lo largo de la longitud de la tubería **5** (ref. **Fig. 4**) para permitir la comunicación de fluido con un exterior de un canal determinado **1, 2, 3, 4** en una posición deseada a lo largo de la longitud del canal **5** con sólo una o seleccionado de canales asociados **1, 2, 3, y 4**.

En la realización mostrada en la **Fig. 4**, tres elementos empacadores **9', 9" y 9'''**, del tipo de elemento empacador que se muestra en la **Fig. 9** y comúnmente empleado en la industria de fracturación hidráulica y fabricado por Packers Plus Inc. de Calgary, Alberta, Canadá, se emplean los dos elementos empacadores **9', 9"** extremo distal próximo del pozo **55** para asegurar la inyección de fluido **95** inyectado en el canal de inyección de fluido **1** y saliendo de los mismos a través de la abertura asociada **1a** se dirige hacia la fractura de inyección de fluido **7a**.

En la realización mostrada en la **Fig. 4**, un tercer empacador **9'''**, en un principio se encuentra en la tubería **5** debajo de la región **13a**, se utiliza para proporcionar, entre el elemento empacador **9"** y **9'''**, un área de aislamiento **63**, que puede ser suministrada con un fluido de aislamiento a través de una abertura / puerto **4a** en la tubería **5**, para actuar como una barrera para evitar que el flujo de fluido de inyección que entra al depósito **6** fluya de vuelta al pozo **55**, y no como se desea a la región **13a** para reducir de otro modo la viscosidad del petróleo pesado en la región **13a**, y conducir el mismo, por medio de un diferencial de presión, a la fractura de recuperación

de hidrocarburos **7b**, donde entra al pozo **55** y a través de la abertura **2a** en el canal de recuperación de hidrocarburos **2**, es por lo tanto capaz de ser producido a la superficie.

Los empacadores **9**, **9'** pueden ser accionados por el fluido de inyección **95**, y el empacador **9''** accionado por el fluido de aislamiento **92**, tal como se contempla en la figura 4.

Alternativamente, un canal de activación de empacador adicional **3** se puede incorporar en la tubería **5**, junto con un aberturas asociadas **3a** próximas a dichos empacadores **9**, **9'** y **9'''** situada a lo largo de la tubería **5** en el mismo. En tales alternativas de configuración / empacadores **9**, **9'** y **9'''** puede ser accionado por separado mediante el suministro de fluido a presión directamente a dichos empacadores **9**, **9''**, **9'''** a través del canal de activación de empacador **3**.

Para llevar a cabo una operación de barrido de hidrocarburos de acuerdo con el método representado en la **Fig. 4**, después de la inserción de la tubería **5** en el pozo **55** y el accionamiento de los empacadores **9'**, **9''** y **9'''** en la tubería **5**, y aún más después de la inyección de líquido de aislamiento en el canal **4** y por lo tanto en la región de aislamiento en pozo **55** los empacadores intermedios **9''** y **9'''**, el fluido **95** se inyecta en el canal de inyección de fluido **1** y por lo tanto en la formación **6**. Dicho fluido inyectado **95** luego conduce los hidrocarburos en la región **13a** a la fractura de recuperación hidrocarburos asociada **7b**, y de allí al canal de recuperación de hidrocarburos **2** a través de la abertura **2a** situada en el exterior de la tubería **5**.

Después de un tiempo y cuando la tasa de hidrocarburos que drena en la fractura **7b** disminuye significativamente o se detiene, cesó la inyección de fluido en el canal **1**, **3**, y **4**, llevando a que los empacadores **9**, **9'** y **9'''** se vuelvan desactivados. El extremo distal de la tubería **5** se vuelve a colocar entonces debajo de la región **13b**. A continuación, el proceso anterior se repite sucesivamente hasta que sustancialmente todos los hidrocarburos pesados en las regiones **13b**, **13c**, **13d**, y **13e** han sido barridos al canal de recuperación **2** y producidos a la superficie. A partir de entonces, la inyección de fluido se termina, todos los empacadores **9'**, **9''**, **9'''**, se contraen y el depósito **6** es operado bajo la caída de presión

La **Fig. 5** representa un método de la presente invención para barrer simultáneamente un depósito de petróleo subterráneo **6**, y en particular un depósito **6** en el que es penetrado por un pozo "abierto" sin revestimiento **55**, que tiene una roca de cubierta **11**, una roca de fondo **10**, y múltiples fracturas inducidas **7a** y **7b** a lo largo

de la longitud del pozo **55** hidráulicos, teniendo además las regiones 13a, 13b, 13c, 13d situadas entre fracturas de inyección de fluido 7a y fracturas de recuperación de hidrocarburos 7B alternas. La tubería de canal múltiple 5 contiene cuatro (4) canales internamente como se muestra en las **Fig. 7A, 7B o Fig. 8A, 8B**, a saber, un canal de inyección de fluido 1, un canal de recuperación de hidrocarburos 2, un canal de activación del empacador 3 y un canal de aislamiento 4. Los fluidos de inyección se entregan a través de canales de los canales 1, 3 y 4 y la producción de fluidos del yacimiento **95** ocurre a través del canal **2**. El canal **1** suministra el fluido de recuperación mejorada de petróleo simultáneamente en cada una de las fracturas 7a, mientras que el canal 2 proporciona el drenaje de fluidos del depósito 95 de las fracturas 7b. El canal 3 proporciona un fluido a los envasadores expandibles 9', 9" y 9"', a través de perforaciones 3a en la tubería 5. El canal 4 proporciona fluido a través de las perforaciones 4a en la tubería 5 a zonas aisladas 63.

En la realización mostrada en la **Fig. 5**, pares de elementos empacadores 9', 9" se ubican a lo largo de la tubería 5 para aislar el fluido de inyección 95 que se suministra a las fracturas de inyección de fluido 7a. De manera similar, pares de elementos empacadores 9"', 9^{iv} están situados a lo largo de la tubería 5 para aislar el fluido de inyección 95 suministrado a las fracturas de inyección de fluido 7b. A un área de aislamiento 63, que se crea entre pares de elementos empacadores 9', 9" y 9"', 9^{iv}, puede suministrarse un fluido de aislamiento a través de una abertura / puerto **4a** en la tubería 5, para actuar como una barrera para impedir que el flujo del fluido de inyección 95 fluya de vuelta al depósito 6 en el pozo 55, y no como se pretende, a las regiones 13a, 13b, 13c, 13d y 13e para reducir de otro modo la viscosidad del aceite pesado en tales regiones y conducir misma, a través de un diferencial de presión, hacia fracturas de recuperación de hidrocarburos 7b, cuando dicho petróleo pesado entra entonces en el pozo 55 y a través de la abertura 2a en el canal de la recuperación de hidrocarburos 2, es por lo tanto capaz de ser producido a la superficie.

Los empacadores 9', 9" y 9"', 9^{iv} pueden ser accionados por el fluido de inyección de fluido de 95, en cuyo caso el canal múltiple 3 no tiene por qué ser usado o previsto. Alternativamente, como se muestra en la realización mostrada en la Fig. 5, un canal de activación del empacador 3 se puede incorporar en la tubería 5, en donde el canal 3, junto con una aberturas asociadas 3a situadas en proximidad a los empacadores 9', 9", 9"' y 9^{iv} a lo largo de la tubería 5, le permite a los empacadores 9', 9", 9"' y 9^{iv} ser todos accionados simultáneamente mediante el suministro de fluido a presión directamente a dichos empacadores 9', 9", 9"' y 9^{iv} a través del canal de activación del empacador 3.

Para llevar a cabo una operación de barrido de hidrocarburo simultánea de acuerdo con el método representado en la Fig. 5, después de la inserción de la tubería 5 en el pozo 55 y el accionamiento de empacadores 9', 9'' y 9''' por inyección de fluido en el canal de aislamiento de empacador 3 de la manera descrita anteriormente, y aún más después de la inyección de fluido aislante en el canal 4 y por lo tanto en las regiones de aislamiento 63 en el pozo 55, el fluido 95 se inyecta en el canal de inyección de fluido 1 y por lo tanto en la formación 6 a través de cada una de las fracturas de inyección de fluido 7a. El fluido inyectado 95 luego conduce los hidrocarburos en regiones 13a, 13b, 13c y 13d en fracturas de recuperación de hidrocarburos asociadas 7b, y de allí al canal de recuperación de hidrocarburos 2 a través de aberturas 2a situadas en el exterior de la tubería 5 y a lo largo de la longitud de la tubería 5 en las posiciones mostradas en la **Fig. 5**.

Después de un tiempo y cuando la tasa de hidrocarburos que se drenan a las fracturas 7b se disminuye significativamente o se detiene, cesa la inyección de fluido en los canales 1 y 3, y el depósito 6 se opera bajo caída de presión, o alternativamente la tubería 5 y los empacadores asociados 9', 9'', 9''' y 9''' son retirados del pozo 55 para el despliegue en otros lugares.

La Fig. 6 representa un método de la presente invención para el barrido simultáneo de un yacimiento petrolífero subterráneo 6 similar al método representado en la Fig. 5, pero en el caso de la fig. 6 dicho método está adaptado para su uso en asociación con un pozo 55 que se alinea con un revestimiento perforado 70 o un revestimiento 70 que es posteriormente perforado, a intervalos / ubicaciones conocidas. Este método, aunque requiere un revestimiento perforado 70, tiene ventajas sobre el método de la Fig. 5 puesto que el problema de fluido inyectado que se desvía 95 de los empacadores de aislamiento 9', 9'' a través del depósito 6 y que fluye dentro del pozo 55 (como se describe aquí) no puede ocurrir debido a que la tubería 5 está aislada desde el depósito 6 y las regiones 13a, 13b, 13c, y 13 por el revestimiento 70. Esto se traduce en una ventaja importante en la reducción del número de empacadores 9 requeridos y, en particular, en comparación con el método de la Fig. 5, reduciendo el número de empacadores 9 a la mitad. Esta es una consideración importante dado que los empacadores inflables son relativamente caros. Además, un canal menos (es decir, un canal de aislamiento 4) ya no es necesario de acuerdo con esto; por lo tanto, potencialmente, para un pozo de tamaño similar 55, permitiendo que las áreas de sección transversal relativas de los canales restantes 1, 2 (y, opcionalmente, 3) para de este modo aumentarse aumentando así el flujo a través del mismo.

En la realización del método que se muestra en la Fig. 6, los pares de elementos empacadores 9', 9" en la tubería de canal múltiple 5 están desplegados en pozo 55 en lados opuestos de una fractura de inyección 7a, lo que resulta automáticamente en que las regiones del pozo 55 cercanas a las fracturas de recuperación de hidrocarburos 7b están delimitadas a ambos lados por empacadores de aislamiento 9", 9'.

Para llevar a cabo una operación de barrido simultáneo de hidrocarburos de acuerdo con el método representado en la Fig. 6, después de la inserción de la tubería de canal múltiple 5 en el pozo 55 y el accionamiento de pares de elementos empacadores 9', 9" mediante la inyección de fluido en el canal de activación de empacador 3 en la forma descrita anteriormente, el fluido 95 se inyecta en el canal de inyección de fluido 1 (y también en el canal 4 puesto que el canal de aislamiento 4 ya no es necesario y puede ser eliminado, combinado con el canal 1 en un solo canal, o usado también para el suministro de fracturas de inyección de fluido 7a como se muestra en la Fig. 6) y por lo tanto en la formación de 6 a través de cada uno de los puertos de fractura de inyección de fluido 1a, 4a. El fluido inyectado 95 dirige los hidrocarburos en la formación de 6 hacia las fracturas de recuperación de hidrocarburos adyacentes correspondientes 7b, y de allí al canal de recuperación de hidrocarburos 2 a través de aberturas 2a situadas en el exterior de la tubería 5 a lo largo de la longitud del tubo 5 en las posiciones mostradas en la **Figura 6**.

Después de un tiempo y cuando el tipo de hidrocarburos que se drenan a las fracturas 7b disminuye significativamente o se detiene, cesa la inyección de fluido en los canales 1 y 3 y el depósito 6 es operado bajo la caída de presión, o de manera alternativa la tubería 5 y los empacadores asociados 9', 9" se retiran del pozo 55 para el despliegue en otros lugares.

Las Fig. 7A, 7B corresponden a un esquema de una primera forma de realización de una tubería de canal múltiple 5 utilizada en la presente invención. En este caso hay cuatro canales, pero esto no es un aspecto limitante. Para otros fines o aplicaciones, la tubería podría tener un número de canales que van de dos a cuatro o más. En la fabricación, las secciones planas de acero se pueden soldar en el patrón interno y luego insertarse en el tubo de soldadura 5. La soldadura en los puntos de contacto con el tubo 5 se puede lograr mediante la soldadura por fusión, que es bien conocida por los expertos en la técnica.

En una realización alternativa, ilustrada en la Fig. 8A, 8B, dos tubos más pequeños, 1 y 2, se colocan dentro de un tubo más grande, 5 y se sueldan por fusión

en los puntos de contacto, creando cuatro canales (4) aislados dentro de la tubería más grande 5.

La tubería 5, que contiene los canales internos 1,2,3,4, se coloca en el pozo 55 tras fracturarse el depósito 6. La ventaja de tener todos los canales 1, 2, 3, 4 dentro de un único tubo 5 es que los segmentos del pozo 55 fuera del tubo 5 se puede aislar el uno del otro mediante empacadores estándar 9 (ref. Fig. 9) que se extienden a la pared del pozo horizontal 55. Las aberturas 1a, 2a, 3a, 4a se establecen entre el tubo más grande 5 y los respectivos canales internos 1, 2, 3, 4 en ubicaciones en el tubo 5 próximos a la ubicación de las fracturas 7a, 7b en el pozo 55.

La Fig. 9 representa un elemento empacador 9 de un tipo contemplado para el uso en las diversas realizaciones de la presente invención. Dicho empacador 9 puede típicamente ser roscado en cada extremo en la tubería articulada, cuando dicha tubería comprende la tubería de canal múltiple 5 de la presente invención, o puede estar soldada en secciones de tubería de canal múltiple continua 5. Dicho elemento empacador 9 contiene al menos una sola abertura 3a para permitir que el fluido presurizado accione un pistón 18 para comprimir de ese modo en una dirección longitudinal (y con ello expandir en una dirección radial) un elemento elastomérico 17 sobre el mismo para accionar de ese modo dicho elemento empacador 9.

El alcance de las reivindicaciones no debe limitarse por las realizaciones preferidas expuestas en los ejemplos anteriores, sino que se debe dar la interpretación más amplia consistente con la descripción en su conjunto, y las reivindicaciones no han de limitarse a las formas de realización preferidas o ejemplificadas de la invención.

REIVINDICACIONES

1. Un método para el barrido de un yacimiento petrolífero subterráneo y la recuperación de hidrocarburos del mismo, utilizando una pluralidad de fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia afuera y espaciadas lateralmente a lo largo de una longitud de un pozo sencillo horizontal perforado a través del depósito, estando dichas fracturas hidráulicas en comunicación de fluido con dicho pozo, utilizando además una tubería de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales que se extiende en la misma sustancialmente a lo largo de una longitud de ésta y al menos un elemento empacador situado a lo largo de una longitud de dicha tubería, dichos canales comprenden un canal de inyección de fluido y un canal de recuperación de hidrocarburos separado, cuya tubería de canal múltiple se coloca dentro del pozo, que comprende las etapas de:

(i) utilizar dicho empacador en dicha tubería dentro de dicho pozo a fin de evitar de esta manera la comunicación de fluido entre un par adyacente de dichas fracturas hidráulicas a través de dicho pozo;

(ii) inyectar un fluido en dicho depósito a través de al menos una de dichas fracturas hidráulicas espaciadas y a través de dicho canal de inyección de fluido en dicha tubería de canal múltiple, dicho canal de inyección de fluido tiene una abertura para permitir la salida de dicho fluido desde dicho canal de inyección, y dirigir el flujo de dicho fluido al interior de al menos una de dicho par de fracturas hidráulicas; y

(iii) la recuperación de hidrocarburos que se drenan a otro de dicho par de fracturas hidráulicas a través de dicho canal de recuperación de hidrocarburos en dicha tubería de canal múltiple, una abertura adicional que se encuentra en dicho canal de recuperación de hidrocarburos para permitir la entrada de hidrocarburos en dicho canal de recuperación de hidrocarburos.

2. El método como se reivindica en la reivindicación 1, en donde dicha tubería de canal múltiple comprende además un canal de activación de empacador y dicho empacador comprende al menos un empacador accionado hidráulicamente situado a lo largo de dicha tubería, dicho método comprendiendo además:

-Antes de, o en el momento de, la inyección de dicho fluido en dicho canal de inyección de fluido, suministrar dicho fluido u otro fluido a dicho canal de

activación de empacador para accionar dicho al menos un empacador para provocar que dicho al menos un empacador aisle, dentro de dicho pozo, dicho fluido que fluye desde dicho canal de inyección de fluido a través de dicha abertura de dichos hidrocarburos que fluyen hacia dicho pozo y hacia dicha abertura adicional en dicho canal de recuperación de hidrocarburos.

3. El método como se reivindica en la reivindicación 1 o 2, en el que dicho pozo es un pozo de hoyo abierto, y tiene un par de dichos empacadores sobre dicha tubería lo que crea en dicho pozo un área aislada entre dicho par de fracturas hidráulicas, dicha tubería de canal múltiple adicional comprende además un canal de aislamiento para el suministro de un fluido aislante a lo largo de dicho canal de aislamiento a dicha zona aislada, comprendiendo dicho método además la etapa de:

- Antes de, o en el momento de inyectar dicho fluido en dicho canal de inyección de fluido, suministrar dicho fluido de aislamiento a dicho canal de aislamiento y dentro de dicha zona aislada, para evitar con ello que dicho fluido que ha sido inyectado en dicho depósito fluya de vuelta al interior de dicho pozo en la ubicación de dicha zona aislada en dicho pozo.

4. El método como se reivindica en la reivindicación 1, que comprende además las etapas de:

Re-posicionamiento de dicha tubería y dicho elemento empacador entre otro par adyacente de fracturas hidráulicas adyacentes;

Utilizar dicho empacador en dicha tubería dentro de dicho pozo a fin de evitar así la comunicación de fluido entre dicho otro par de dichas fracturas hidráulicas a través de dicho pozo;

inyectar dicho fluido en una de dichas otro par de fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho canal de inyección de fluido en dicha tubería de canal múltiple; y

recuperar hidrocarburos de dicho depósito que drenan en un otro de dichos otro par adyacente de fracturas hidráulicas, a través de dicho canal de recuperación de hidrocarburos en dicha tubería de canal múltiple.

5. Un método para barrer al mismo tiempo un yacimiento petrolífero subterráneo entre fracturas hidráulicas espaciadas allí que se extienden radialmente hacia afuera y

que están espaciadas lateralmente a lo largo de un pozo horizontal perforado abajo en dicho depósito, dicha pluralidad de fracturas hidráulicas comprende una pluralidad de fracturas de inyección de fluido alternativamente espaciadas a lo largo de dicho pozo con un número sustancialmente correspondiente de una pluralidad de fracturas de recuperación de hidrocarburos alternadas, estando dichas fracturas hidráulicas cada una en comunicación de fluido con dicho pozo, utilizando, además, una tubería sencilla de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales en la misma, incluyendo un canal de inyección de fluido y un canal de recuperación de hidrocarburo separado y elementos empacadores espaciados a lo largo de una longitud de dicha tubería para prevenir la comunicación de fluido entre fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo, en donde la tubería de canal múltiple se coloca dentro del pozo horizontal, que comprende las etapas de:

- (i) inyectar un fluido dentro de cada una de dichas fracturas de inyección de fluido a través de dicho canal de inyección de fluido en dicha tubería de canal múltiple, dicho canal de inyección de fluido tiene primeras aberturas a lo largo del mismo para permitir dicha salida de fluido de dicho canal de inyección de fluido y para permitir que dicho fluido fluya hacia las respectivas fracturas de inyección de fluido; y
- (ii) recuperar los hidrocarburos a partir de dicho depósito los cuales se drenan hacia dichas fracturas de recuperación de hidrocarburos a través de dicho canal de recuperación de hidrocarburos separado en dicha tubería de canal múltiple, las segundas aberturas se encuentran localizadas en dicho canal de recuperación de hidrocarburos a lo largo del mismo para permitir la entrada de hidrocarburos que desembocan en dicho pozo en dicho canal de recuperación de hidrocarburos.

6. Un método para barrer de manera simultánea un yacimiento petrolífero subterráneo entre las fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia afuera y espaciados lateralmente a lo largo de un pozo horizontal perforado abajo en dicha formación, dicha pluralidad de fracturas hidráulicas comprende una pluralidad de fracturas de inyección de fluido alternativamente espaciadas a lo largo de dicho pozo con un número sustancialmente correspondiente de fracturas de recuperación de hidrocarburos alternadas, dichas fracturas hidráulicas cada una en comunicación de fluido con dicho pozo, utilizando, además, una tubería sencilla de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales en el mismo, incluyendo un canal de inyección de fluido y un canal de recuperación de hidrocarburos separado y

elementos empacadores espaciados a lo largo de una longitud de dicho tubo para la prevención de la comunicación de fluido entre las fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo, en donde la tubería de canal múltiple y los elementos empacadores sobre ésta se colocan dentro del pozo horizontal, que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo horizontal a través de dicho depósito, en una parte sustancialmente inferior de dicho depósito;

(ii) insertar un revestimiento en dicho pozo, en donde dicho revestimiento está perforado en intervalos específicos que corresponden a una ubicación de dichas fracturas hidráulicas espaciadas a lo largo de dicho pozo, o perforar dicho revestimiento y formar dichas fracturas hidráulicas espaciados a lo largo de dicho pozo;

(iii) insertar dicha tubería de canal múltiple en dicho pozo,

(iii) inyectar un fluido dentro de dicho depósito a través de cada una de dichas fracturas hidráulicas espaciadas y a través de dicho canal de inyección de fluido, dicho canal de inyección de fluido tiene primeras aberturas a lo largo del mismo para permitir dicha salida de fluido de dicha tubería de canal de inyección de fluido y para permitir que dicho fluido fluya hacia dichas fracturas de inyección de fluido; y

(v) recuperar hidrocarburos que se drenan en dichas fracturas recuperación de hidrocarburos a través de dicho canal de recuperación de hidrocarburos separado en dicha tubería de canal múltiple, dicho canal de recuperación de hidrocarburo tiene segundas aberturas espaciadas lo largo del mismo para permitir la entrada de hidrocarburos que fluyen al interior de dicho pozo a través de dichas fracturas de recuperación de hidrocarburos en dicho canal producción de hidrocarburos.

7. El método como se reivindica en la reivindicación 5 o 6, en donde dicha tubería de canal múltiple comprende además un canal de activación de empacador y dichos empacadores comprenden empacador accionado hidráulicamente, comprendiendo además dicho método:

-Antes de, o en el momento de, la inyección de dicho fluido en dicho canal de inyección de fluido, suministrar dicho fluido u otro fluido a dicho canal de activación de empacador para accionar dichos envasadores a fin de hacer que dichos empacadores impidan la comunicación de fluido entre las fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo.

8. El método como se reivindica en la reivindicación 4, en donde un par de dichos empacadores sobre dicha tubería crean en dicho pozo un área aislada entre dicho par de fracturas hidráulicas, comprendiendo además dicha tubería de canal múltiple un canal de aislamiento para el suministro de un fluido aislante a lo largo de dicho canal de aislamiento; comprendiendo dicho método además la etapa de:

- Antes de, o al momento de inyectar dicho fluido en dicho canal de inyección de fluido, suministrar dicho fluido aislante a dicho canal de aislamiento y dentro de dicha área aislada para evitar de ese modo que dicho fluido que ha sido inyectado en dicho depósito fluya de vuelta al interior de dicho pozo en el lugar de dicha zona aislada en dicho pozo.

9. El método como se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones 1-8, en el que dichas primera y / o segunda aberturas en dicha tubería se crean en la superficie y antes de la inserción de dicho tubo en dicho pozo.

10. El método como se reivindica en la reivindicación 1, en el que dicho depósito se barre secuencialmente entre las fracturas de inyección de fluido adyacentes y las fracturas de recuperación de hidrocarburos.

11. El método como se reivindica en la reivindicación 4 o 5, en donde el depósito es barrido simultáneamente mediante la inyección de dicho fluido y la recuperación de dichos hidrocarburos a partir de fracturas alternas.

12. El método como se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones 1-11, en el que dicho fluido de aislamiento comprende agua, un gas no combustible, o un líquido viscoso.

13. El método como se reivindica en la reivindicación 3 o 8, en el que dicho fluido de inyección es fluido seleccionado entre el grupo de fluidos que comprenden agua, aceite, vapor, un gas no combustible, y un gas oxidante.

14. El método como se reivindica en la reivindicación 13, en el que dicho fluido inyectado es un aceite o un gas que es inmiscible o miscible en aceite.

ASSIGNMENT

The undersigned **CONRAD AYASSE**

domiciled in 3931 Point McKay Road N.W., Calgary,
Alberta T3B 4V7, Canada

hereby state under oath to be sole and true inventor of
METHOD FOR PRODUCING OIL FROM INDUCED
FRACTURES USING A SINGLE WELLBORE AND
MULTIPLE-CHANNEL TUBING
International Application No.: PCT/CA2014/050615

State, as well that assign, without reservations or
limitation, in favor of
IOR CANADA LTD.

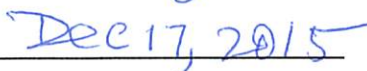
A corporation organized and existing under the laws of
Alberta, Canada

domiciled at # 24, 4807 - 32 Street SE, Calgary,
Alberta, T2B 2X3, CANADA

all rights inherent to said invention, and that the above
mentioned corporation hereby is enabled to apply, in its
name, for the corresponding patent in the Republic of
Colombia.

Name: **CONRAD AYASSE**

Signature: 

Date: 

TRASPASO

Los abajo firmados **CONRAD AYASSE**

Domiciliados en 3931 Point McKay Road N.W.,
Calgary, Alberta T3B 4V7, Canada

declaramos bajo juramento ser únicos y verdaderos
inventores de MÉTODO PARA PRODUCIR
PETRÓLEO DE FRACTURAS INDUCIDAS
USANDO UN POZO ÚNICO Y TUBERÍA DE CANAL
MÚLTIPLE
Solicitud Internacional No.: PCT/CA2014/050615

Declaramos así mismo que cedemos y transferimos
sin reserva ni limitación, a favor de
IOR CANADA LTD.

Una sociedad organizada y existente de conformidad
con las leyes de
Alberta, Canada

domiciliada en at # 24, 4807 - 32 Street SE, Calgary,
Alberta, T2B 2X3, CANADA

todos los derechos inherentes a dicha invención y
que la citada sociedad queda facultada para solicitar
en su nombre la patente correspondiente en la
República de Colombia

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To:
GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP
Suite 1600
421-7TH Avenue SW
TD Canada Trust Tower
CALGARY, Alberta
Canada, T2P 4K9

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY
(PCT Rule 43bis.1)

Date of mailing (day/month/year)	12 September 2014 (12-09-2014)
-------------------------------------	--------------------------------

Applicant's or agent's file reference
A8-133195WO

FOR FURTHER ACTION

See paragraph 2 below

International application No.

PCT/CA2014/050615

International filing date (day/month/year)

26 June 2014 (26-06-2014)

Priority date (day/month/year)

04 July 2013 (04-07-2013)

International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC

IPC: **E21B 43/26** (2006.01), **E21B 17/18** (2006.01), **E21B 33/12** (2006.01), **E21B 43/30** (2006.01)

Applicant

IOR CANADA LTD.

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.

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

Date of completion of this opinion

11 September 2014 (11-09-2014)

Authorized officer

Sorin Muntean 934-8565

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2014/050615

Box No. I

Basis of this opinion

1. With regard to the language, this opinion has been established on the basis of:

- ☒ the international application in the language in which it was filed.
- ☐ a translation of the international application into _____ which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).

2. ☐ This opinion has been established taking into account the rectification of an obvious mistake authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43bis.1(a))

3. With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, this opinion has been established on the basis of a sequence listing filed or furnished:

a. (means)

- ☐ on paper
- ☐ in electronic form

b. (time)

- ☐ in 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:

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/CA2014/050615

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

1. Statement

Novelty (N)	Claims 1-14	YES
	Claims none	NO
Inventive step (IS)	Claims 1-14	YES
	Claims none	NO
Industrial applicability (IA)	Claims 1-14	YES
	Claims none	NO

2. Citations and explanations:

D1: US7216720 B2 (Zimmerman), 15 May 2007 (15-05-2007)

Novelty (N)

Claims 1-14 are novel and do comply with Article 33(2) of the PCT. Document D1 is considered the closest prior art and discloses a method of sweeping a subterranean coal reservoir and recovering hydrocarbons therefrom, utilizing a plurality of spaced fractures in communication with the wellbore, further utilizing several tubing that pass thru a packer, said tubing forming channels comprising a fluid injection channel and a separate hydrocarbon recovery channel and the steps of utilizing the packer to prevent fluid communication between an adjacent pair of hydraulic fractures, injecting the fluid in said reservoir and recovering hydrocarbons via the recovery channel.

The subject matter of these claims differs from the prior art in that the wellbore is not horizontal, the tubing is not multi-channel but rather several lengths of tubing passing thru the packer and the fractures are rather perforated intervals in a coal seam.

Inventive Step (IS)

Claims 1-14 do comply with Article 33(3) of the PCT. The subject matter of these claims is considered to involve an inventive step since the prior art does not disclose nor fairly suggest the use of a multi-channel tubing with the mentioned advantage of a shorter set up time. None of the prior art cited in combination with any other documents of general knowledge in the art would lead a skilled person in the art to arrive at utilizing a multi-channel tubing having a plurality of individual discrete channels therein extending along substantially a length thereof and at least one packer element situated along a length of said tubing, said channels comprising a fluid injection channel and a separate hydrocarbon recovery channel.

Industrial Applicability (IA)

The subject matter of claims 1-14 is considered to be industrially applicable and thus complies with the requirements of Article 33(4) of the PCT.

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference A8-133195WO	FOR FURTHER ACTION see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below	
International application No. PCT/CA2014/050615	International filing date (<i>day/month/year</i>) 26 June 2014 (26-06-2014)	(Earliest)Priority date (<i>day/month/year</i>) 04 July 2013 (04-07-2013)
Applicant IOR CANADA LTD.		

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. 6

- ☐ 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/CA2014/050615

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC: **E21B 43/26** (2006.01), **E21B 17/18** (2006.01), **E21B 33/12** (2006.01), **E21B 43/30** (2006.01)

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

IPC: **E21B 43/26** (2006.01), **E21B 17/18** (2006.01), **E21B 33/12** (2006.01), **E21B 43/30** (2006.01)

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)

Intellect (Canadian Patent Database), Questel (FamPat Database)

Keywords: fracture, packer, tubing, channel, multiple, horizontal.

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US 7216720 B2 (Zimmerman) 15 May 2007 (15-05-2007) *whole document*	
A	WO 2012/082305 A2 (Yeh et al.) 21 June 2012 (21-06-2012) *whole document*	
A	US 4842068 A1 (Vercaemer et al.) 27 June 1989 (27-06-1989) *whole document*	
T	WO2014/124533 A1 ((Macphail et al.) 21 August 2014 (21-08-2014)	

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

☒ See patent family annex.

* "A" "E" "L" "O" "P"	Special categories of cited documents: document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance earlier application or patent but published on or after the international filing date document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	"T" "X" "Y" "&"	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 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 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
03 September 2014 (03-09-2014)Date of mailing of the international search report
12 September 2014 (12-09-2014)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

Sorin Muntean 934-8565

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/CA2014/050615

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US7216720B2	15 May 2007 (15-05-2007)	US2006027378A1	09 February 2006 (09-02-2006)
WO2012082305A2	21 June 2012 (21-06-2012)	WO2012082305A2 WO2012082305A3 AU2011341452A1 AU2011341559A1 AU2011341561A1 AU2011341563A1 CA2819350A1 CA2819368A1 CA2819371A1 CA2819627A1 CN103261567A CN103261573A CN103688015A CN103797211A EA201390897A1 EA201390898A1 EA201390899A1 EA201390901A1 EP2652238A1 EP2652244A2 EP2652246A1 EP2665888A2 MX2013006263A MX2013006264A MX2013006265A MX2013006301A SG190712A1 SG190713A1 SG190863A1 SG190865A1 US2013248178A1 US2013248179A1 US2013255943A1 US2013277053A1 WO2012082301A1 WO2012082303A2 WO2012082303A3 WO2012082447A1	21 June 2012 (21-06-2012) 17 October 2013 (17-10-2013) 04 July 2013 (04-07-2013) 04 July 2013 (04-07-2013) 04 July 2013 (04-07-2013) 04 July 2013 (04-07-2013) 21 June 2012 (21-06-2012) 21 June 2012 (21-06-2012) 21 June 2012 (21-06-2012) 21 June 2012 (21-06-2012) 21 August 2013 (21-08-2013) 21 August 2013 (21-08-2013) 26 March 2014 (26-03-2014) 14 May 2014 (14-05-2014) 30 April 2014 (30-04-2014) 30 April 2014 (30-04-2014) 31 March 2014 (31-03-2014) 30 December 2013 (30-12-2013) 23 October 2013 (23-10-2013) 23 October 2013 (23-10-2013) 23 October 2013 (23-10-2013) 27 November 2013 (27-11-2013) 02 July 2013 (02-07-2013) 12 July 2013 (12-07-2013) 02 July 2013 (02-07-2013) 02 July 2013 (02-07-2013) 31 July 2013 (31-07-2013) 31 July 2013 (31-07-2013) 31 July 2013 (31-07-2013) 31 July 2013 (31-07-2013) 26 September 2013 (26-09-2013) 26 September 2013 (26-09-2013) 03 October 2013 (03-10-2013) 24 October 2013 (24-10-2013) 21 June 2012 (21-06-2012) 21 June 2012 (21-06-2012) 17 October 2013 (17-10-2013) 21 June 2012 (21-06-2012)
US4842068A	27 June 1989 (27-06-1989)	US4842068A BR8706955A CA1270188A1 CN87105977A EP0274139A1 FR2609104A1 FR2609104B1 FR2610365A1 FR2610365B1 JPS63255487A NO875487D0 NO875487A	27 June 1989 (27-06-1989) 26 July 1988 (26-07-1988) 12 June 1990 (12-06-1990) 14 September 1988 (14-09-1988) 13 July 1988 (13-07-1988) 01 July 1988 (01-07-1988) 27 October 1989 (27-10-1989) 05 August 1988 (05-08-1988) 20 July 1990 (20-07-1990) 21 October 1988 (21-10-1988) 30 December 1987 (30-12-1987) 01 July 1988 (01-07-1988)
WO2014124533A1	21 August 2014 (21-08-2014)	None	

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES TARJETA ARCHIVO TEMÁTICO PATENTE DE INVENCION ☐ PCT ☒ MODELO DE UTILIDAD ☐ DISEÑO INDUSTRIAL ☐	
(21) No. de solicitud: (22) Fecha de solicitud: 30-12-15 (51) Clasificación Internacional: E21B 43/26 (71) Solicitante(s): IOR CANADA LTD. (72) Inventor(es): AYASSE, Conrad. (74) Apoderado: ALICIA LLOREDA RICAURTE (30) Prioridad (31) No. Prioridad (32) Fecha (33) País 2,820,742 04-07-13 CA 2,835,592 28-11-13 CA (85) Fecha límite inicio fase nacional: 04-02-16 (86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT Fecha de presentación de la solicitud: 26-06-14 No. de solicitud: PCT/CA2014/050615 (87) Publicación internacional Fecha: 08-01-15 No. Publicación: WO 2015/000071 A1	
(54) Título: MÉTODO PARA PRODUCIR PETRÓLEO DE FRACTURAS INDUCIDAS USANDO UN POZO ÚNICO Y TUBERÍA DE CANAL MÚLTIPLE (57) Resumen: Resumen.- Un método para barrer un depósito petrolífero subterráneo y recuperar los hidrocarburos del mismo. Dicho método utiliza una pluralidad de fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia fuera desde, y están espaciadas lateralmente a lo largo de, una longitud de un pozo sencillo horizontal perforado a través del depósito. Las fracturas hidráulicas están, cada una, en comunicación de fluido con el pozo perforado. Una tubería de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales que se extienden sustancialmente a lo largo de una longitud de la misma se coloca en el pozo horizontal, y se emplea al menos un elemento de empaque situado a lo largo de una longitud de dicho tubo. La pluralidad de canales en la tubería de canal múltiple comprenden, como mínimo, un canal de inyección de fluido para transmitir un fluido de accionamiento a las fracturas hidráulicas en el depósito, y un canal de recuperación de hidrocarburos separado para la recolección de hidrocarburos que son drenados al depósito y enviados a la superficie. Sector: Minería, combustibles, perforaciones.	

(21) No. de solicitud:				(51) Int Cl: E21B 43/26	
(22) Fecha de solicitud: 30-12-15				(71) Solicitante(s): IOR CANADA LTD.	
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad	(32) Fecha	(33) País	(72) Inventor(es): AYASSE, Conrad.	
	2,820,742	04-07-13	CA		
	2,835,592	28-11-13	CA		
				(74) Apoderado: ALICIA LLOREDA RICAURTE	
(85)	Fecha límite inicio fase nacional: 04-02-16			(87) Publicación internacional	
(86)	Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT			Fecha: 08-01-15	
	Fecha de presentación de la solicitud: 26-06-14			No. publicación: WO 2015/000071 A1	
	No. de solicitud: PCT/CA2014/050615				
54) Título:					
"MÉTODO PARA PRODUCIR PETRÓLEO DE FRACTURAS INDUCIDAS USANDO UN POZO ÚNICO Y TUBERÍA DE CANAL MÚLTIPLE"					

Resumen - Sector(es):

Resumen.-

Un método para barrer un depósito petrolífero subterráneo y recuperar los hidrocarburos del mismo. Dicho método utiliza una pluralidad de fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia fuera desde, y están espaciadas lateralmente a lo largo de, una longitud de un pozo sencillo horizontal perforado a través del depósito. Las fracturas hidráulicas están, cada una, en comunicación de fluido con el pozo perforado. Una tubería de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales que se extienden sustancialmente a lo largo de una longitud de la misma se coloca en el pozo horizontal, y se emplea al menos un elemento de empaque situado a lo largo de una longitud de dicho tubo. La pluralidad de canales en la tubería de canal múltiple comprenden, como mínimo, un canal de inyección de fluido para transmitir un fluido de accionamiento a las fracturas hidráulicas en el depósito, y un canal de recuperación de hidrocarburos separado para la recolección de hidrocarburos que son drenados al depósito y enviados a la superficie.

Sector: Minería, combustibles, perforaciones.

ANEXO

El documento que acredita la calidad de REPRESENTANTES LEGALES en Bogotá de los doctores **ALICIA LLOREDA** y/o **ANA MARIA CASTRO** y/o **TATIANA CARRILLO** 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

Los abajo firmados,
IOR CANADA LTD.
con domicilio en # 24, 4807 - 32 Street SE, Calgary,
Alberta, T2B 2X3, CANADA

nombramos por el presente a ALICIA LLOREDA y/o ANA MARIA CASTRO y/o TATIANA CARRILLO, domiciliadas en Bogotá, Colombia, con oficinas en dicha ciudad, Calle 72 No. 5-83, piso 6o., nuestras representantes legales y verdaderas 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.

Las doctoras ALICIA LLOREDA y/o ANA MARIA CASTRO y/o TATIANA CARRILLO, o los apoderados que cualquiera de ellas 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 ellas nombre hicieren en nuestro beneficio.

Asimismo, facultamos a las doctoras ALICIA LLOREDA y/o ANA MARIA CASTRO y/o TATIANA CARRILLO, para solicitar en la Oficina de Propiedad Industrial la protocolización de este documento y de cualquier poder que cualquiera de ellos otorgue a nombre nuestro.

Dado y firmado,

The undersigned,
IOR CANADA LTD.
domiciled at # 24, 4807 - 32 Street SE, Calgary,
Alberta, T2B 2X3, CANADA

hereby appoint, ALICIA LLOREDA y/o ANA MARIA CASTRO y/o TATIANA CARRILLO, 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.

Doctors ALICIA LLOREDA y/o ANA MARIA CASTRO y/o TATIANA CARRILLO, 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.

We also authorize doctors ALICIA LLOREDA y/o ANA MARIA CASTRO y/o TATIANA CARRILLO, to apply for protocolization of this document and of any power of attorney by any one of them conferred in our name, before the Office of Industrial Property.

Given and signed this

December 17, 2015

IOR CANADA LTD.

NAME: CONRAD AYASSE

Signature: *Conrad Ayasse*

Title: *President*

MÉTODO PARA PRODUCIR PETRÓLEO DE FRACTURAS INDUCIDAS USANDO UN POZO ÚNICO Y TUBERÍA DE CANAL MÚLTIPLE

RESUMEN – OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

Un método para barrer un depósito petrolífero subterráneo y recuperar los hidrocarburos del mismo. Dicho método utiliza una pluralidad de fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia fuera desde, y están espaciadas lateralmente a lo largo de, una longitud de un pozo sencillo horizontal perforado a través del depósito. Las fracturas hidráulicas están, cada una, en comunicación de fluido con el pozo perforado. Una tubería de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales que se extienden sustancialmente a lo largo de una longitud de la misma se coloca en el pozo horizontal, y se emplea al menos un elemento de empaque situado a lo largo de una longitud de dicho tubo. La pluralidad de canales en la tubería de canal múltiple comprenden, como mínimo, un canal de inyección de fluido para transmitir un fluido de accionamiento a las fracturas hidráulicas en el depósito, y un canal de recuperación de hidrocarburos separado para la recolección de hidrocarburos que son drenados al depósito y enviados a la superficie.

SECTOR: Minería, combustibles, perforaciones.

20 Fig. 1 (Arte previo)

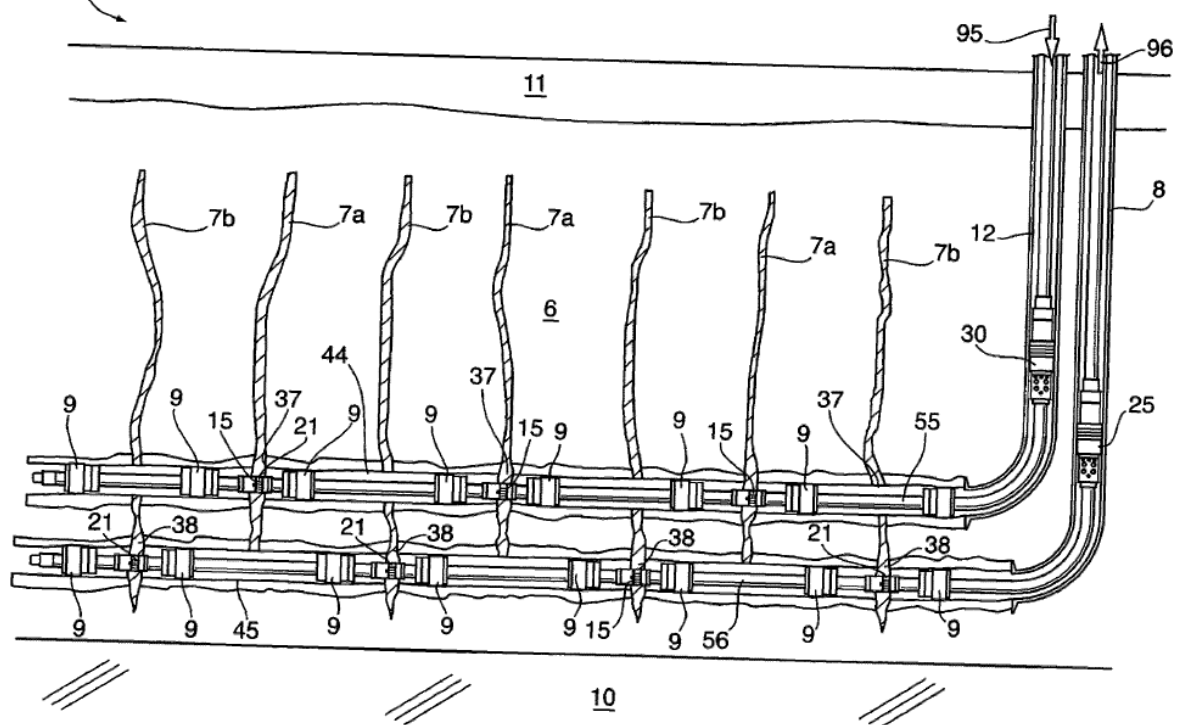


Fig. 2 (Arte previo)

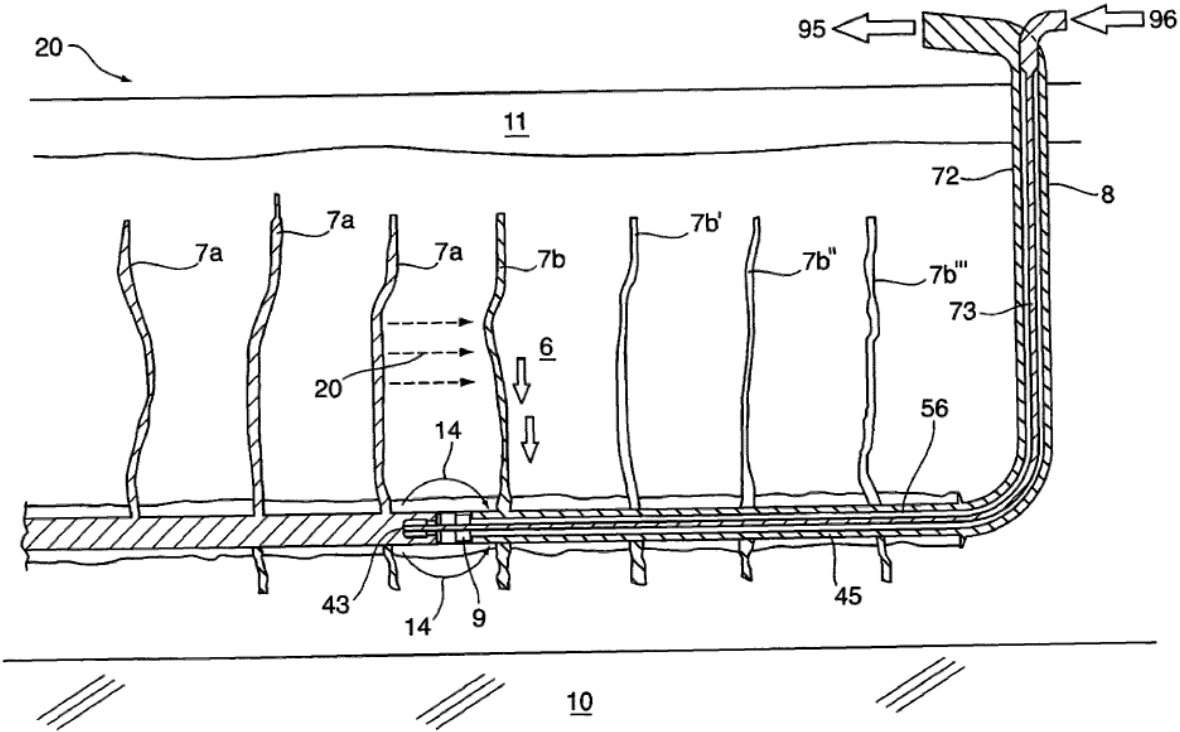


Fig. 3 (Arte previo)

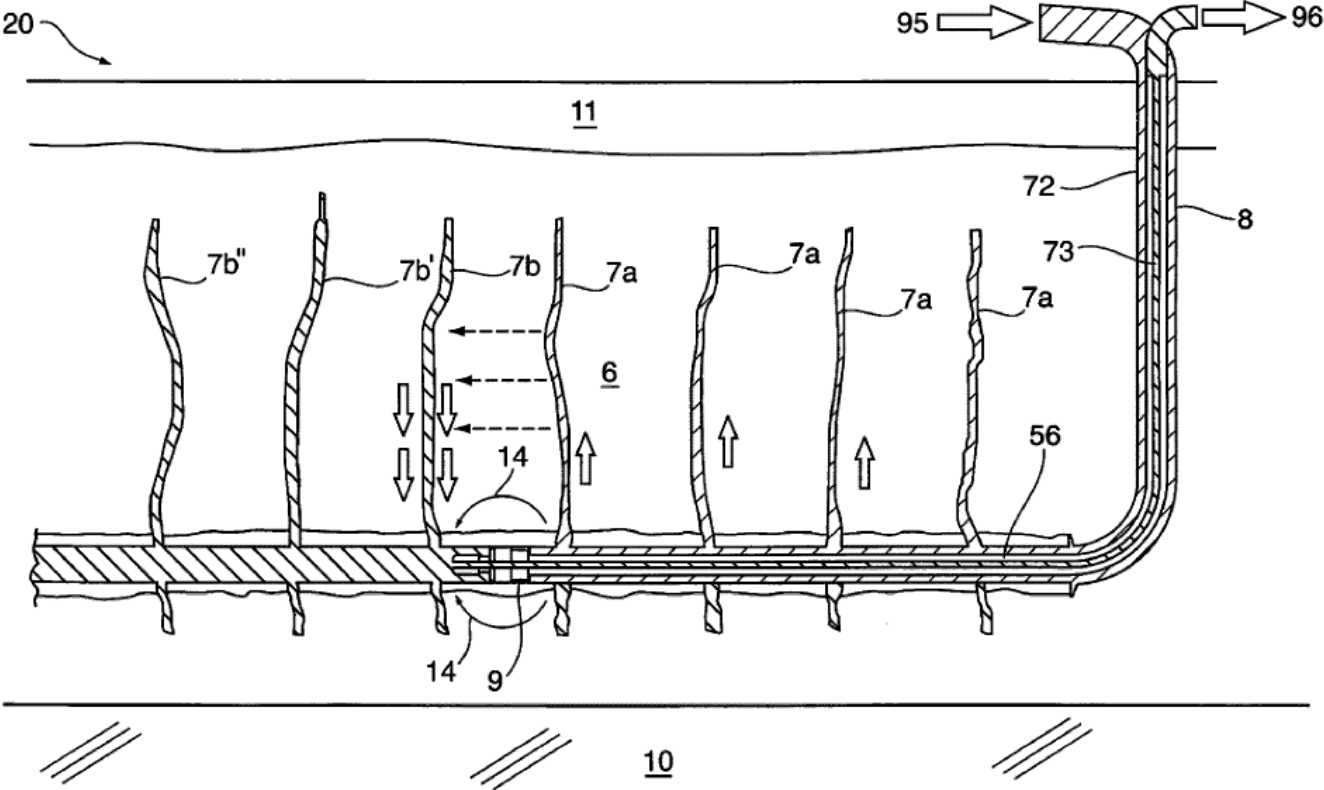


Fig. 4

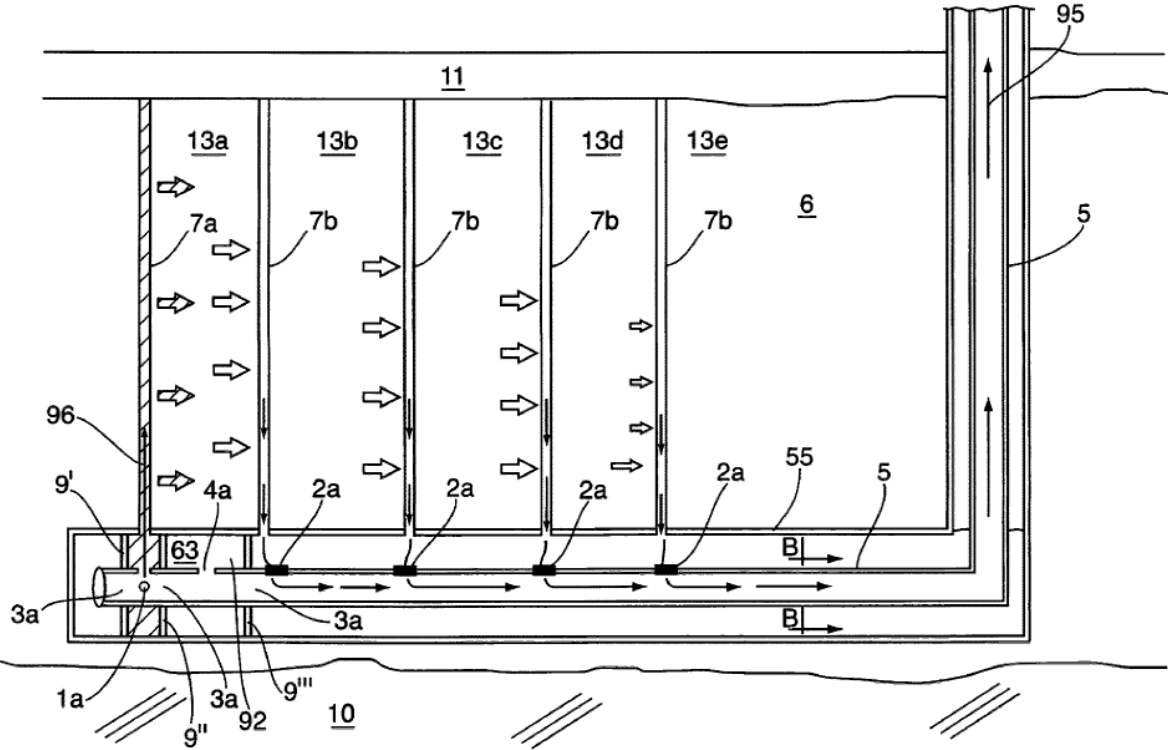


Fig. 5

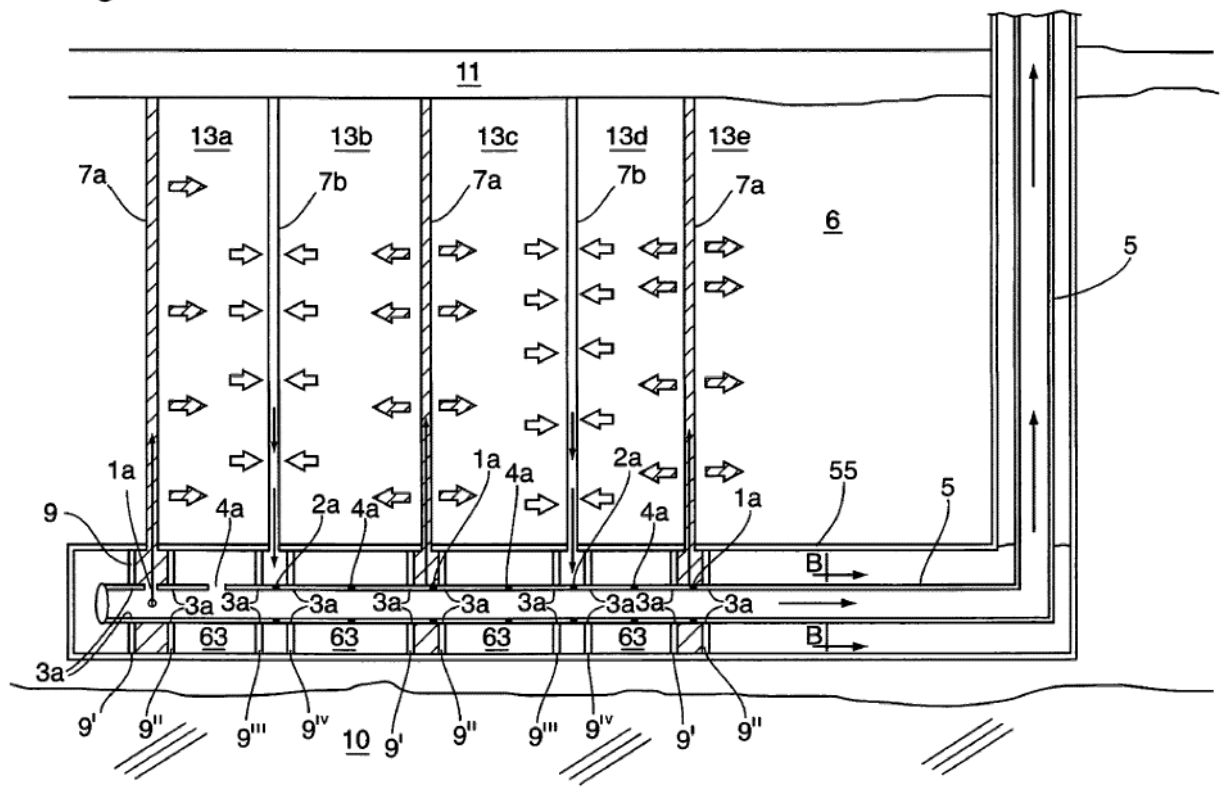
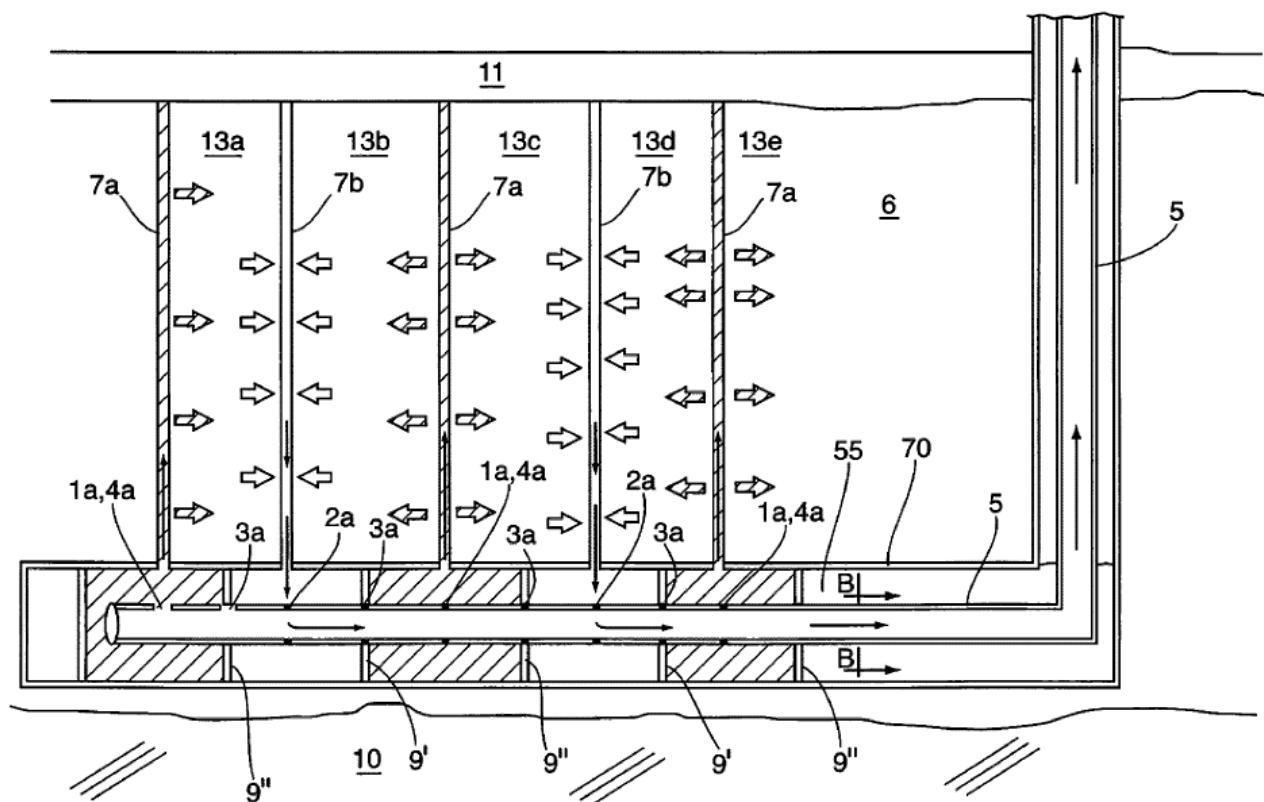


Fig. 6



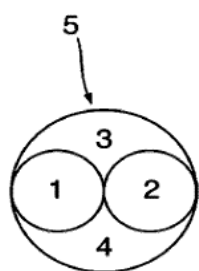


Fig. 7A

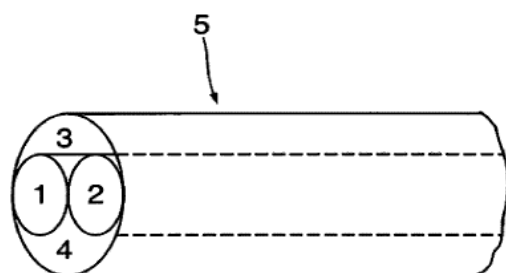


Fig. 7B

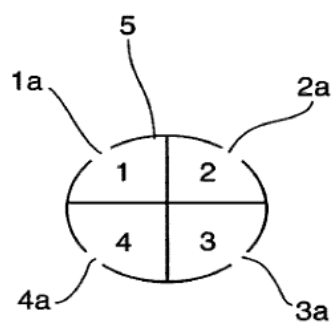


Fig. 8A

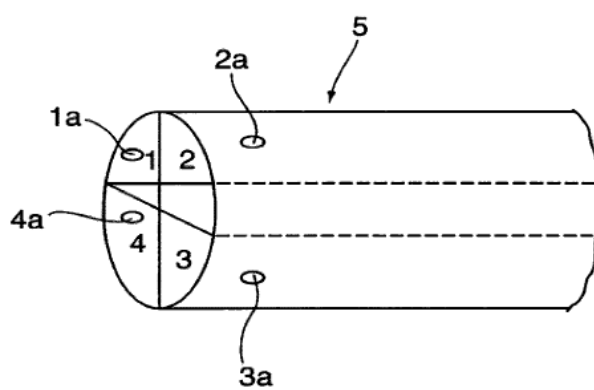


Fig. 8B

Fig. 9

